

Акционерное общество «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»  
(АО «Концерн Росэнергоатом»)

Филиал АО «Концерн Росэнергоатом»  
«Ростовская атомная станция» (Ростовская АЭС)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Генерального директора  
АО «Концерн Росэнергоатом» - директор  
филиала АО «Концерн Росэнергоатом»  
«Ростовская атомная станция»

  
А.А. Сальников

Дата утверждения

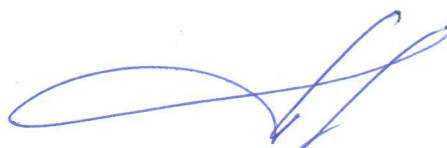
МАТЕРИАЛЫ

обоснования лицензии на осуществление деятельности  
в области использования атомной энергии  
«Эксплуатация энергоблока № 4 Ростовской АЭС в 18-месячном топливном цикле на  
мощности реакторной установки 104% от номинальной с вентиляторными градирнями»

(ЧАСТЬ IX)

филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская атомная станция»

Ответственный за  
охрану окружающей среды



О.И. Горская

2022 год







Содержание частей 1-11

Аннотация.....	2
1. Общие сведения о юридическом лице.....	8
2. Сведения об основной хозяйственной и иной деятельности, сопряженной с осуществлением деятельности в области использования атомной энергии.....	8
3. Сведения о радиоактивных отходах, деятельность по обращению с которыми планируется осуществлять.....	59
4. Оценка воздействия на окружающую среду в результате осуществления лицензируемого вида деятельности.....	63
5. Сведения о деятельности по обращению с радиоактивными отходами.....	86
6. Сведения о получении юридическим лицом положительных заключений и (или) документов согласований органов федерального надзора и контроля по материалам обоснования лицензий на осуществление деятельности в области использования атомной энергии в установленном законодательством Российской Федерации порядке.....	102
7. Сведения об участии общественности при принятии решений, касающихся лицензируемого вида деятельности в области использования атомной энергии.....	102
8. Приложения:	109
8.1 Устав Акционерного общества «Концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях».....	111
8.2 Свидетельство о государственной регистрации юридического лица от 17.09.2008 г. сер. 77 № 010416448.....	138
8.3 Положение о Филиале АО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская атомная станция».....	140
8.4 Уведомление о постановке на учет в налоговом органе юридического лица в качестве крупнейшего налогоплательщика от 02.04.2018 № 441883153.....	166
8.5 Аттестат аккредитации испытательной лаборатории (центра) в системе аккредитации аналитических лабораторий (центров) № RA.RU.21 АН44 от 22.12.2015 (срок действия – бессрочный).....	169
8.6 Свидетельства о поверке средств контроля и измерений эколого-аналитического центра.....	191
8.7 Договора аренды земельного участка, находящегося в федеральной собственности и передаваемого в аренду организации атомного энергопромышленного комплекса от 01.02.2010 г. №723, от 01.02.2010 №724 .....	379
8.8 Документы, удостоверяющих ввод в эксплуатацию в установленном порядке объектов использования атомной энергии: – разрешение на ввод объекта в эксплуатацию от 28.09.2018 №61-48-155-2018.....	424
8.9 Регламент работ и измерений по комплексной программе экологического мониторинга и производственного контроля Ростовской атомной станции РГ.57-01.....	457
8.10 Регламент Радиационный контроль Ростовской атомной станции РГ.33.02.....	494
8.11 Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320).....	594
8.12 План мероприятий по защите населения города Волгодонска в случае аварии на Ростовской атомной станции.....	1082
8.13 Заключение экспертной комиссии государственной экспертизы по проекту строительства Ростовской АЭС .....	1163
8.14 Письмо ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 30.09.2009г. №ЦФ/26-16/103.....	1201
8.15 Заключения и (или) документы согласований органов федерального надзора и контроля: - лицензия на эксплуатацию ядерной установки № ГН-03-101-3452 от 04.12.2017;	

<p>- разрешение Ростехнадзора на перевод энергоблока № 4 в опытно-промышленную эксплуатацию на уровне мощности 104% Нном. (изменение УДЛ № 27 от 17.11.2020 к лицензии № ГН-03-101-3452 от 04.12.2017).....</p> <p>- санитарно-эпидемиологическое заключение №61.РА.12.000.Т.000002.07.18 от 17.07.2018 на проектную документацию «Ростовская АЭС. Энергоблоки № 3,4. Корректировка. Раздел 12.4. Проект зоны наблюдения Ростовской АЭС. Том 1. Текстовая часть R4.06441.9.0.11.....</p> <p>- санитарно-эпидемиологическое заключение №61.РА.12.000.Т.000001.07.18 от 06.07.2018 на проектную документацию «Ростовская АЭС. Энергоблоки № 3,4. Корректировка. Раздел 12.3. Проект санитарно-защитной зоны Ростовской АЭС. Том 1. Текстовая часть R4.06440.9.0.11.....</p> <p>- санитарно-эпидемиологическое заключение от 31.05.2021 г. № 61.РА.12.000.М.000011.05.21 на производство работ при осуществлении деятельности в области использования источников ионизирующего излучения: прием, хранение, входной контроль, подготовка к загрузке в реактор энергоблоков № 1, 2, 3, 4 Ростовской АЭС ядерного топлива.....</p> <p>- постановление Председателя Волгодонской городской Думы – главы города Волгодонска от 11.07.2018 №50 «Об утверждении границ санитарно-защитной зоны Ростовской АЭС (энергоблоки № 1,2,3,4) г. Волгодонск, Ростовская область» .....</p> <p>- приказ Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 09.03.2017 №34/ОД «Об утверждении заключения экспертной комиссии государственной экологической экспертизы материалов обоснования лицензии на осуществление деятельности в области использования атомной энергии «Эксплуатация энергоблока № 4 Ростовской АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом».....</p>	1203
<p>8.16 Экологический сертификат соответствия № РС200246 действителен до 12.07.2023 и сертификат соответствия №318193UM15, действителен до 12.07.2023.....</p>	1250
<p>8.17 Письма Первого заместителя Генерального директора АО «Концерн Росэнергоатом» от 16.07.2021 №9/03/114065 в адрес Главы города Волгодонска, от 16.04.2021 №9/03/114070 в адрес Главы Дубовского района о начале процедуры ОВОС.....</p>	1253
<p>8.18 Публикации в СМИ федерального («Российская газета» № 161 (8512) от 20.07.2021 г.), регионального («Наше время» № 215(25264) от 20.07.2021 г.) и местного уровней («Волгодонская правда» №27 (14559-14562) от 17.07.2021 и общественно-политическая газета Дубовского района Ростовской области «Светоч» №28 (10531) от 16.07.2021 г.) информационного сообщения о начале процедуры ОВОС и размещении проекта технического задания (ТЗ) на проведение оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) эксплуатации энергоблока № 4 Ростовской АЭС в 18-месячном топливном цикле на мощности реакторной установки 104% от номинальной Ростовской АЭС с вентиляторными градирнями.....</p>	1257
<p>8.19 Копии журналов предложений и замечаний на проект технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду при эксплуатации энергоблока № 4 Ростовской АЭС в 18-месячном топливном цикле на мощности реакторной установки 104% от номинальной Ростовской АЭС с вентиляторными градирнями.....</p>	1269
<p>8.20 Акты приема-передачи предложений и замечаний по проекту технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду при эксплуатации энергоблока № 4 Ростовской АЭС в 18-месячном топливном цикле на мощности реакторной установки 104% от номинальной Ростовской АЭС с вентиляторными градирнями .....</p>	1336
<p>8.21 Утвержденное техническое задание на проведение оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) эксплуатации энергоблока № 4 Ростовской АЭС в 18-месячном топливном цикле на мощности реакторной установки 104% от номинальной</p>	1339

Ростовской АЭС с вентиляторными градирнями .....	
8.22 Письма Первого заместителя Генерального директора АО «Концерн Росэнергоатом» о назначении даты общественных слушаний.....	1354
8.23 Положение о порядке организации и проведения общественных обсуждений объекта государственной экологической экспертизы, включая предварительные материалы оценки воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности на территории муниципального образования «Город Волгодонск», утв. Решением Волгодонской городской Думы от 09.04.2021 № 66.....	1357
8.24 Положение о порядке организации и проведения общественных обсуждений объекта государственной экологической экспертизы, включая предварительные материалы оценки воздействия на окружающую среду планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности на территории Дубовского района Ростовской области, утв. решением Дубовского районного Собрания депутатов от 14.09.2021 № 365.....	1381
8.25 Копия Декларации о воздействии на окружающую среду 60-0161-00288-П	1410
8.26 Копия Решения о предоставлении водного объекта в пользование от 06.04.21 № 61-05.01.03.009-Х-РСБХ-Т-2021-05528/00 (выпуск № 1).....	1507
8.27 Копия Решения о предоставлении водного объекта в пользование от 01.09.2020 № 61-05.01.03.009-Х-РСБХ-Т-2020-05162/00 (выпуск № 2).....	1532
8.28 Копия Решения о предоставлении водного объекта в пользование от 14.05.2020 № 61-05.01.03.009-Х-РСБХ-Т-2020-05087/00 (выпуск № 3).....	1551
8.29 Копия Решения о предоставлении водного объекта в пользование от 05.09.2018 г. № 61-05.01.03.009-Х-РСБХ-Т-2018-01868/00 (выпуск № 5).....	1574
8.30 Копия Решения о предоставлении водного объекта в пользование от 11.09.2019 № 61-05.01.03.009-Х-РСБХ-Т-2019-04820/00 (выпуск № 6).....	1590
8.31 Копия Решения о предоставлении водного объекта в пользование от 21.12.2021 № 61-05.01.03.009-Р-РСБХ-Т-2021-05823/00 (выпуска № 7,8.....	1612
8.32 Копия договора водопользования от 11.04.2019 №61-05.01.03.009-Х-ДЗВХ-Т-2019-04476/00 (забор водных ресурсов из Цимлянского водохранилища).....	1628
8.33 Копия дополнительного соглашения № 12 к договору водопользования от 11.04.2019 №61-05.01.03.009-Х-ДЗВХ-Т-2019-04476/00 (забор водных ресурсов из Цимлянского водохранилища).....	1645
8.34 Копия дополнительного соглашения № 13 к договору водопользования от 11.04.2019 №61-05.01.03.009-Х-ДЗВХ-Т-2019-04476/00 (забор водных ресурсов из Цимлянского водохранилища).....	1649
8.35 Копия договора водопользования №61-05.01.03.009-Х-ДИБК-Т-2016-01568/00 от 17.11.2016 (использование акватории водоема-охладителя, размещение производственной базы ГТС).....	1653
8.36 Копия дополнительного соглашения № 5 к договору водопользования №61-05.01.03.009-Х-ДИБК-Т-2016-01568/00 от 17.11.2016 (использование акватории водоема-охладителя, размещение производственной базы ГТС).....	1698
8.37 Копия дополнительного соглашения № 6 к договору водопользования №61-05.01.03.009-Х-ДИБК-Т-2016-01568/00 от 17.11.2016 (использование акватории водоема-охладителя, размещение производственной базы ГТС).....	1701
8.38 Копия договора водопользования от 25.12.2019 №61-05.01.03.010-Р-ДРБК-С-2019-04951/00 (использование акватории р. Дон на 304,9 км, 307,9 км от устья).....	1704
8.39 Копия дополнительного соглашения № 2 к договору водопользования от 25.12.2019 №61-05.01.03.010-Р-ДРБК-С-2019-04951/00 (использование акватории р. Дон на 304,9 км, 307,9 км от устья).....	1738
8.40 Копия договора №4257 от 18.04.2013 с Муниципальным унитарным	1738

предприятием «Водопроводно-канализационное хозяйство» на отпуск питьевой воды	
8.41 Годовые нормы и плановые количества (объемы) образования РАО (копии приказов АО «Концерн Росэнергоатом» от 24.12.2018 №9/1857-П, от 29.12.2021 №9/01/2239-П, приказов Ростовской АЭС от 30.11.2020 №9/Ф10/1343-П, от 28.12.2021 №9/Ф10/1399-П.....	1750
8.42 Копия приказа Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 31.12.2014 № 870 «О включении объектов размещения отходов в государственный реестр объектов размещения отходов».....	1768
8.43 Копия лицензии Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности от 17.09.2018 №077 149, выданная АО «Концерн Росэнергоатом» .....	1772
8.44 Копия информации из государственного рыбохозяйственного реестра (письмо Росрыболовства от 18.04.2018 №У05-798).....	1782
8.45 Копия информации о наличии в районе размещения Ростовской АЭС зон санитарной охраны поверхностных и подземных источников водоснабжения (письмо Администрации Волгодонского района Ростовской области от 13.08.2018 №69.4/719	1785
8.46 Копия экспертного заключения об отсутствии (наличии) на территории размещения Ростовской АЭС мест произрастания (обитания) объектов растительного и животного мира, занесенных в Красную книгу Российской Федерации и Ростовской области.....	1787
8.47 Копия письма Комитета по охране объектов культурного наследия Ростовской области от 04.05.2018 № 1-1075.....	1810
8.48 Копия письма ГБУ РО «Ростовская облСББЖ с ПО» от 30.03.2018 № 01.02/954 ...	1813
8.49 Справка о фоновых концентрациях загрязняющих веществ (письмо ФГБУ «Северо-Кавказского УГМС» от 07.10.2021 №1/7-17/5793).....	1815
8.50 Копия письма Департамента Росприроднадзора по ЮФО от 07.08.2018 № 03-08/2654.....	1818
8.51 Копия письма Министерства природных ресурсов и экологии Ростовской области от 10.07.2018 №28.4-28.02.5.1/630.....	1820
8.52 Разрешение №ГН-ВР-0018 от 08.06.2021 на выброс радиоактивных веществ в атмосферный воздух, выданное Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.....	1822
8.53 Разрешение № 31 от 23.11.2018 на сброс радиоактивных веществ в водные объекты, выданное Донским МТУ по надзору за ЯРБ Ростехнадзора.....	1829

Содержание к части 9

8.11 Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320).....	700
---	-----

**продолжение Приложения 8.11**

**Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации  
энергблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320)**

1 Условия безопасной эксплуатации	2 Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	3 Тип нарушения	4 Последовательность действий оперативного персонала	5 Срок выполнения действия при нарушении	6 Конечное состояние
		20) Застревание двух и более ОР СУЗ на любой высоте.	A1. Неплано перевести блок в ГС с нормальной скоростью. A2. Восстановить работоспособность ОР СУЗ.	-	ГС
		21) Неисправности в цепях управления ОР СУЗ, препятствующие срабатыванию одного комплекта АЗ.	A1. Аварийный останов блока ключом АЗ. A2. Перевести блок в ГС с нормальной скоростью. A3. Устранить неисправность в цепях управления ОР СУЗ	до устранения дефекта немедленно	ГС -
		22) Неисправности в цепях управления ОР СУЗ, препятствующие срабатыванию: - ПЗ-1		до устранения дефекта	ГС
		- ПЗ-2.	A1. Неплано перевести блок в ГС с нормальной скоростью. A2. Устранить неисправность в цепях управления ОР СУЗ.	до устранения дефекта	ГС
		23) Остальные случаи нерегламентного положения ОР СУЗ, не конкретизированные в настоящем регламенте.	A1. Снизить мощность до 90 %Nдоп с нормальной скоростью. A2. Устранить неисправность в цепях управления ОР СУЗ. A1. Находиться на текущем уровне мощности. A2. Неплано перевести блок в ГС с нормальной скоростью. A3. Организовать устранение нарушения.	до устранения дефекта 3 часа	90%Nдоп 90%Nдоп текущее ГС ГС

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<p>1</p> <p>1.4.1.2 Подсистема АЗ</p> <p>Работоспособны два комплекта аварийной защиты.</p>	<p>2</p> <p>РМ, МКУ</p> <p>ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>3</p> <p>1) Несрабатывание 2-х комплектов АЗ при наличии условий на срабатывание (см. приложение А).</p> <p>2) Вывод в проверку или ремонт одного комплекта АЗ при условии работоспособности защит в другом комплекте АЗ</p> <p>3) Неработоспособность одного канала по любому параметру в одном комплекте АЗ.</p>	<p>4</p> <p>А1. Аварийно остановить блок ключом АЗ.</p> <p>А2. Перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p> <p>А3. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 планово перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p> <p>А1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 планово перевести блок в ГС.</p> <p>А3. При выявлении неработоспособности одного канала в другом комплекте АЗ по тому же параметру выдать сигнал на действие защиты от неисправного канала.</p> <p>А1. Аварийно остановить блок ключом АЗ.</p> <p>А2. Перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p> <p>А3. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>5</p> <p>немедленно</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>8 часов (до 3-х суток с разрешения ГИС)</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>8 часов (до 24 часов с разрешения ГИС)</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>немедленно</p> <p>немедленно</p>	<p>6</p> <p>-</p> <p>ГС</p> <p>ГС</p> <p>текущее</p> <p>ГС</p> <p>текущее</p> <p>ГС</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>ГС</p> <p>ГС</p>



Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p>1.4.1.3 Подсистема ПЗ-1, ПЗ-2 Работоспособна в полном объеме подсистема ПЗ-1, ПЗ-2</p>	<p>РМ, МКУ ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>5) Неисправность сигнализации первопричины срабатывания АЗ в одном комплекте АЗ.</p>	<p>А1. Организовать устранение нарушения. А2. По истечении допустимого времени по А1 планово перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p>	<p>8 часов (до 24 часов с разрешения ГИС)</p>	<p>текущее</p>
		<p>6) Неисправность сигнализации первопричины срабатывания АЗ в двух комплектах АЗ.</p>	<p>А1. Аварийно остановить блок ключом АЗ. А2. Перевести блок в ГС с нормальной скоростью. А3. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>немедленно</p>	<p>-</p>
		<p>1) Несрабатывание ПЗ-1 при наличии условий на её срабатывание (Приложение А).</p>	<p>А1. Снизить мощность ключом ПЗ до 50 %Nном с нормальной скоростью. А2. Организовать устранение нарушения. А3. По истечении допустимого времени по А2 перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p>	<p>-</p>	<p>50%Nном</p>
		<p>2) Неработоспособность ПЗ-1 (кроме неисправности в цепях управления ОР СУЗ)</p>	<p>А1. Снизить мощность ключом ПЗ до 50 %Nном с нормальной скоростью. А2. Организовать устранение дефекта.</p>	<p>8 часов</p>	<p>50%Nном</p>
			<p>А3. По истечении допустимого времени по А2 перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p>	<p>-</p>	<p>ГС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		3) Неработоспособность одного канала ПЗ-1, ПЗ-2 по любому параметру 4) Неисправность сигнализации первопричины срабатывания ПЗ-1,2	А1. Организовать устранение нарушения. А2. По истечении допустимого времени по А1 перевести блок в ГС с нормальной скоростью. А1. Снизить мощность блока до 50 %Nном с нормальной скоростью. А2. Организовать устранение дефекта. А3. По истечении допустимого времени по А2 перевести блок в ГС с нормальной скоростью.	8 часов (до 3-х суток с разрешения ГИС) - - 24 часа -	текущее ГС 50%Nном 50%Nном ГС
<b>1.4.1.4 Подсистема УРБ</b> Работоспособна в полном объеме подсистема УРБ.	РМ, МКУ ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Неработоспособность одного канала УРБ 2) Неработоспособность УРБ	А1. Находится на текущем уровне мощности. А2. По истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блока до 75%Nном с нормальной скоростью. А3. Организовать устранение дефекта. А1. Снизить мощность блока до 75 %Nном с нормальной скоростью. А2. Организовать устранение дефекта.	8 часов (до 24 часов с разрешения ГИС) - до устранения дефекта - до устранения дефекта	текущее 75%Nном 75%Nном 75%Nном 75%Nном

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
1.4.1.5 Подсистема АРМ Работоспособна в полном объеме подсистема АРМ.	РМ, МКУ ПЕР(ГС↔МКУ)	Неработоспособность одного канала АРМ (Новая ред. <u>изм.1</u> )	А1. Организовать устранение нарушения. А2. По истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блока до 90 %Nном с нормальной скоростью.	8 часов до устранения дефекта	текущее 90%Nном
1.4.1.6 Подсистема РОМ Работоспособна в полном объеме подсистема РОМ.	РМ, МКУ ПЕР(ГС↔МКУ)	Неработоспособность двух каналов АРМ или АРМ в целом (Новая ред. <u>изм.1</u> )	А1. Снизить мощность блока до 90 %Nном с нормальной скоростью. А2. Организовать устранение дефекта.	- до устранения дефекта	90%Nном
		1) Неработоспособность одного канала РОМ	А1. Находится на текущем уровне мощности. А2. По истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блок до 40 %Nном с нормальной скоростью.	8 часов -	текущее 40%Nном
		2) Неработоспособность двух каналов РОМ или РОМ в целом	А3. Организовать устранение дефекта. А1. Снизить мощность блок до 40 %Nном с нормальной скоростью.	до устранения дефекта -	40%Nном
1.4.1.7 АКНП Перед выводом реактора на МКУ мощности работоспособны в полном объеме аппаратура контроля нейтронного потока АКНП-7.	РМ, МКУ, ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Вывод одного комплекта АКНП в проверку одновременно с выводом в опробование соответствующего комплекта АЗ. 2) Отсутствие контроля за уровнем или скоростью нарастания нейтронного потока в одном канале одного из комплектов АКНП.	А1. Находится на текущем уровне мощности. А2. По истечении допустимого времени по А1 планово перевести блок в ГС с нормальной скоростью. А1. Организовать устранение дефекта. А2. По истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блок до 50 %Nном с нормальной скоростью.	до устранения дефекта 8 часов (до 3-х суток с разрешения ГИС) -	текущее текущее ГС текущее 50%Nном

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		<p>3) Отсутствие контроля за уровнем или скоростью нарастания нейтронного потока по одному каналу в обоих комплектах АКНП.</p> <p>4) Расхожасование показаний уровня плотности нейтронного потока по каналам АКНП более 2 % Nном или несоответствие средней тепловой мощности значениям, рассчитанным по любому из способов (АКНП и три СВРК) более 1 % Nном.</p> <p>5) Отсутствие контроля за уровнем или скоростью нарастания нейтронного потока по двум каналам одного из комплектов АКНП.</p>	<p>А1. Планово снизить мощность блока до 50 %Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Планово снизить мощность блока до 100 %Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Провести тарировка каналов АКНП и проверку достоверности расчётов по СВРК.</p>	<p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>24 часа</p>	<p>50%Nном</p> <p>50%Nном</p> <p>100%Nном</p> <p>100%Nном</p>
<p><b>1.4.1.8 СКП</b></p> <p>После снятия ВБ и БЗТ и на все время перегрузки топлива а.з. реактора введены в работу 2 комплекта СКП. Индикация исправности каналов и превышение заданных уставок отображается на двух сигнальных табло, устанавливаемых на пульте перегрузочной машины и на БЩУ вместе со звуковыми индикаторами разгона.</p>	ПТ	Отказ одного и более комплекта СКП.	<p>А1. Остановить перегрузку ЯТ. Перевести ЯТ в безопасное состояние.</p> <p>А2. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>8 часов</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>50%Nном</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действий при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>1.4.2 Система управления защитными действиями систем безопасности (УСБТ)</b></p> <p>1.4.2.1 Перед выходом на МКУ работоспособны три канала УСБТ, с том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- подсистема технологического контроля;</li> <li>- подсистема дистанционного управления;</li> <li>- подсистема блокировок, защит, сигнализации, автоматического регулирования, предназначенных для приведения в действие защитных, локализующих, обеспечивающих систем безопасности, контроля и управления ими в процессе выполнения функций.</li> </ul> <p>На аналого-дискретных преобразователях выставлены уставки рассогласования каналов, срабатывания, зоны возврата и демпфирования.</p> <p>Проверены и введены в эксплуатацию программы ЦОЗ и КЗБ ИВС. Все защиты и блокировки проверены и включены в работу до начала выхода блока на МКУ мощности или пуска блока.</p>	<p>ГС, МКУ, РМ, ПЕР(ГС)</p>	<p>1) Неработоспособность одного канала УСБТ из-за отказа резервируемого элемента.</p>	<p>А1. Восстановить работоспособность канала.</p> <p>Б1. Выполнить проверку работоспособности двух других каналов УСБТ в объеме ТО-7.</p> <p>Б2. Если Б1 успешно – находиться в текущем состоянии.</p> <p>Б3. Если в Б1 выявлен отказ еще одного канала – планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А3. Восстановить работоспособность канала.</p>	<p>72 часа</p> <p>8 часов</p> <p>64 часа</p> <p>10 часов</p> <p>10 часов</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>10 часов</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p>
		<p>2) Неработоспособность двух каналов УСБТ.</p>	<p>А1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности каналов.</p>	<p>10 часов</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>ХС</p> <p>ХС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		3) Неработоспособность трех каналов УСБТ.	А1. Аварийно остановить блок ключом АЗ А2. Перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А3. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности каналов.	немедленно  10 часов  до устранения дефекта	-  ХС  ХС
		4) Неработоспособность резервируемых элементов УСБТ выявленных непрерывным автоматическим контролем и ТО.	А1. Устранить неисправность.  А2. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.  А3. Устранить неисправность.	24 часа (72 часа по распоряжению ГИС)  10 часов  до устранения дефекта	текущее  ХС  ХС
2 Реакторное отделение. Системы нормальной эксплуатации, важные для безопасности					
2.1 Основные системы первого контура					
2.1.1 Реактор (УС)					
2.1.1.1 Обеспечен контроль давления в 1-м контуре, температуры на выходе из а.з., перепада давления на а.з.	РМ, МКУ, ГС ПЕР(МКУ↔ГС) ПЕР(ГС↔ХС)	Полностью отсутствует контроль одного из параметров: - давление в первом контуре; - температура на выходе из активной зоны; - перепад давления на активной зоне	А1. Аварийно остановить блок кнопкой АЗ. А2. Перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А3. Организовать восстановление контроля за параметрами в реакторе	немедленно  -  до устранения дефекта	-  ХС  ХС

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<p><b>1</b></p> <p>2.1.1.2 Обеспечена целостность границ давления теплоносителя первого контура, в том числе не допускается: - появление борного раствора на разделительном сильфоне и залив шпилек борного раствора на разделительном сильфоне и залив шпилек главного разъема; - течи через внутреннюю прокладку фланцевых соединений приводов СУЗ; - течи через наружную прокладку ГРР; - течи или парение на верхнем блоке; - течи через ТК и КНИ.</p>	<p><b>2</b></p> <p>РМ, МКУ, ГС ПЕР(МКУ↔ГС) ПЕР(ГС↔ХС)</p>	<p><b>3</b></p> <p>1) Появление борного раствора на разделительном сильфоне и залив шпилек ГРР (определяется визуально) 2) Течь через внутреннюю прокладку ГРР</p>	<p><b>4</b></p> <p>А1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А2. Организовать восстановление контроля за параметрами в реакторе. А1. Находиться на текущем уровне мощности. А2. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А3. Организовать устранение дефекта.</p>	<p><b>5</b></p> <p>- до устранения дефекта 24 часа - до устранения дефекта - до устранения дефекта</p>	<p><b>6</b></p> <p>ХС ХС текущее ХС ХС ХС ХС ХС ХС</p>
<p>2.1.1.3 Температура на наружной поверхности тепловой защиты верхнего блока не более 60 °С.</p>	<p>РМ, МКУ, ГС ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>Повышение температуры на наружной поверхности тепловой защиты более 60°С</p>	<p>А1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А2. Организовать устранение дефекта.</p>	<p>- до устранения дефекта - до устранения дефекта</p>	<p>ХС ХС ХС</p>
<p><b>2.1.2 Сборки ПС СУЗ (механическая часть СУЗ)</b></p>			<p>А1. Выполнить ревизию направляющих каналов ТВС и ПС СУЗ.</p>	<p>- до устранения дефекта</p>	<p>текущее</p>
<p>2.1.2.2 Изменение веса ПС СУЗ при перемещении его в направляющих каналах ТВС (контролируется при перегрузке топлива) ± 100 Н (± 10 кгс).</p>	<p>ПТ</p>	<p>Усилие перемещений ПС СУЗ более «плюс» 100 Н (кгс) или менее «минус» 100 Н 10(кгс).</p>			

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<b>2.1.3 Главный циркуляционный трубопровод (УА)</b>					
2.1.3.1 Скорость расхолаживания теплоносителя ГЦК не более 60°С/ч при течах 1-го во 2-ой контур.	ПЕР(ГС→ХС)	Скорость расхолаживания более 60 °С.	А1. Снизить скорость расхолаживания до допустимого значения.	немедленно	текущее
2.1.3.2 В процессе перевода блока в «горячее» состояние обеспечена подкритичность реактора путем увеличения содержания борной кислоты 1-го контура до величины не менее, минимально допустимой для ГС, определяемой по альбому НФХ для текущей топливной загрузки.	ПЕР(МКУ→ГС)	Концентрация борной кислоты в 1-м контуре менее минимально допустимой для ГС, определенное в альбоме НФХ для текущей топливной загрузки.	А1. Довести концентрацию РБК в 1-м контуре до допустимого значения.	немедленно	текущее
2.1.3.3 Выполнены мероприятия по исключению непредусмотренной подачи воды в 1 контур с концентрацией борной кислоты, менее принятой для данной топливной загрузки реактора	ГС, ХС, ОДР, ПТ, ПЕР(ГС→ХС), ПЕР(ХС→ОДР), ПЕР(ОДР→ПТ)	Не выполнены мероприятия по исключению непредусмотренной подачи воды в 1 контур с концентрацией борной кислоты, менее принятой для данной топливной загрузки реактора.	А1. Организовать выполнение мероприятий.	немедленно	текущее



Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>2.1.4 Система компенсации давления, включая КД (УР)</b></p> <p>2.1.4.1 В работоспособном состоянии система компенсации давления, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- КД, ТЭН КД;</li> <li>- арматура, регуляторы, трубопроводы;</li> <li>- КИП, технологические блокировки и защиты, сигнализация.</li> </ul>	<p>ГС, МКУ, РМ ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>1) Неисправность обоих клапанов впрыска в КД УР11,12S01.</p> <p>2) Неисправность:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- регулятора давления 1-го контура в части воздействия на клапаны впрыска в КД;</li> <li>- блокировки на открытие клапанов впрыска в КД при росте давления 1-го контура.</li> </ul> <p>3) Нарушение герметичности внутренней прокладки люка-лаза КД.</p> <p>4) Течь через обе прокладки люка-лаза КД и ТЭН КД.</p> <p>5) Полное отсутствие контроля уровня в КД.</p>	<p>A1. Планово перевести в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Организовать устранение дефекта.</p> <p>A1. Снизить мощность блока до 25 %Nном с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Организовать устранение дефекта.</p> <p>A1. Организовать устранение дефекта в ближайший ППР блока.</p> <p>A1. Планово перевести в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Организовать устранение дефекта.</p> <p>A1. Аварийно остановить блок ключом АЗ.</p> <p>A2. Перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p> <p>A3. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>немедленно</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>25%Nном</p> <p>25%Nном</p> <p>текущее</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>текущее</p> <p>ГС</p> <p>ГС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<p>1</p> <p>2.1.4.1 Не допускается подача воды с температурой менее 90 °С в патрубках впуска при рабочих параметрах в КД.</p>	<p>2</p> <p>ГС, МКУ, РМ, ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>3</p> <p>Подача воды с температурой менее 90 °С в патрубок впуска при рабочих параметрах в КД.</p>	<p>4</p> <p>А1. Прекратить впрыск в КД с температурой менее 90 °С. А2. Выполнить контроль элементов патрубка впуска и корпуса КД в районе патрубка, а также участка трубопровода впуска в пределах действия теплоносителя с температурой менее 90 °С с визуальным осмотром, цветной дефектоскопией и УЗД.</p>	<p>5</p> <p>немедленно  в ближайший ППР блока</p>	<p>6</p> <p>текущее  -</p>
<p>2.1.4.2 Нагружение КД давлением выше 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>) допускается проводить при температуре на наружной стороне стенки корпуса КД не ниже температуры ГИ 1-го контура, указанной в подразделе 6.</p> <p>2.1.4.4 При температуре 1-го контура менее 130°С разобрать электросхемы ТЭН КД.</p>	<p>ХС ПЕР(ХС↔ГС)  ХС, ОДР, ПТ, ПЕР(ГС↔ХС), ПЕР(ХС↔ОДР), ПЕР(ОДР↔ПТ)</p>	<p>Температура на наружной стороне стенки корпуса КД менее допустимой температуры ГИ 1-го контура при давлении 1-го контура более 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>).  При температуре 1-го контура менее 130 °С электросхемы ТЭН КД в собранном положении.</p>	<p>А1. Снизить давление в 1-м контуре менее 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>).  А1. Разобрать электросхемы ТЭН КД.</p>	<p>немедленно  немедленно</p>	<p>текущее  текущее</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
2.1.5 Парогенератор ПГВ – 1000М с опорами (УВ)					
2.1.5.1 Обеспечена герметичность фланцевых соединений ПГ по первому и второму контурам.	РМ, МКУ, ГС, ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Течь через обе прокладки коллектора ПГ по 1-му контуру. 2) Нарушение герметичности одной (первой или второй) прокладки фланцевого соединения коллектора ПГ по 1-му контуру. 3) Нарушение герметичности внутренней прокладки коллектора ПГ по 2-му контуру. 4) Течь через обе прокладки коллектора ПГ по 2-му контуру. 5) Нарушение герметичности внутренней прокладки люка-лаза ПГ. 6) Течь через обе прокладки люка-лаза ПГ.	А1. Планово перевести в ХС с нормальной скоростью. А2. Организовать устранение дефекта. А1. Находится в состоянии РМ. А2. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. Открыть дренаж с контрольной линии. А3. Организовать устранение дефекта. А1. Закрыть дренаж с контрольной линии. А2. Организовать устранение дефекта в ближайший ППР блока. А1. Находится в состоянии РМ. А2. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А3. Организовать устранение нарушения. А1. Организовать устранение нарушения. А1. Находится в состоянии РМ. А2. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А3. Организовать устранение нарушения.	8 часов до устранения дефекта 72 часа - до устранения дефекта немедленно до устранения дефекта 72 часа - до устранения дефекта 72 часа - до устранения дефекта в ближайший ППР блока 72 часа - до устранения дефекта	ХС ХС текущее ХС ХС текущее - текущее ХС ХС текущее текущее ХС ХС текущее ХС ХС

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
2.1.5.2 Обеспечен контроль за давлением и уровнем во всех ПГ.	РМ, МКУ, ГС, ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)	Полная потеря контроля давления 2-го контура или уровня ПГ любой петли.	А1. Аварийно остановить блок ключом АЗ. А2. Перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А3. Организовать устранение нарушения.	немедленно	-
2.1.5.3 При эксплуатации ПГ обеспечивается ВХР 2-го контура в соответствии с Приложением Ж.	Все эксплуатационные состояния и режимы	1) Нарушение ВХР 2-го контура. 2) Заброс в ПГ из СВО ионообменных смол (по результатам химических анализов питательной или продувочной воды).	А1. Выполнить действия, указанные в Приложении Ж. А1. Аварийно остановить блок АС ключом АЗ. А2. Перевести блок в ХС с нормальной скоростью.	до устранения дефекта -	ХС -
2.1.6 Главный циркуляционный насос со вспомогательными системами (УД)					
2.1.6.1 Все ГЦН работоспособны.	ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ) ХС, ГС, МКУ, РМ	1) Неисправность любого работающего ГЦН, требующая его немедленного останова согласно ИЭ по ГЦН: а) при оставшихся в работе 3-х ГЦН; б) при оставшихся в работе 2-х ГЦН;	А1. Снизить мощность блока до 64%Nном с нормальной скоростью. А2. Отключить ГЦН. А3. Организовать устранение нарушения. А1. Снизить мощность блока до 40 %Nном с нормальной скоростью. А2. Отключить ГЦН. А3. Организовать устранение нарушения.	- немедленно до устранения дефекта -	64%Nном 64%Nном 64%Nном 40%Nном 40%Nном 40%Nном

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		в) при оставшихся в работе менее 2-х ГЦН.	<p>A1. Аварийно остановить блок АС ключом АЗ.</p> <p>A2. Перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p> <p>A3. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>немедленно</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>-</p> <p>ГС</p> <p>ГС</p>
		2) Обесточивание электромагнита ГЦН	<p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 выполнить действия по п. 1).</p>	<p>5 часов</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>-</p>
		3) Неработоспособность ВЦЭН при температуре 1-го контура более 70 °С.	A1. Включить ГЦН в работу.	3 мин до температуры 110 °С	текущее
		4) Прекращение подачи воды промконтура на один и более ГЦН	<p>A1. Включить в работу хотя бы один насос промконтура.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 аварийно остановить блок АС ключом АЗ.</p> <p>A3. Отключить все ГЦН на которые не подается вода промконтура.</p> <p>A4. Организовать устранение нарушения.</p> <p>Б1. При превышении температуры автономного контура на выходе из любого ГЦН более 150 °С перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>Б2. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>немедленно</p> <p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p>	<p>-</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>ХС</p> <p>-</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (Эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		5) Появление графита в пробе воды из автономного контура ГЦН.	A1. Снизить мощность блока до 64 %Nном с нормальной скоростью. A2. Отключить поврежденный ГЦН. A3. Организовать устранение дефекта.	- - до устранения дефекта	64%Nном 64%Nном 64%Nном
		6) Течь масла из маслосистемы ГЦН YD50 (60), требующая отключения ГЦН.	A1. Снизить мощность блока до 40 %Nном с нормальной скоростью. A2. Организовать устранение дефекта.	- до устранения дефекта	40%Nном 40%Nном
		7) Обнаружены неисправности всех приборов контроля перепада давления на любом работающем ГЦН, за исключением КИП системы А3: - при остающихся в работе 3-х ГЦН;	A1. Снизить мощность блока до 64 %Nном с нормальной скоростью. A2. Отключить ГЦН с неработоспособными приборами. A3. Организовать устранение дефекта.	- немедленно до устранения дефекта	64%Nном 64%Nном 64%Nном
		- при остающихся в работе 2-х ГЦН;	A1. Снизить мощность блока до 40 %Nном с нормальной скоростью. A2. Отключить ГЦН с неработоспособными приборами. A3. Организовать устранение дефекта.	- немедленно до устранения дефекта	40%Nном 40%Nном 40%Nном

асной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		- при остающихся в работе менее 2-х ГЦН.	A1. Аварийный останов блока ключом АЗ. A2. Перевести блок в ГС с нормальной скоростью. A3. Организовать устранение нарушения.	немедленно  до устранения дефекта	-  ГС  ГС
имах разогрева и при температуре 1-го в работе не более 3-х	ПЕР(ХС↔ГС)	При температуре 1-го контура менее 200 °С в работе более 3-х ГЦН	A1. Отключить ГЦН.	немедленно	текущее
имах разогрева и в работе не менее двух	ПЕР(ХС↔ГС)	В работе менее 2-х ГЦН.	A1. Остановить разогрев/расхолаживание. A2. Включить ГЦН в работу. A3. Если ГЦН невозможно включить в работу, то действовать в соответствии с противоаварийной документацией [69].	немедленно  немедленно  немедленно	текущее  текущее  текущее
эксплуатации ГЦН					
включении двух ГЦН;	ХС, ГС, МКУ, РМ ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)	Одновременное включение в работу двух рядом расположенных ГЦН.	A1. Отключить один ГЦН.	немедленно	текущее
неработающей петли температур между которой неработающей петлями более 15 °С;	РМ, МКУ, ПЕР(ГС↔МКУ)	Включение в работу ГЦН при разности температур между «горячей» ниткой неработающей петли и «холодными» нитками работающих петель более 15 °С	A1. Отключить ГЦН.	немедленно	текущее
ГЦН без азотной и в КД;	ХС, ГС, МКУ, РМ ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)	Пуск и работа ГЦН без азотной или паровой поддушки в КД	A1. Отключить ГЦН.	немедленно	текущее

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p>2.1.6.5 При работе ГЦН давление в первом контуре не ниже минимально допустимого давления на всасе ГЦН.</p> <p>2.1.6.6 При подключении одного ГЦН к двум или трём работающим мощность реактора снизить до 20 или 30 % от номинальной мощности соответственно.</p>	<p>ХС, ГС, МКУ, РМ ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>Работа ГЦН при давлении в первом контуре ниже минимально допустимого давления на всасе ГЦН.</p> <p>Включение ГЦН без снижения мощности.</p>	<p>А1. Отключить ГЦН.</p>	<p>немедленно</p>	<p>текущее</p>
<p>2.1.6.7 Граничная арматура на трубопроводе воздухоудаления из автономного контура ГЦН закрыта на замки.</p> <p><b>П р и м е ч а н и е:</b> Воздухоудаление проводится при температуре автономного контура не выше 45 °С с обязательной записью в оперативных журналах НСБ, НСРЦ. Арматура на всасах насосов аварийных и на сливе из шахт ВКУ надежно открыта в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Допускается открывать граничную арматуру на трубопроводе воздухоудаления из автономного контура ГЦН только по распоряжению НСБ при температуре автономного контура не выше 45 °С. Все операции с вышеперечисленной арматурой выполняются только по распоряжению НСБ с обязательной записью в оперативных журналах НСБ, НСРЦ, НСЦТАИ.</p>	<p>ГС, МКУ, РМ ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>Штурвалы арматуры на линии воздухоудаления из автономного контура не запорты на замки.</p>	<p>А1. Контролировать мощности реактора и скорость нарастания плотности нейтронного потока. А2. При превышении ПБЭ выполнить аварийный останов реактора ключом АЗ и далее действовать в соответствии с противоаварийной документацией [69]. А1. Устранить нарушение.</p>	<p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>текущее</p>



Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<p><b>1</b></p> <p><b>2.1.7 Система внутриреакторного контроля (включая датчики внутриреакторного контроля) (УК)</b></p> <p>Выход на мощность 104 %<math>N_{ном}</math> после перегрузки или останова с разуплотнением реактора допускается только при наличии системы, обеспечивающей эффективный контроль активной зоны, и при наличии не менее 90 % работоспособных КНИ (КНИТ) и не менее 85 % работоспособных датчиков контроля температуры теплоносителя (ТП) на выходе из активной зоны с условием отсутствия второй степени деградации по ДПЗ (см. Приложение Н).</p> <p>Температура окружающей среды электрических соединителей КНИ и ТК при эксплуатации не более 105 °С. Допускается кратковременное повышение температуры до 200 °С в течение не более 6 минут.</p> <p>Аппаратура СВРК предназначена для эксплуатации в сухом, отапливаемом помещении при температуре окружающего воздуха от 15 °С до 25 °С при относительной влажности от 50 % до 80 %. Не допускается попадание на стойки, блоки и устройства аппаратуры атмосферной влаги, а также наличие в воздухе паров кислот, щелочей, пыли, газов, вызывающих коррозию</p> <p>Не допускается эксплуатация СВРК с не устраненными обрывами в цепях</p>	<p><b>2</b></p> <p>РМ</p>	<p><b>3</b></p> <p>1) Неработоспособность одного из трех информационно-измерительных устройств УИ-174Р12 в полуккомплекте ПТК-НУ СВРК-М</p>	<p><b>4</b></p> <p>А1. Организовать устранение нарушения.</p>	<p><b>5</b></p> <p>2 часа</p>	<p><b>6</b></p> <p>текущее</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<p>1</p> <p>термодатчиков. Входы аппаратуры СВРК, подсоединенные к термодарам с обрывами или плохими контактами в электрической цепи, закорочены.</p>	<p>2</p> <p>PM</p>	<p>3</p> <p>2) Неработоспособность основного и резервного ВК ВУ.</p>	<p>4</p> <p>A1. Допускается выход на мощность до 70 %Nном, а также работа на мощности 104%Nном в стационарном режиме.                      A2. При работе на 104 %Nном обеспечить стационарность режима.                      A3. При возникновении переходного режима снизить мощность до 90%Nном. Контроль состояния активной зоны выполняется по текущим значениям локальных параметров – линейному энерговыделению твэла и запасу до кризиса теплообмена, рассчитываемых в ПТК-НУ.                      Б1. При не устранении нарушения основного и резервного ВК ВУ и истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блока до 70%Nном с нормальной скоростью.</p>	<p>5</p> <p>16 часов</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p>	<p>6</p> <p>Текущее</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>70%Nном</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
	РМ	3) Неработоспособность аппаратуры СВРК <sup>1</sup> и полная потеря зоны по показаниям активной зоны по показаниям внутриреакторных датчиков.	<p>А1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А2. При возникновении переходного режима снизить мощность до уровня 60%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>Б1. При не устранении дефекта и истечении допустимого времени по А1 Снизить мощность блока до 60%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>Б1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>В1. При не устранении дефекта и истечении допустимого времени по Б1 Снизить мощность блока до 30%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>В2. Организовать устранение нарушения.</p> <p>Г1. При не устранении дефекта и истечении допустимого времени по В1 перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p> <p>А1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А2. Планово перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p>	<p>2 часа</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>16 часов</p> <p>-</p> <p>48 часов</p> <p>-</p> <p>7 суток</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>60%Nном</p> <p>60%Nном</p> <p>60%Nном</p> <p>30%Nном</p> <p>30%Nном</p> <p>ГС</p> <p>текущее</p> <p>ГС</p>
	4) Неработоспособность сервисной станции дежурного инженера				

<sup>1</sup> Неработоспособность СВРК-М - неспособность аппаратуры СВРК-М выполнять функции приема и обработки сигналов датчиков.

<sup>2</sup> Полная потеря контроля состояния активной зоны - отсутствие информации по показаниям всех внутриреакторных датчиков в результате выхода из строя аппаратуры СВРК-М или отказа всех клеммных шкафов.

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2 PM	3 5) Достижение 2-й степени «деградации» СВРК и сохранении 90% ТП.	4 A1. Снизить мощность блока до 90 %Nном с нормальной скоростью. A2. Периодическая оценка состояния а.з. по следующим параметрам: - сигналы камер ИК; - датчиков положения кластеров в неконтролируемом секторе; - температуру теплоносителя в горячей нитке, наиболее близкой данному сектору петли; - давление в 1-ом контуре. A3. Восстановить работоспособность датчиков СВРК.	5 - не реже одного раза в час	6 90%Nном 90%Nном
		6) Достижение 3-й степени «деградации» и сохранении 90 % термопар без появления каких-либо признаков переходного режима.	A1. Снизить мощность блока до 80 %Nном с нормальной скоростью. A2. При появлении каких-либо признаков переходного режима, либо при выходе из строя термопар в количестве более 10 %, но не более 50 %, снизить мощность до уровня 70 %Nном с нормальной скоростью. A3. Восстановить работоспособность датчиков СВРК.	- - до устранения дефекта	80%Nном 70%Nном 70%Nном

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
	РМ	<p>7) Достижение четвертой ступени «деградации» и сохранении 90 % термомпар</p> <p>8) Выход из строя более 50% термомпар, размещённых на выходе из ТВС или достижение 4-ой ступени «деградации» и выходе из строя термомпар в количестве более 30%.</p> <p>П р и м е ч а н и е – При резком выходе из строя большого количества датчиков действовать согласно п.3).</p>	<p>A1. Снизить мощность блока до 50 %Nном с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Восстановить работоспособность датчиков СВРК.</p> <p>A3. При появлении каких-либо признаков переходного режима, либо при выходе из строя термомпар в количестве более 10 %, но не более 50 %, снизить мощность до уровня 70 %Nном с нормальной скоростью.</p> <p>A1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Восстановить работоспособность датчиков СВРК.</p>	<p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>50%Nном</p> <p>50%Nном</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p>
<p><b>2.2 Вспомогательные системы</b></p> <p><b>2.2.1 Система подпитки и продувки первого контура (ТК)</b></p> <p>2.2.1.1 Работоспособны не менее: - 2 насосов подпитки вместе с предвключенными насосами и гидромуфтами; - деаэраторы подпитки ТК10В01 и борного регулирования ТК70В01;</p>	РМ, МКУ, ПЕР(ТС↔МКУ)	1) Неработоспособность двух линий подпитки ТК31,32 или двух линий продувки ТК81,82 1-го контура.	<p>A1. По указанию ГИС планово перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Организовать устранение нарушения.</p>	-	ГС

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<ul style="list-style-type: none"> <li>- регенеративный теплообменник ТК80W01, доохладитель продувки ТК80W02;</li> <li>- охладители ТК11,12W01, ТК70W01,02, ТК71W01 охладители гидропяты ТК21,22,23W01; арматура, регуляторы, ПК, трубопроводы,</li> <li>- КИП, защиты и блокировки, сигнализация.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>2) Неработоспособность одного насоса подпитки 1-го контура, в том числе:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- насоса ТК21(22,23)D02;</li> <li>- насоса ТК21(22,23)D01;</li> <li>- масляной системы ТК91(92,93);</li> <li>- гидромурфты.</li> </ul> </li> <li>3) Неработоспособность 2-х подпиточных насосов</li> </ul>	<p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 и через каждые 72 часа выполнить проверку резервного подпиточного насоса.</p>	<p>72 часа</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p>
			<p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 планово перевести в ХС с нормальной скоростью.</p>	<p>24 часа</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>ХС</p>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>4) Неработоспособность 3-х подпиточных насосов</li> </ul>	<p>A1. Аварийно остановить блок ключом АЗ.</p> <p>A2. Отключить все ГЦН и после выбега закрыть арматуру на подаче и сливе запирающей воды.</p> <p>A3. Перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A4. Восстановить работоспособность не менее двух насосов.</p>	<p>немедленно</p> <p>-</p> <p>-</p>	<p>-</p> <p>-</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>5) Неработоспособность деаэратора подпитки ТК10B01, влияющая на нормальный ход процесса продувки-подпитки</li> <li>6) Неработоспособность деаэратора борного регулирования ТК70B01 или одного из двух теплообменников ТК11W01 или ТК12W01</li> </ul>	<p>A1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью</p> <p>A2. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении времени по А1 планово перевести в ГС с нормальной скоростью.</p>	<p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>20 суток</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>текущее</p> <p>ГС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<p>1</p> <p>2.2.2 Система борного концентрата (ТВ10)</p> <p>2.2.2.1 Работоспособна система борного концентрата в объеме не менее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2-х насосов ТВ10D0203(04);</li> <li>- 2-х баков борного концентрата с концентрацией 40 г/дм<sup>3</sup> и объемом по 200 м<sup>3</sup> каждый;</li> <li>- арматура, регуляторы, ПК, трубопроводы;</li> <li>- КИП, защиты и блокировки, сигнализация.</li> </ul>	<p>2</p> <p>РМ, МКУ ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>3</p> <p>1) Неработоспособность одного бака ТВ10В01(02) борного концентрата.</p> <p>2) Уменьшение суммарного запаса борного концентрата менее 200 м<sup>3</sup> или отклонение концентрации борной кислоты от допустимых значений, указанное в приложении Ж).</p> <p>3) Неработоспособность одного насоса ТВ10D02,03,04.</p>	<p>4</p> <p>А1. Проконтролировать (дозаполнить) объем борного концентрата в баке не менее 200 м<sup>3</sup>.</p> <p>А2. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 и через каждые 72 часа выполнить проверку резервного насоса.</p> <p>А1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А2. По истечении времени по А1 планово перевести в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>5</p> <p>1 час</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>72 часа</p> <p>-</p> <p>72 часа</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>6</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<p>1</p> <p>2.2.2 Система дренажей и организованных протечек первого контура (ТУ)</p> <p>2.2.2.2 Система организованных протечек работоспособна в объеме не менее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2-х насосов организованных протечек ТУ21,22(23)D01;</li> <li>- бака сбора организованных протечек, ТУ20B01, гидрозатворов ТУ10Z01, ТУ20Z01,02;</li> <li>- баков боросодержащей воды ТВ30B01,02;</li> <li>- охладитель организованных протечек ТУ10W01;</li> <li>- арматура, регуляторы, ПК, трубопроводы;</li> <li>- КИП, технологические защиты и блокировки, сигнализация.</li> </ul>	<p>2</p> <p>ПЕР(ГС→МКУ) ГС, МКУ, РМ</p>	<p>3</p> <p>1) Неработоспособность теплообменника ТУ10W01.</p> <p>2) Неработоспособность одного насоса ТУ21(22,23)D01.</p> <p>3) Неработоспособность 2-х насосов ТУ21(22,23)D01.</p> <p>4) Неработоспособность 3-х насосов ТУ21(22,23)D01.</p> <p>5) Превышение пределов по давлению и уровню в баке оргпротечек (см. Приложение Р).</p>	<p>4</p> <p>A1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 и через каждые 72 часа выполнить проверку резервного насоса.</p> <p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении времени по А1 планово перевести в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>5</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>72 часа</p> <p>-</p> <p>8 часов</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>6</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p>



Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>2.2.3 Система продувки парогенераторов (RY)</b>                      Работоспособна система продувки ПГ, в том числе:                      - расширители продувки RY10B01,02 регенеративный теплообменник RY10W01, доохладитель продувки RY10W02, бак слива воды из ПГ RY30B01, охладители дренажа ПГ RY30W01,02, насос RY30D01;                      - арматура, регуляторы, ПК, трубопроводы;                      - КИП, технологические защиты и блокировки, сигнализация.</p>	РМ, МКУ, ГС, ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Прекращение продувки хотя бы одного ПГ из-за неисправности системы продувки	А1. Организовать устранение нарушения. А2. Планово перевести в ГС с нормальной скоростью. А3. Продолжить устранение нарушения А4. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А1. Действовать в соответствии с Приложением Ж	8 часов - 8 часов - -	текущее ГС ГС ХС -
<p><b>2.2.3.2 Соблюдается ВХР продувочной воды (Приложение Ж).</b></p>		1) Отклонение одного или нескольких нормируемых показателей качества продувочной воды ПГ от допустимых значений			

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>2.2.4 Система байпасной очистки теплоносителя первого контура ТС (СВО-1)</b></p> <p>2.2.4.1 Перед выходом на МКУ работоспособна система байпасной очистки теплоносителя первого контура, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- четыре механических высокотемпературных фильтра ТС10,20,30,40N01;</li> <li>- четыре фильтра-ловушки ТС10,20,30,40B01;</li> <li>- фильтр-контейнер ТС00N01;</li> <li>- арматура, трубопроводы;</li> <li>- КИП, технологические защиты и блокировки, сигнализация.</li> </ul>	<p>РМ, МКУ, ГС, ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>1) Увеличение перепада давления на ловушке сорбентов ТС10,20,30,40B01 более 0,49 Мпа (5 кгс/см<sup>2</sup>).</p> <p>2) Отклонение одного или нескольких нормируемых показателей качества теплоносителя первого контура</p>	<p>А1. Отключить дефектный фильтр на этой петле.</p> <p>А2. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Действовать в соответствии в Приложением Ж.</p>	<p>Немедленно в ближайший ППР блока</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>-</p> <p>-</p>
<p>Фильтры установки байпасной очистки воды 1-го контура (СВО-1) введены в работу на петлях с включенными ГЦН. Допускается отключение СВО-1 на петлях с включенными ГЦН. На СВО-1 на петлях с отключенными ГЦН открыты ТС10(20,30,40)S02,04 для обеспечения разогрева (расхолаживания) параллельно с 1 контуром.</p>					

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>2.2.5 Система очистки организованных протечек и продувочной воды первого контура ТЕ (СВО-2)</b></p> <p>Работоспособны обе нитки системы очистки организованных протечек и продувочной воды первого контура, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- два фильтра-ловушки ТЕ10,20В01;</li> <li>- четыре катионитовых фильтра ТЕ10,20N01,02;</li> <li>- два анионитовых фильтра ТЕ10,20N03;</li> <li>- арматура, регуляторы, ПК, трубопроводы;</li> <li>- КИП, технологические защиты и блокировки, сигнализация.</li> </ul>	<p>ХС, ГС, МКУ, РМ, ПЕР(ХС↔ГС), ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>1) Неработоспособность одной нитки ТЕ10(20).</p> <p>2) Неработоспособность двух ниток ТЕ10,20 приведшее к отклонению одного или нескольких нормируемых показателей качества теплоносителя первого контура</p>	<p>А1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Действовать в соответствии в Приложением Ж.</p>	<p>до устранения дефекта</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>-</p>
<p><b>2.2.6 Система охлаждения бассейна выдержки (ТГ)</b></p> <p>2.2.6.1 При наличии топлива в БВ работоспособна система охлаждения бассейна выдержки, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- три насоса ТГ11,12,13D01;</li> <li>- три теплообменника ТГ11,12,13W01;</li> <li>- арматура, трубопроводы;</li> <li>- КИП, технологические защиты и</li> </ul>	<p>Все эксплуатационные состояния и режимы</p>	<p>1) Неработоспособность одного канала ТГ11(12,13).</p> <p>2) Неработоспособность 2-х каналов системы ТГ11,12(13).</p>	<p>А1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>до устранения дефекта</p> <p>до устранения дефекта или до повышения температуры в БВ более 70 °С</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p>блокировки, сигнализация. прекращение расхолаживания БВ на время проведения переключений на системе расхолаживания бассейна выдержки, но не более, чем на три часа при температуре раствора борной кислоты в БВ не более 70 °С. Выполняются меры по исключению непредусмотренной подачи воды с концентрацией борной кислоты, менее принятой для теплоносителя в БВ (16 г/дм<sup>3</sup>).</p>		3) Неработоспособность 3-х каналов ТГ11,12,13	<p>A1. Планоно перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>A2. Организовать устранение нарушения</p>	-	ХС -
<p><b>2.2.6 Система промежуточного контура (ТГ)</b></p> <p>2.2.6.1 Перед выводом реактора на МКУ работоспособна система промконтура в объеме не менее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2-х насосов промконтура ТГ31,32(33)D01;</li> <li>- 2 теплообменников промконтура ТГ21,22W01;</li> <li>- арматуры, регуляторов, ПК, трубопроводов,</li> <li>- КИП, технологических защит и блокировок, сигнализации;</li> <li>- дыхательного бака . Бак заполнен дистиллятом до уровня в диапазоне (0,14±1,0) м.</li> </ul>	РМ, МКУ, ГС, ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Неработоспособность одного насоса ТГ31(32,33)D01.	<p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 и далее через каждые 72 часа выполнить проверку резервного насоса.</p>	72 часа -	текущее текущее
		2) Неработоспособность двух насосов ТГ31,32(33)D01.	<p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 планоно перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p>	24 часа -	текущее ХС

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		<p>3) Неработоспособность трех насосов TF31,32,33D01.</p>	<p>A1. Включить в работу хотя бы один насос промконтура.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 аварийно остановить блок АС ключом АЗ.</p> <p>A3. Отключить все ГЦН на которые не подается вода промконтура.</p> <p>A4. Организовать устранение нарушения.</p> <p>Б1. При превышении температуры автономного контура на выходе из любого ГЦН более 150 °С перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>Б2. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>3 мин</p> <p>немедленно</p> <p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>текущее</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>ХС</p> <p>-</p> <p>текущее</p> <p>ГС</p>
		<p>4) Неработоспособность одного теплообменника TF21(22)W01.</p>	<p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по А1 планово перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p>	<p>72 часа</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>ГС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		<p>5) Неработоспособность двух теплообменников TF21,22W01.</p> <p>6) Увеличение температуры после TF21,22W01 более 70 °С</p> <p>7) Открытие одного из отсечных клапанов TF10,20S01,02,03 и невозможность его открытия</p>	<p>А1. Восстановить работоспособность теплообменников TF21,22W01.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 аварийно остановить блок АС ключом АЗ.</p> <p>А3. Перевести блок в ХС с нормальной скоростью</p> <p>А4. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Восстановить охлаждение теплообменников.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 аварийно остановить блок АС ключом АЗ.</p> <p>А3. Перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А4. Организовать устранение нарушения.</p> <p>А1. Открыть закрывшийся клапан.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 аварийно остановить блок АС ключом АЗ.</p> <p>А3. Перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А4. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>3 мин</p> <p>немедленно</p> <p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>3 мин</p> <p>немедленно</p> <p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>3 мин</p> <p>немедленно</p> <p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>текущее</p> <p>-</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>текущее</p> <p>-</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p> <p>текущее</p> <p>-</p> <p>ХС</p> <p>ХС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
		8) Увеличение объёмной активности воды промконтура более $1,85 \times 10^4$ Бк/дм <sup>3</sup> (5×10 <sup>7</sup> Ки/дм <sup>3</sup> )	А1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А2. Организовать поиск и устранении течи 1-го контура в промконтур.	-	текущее  ХС
<b>2.2.7 Система сжигания водорода (TS10)</b>					
2.2.7.1 Работоспособна система сжигания водорода, в том числе: газодувки TS11,12,13D01, электронагреватели TS14,15W01,01', охладитель выпара TS10W01, охладитель газов TS10W02, буферная емкость TS10B01,02, бак гидрозатвор TS10B03, теплообменник TS10W03; арматура, регуляторы, ПК, трубопроводы; КИП, защиты и блокировки, сигнализация.	ХС, ГС, МКУ, РМ ПЕР(ХС↔ГС), ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Неработоспособность одной газодувки системы дожига водорода TS11,12,13D01	А1. Организовать устранение нарушения.	до устранения дефекта	текущее
		2) Неработоспособность одного канала системы дожига водорода TS14,15	А1. Организовать устранение нарушения. А2. По истечении допустимого времени по А1 планово перевести блок в ГС с нормальной скоростью.	72 часа  -	текущее  ГС
		3) Неработоспособность 2-х каналов системы дожига водорода TS14,15	А1. Снизить до минимума расход продувки 1-го контура. А2. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А3. Организовать устранение нарушения.	немедленно  -	текущее  ХС  ХС

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<b>2.2.8 Система спецгазоочистки (TS20)</b> 2.2.8.1 Перед выводом реактора на МКУ работоспособны не менее 2-х технологических каналов СГО (TS20), в том числе: - оборудование системы газовых слувок, включая трубопроводы подачи азота высокого и низкого давления; - арматура, регуляторы, КИП, защиты и блокировки, сигнализация.	ГС, МКУ, РМ, ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Неработоспособность одного канала СГО  2) Неработоспособность 2-х каналов СГО TS21,22,23	А1. Организовать устранение нарушения.  А2. Ввести в работу резервный канал.	до устранения дефекта  в кратчайший срок	текущее  текущее
<b>2.2.9 Система подготовки и отбора проб I и II контуров, включая систему автоматического химического контроля (TV)</b> 2.2.9.1 Перед выводом реактора на МКУ система TV работоспособна, в том числе: - теплообменники отбора проб, - борометры, - камеры отбора проб, - арматура и дроссельные шайбы на трубопроводах отбора проб, - КИП, сигнализация, защиты и блокировки.	ГС, МКУ, РМ, ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Отказ приборов системы автоматического химического контроля теплоносителя 1-го контура, подпиточной воды первого контура и воды, подаваемой в систему уплотнения вала главных циркуляционных насосов.	А1. Организовать устранение нарушения  А2. В течение времени ремонта контроль за параметрами выполнять в ручном режиме.  А3. По истечении допустимого времени по А1 и невозможности включения приборов автоматического контроля выполнять лабораторный контроль с минимальной периодичностью один раз в сутки.	8 часов  -  8 часов  до устранения дефекта  до устранения дефекта	текущее  ХС  текущее  текущее  текущее



Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
	ХС, ОДР, ПТ, ПЕР(ХС→ОДР), ПЕР(ОДР→ПТ)	2) Отказ приборов системы автоматического химического контроля теплоносителя первого контура при нахождении блока в «холодном» состоянии и состояниях «останов для ремонта» и «перезузка топлива», воды бассейнов перегрузки выдержки воды бассейнов в состоянии блока	<p>A1. Организовать устранение нарушения</p> <p>A2. В течение времени ремонта контроль за параметрами выполнять в ручном режиме с минимальной периодичностью один раз в смену.</p> <p>A3. По истечении допустимого времени по А1 и невозможности включения приборов автоматического контроля выполнять лабораторный контроль с минимальной периодичностью один раз в сутки.</p>	<p>8 часов</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p>
<p><b>2.2.10 Автоматизированный контроль радиационной безопасности (АКРБ)</b></p> <p>2.2.10.1 Все контрольно-измерительные приборы исправны, установлены на штатные места и подключены по проектной схеме. Количество и места установки приборов соответствуют проекту. Система ЦИИСК в работе. Обеспечивается контроль за радиационной обстановкой в помещениях блока и активностью выбросов через венттрубу. В течение смены необходимо контролировать исправность системы радиационного контроля.</p>	Все эксплуатационные состояния и режимы	1) Неисправности хотя бы одного измерительного канала.	<p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. В течение времени ремонта дозиметрический контроль за этим параметром проводить специалистами отдела радиационной безопасности с помощью переносных средств контроля, а радиометрический контроль уменьшением периодичности (увеличением количества) анализов проб. Периодичность измерений устанавливается ГИС на основании радиационной обстановки и режима работы реакторной установки.</p> <p>A3. По истечении допустимого времени по А1 планово перевести блок на МКУ с нормальной скоростью.</p>	<p>72 часа</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>МКУ</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>2.2.11 Бассейн выдержки и перегрузки топлива реактора</b></p> <p>2.2.11.1 Перегрузку топлива можно начинать, когда выполнены следующие условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- бассейны выдержки и перегрузки заполнены водой до уровня 1,5,2 - 1,5,5 м (отм. 35,9 – 36,2 м) (даже при отсутствии в бассейне топлива);</li> <li>- работоспособна, как минимум, одна технологическая нитка установки СВО-4 (анионитовые фильтры - в борной форме);</li> <li>- работоспособна система КГО;</li> <li>- отсутствуют протечки между облицовками БВ.</li> </ul>		<p>2) Неработоспособность одного канала контроля за выбросами в венттрубу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- инертных газов;</li> <li>- аэрозолей;</li> <li>- изотопов йода.</li> </ul> <p>3) Неработоспособность системы АКРБ «Сейвал».</p>	<p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по A1 планово перевести блок на МКУ с нормальной скоростью.</p> <p>A1. Организовать устранение нарушения.</p> <p>A2. По истечении допустимого времени по A1 планово перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p>	<p>72 часа</p> <p>-</p> <p>24 часа</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>МКУ</p> <p>текущее</p> <p>ГС</p>
<p><b>2.2.12 Шахты ревизии ВКУ и БЗТ</b></p> <p>2.2.12.1 Арматура на сливе из шахт ВКУ и БЗТ открыта и заперта на замок.</p>	<p>ПЕР(ОДР→ПТ)</p> <p>В закрытом положении арматура на сливе из шахт ВКУ и/или БЗТ</p>	<p>Не выполнено хоть одно УБЭ из перечисленных в п.2.2.11.1.</p>	<p>A1. Запрещается начинать перегрузку топлива.</p> <p>A2. Выполнить следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- организовать заполнение БВ в допустимых пределах;</li> <li>- восстановить работоспособность не менее одной нитки СВО-4;</li> <li>- восстановить работоспособность системы КГО;</li> <li>- устранить протечки БВ через облицовку.</li> </ul>	<p>до устранения нарушений</p> <p>до устранения нарушений</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p>
			<p>A1. Открыть и запереть на замок арматуру сливе из шахт ВКУ и/или БЗТ</p>	<p>немедленно</p>	<p>текущее</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
<p><b>1</b></p> <p><b>2.2.13 Система энергоснабжения собственных нужд систем нормальной эксплуатации</b></p> <p>После ввода в работу электрооборудования все помещения электроустановок далее во всех режимах работы блока закрыты для несанкционированного доступа. Рабочие и резервные трансформаторы собственных нужд подключены по штатной схеме, полностью проверены и включены в работу, включая элементы защиты, контроля и управления. На секции собственных нужд 6 и 0,4 кВ подано напряжение от рабочих трансформаторов собственных нужд. Все элементы защиты, контроля, управления и сигнализации проверены и переведены в штатное положение. Все трансформаторы напряжением 6/0,4, 6/0,23 кВ собственных нужд включены по штатной схеме. Элементы защиты, контроля, управления и сигнализации полностью проверены и включены в работу.</p> <p>Аккумуляторные батареи подключены по штатной схеме, полностью заряжены и находятся в режиме постоянного подзаряда от выпрямителей АБП. Все АБП полностью проверены и включены в работу по штатной схеме, при этом выпрямители АБП несут нагрузку щитов постоянного тока, подзаряда аккумуляторной батареи и нагрузку потребителей 1 группы надежности.</p>	<p><b>2</b></p> <p>РМ, МКУ, ГС, ПЕР(МКУ→ГС), ПЕР(ГС→ХС)</p>	<p><b>3</b></p> <p>1) Неработоспособность блочного трансформатора Т-1,2.</p> <p>2) Неработоспособность рабочих трансформаторов собственных нужд ТСН-1,2 (питание секций 6 кВ от РТСН)</p> <p>П р и м е ч а н и е - Допускается после ППР для проведения испытаний генератора-блочных трансформаторов на короткое замыкание и холостой ход запитка секций 6 кВ от РТСН в течении 24 часов при мощности 40%Nном.</p> <p>3) Неработоспособность резервных трансформаторов собственных нужд 1РТСН-1,2 или 2РТСН-1,2, но при условии подачи напряжения на магистраль резервного питания от другой группы РТСН</p> <p>4) Неработоспособность (вывод в ремонт в отдельных видов) сочетания отдельных видов следующего электрооборудования (с разрешения ГИС):</p>	<p><b>4</b></p> <p>А1. Выставить накладку «закрытие СК ТГ без выдержки времени».</p> <p>А2. Снизить мощность РУ до 10%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А3. Восстановить работоспособность блочного трансформатора Т-1,2.</p> <p>А1. Снизить мощность РУ до 10%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Восстановить работоспособность трансформаторов собственных нужд.</p> <p>А1. Восстановить работоспособность резервных трансформаторов собственных нужд.</p> <p>А1. Восстановить работоспособность (вывод в ремонт в отдельных видов) сочетания отдельных видов следующего электрооборудования (с разрешения ГИС):</p>	<p><b>5</b></p> <p>немедленно</p> <p>1 час</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p><b>6</b></p> <p>текущее</p> <p>10%Nном</p> <p>10%Nном</p> <p>10%Nном</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p>На щиты постоянного тока подано напряжение. Все элементы защиты, контроля, управления и сигнализации полностью проверены и приведены в штатное положение.</p> <p>Перед включением в работу электротехнического оборудования проверены и включены в работу все защиты.</p> <p>Электротехническое оборудование находится в работе или резерве с включенными защитами во всех режимах работы АС. АВР введен в работу во всех режимах работы АС.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- любой из систем шин ОРУ при условии перевода присоединений на оставшиеся в работе системы шин;</li> <li>- воздушного выключателя любой из воздушных линий при условии замены его смежным выключателем или отключением линии;</li> <li>- резервного трансформатора 6/0,4 кВ ВU10, совместно с выключателями резервных вводов, при условии подачи электропитания на соответствующие секции 0,4 кВ от рабочих трансформаторов, на время ремонта секций 6 кВ, питающих ВU10;</li> <li>- трансформатора напряжения при условии организации питания целей защит и измерений от оставшегося в работе трансформатора;</li> <li>- автотрансформатора связи по напряжению при условии снижения мощности блока до регламентированного значения;</li> </ul>				

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- одного выключателя рабочего (резервного) ввода любой секции 6 кВ нормальной эксплуатации при условии питания этой секции от резервного (рабочего) ввода;</li> <li>- одного трансформатора секций 6/0,4 кВ совместно с автоматами вводов при условии подачи электропитания на соответствующие секции от резервных трансформаторов или через секционные автоматы.</li> </ul>	<p>5) Неисправность системы контроля генератора АСКР А701-3</p>	<p>А1. Обеспечить контроль генератора по месту.</p> <p>А2. Восстановить работоспособность системы контроля генератора.</p>	<p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p>
<p><b>3. Системы второго контура</b></p> <p><b>3.1 Системы паропроводов собственных нужд</b></p> <p>3.1.1 В работе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- оба БРУ-СН и технологический конденсатор;</li> <li>- арматура, трубопроводы, КИП, регуляторы, технологические защиты и блокировки, сигнализация.</li> </ul>	<p>МКУ, РМ</p>	<p>5) Неработоспособность одного БРУ-СН</p> <p>6) Неработоспособность двух БРУ-СН</p>	<p>А1. Восстановить работоспособность БРУ-СН.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 и далее каждые 72 часа подтверждать работоспособность другого БРУ-СН.</p> <p>А1. Восстановить работоспособность БРУ-СН.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p>	<p>72 часа</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>72 часа</p> <p>-</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>ХС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>3.2 Система сброса пара в конденсатор (БРУ-К)</b></p> <p>3.2.1 Работоспособны четыре БРУ-К, арматура, трубопроводы, КИП, технологические защиты и блокировки, сигнализация.</p> <p>При эксплуатации паропроводов контролировать правильность настройки и работы БРУ-К.</p>	<p>ГС, МКУ, РМ, ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>1) Неработоспособность одного БРУ-К</p> <p>2) Неработоспособность 2-х БРУ-К</p> <p>3) Неработоспособность 3-х БРУ-К</p> <p>4) Неработоспособность 4-х БРУ-К</p>	<p>А1. Восстановить работоспособность БРУ-К.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блока до 90%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А1. Снизить мощность блока до 90%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Восстановить работоспособность БРУ-К.</p> <p>А3. По истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блока до 50%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А1. Снизить мощность блока до 50%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Восстановить работоспособность БРУ-К.</p> <p>А3. По истечении допустимого времени по А1 перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p> <p>А1. Планово перевести блок на МКУ с нормальной скоростью.</p> <p>А2. Восстановить работоспособность БРУ-К.</p> <p>А3. Если работоспособность БРУ-К невосстановлена за допустимое по А" время – планово перевести блок в ГС</p>	<p>72 часа</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>-</p> <p>72 часа</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>72 часа</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>24 часа</p>	<p>текущее</p> <p>90%Nном</p> <p>90%Nном</p> <p>90%Nном</p> <p>50%Nном</p> <p>50%Nном</p> <p>50%Nном</p> <p>ГС</p> <p>МКУ</p> <p>МКУ</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>3.3 Система питательной воды (RL)</b></p> <p>3.3.1 Система питательной воды работоспособна, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- не менее одного ТПН;</li> <li>- деаэратора питательной воды;</li> <li>- двух ВПЭН;</li> <li>- арматуры, регуляторов, трубопроводов;</li> <li>- КИП, технологические защиты и блокировки, сигнализация.</li> </ul>	<p>ГС, МКУ, РМ ПЕР(ХС↔ГС), ПЕР(ГС↔МКУ)</p>	<p>1) Неработоспособность одного ТПН.</p> <p>2) Неработоспособность 2-х ТПН.</p> <p>3) Неработоспособность одного ВПЭН.</p> <p>4) Отклонение одного или нескольких нормируемых показателей качества питательной воды (Приложение Ж).</p> <p>5) Отключение 2-х ТПН и несрабатывание УРБ при мощности более 75%Nном или несрабатывании РОМ при мощности менее 75%Nном, а также если прекратилась подпитка ПГ и её невозможно восстановить на петле с работающим ГЦН</p>	<p>А1. Контролировать (выполнить) снижение мощности с помощью РОМ.</p> <p>А2. Восстановить работоспособность ТПН.</p> <p>А1. Контролировать (выполнить) снижение мощности с помощью РОМ.</p> <p>А2. Восстановить работоспособность ТПН.</p> <p>А1. Восстановить работоспособность ВПЭН.</p> <p>А1. Выполнить действия в соответствии с Приложением Ж</p> <p>А1. Аварийно остановить блок ключом АЗ.</p> <p>А2. Действовать в соответствии с противоаварийной документацией [69].</p>	<p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>немедленно</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>до устранения дефекта</p> <p>немедленно</p> <p>немедленно</p>	<p>50%Nном</p> <p>50%Nном</p> <p>5%Nном</p> <p>5%Nном</p> <p>текущее</p> <p>-</p> <p>согласно [69]</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
3.4 Блочная обессоливающая установка (БОУ) (RE)					
3.4.1 Работоспособна блочная обессоливающая установка:	ГС, МКУ, РМ, ПЕР(ХС↔ГС), ПЕР(ГС↔МКУ),	1) Повышение температуры конденсата перед фильграмми RE более 50 °С. 2) Неисправность БОУ без нарушения норм ВХР питательной воды.	A1. Снизить температуру конденсата перед фильграмми до допустимых значений. A2. Снизить мощность блока с нормальной скоростью до величины при которой температура конденсата менее 50 °С или отключить ФСД БОУ при соблюдении ВХР. A1. Восстановить БОУ.	8 часов -	Текущее -
3.5 Система регенерации высокого давления (ПВД)					
3.5.1 Работоспособны все ПВД	РМ, МКУ, ГС ПЕР(ГС↔МКУ)	Отключение ПВД.	A1. Обеспечить температуру питательной воды не менее (164±4) °С	немедленно	текущее
3.5 САР ТГ					
3.5.1 Работоспособен ЭГСР, ГСР	РМ	Неработоспособность ЭГСР турбины	A1. Перевести на ГРС и ограничить изменение мощности. A2. Организовать устранение нарушения.	до устранения дефекта до устранения дефекта	текущее текущее



Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
4. Общеклоночные системы					
4.1 ИВС/СПШБ					
4.1.1 При выходе реактора на МКУ в полном объеме функций работоспособна ИВС/СПШБ.	МКУ, РМ	<p>1) Неработоспособность ИВС/СПШБ при наличии средств контроля пределов безопасной эксплуатации.</p> <p>2) Неработоспособность отдельных устройств ИВС/СПШБ в стационарных режимах работы РУ:  1) отказ одного из основных серверов А или В;  2) отказ в отображении информации от любого КСО 1-3, 5, 6.</p>	<p>А1. Восстановить работоспособность ИВС.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блока до 70%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А3. Находится на текущем уровне мощности.</p> <p>А4. По истечении допустимого времени по А3 планоно перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p> <p>А1. Восстановить работоспособность ИВС.</p> <p>А2. По истечении допустимого времени по А1 снизить мощность блока до 70%Nном с нормальной скоростью.</p> <p>А3. Находится на текущем уровне мощности.</p> <p>А4. По истечении допустимого времени по А3 планоно перевести блок в ГС с нормальной скоростью.</p>	<p>1 час</p> <p>-</p> <p>5 часов</p> <p>-</p> <p>8 часов</p> <p>-</p> <p>25 часов</p> <p>-</p>	<p>Текущее</p> <p>70%Nном</p> <p>70%Nном</p> <p>ХС</p> <p>Текущее</p> <p>70%Nном</p> <p>70%Nном</p> <p>ГС</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<b>4.2 Автоматические регуляторы систем</b>					
4.2.1 Перед выводом блока на мощность: все электрические цепи. Регулирующие органы и электрические исполнительные механизмы проверены на работоспособность. Все наладочные работы закончены, все коэффициенты настройки регулирующих приборов выставлены по результатам наладочных работ.	ПЕР(ГС↔МКУ) ГС	Неработоспособность регулятора в автоматическом режиме.	А1. Регулирование параметров проводить в дистанционном режиме управления. А2. Организовать устранение нарушения	до устранения дефекта  до устранения дефекта	Текущее  текущее
<b>4.3 Автоматизированные системы ФГУ</b>					
4.3.1 Перед выходом на МКУ мощности выполнить проверку всех ФГУ в информационном режиме. При работе блока АС на мощности, а также при его останове ФГУ включены на работу в информационном режиме. При работе блока АС на мощности разрешается отключение ФГУ, если это не требует снижения мощности.	РМ, МКУ, ГС, ПЕР(ГС↔МКУ), ПЕР(ХС↔ГС)	Неработоспособность ФГУ.	А1. Восстановить работоспособность	до устранения дефекта	текущее
<b>4.4 Вентсистемы и системы кондиционирования воздуха</b>					
4.4.1 В зоне контролируемого доступа работоспособны все вентиляционные системы и рециркуляционные системы НЭ охлаждения воздуха помещений, в том числе: - ТЛ06 - рециркуляционная система охлаждения помещений подпиточных насосов и маслосистем; - ТЛ07 - рециркуляционная система охлаждения помещения теплообменников подпитки первого контура; - ТЛ08 - рециркуляционная система	РМ, МКУ, ГС, ПЕР(ХС↔ГС) ПЕР(ГС↔МКУ)	1) Неработоспособность одной установок ТЛ06.  2) Неработоспособность одной установок ТЛ07,08.  3) Неработоспособность одной установок ТЛ09.	А1. Если неработоспособна установка ТЛ06 на работающем ПНА, то выполнить переход резервный ПНА. А2. Восстановить работоспособность установок ТЛ06. А1. Подтвердить работоспособность резервной установки ТЛ07,08. А2. Если действия по А1 успешны, то восстановить работоспособность. А1. Выполнить переход на резервный насос промконтура ТФ32(33,31)D01	1 час  до устранения дефекта  1 час  до устранения дефекта  1 час	текущее  текущее  текущее  текущее  текущее

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
охлаждения помещений деаэратора подпитки; - ТЛО9 - рециркуляционная система охлаждения помещения теплообменников промконтура и насосов.			А2. Восстановить работоспособность.	до устранения дефекта	текущее
4.4.2 В зоне свободного доступа работоспособны все вентсистемы и системы кондиционирования НЭ. При плановом расхолаживании реакторной установки все вентиляционные системы, системы кондиционирования и рециркуляционные системы охлаждения воздуха остаются в работе.	Все эксплуатационные состояния и режимы	Неработоспособность систем вентиляции НЭ зоны свободного доступа.	А1. Восстановить работоспособность системы.	до устранения дефекта	текущее
<b>4.5 Транспортно-технологические операции с топливом</b> 4.5.1 Перемещение грузов над БВ и реактором выполняется только в соответствии с транспортно-технологической схемой, утвержденной ГИС. Перемещение грузов и оборудования над реактором и БВ, не участвующего в перегрузке топлива, запрещается.	ОДР, ПТ, ПЕР(ХС↔ОДР), ПЕР(ОДР↔ПТ)	Транспортирования грузов вне границ, указанных в транспортно-технологической схеме.	А1. Остановить транспортирование грузов. Вернуться в исходное положение.	немедленно	текущее

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p><b>4.6 Арматура (электроприводная и ручная) систем</b></p> <p>4.6.1 Перед подъемом давления в контуре выполнены организационные мероприятия: по надежному отключению трубопроводов низкого давления вспомогательных систем. Надежность отключения указанных трубопроводов контролируется каждую смену обходом и по сигнализации на БЦУ.</p> <p>Перечень граничной арматуры утвержден ГИС и представлен ИЭ 1-го контура [78].</p>	<p>ГС, МКУ, РМ ПЕР(ХС←ГС) ПЕР(ГС←МКУ)</p>	<p>Неработоспособность одного из клапанов (основной или дублирующей), отсекающие трубопроводы низкого давления от 1-го контура.</p>	<p>A1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью. A2. Организовать устранение нарушения.</p>	<p>-</p> <p>до устранения дефекта</p>	<p>ХС</p> <p>ХС</p>
<p><b>4.7 Теплотехнический контроль</b></p> <p>4.7.1 Все контрольно-измерительные приборы (за исключением выведенных в ремонт в установленном порядке) исправны, установлены на своих штатных местах и подключены по проектной схеме. Количество и места установки приборов КИП соответствуют проекту. Все приборы КИП прошли метрологическое обслуживание, имеют четко различимый оттиск поверительного (калибровочного) клейма нанесенного на СИ и (или) на свидетельство о поверке (сертификат о калибровке) или паспорт (формуляр) СИ. Запрещается эксплуатировать средства измерений, не прошедшие своевременное метрологическое обслуживание (поверку, калибровку) или с недействительным (поврежденным) оттиском (поверительного, калибровочного) клейма.</p>	<p>Все эксплуатационные состояния и режимы</p>	<p>Неработоспособность КИП.</p>	<p>A1. Если по условиям безопасной эксплуатации для данной системы (оборудования) есть возможность замены КИП без вывода системы (оборудования) в ремонт, то выполнить замену неработоспособного КИП. В противном случае вывести систему(оборудования) с неработоспособным КИП в ремонт с соблюдением УБЭ.</p>	<p>-</p>	<p>-</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения действия при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p>4.7.2 На аналого-дискретных преобразователях выставлены уставки рассогласования каналов, срабатывания, зоны возврата и демпфирования. Аналого-дискретные преобразователи имеют маркировку по проекту и бирку с указанием величины выставленной уставки.</p>	<p>Все эксплуатационные состояния и режимы</p>	<p>Рассогласование информационно-измерительных каналов.</p>	<p>А1. Выявить и устранить причины рассогласования с соблюдением УБЭ для данной системы (оборудования).</p>	<p>-</p>	<p>-</p>
<p><b>4.8 Технологические защиты и блокировки оборудования и систем, сигнализация</b></p>					
<p>4.8.1 Пороговые значения уставок срабатывания защит и блокировок, аварийной и предупредительной сигнализации выставлены согласно «Карте уставок технологических защит, блокировок и сигнализации» РО, ТО [79, 80].</p>	<p>Все эксплуатационные состояния и режимы</p>	<p>Неработоспособность технологических защит, блокировок и сигнализации, приводящее к неспособности выполнять заданные функции.</p>	<p>А1. Выявить и устранить причины неработоспособности ТЗиБ с соблюдением требований типового РПИ [47] при выводе из работы ТЗиБ для проведения работ и с соблюдением УБЭ для данной системы (оборудования).</p>	<p>-</p>	<p>-</p>
<p>4.8.2 Все шкафы защит и блокировок, обеспечивающих эксплуатационные режимы, закрыты и опечатаны. Доступ в указанные шкафы возможен с разрешения начальника смены блока, с обязательной регистрацией в оперативном журнале НСБ. Все шкафы имеют полный комплект надписей в соответствии с проектом.</p>	<p>Все эксплуатационные состояния и режимы</p>	<p>Неисправна защита оборудования, действующая на его останов</p>	<p>А1. Выявить и устранить причины неработоспособности ТЗиБ</p>	<p>до устранения дефекта</p>	<p>текущее</p>
<p>4.8.3 Работоспособны все виды технологической сигнализации систем оборудования на БЩУ, находящегося в работе или «резерве». Примечание - Работоспособность звуковой и световой сигнализации БЩУ контролируется 1 раз в смену проверкой от ключа с записью в оперативном журнале.</p>	<p>Все эксплуатационные состояния и режимы</p>	<p>Неработоспособность сигнализации БЩУ (РЩУ).</p>	<p>А1. Организовать устранить нарушение.</p>	<p>немедленно</p>	<p>текущее</p>

Условия безопасной эксплуатации	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Тип нарушения	Последовательность действий оперативного персонала	Срок выполнения при нарушении	Конечное состояние
1	2	3	4	5	6
<p>4.8.4 Технологическая сигнализация РЦУ нормально погашена и приводится в действие оперативным персоналом при переходе на РЦУ.</p> <p>П р и м е ч а н и е - Работоспособность звуковой и световой сигнализации РЦУ контролируется 1 раз в сутки проверкой от ключа с записью в оперативном журнале.</p>					
<p><b>4.9 Блочный щит управления (БЩУ) и резервный щит управления (РЩУ)</b></p> <p>4.9.1 Обеспечена живучесть и обитаемость БЩУ для осуществления управления технологическим оборудованием СНЭ и СБ.</p> <p>Персонал БЩУ обязан контролировать работоспособность средств АСУ ТП, обеспечивающих контроль хода технологического процесса, а также средств, используемых для диагностики комплекса технических средств (КТС) АСУ ТП.</p>	<p>Все эксплуатационные состояния и режимы</p>	<p>Взрыв или пожар на БЩУ, в кабельном полуэтаже БЩУ, замыкание или запаривание БЩУ.</p>	<p>А1. Убедиться, что авария угрожает работоспособности БЩУ, а также здоровью и жизни оперативного персонала.</p> <p>А2. Нажать ключи АЗ, закрыть СК турбины, отключить генератор от системы, перейти на РЦУ.</p> <p>При переходе на РЦУ оперативный персонал обязан привести аппаратуру на РЦУ (КТС АСУ ТП) в рабочее состояние.</p> <p>А3. Действовать в соответствии с требованиями «Инструкции по расхолаживанию блока с РЦУ» [81].</p> <p>А1. Планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.</p>	<p>немедленно</p> <p>немедленно</p> <p>немедленно</p>	<p>Текущее</p> <p>-</p> <p>-</p>
<p>4.9.2 Обеспечена живучесть и обитаемость РЦУ для осуществления перевода РУ в безопасное состояние.</p>	<p>Все эксплуатационные состояния и режимы</p>	<p>При возникновении пожара на РЦУ.</p>		<p>-</p>	<p>ХС</p>

П р и м е ч а н и я:

1. В соответствии с проектом АС к резервированным элементам отнесены цепи и оборудование:

- комплекта АЗ.
- отдельных измерительных каналов многоканальной части защиты или блокировки;

- комплекта аппаратуры ступенчатого пуска (АСП);

- электропитания переменного тока шкафов УКТС, КТПС-ПН и РГ, ШТС при сохранении электропитания постоянного тока 220 В и переменного тока электропитания вентиляторов в этих шкафах;

- управления резервированным технологическим оборудованием.

2. ОР СУЗ считается застрявшим, если он не управляется от ключа управления (КУ) и не падает вниз при обесточивании привода.

3. Отсутствием контроля за положением ОР СУЗ считается отсутствие возможности определения его положения по индикации на БЩУ и по величинам сигналов, поступающих с катушек датчиков в каналах ПКУ.

4. ОР СУЗ считается потерявшим управление, если он не перемещается от ключа управления или он переведен на резервное питание

5.2.6 Организация вывода в ремонт систем и оборудования осуществляется в установленном на АС порядке, на сроки определенные УБЭ.

5.2.7 В схеме электроснабжения собственных нужд блока допускается снимать напряжение с одной секции 6 кВ и с одной или двух секций 0,4 кВ нормальной эксплуатации при условии, что в работе находятся не менее двух каналов САЭ, запитанных через рабочие вводы от источников нормальной эксплуатации, т.е. обеспечивается работоспособность потребителей 1 и 2 групп надежности не менее чем по двум каналам систем безопасности.

5.2.8 При эксплуатации блока АС в состоянии «работа на мощности» и обнаружении неисправности в каком либо из элементов канала СБ персонал БЦУ обязан:

1) в течении одного часа с момента обнаружения неисправности оценить влияние неисправности на работоспособность канала СБ;

2) при потере работоспособности канала СБ, поочередно подтвердить работоспособность аналогичных устройств, аналогичного оборудования двух других каналов СБ в регламентные сроки УБЭ;

- при неисправности насосов защитной СБ проверяются на рециркуляцию насосы двух каналов данной системы, остающихся в дежурстве;
- при обнаружении неисправности в дистанционном управлении механизмом одного канала СБ проверяется только дистанционное управление с БЦУ этими механизмами в двух других каналах данной СБ;
- при неисправности одного канала аварийного электропитания потребителей 1-ой и 2-ой групп надежности проводится поочередная проверка с запуском по программе ступенчатого пуска всех механизмов систем безопасности, запитываемых от двух других каналов системы надежного электропитания;
- при проверке канала СБ проверяется наличие электропитания и работоспособность технологической сигнализации, КИП и наличие



представления информации на ИВС и индивидуальных приборах, проверяется выполнение ИВС возложенных на неё функций: сбор данных от всех предусмотренных источников информации (КСО, ТСА М2002, СВРК-М, АКРБ, АСКГ, СУЗ), обработку полученных данных, представление параметров безопасности блока АС, мониторинг состояния систем безопасности, регистрацию данных (ведение архивов и протоколов), представление информации оперативному персоналу на экранах мониторов рабочих станций;

– после проверки канала СБ механизмы и его аппаратура переводятся в состояние, соответствующее требованиям проекта и эксплуатационных инструкций;

3) после выполнения проверок и подтверждения работоспособности двух других каналов СБ допускается вывод в ремонт неисправного элемента на срок не более 72 часов с момента обнаружения неисправности. Эксплуатация блока на мощности при наличии в дежурстве 2-х каналов СБ в состоянии с подтвержденной их работоспособностью в течение времени регламентированного УБЭ не является нарушением условий безопасной эксплуатации блока;

4) после устранения неисправности выполнить проверку работоспособности отказавшего канала. Время, необходимое для проверки работоспособности восстановленного канала СБ входит в допустимое время ремонта;

5) при не подтверждении работоспособности проектной технологической функции СБ или по истечении срока вывода канала СБ в ремонт блок АС в нормальной технологической последовательности разгрузить и перевести в «холодное» состояние с нормальной скоростью;

6) при обнаружении неисправности в двух и более каналах СБ перевести блок АС в «холодное» состояние с нормальной скоростью.

5.2.9 При работе блока на мощности и обнаружении неисправности в каком-либо из нерезервируемых элементов одного канала системы формирования защит САОЗ проверка работоспособности двух других каналов системы формирования защит САОЗ проводится в объеме ТО-6 (по регламенту проверок ТЗБ).

5.2.10 При работе блока на мощности и обнаружении неисправности нерезервируемого оборудования систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, вывод в ремонт неисправного оборудования допускается с разрешения главного инженера.

5.2.11 При работе блока на мощности и обнаружении неисправности резервируемого оборудования систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, допускается вывод в ремонт неработоспособного оборудования на сроки регламентированные УБЭ.

5.2.12 Если обнаружена неисправность устройств дистанционного управления, защит и блокировок технологического оборудования нормальной эксплуатации, важных для безопасности и устранение неисправности требует приведения технологического оборудования в неработоспособное состояние, то неисправность устраняется в соответствии с требованиями УБЭ (подраздел 5.2).

5.2.13 Вывод в ремонт электрооборудования главной схемы электрических соединений АС, входящего в «Перечень оборудования, устройств РЗА и ПА, АРЧМ, средств диспетчерского и технологического управления, которое находится в оперативном управлении или ведении диспетчера ОДУ, ЦДУ ЕЭС РФ» проводится по заявке АС, разрешенной диспетчерским управлением соответствующей энергосистемы, либо по заявке диспетчерского управления энергосистемы, согласованной ГИС с уведомлением при этом эксплуатирующей организации.

При этом в любом эксплуатационном состоянии (режиме) энергосистема обеспечивает подачу на АС мощности, необходимой для аварийного расхолаживания всех блоков одновременно.

5.2.14 На работающем блоке для устранения неисправности допускается:

- вывод из работы защит и блокировок не более чем одного канала СБ;
- вывод из работы одного комплекта АЗ, АКНП;
- вывод из работы одного комплекта АСП.

Указанный вывод из работы допускается без предварительной проверки других каналов на сроки, определенные УБЭ регламентом, при сохранении условий и пределов безопасной эксплуатации блока.

5.2.15 При отказах в цепях защит и блокировок СБ вида «ложное срабатывание», приводящие в действие оборудование, которое занимает положение, согласно алгоритму защит, проверка двух других каналов СБ не требуется.

5.2.16 При дефекте в УСБ, связанном с ПИП одного канала многоканальной защиты, ПИП которой размещен в гермозоне, допускается устранение дефекта в первый неплановый останов или ППР, при условии обеспечения организационными мерами сокращения требуемых периодичностей ТО дефектной защиты в 5 раз и ежесуточного визуального осмотра аппаратуры этой защиты с целью фиксации появления новых дефектов или отказов в других каналах многоканальной защиты или обеспечением повторности сигнала неисправности. При обнаружении таковых защита рассматривается как неработоспособная.

5.2.17 В случае вывода в ремонт систем, устройств или оборудования нормальной эксплуатации, который приведет к работе на время ремонта без резерва, вывод в ремонт допускается только по письменному разрешению ГИС.

5.2.18 В случае необходимости реконструкции, монтажа сетчатых ограждений, проведения работ в опорожненном баке ГА-201, то такие работы выполняются в период ППР блока с перегрузкой ЯТ и выполнением мероприятий, приведенных в Приложении В.

5.2.19 Вывод в ремонт одной нитки системы охлаждения БВ в случае, если ее отказ не связан с посадкой и неоткрытием локализующей арматуры, допускается на срок до восстановления ее работоспособности при выполнении условий, приведенных в Приложении Г.

## 6 Эксплуатационные пределы и условия

### 6.1 Эксплуатационные пределы

В данном подразделе представлены значения технологических параметров, соответствующие граничным значениям области нормальной эксплуатации для систем и оборудования важных для безопасности.

Контроль соблюдения ЭП осуществляется постоянно, фиксация – не реже одного раза в смену

При нарушении эксплуатационных пределов и условий оперативный персонал обязан:

- установить причины нарушения нормальной эксплуатации по показаниям фрагментов ИВС, приборов и сигнализации на БЦУ, протоколам регистрации событий;
- убедиться в правильности срабатывания технологических защит и блокировок систем и оборудования блока АС. В случае отказа отдельных защит и блокировок выполнить предусмотренные переключения дистанционно. Запрещается вмешиваться в работу автоматики, защит и блокировок при отсутствии их явных отказов;
- доложить НС АЭС о нарушении нормальной эксплуатации, о своих действиях и выполненных переключениях.

При невозможности восстановления допустимых значений параметров реактор необходимо перевести регламентируемое данным разделом состояние.

Проектные значения параметров и характеристик отдельных СВБ при нормальной эксплуатации приведены в Приложении Р. При выходе значений параметров за допустимые границы оперативный персонал действует в соответствии ИЭ данной СВБ.

**6.1.1 Эксплуатационные пределы по технологическим параметрам**

В таблице 6.1.1.1 приведены ЭП по технологическим параметрам в различных состояниях РУ, а также действия персонала при нарушении ЭП. Значения ЭП указаны без учета погрешности измерения проектных средств контроля.

**Т а б л и ц а 6.1.1.1 - Эксплуатационные пределы по технологическим параметрам в различных состояниях РУ и действия персонала при нарушении ЭП**

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
1.	Тепловая/нейтронная мощность реактора (с учетом динамической погрешности), МВт/%Nном:		РМ	А1. Контролировать срабатывание РОМ уменьшение мощности до допустимого значения.	Немедленно.
	1) для четырёх ГЦН	не более 3180 / 106			
	2) для трёх ГЦН	не более 1994 / 66,47			
	3) для двух ГЦН (противоположные петли)	не более 1310 / 43,67			
	4) для двух ГЦН (смежные петли)	не более 1310 / 43,67			

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
2.	Период изменения нейтронного потока, секунд	не менее 60	РМ, МКУ	А1. Прекратить ввод положительной реактивности, принять меры по увеличению периода до бесконечности.	Немедленно.
3.	Давление теплоносителя в реакторе (с учетом работы регулятора давления), МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	не более 15,9 (162) не менее 15,5 (158)	ПТ  РМ, МКУ, ГС	А1. Остановить перегрузку топлива и обеспечить перевод систем обращения с ЯТ в безопасное состояние, принять меры по увеличению периода в ЭП. А1. Восстановить и поддерживать давление в 1 контуре и уровень в КД работой электронагревателей КД и насосами системы продувки-подпитки 1 контура и поддержанием давления пара 2 контура.	Немедленно.
4.	Уровень в ПГ (с учетом работы регулятора уровня), мм: - для уровнемера с базой 1 м - для уровнемера с базой 4 м	P(t) См. табл. 6.1.1.2  не более 2750 не более 2450	ПЕР(ХС→ГС)  РМ, МКУ	А1. Остановить разогрев/расхолаживание РУ. Снизить давление 1 контура до допустимого значения. А1. Проконтролировать работу системы питательной воды ПГ. А2. Восстановить уровень в ПГ в допустимом диапазоне значений.	Немедленно.  Немедленно.
5.	Давление пара в работающем ПГ (с учетом работы регулятора давления), МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	не более 6,46 (66) не менее 6,08 (62) не более 6,46 (66) не менее 4,9 (50)	РМ  МКУ, ГС	А1. Проконтролировать работу БРУ-К, ЭГSR. А2. Восстановить давление пара в работающем ПГ в ЭП.	Немедленно.

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
6.	Расход пара от каждого работающего ПГ, для N=104% Nном, т/час	не более 1666 не менее 1406	РМ	А1. Принять меры по восстановлению расхода в заданных ЭП.	Немедленно.
7.	Максимально допустимый подогрев теплоносителя в реакторе, °С: 1) для четырёх ГЦН 2) для трёх ГЦН 3) для двух ГЦН (противоположные петли) 4) для двух ГЦН (смежные петли)	не более 33,5 не более 24,0 не более 21,0 не более 21,0	РМ	А1. Снизить мощность реактора, при которой обеспечивается допустимый подогрев.	Немедленно.
8.	Максимально допустимый подогрев теплоносителя в петле/максимально допустимая мощность петли реактора, °С/МВт: 1) для четырёх ГЦН 2) для трёх ГЦН 3) для двух ГЦН (противоположные петли) 4) для двух ГЦН (смежные петли)	не более 34,5/800 не более 30,0/800 не более 28,0/800 не более 28,0/800	РМ	А1. Снизить мощность реактора, при которой обеспечивается допустимый подогрев.	Немедленно.



№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
9.	<p>Максимально допустимый подогрев теплоносителя по показаниям СВРК на:</p> <p><b>1) УТВС, °С:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для четырёх ГЦН</li> <li>- для трёх ГЦН</li> <li>- для двух ГЦН (противоположные петли)</li> <li>- для двух ГЦН (смежные петли)</li> </ul> <p><b>2) ТВС-2, °С:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для четырёх ГЦН</li> <li>- для трёх ГЦН</li> <li>- для двух ГЦН (противоположные петли)</li> <li>- для двух ГЦН (смежные петли)</li> </ul> <p><b>3) ТВС-2М, °С:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для четырёх ГЦН</li> <li>- для трёх ГЦН</li> <li>- для двух ГЦН (противоположные петли)</li> <li>- для двух ГЦН (смежные петли)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>не более 39,0</li> <li>не более 33,0</li> <li>не более 37,0</li> <li>не более 37,0</li> <li>не более 44,0</li> <li>не более 41,5</li> <li>не более 43,0</li> <li>не более 43,0</li> <li>не более 44,5</li> <li>не более 42,5</li> <li>не более 44,0</li> <li>не более 44,0</li> </ul>	РМ	А1. Снизить мощность реактора, при которой обеспечивается допустимый подогрев.	Немедленно.

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
10.	Максимально допустимая температура теплоносителя по показаниям СВРК на выходе из: <b>1) УТВС, °С:</b> - для четырёх ГЦН - для трёх ГЦН - для двух ГЦН (противоположные петли) - для двух ГЦН (смежные петли) <b>2) ТВС-2, °С:</b> - для четырёх ГЦН - для трёх ГЦН - для двух ГЦН (противоположные петли) - для двух ГЦН (смежные петли) <b>3) ТВС-2М, °С:</b> - для четырёх ГЦН - для трёх ГЦН - для двух ГЦН (противоположные петли) - для двух ГЦН (смежные петли)	не более 330,0 не более 324,0 не более 328,0 не более 328,0 не более 335,0 не более 332,5 не более 334,0 не более 334,0 не более 335,5 не более 333,5 не более 335,0 не более 335,0	РМ	А1. Снизить мощность реактора, при которой обеспечивается допустимая температура.	Немедленно.

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
11.	Расход теплоносителя через реактор, м <sup>3</sup> /ч:		РМ, МКУ	А1. Подтвердить нарушение ЭП. А2. Принять меры по уменьшению/увеличению расхода теплоносителя до допустимых значений.	Немедленно.
	- для четырёх ГЦН	не более 91500 не менее 81500			
	- для трёх ГЦН	не более 67900 не менее 60400			
	- для двух ГЦН (противоположные петли)	не более 43900 не менее 38200			
	- для двух ГЦН (смежные петли)	не более 44000 не менее 38300			
12.	Максимально допустимая температура теплоносителя на входе в реактор в любой из работающих петель, °С:		РМ	А1. Принять меры по снижению температуры «холодных» ниток до допустимой.	Немедленно.
	- для четырёх ГЦН	не более 291,0			
	- для трёх ГЦН	не более 289,2			
	- для двух ГЦН (противоположные петли)	не более 291,0			
	- для двух ГЦН (смежные петли)	не более 291,0			
13.	Уровень в КД, мм	не более Нкд <sup>1</sup> +150 не менее Нкд <sup>2</sup> -150	РМ, МКУ	А1. Проконтролировать работу системы продувки-подпитки 1-го контура. А2. Восстановить уровень в КД.	Немедленно.

<sup>1</sup> Нкд определяется в соответствии с Приложением И.

<sup>2</sup> Нкд определяется в соответствии с Приложением И.

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
14.	Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура, г/дм <sup>3</sup>	не менее Стек <sup>1</sup> +0,6	PM	A1. Подтвердить нарушение ЭП. A1. Восстановить концентрацию борной кислоты в 1-м контуре.	30 минут.
15	Температура питательной воды ПП, °С	Определяется табл. 7.8.1	PM, МКУ	A1. Проконтролировать систему подпитки ПП. A2. Принять меры к восстановлению температуры питательной воды в ЭП.	Немедленно. немедленно
16	Расход протечек из первого контура по линии оргпротечек и дренажей, м <sup>3</sup> /ч	не более 2,5	PM, МКУ	A1. Выполнить поиск оборудования с повышенными организованными протечками. A1. Организовать устранение неисправности.	-
17	Разрежение в герметичном ограждении (при работе одной TL22), мм.в.ст.	не менее 20	PM, МКУ, ГС ПЕР(ХС↔ГС)	A1. Восстановить разрежение в ЭП. A2. Если разрежение не восстановлено по A1 за допустимое время – планово перевести блок в ХС с нормальной скоростью.	1 час. -
18	Температура в герметичном ограждении, °С	не более 60	PM, МКУ, ГС	A1. Планово перевести блок в ХС	Немедленно.

<sup>1</sup> значения Стек принимаются равными значениям критической концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура в зависимости от момента топливной кампании в соответствии с альбомом НФХ.

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
19	Уровень в БВ, м: При хранении топлива; При перегрузке топлива	не менее отм. 28,7 не менее отм. 36,1	Все эксплуатационные состояния и режимы	А1. Организовать подпитку БВ. А2. Восстановить уровень в допустимых значениях.	Немедленно.
20	Температура в БВ, °С	не более 50	Все эксплуатационные состояния и режимы	А1. Увеличить расход воды (выполнить воздухоудаление напорного и всасывающего трубопровода ТГ, т/о ТГ11(12,13)W01 по техводе). А2. При неуспешности по А1 перейти на резервный канал ТГ.	Немедленно.
21	Концентрация борной кислоты в БВ, г/дм <sup>3</sup>	не менее 16 не более 20	Все эксплуатационные состояния и режимы	А1. Выполнить корректировку концентрации раствора борной кислоты в БВ.	Немедленно.
22	Скорость снижения мощности реактора (кроме режима А3 и УРБ): от 104%Nном и менее до МКУ, %Nном/мин	не более 3	РМ, МКУ	А1. Увеличить выдержку между шагами при опускании ОР СУЗ.	Немедленно.

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действий при несоблюдении эксплуатационного предела
23	<p>Скорость повышения мощности реактора, %Nном/мин:</p> <p>От МКУ до (40÷45)% Nном</p> <p>От (40÷45)% Nном до (75÷85)% Nном;</p> <p>Выдержка на уровне (75÷85)% Nном, часов</p> <p>От (75÷85)% Nном до 104%Nном</p>	<p>не более 2</p> <p>не более 1</p> <p>не менее 3</p> <p>не более 1</p>	РМ, МКУ	А1. Увеличить выдержку между шагами при поднятии ОР СУЗ.	Немедленно.
24	<p>Скорость повышения мощности реактора:</p> <p>1. после работы более 12 суток на любом пониженном уровне мощности;</p> <p>2. после перегрузки при работе реактора более 12 суток в конце предыдущего цикла на мощностном эффекте реактивности;</p> <p>3. при подключении неработающей петли,</p> <p>От МКУ до 50%Nном</p> <p>От 50%Nном до 80% Nном</p>	<p>не более 3 %Nном/мин</p> <p>не более 10 %Nном/час</p>	РМ, МКУ	А1. Увеличить выдержку между шагами при поднятии ОР СУЗ.	Немедленно.

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
	<p>От 80% Nном до 104%Nном</p> <p>П р и м е ч а н и е - Средняя скорость подъёма мощности в диапазоне от 50% Nном до 104% Nном обеспечивается:</p> <p>1) ступенчатым подъёмом мощности на (2-4)% Nном;</p> <p>2) скоростью ступенчатого подъёма до 2% Nном/мин;</p> <p>3) выдержкой между ступенями подъёма</p>	не более 1 %Nном/час			

П р и м е ч а н и я:

- 1) АРМ и РОМ отгтарированы по средневзвешенному значению тепловой мощности, рассчитываемому СВРК и обеспечивают погрешность регулирования мощности не более 2% от номинальной, погрешность (выбег истинной мощности) от настройки РОМ - не более 2% от номинального значения.
- 2) Расход теплоносителя через реактор и расход пара от ПГ определяются косвенным методом. Расход теплоносителя определяется по паспортной характеристике ГЦН и по тепловому балансу; расход пара - по расходу питательной воды с учётом расхода на продувку ПГ и по тепловому балансу.
- 3) Наброс мощности на 20% Nтек при изменениях нагрузки от МКУ до 50%Nном реализуется одной ступенью со скоростью, обеспечиваемой системой регулирования реактора.
- 4) Наброс мощности на 20% Nтек при изменениях нагрузки от 50%Nном до 104%Nном реализуется двумя ступенями по 10% Nтек со скоростью, обеспечиваемой системой регулирования реактора и с выдержкой между ступенями не менее 3 часов.

Т а б л и ц а 6.1.1.2 - Зависимость допускаемого давления от температуры для оборудования и трубопроводов первого контура в режимах планового разогрева и расхолаживания с позиций сопротивления хрупкому разрушению

Температура, °С	20	40	60	80	100	120
Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	5,0 (51)	6,2 (63)	8,1 (82)	11,0 (112)	15,5 (158)	22,0 (224)

Т а б л и ц а 6.1.1.3 – Допустимые погрешности измерения средств контроля

№ п/п	Контролируемый параметр	Точность определения
1.	Тепловая/нейтронная мощность, МВт / %N <sub>ном</sub>	±60/2
2.	Максимально допустимый подогрев теплоносителя в реакторе, °С	±0,5
3.	Максимально допустимый подогрев теплоносителя в петле/максимально допустимая мощность петли реактора, °С/МВт	±0,5/30
4.	Максимально допустимый подогрев теплоносителя по показаниям СВРК на: УТВС, °С ТВС-2, °С ТВС-2М, °С	±1,5 ±1,5 ±1,5
5.	Максимально допустимая температура теплоносителя по показаниям СВРК на выходе из: УТВС, °С ТВС-2, °С ТВС-2М, °С	±1 ±1 ±1
6.	Максимально допустимая температура теплоносителя на входе в реактор в любой из работающих петель, °С	±1
7.	Давление теплоносителя в реакторе, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	±0,1(1)
8.	Давление пара в работающем ПГ, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	±0,1(1)
9.	Уровень в КД, %	±1,5
10.	Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура, %	±3,5
11.	Уровень в ПГ, %	±1,5
12.	Температура питательной воды ПГ, °С	±2
13.	Температура в герметичном ограждении, не более, °С	±2
14.	Максимальный расход пара от каждого работающего ПГ, для 104%N <sub>ном</sub> , т/час (%)	±50 (3)



## 6.1.2 Эксплуатационные пределы по неплотности физических барьеров

Т а б л и ц а 6.1.2.1 – Эксплуатационные пределы по неплотности физических барьеров

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
1.	Суммарная удельная активность радионуклидов йода 131÷135 в теплоносителе 1-го контура, Бк/кг (Ки/кг)	не более $3,7 \times 10^7$ ( $1 \times 10^{-3}$ ) <sup>1</sup>	РМ	<p>А1. Подтвердить нарушение ЭП (выполнить не менее 2-х повторных замеров).</p> <p>А2. Снизить мощность РУ на значение <math>(2 \div 15) \% N_{ном}</math>. С целью обеспечения более щадящего режима эксплуатации ядерного топлива и снижения импульсных выходов продуктов деления в теплоноситель:</p> <p>1) разгрузку до <math>80 \% N_{ном}</math> производить со скоростью не более <math>1 \% N_{ном}/мин</math>;</p> <p>2) набор мощности производить со скоростью не более:</p> <p>а) до <math>50 \% N_{ном} - 1 \% N_{ном}/мин</math>;</p> <p>б) от <math>50 \% N_{ном}</math> до <math>80 \% N_{ном} - 5 \% N_{ном}/час</math>;</p> <p>в) от <math>80 \% N_{ном}</math> до <math>104 \% N_{ном} - 1 \% N_{ном}/час</math>.</p> <p>3) при работе на стационарном</p>	<p>2÷3 часа</p> <p>Время, в течение которого принимаются меры по снижению активности <math>^{131-135}I</math> до величины менее ЭП, определяется ГИС в зависимости от радиационной обстановки</p>

<sup>1</sup> При стационарных условиях работы энергоблока на мощности и для условий работы системы водоочистки теплоносителя на фильтрах СВО-2 в проектном режиме (номинальное значение расхода на фильтры 30 т/ч). Соответствует эксплуатационному пределу по степени повреждения оболочек ТВЭлов, установленному нормативным документом [3].

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
2.	Удельная активность радионуклида йода 131 в продувочной воде из «солевого» отсека каждого ПП на момент отбора пробы, Бк/кг (Ки/кг)	не более 370 ( $1 \times 10^{-8}$ )	PM	уровне мощности положение регулирующей группы поддерживать на постоянной высоте. Поддержание мощности обеспечивать за счет изменения концентрации борной кислоты путем водообмена. В случае невозможности снижения активности теплоносителя первого контура, перевести блок АС в ХС состояние и выполнить КГО всех ТВС топливной загрузки.	6 часов
3.	Суммарная объемная активность сепарата СПШ, Бк/дм <sup>3</sup> (Ки/дм <sup>3</sup> )	не более 11,1 ( $3 \times 10^{-10}$ )	PM	А1. Подтвердить нарушение ЭП (выполнить не менее 2-х повторных замеров). А2. Планоно перевести блок в ХС с нормальной скоростью. А1. Подтвердить нарушение ЭП (выполнить не менее 2-х повторных замеров). А2. Планоно перевести блок в ХС с нормальной скоростью.	2÷3 часа  -
4.	Расход протечки теплоносителя 1-го контура во 2-й контур по отдельным ПП, кг/час	не более 0,5  не более 2,0	PM	А1. Увеличить периодичность контроля не реже 1 раза в сутки. А1. Увеличить периодичность контроля не реже 1 раза в смену.	немедленно  немедленно

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
		не более 4,0		А1. Подтвердить нарушение ЭП (выполнить не менее 2-х повторных замеров).	6 часов
5.	Расход протечки теплоносителя из 1-го контура и место течи неизвестно, т/ч	не более 0,7	PM	А2. Планово перевести блок АС в ХС с нормальной скоростью.	-
6.	Расход протечки теплоносителя из 1-го контура и место течи известно, т/ч	не более 2	PM	А1. Непланово перевести блок АС в ХС с нормальной скоростью. А1. Непланово перевести блок АС в ХС с нормальной скоростью.	немедленно немедленно

**П р и м е ч а н и я**

- 1) Периодичность контроля ЭП по п.1, 2, 3, 4 не реже одного раза в сутки.
- 2) При обнаружении превышения ЭП или при скачкообразном изменении величин измерений по сравнению с предыдущими, необходимо в течение 2÷3 часов провести не менее двух повторных измерений.
- 3)

### 6.1.3 Эксплуатационные пределы по неравномерности энерговыделения

Контроль объемного энерговыделения в активной зоне производить по СВРК-М с откорректированным в соответствии с «Методикой определения допустимых значений коэффициентов неравномерности объемного энерговыделения при эксплуатации топливных загрузок с ТВС-2М», 320-Пр-1016, ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2010 программным обеспечением.

При нарушении ЭП по неравномерности энерговыделения действовать в соответствии с Приложением К.

Максимально-допустимые коэффициенты неравномерности энерговыделения по объему активной зоны рассчитываются с учетом фактического состояния текущей загрузки активной зоны и приводятся в альбоме нейтронно-физических характеристик реактора ВВЭР-1000 текущей топливной загрузки.

Допустимое значение коэффициента неравномерности объемного энерговыделения в  $i$ -ом слое  $j$ -ой ТВС определяется как минимальное из полученных при рассмотрении всех топливных элементов  $i$ -го слоя  $j$ -ой ТВС согласно соотношению:

$$Kv_{ij}^{don} = \min \left\{ \begin{array}{l} \min [Q_{ijk}^{доп} \cdot (\rho_{пл}) / (q_{ср} \cdot Kk_{ijk} \cdot K_{СВРК} \cdot K_n \cdot K_{инж,т}^{эксн})]_{(k=1, \dots, 312)} \\ 2,0 \end{array} \right.$$

где

$Q_{ijk}^{доп}(\rho_{пл})$  – допустимое проектное линейное энерговыделение  $k$ -го топливного элемента (ТВЭла/ТВЭга) в  $i$ -ом слое  $j$ -ой ТВС в зависимости от среднего выгорания ТВЭла/ТВЭга, Вт/см;

$q_{ср}$  – среднее значение линейного энерговыделения топливных элементов при работе на повышенной мощности, равно 165,8 Вт/см;

$Kv_{ij}^{don}$  – допустимый коэффициент неравномерности объемного энерговыделения в  $i$ -ом слое  $j$  ой ТВС;

$Kk_{ijk}$  – относительная мощность  $k$ -го топливного элемента в  $i$ -ом слое  $j$ -ой ТВС, (определяется из физического расчета текущей топливной загрузки);

$K_{\text{СВРК}}$  – коэффициент, учитывающий погрешность восстановления поля объемного энерговыделения с использованием программного обеспечения СВРК, включающий погрешность измерений по ДПЗ, равен 1,05;

$K_n$  – коэффициент неопределенности измерения тепловой мощности реактора, равен 1,02;

$K_{\text{инж},m}^{\text{эксп}}$  – эксплуатационный инженерный коэффициент для  $m$ -ой ( $m=1, 2, 3$ ) группы топливных элементов (приведен в таблице 6.1.3.1).

Т а б л и ц а 6.1.3.1 – Значения коэффициентов  $K_{\text{инж}}^{\text{эксп}}$  для топливных загрузок с использованием ТВС-2М, для расчета  $K_{V_{ij}^{\text{дон}}}$  и  $Q_i^{\text{уст}}$

Расчетная величина	Значение $K_{\text{инж}}^{\text{эксп}}$ для групп топливных элементов		
	ТВЭЛЫ периферийного ряда	остальные ТВЭЛЫ	ТВЭГИ
$K_{V_{ij}^{\text{дон}}}$	1,13	1,11	1,09
$Q_i^{\text{уст}}$	1,17	1,15	1,14

В таблице 6.1.3.2 указаны значения координат точек контроля коэффициента неравномерности объемного энерговыделения для КНИ-5(Б) (Lemo) исп.03 (ШПИС.418260.001 ТУ).

Т а б л и ц а 6.1.3.2 - значения координат точек контроля коэффициента неравномерности объемного энерговыделения для КНИ-5(Б) (Lemo) исп.03

Наименование	Значение						
Координата центра контролируемого слоя, см	26,4	79,3	132,1	185,0	237,9	290,7	343,6
Примечание – координата контролируемого слоя в ТВС-2М с бланкетами из природного урана определяется от нижней границы топлива нижней бланкетной зоны.							

Точность определения  $K_{V_{ij}}$  по СВРК-М не хуже 5 % при доверительной вероятности 0,95.

В общем виде, для текущей тепловой мощности ( $N_{\text{тек}}$ ) допустимые значения коэффициентов неравномерности объемного энерговыделения  $K_{V_{ij}^{\text{тек}}}$  определяются с использованием соотношения:

$$K_{V_{ij}^{\text{тек}}} = K_{V_{ij}^{\text{дон}}} \cdot \Psi$$

$$\Psi = \frac{1}{(0,83 \cdot N_{\text{тек}} / N_{\text{дон}}) + 0,17}$$

где для мощностей  $N_{\text{тек}} = (0,1 \div 1,02) \times N_{\text{доп}}$ .

При увеличении  $K_{V_{ij}}$  до значений больших  $K_{V_{ij}^{\text{тек}}}$  оперативный персонал выполняет действия в соответствии с Приложением К.

Базовые максимально допустимые значения линейной мощности максимально нагруженных твэлов, твэгов и периферийных твэлов в любой из 163 ТВС в любом из семи слоев, совпадающих с размещением ДПЗ, контролируемые СВРК приведены в таблице 6.1.3.3.

Т а б л и ц а 6.1.3.3 - Базовые уставки линейных энерговыделений, (Вт/см).

Координата, см	34,5	87,0	139,5	192,0	244,5	297,0	349,5
Периферийные твэлы	375,4	375,4	375,4	370,7	335,9	301,0	266,1
твэлы	381,9	381,9	381,9	377,2	341,7	306,2	270,7
твэги	306,9	306,9	306,9	306,9	306,9	306,2	270,7

При расчете базовых уставок для различных твэл принимают следующие значения коэффициентов запаса:

$K_n = 1,02$  – коэффициент неопределенности измерения тепловой мощности реактора;

$K_{\text{инж}}^{\text{эксп}}$  - эксплуатационный инженерный коэффициент запаса приведен в таблице 6.1.3.1.

Предельное значение линейного энерговыделения по выгоранию определяется как функция от максимального из средних выгораний топливных элементов по высоте активной зоны в каждой группе твэл (твэл периферийного ряда, твэг и остальные твэлы). Результирующее предельное значение линейного энерговыделения определять как минимальное из двух значений: предельного значения по высоте активной зоны и предельного значения линейного энерговыделения по выгоранию.

#### 6.1.4 Эксплуатационные пределы по условиям отклонения частоты тока в энергосистеме

6.1.4.1 Допускается эксплуатация блока в условиях отклонения частоты тока в энергосистеме от номинального значения с учетом следующих ограничений по времени:

- в диапазоне от 51,0 Гц до 50,5 Гц – до 10 сек., однократно, но не более 60 сек. за год;
- в диапазоне 50,5 Гц и ниже до 49,0 Гц – без ограничений;
- в диапазоне 49,0 Гц и ниже до 48,0 Гц – до 5 мин., однократно, но не более 20 мин. за год;
- в диапазоне ниже 48,0 Гц до 47,0 Гц – до 1 мин., однократно, но не более 6 мин. за год;
- в диапазоне ниже 47,0 Гц вплоть до 46,0 Гц – до 10 сек., однократно, но не более 10 раз за срок эксплуатации.

6.1.4.2 При отклонениях частоты тока выше 51,0 Гц, а также до значения 46,0 Гц и ниже блок АС отключить от энергосистемы.

6.1.4.3 Допускается по требованию диспетчеров энергосистемы, но не более 12 циклов в год, работа блока АС в режиме ОПРЧ с соблюдением требований настоящего регламента по скорости изменения мощности РУ (при увеличении и сбросе мощности).

### 6.1.5 Эксплуатационные пределы по радиационным параметрам

6.1.5.1 Эксплуатационные пределы по газо-аэрозольным выбросам устанавливаются на уровне утвержденных территориальными органами Ростехнадзора допустимых выбросов (ДВ) установленных для каждого конкретного радионуклида и каждого стационарного источника выбросов и АС в целом, при этом ДВ установлены исходя из дозы облучения критических групп населения, проживающего в зоне наблюдения АС, соответствующей минимально значимой дозе 10 мкЗв/год.

6.1.5.2 Для текущего контроля соблюдения эксплуатационных пределов по газо-аэрозольным выбросам в атмосферный воздух для каждого нормируемого источника выбросов РВ АС установлены контрольные уровни (КУ) выбросов за месяц и за сутки.

6.1.5.3 В таблицах 6.1.5.1, 6.1.5.2, 6.1.5.3 приведен образец оформления эксплуатационных пределов по газо-аэрозольным выбросам в атмосферу за год, контрольные уровни за месяц и за сутки для каждого стационарного источника выбросов и АС целом.

Т а б л и ц а 6.1.5.1 – ЭП по газо-аэрозольным выбросам в атмосферный воздух (за год)

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
1. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №1	Значение ДВ <sup><math>i</math></sup> радионуклида $i$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №1	Все эксплуатационные состояния и режимы	А1. Подтвердить нарушение ЭП, связанного с работой блока. А2. Принять меры по устранению нарушения ЭП.



Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
2. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №1	Значение $ДВ^j$ радионуклида $j$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №1		
3. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №1	Значение $ДВ^r$ радионуклида $r$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №1		
4. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №2	Значение $ДВ^i$ радионуклида $i$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №2		
5. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №2	Значение $ДВ^j$ радионуклида $j$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №2		
6. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №2	Значение $ДВ^r$ радионуклида $r$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №2		
7. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №N	Значение $ДВ^i$ радионуклида $i$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №N		

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
8. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №N	Значение $ДВ^j$ радионуклида $j$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №N		
9. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №N	Значение $ДВ^r$ радионуклида $r$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для источника выброса №N		
10. Активность нормируемого радионуклида $i$ в выбросе АС в целом	Значение $ДВ^i$ радионуклида $i$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для выброса АС в целом		
11. Активность нормируемого радионуклида $j$ в выбросе АС в целом	Значение $ДВ^j$ радионуклида $j$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для выброса АС в целом		
12. Активность нормируемого радионуклида $r$ в выбросе АС в целом	Значение $ДВ^r$ радионуклида $r$ , утвержденное территориальными органами Ростехнадзора для выброса АС в целом		

Примечания:

1) Нормируемые радионуклиды  $i$  ( $j$ ,  $r$ ), а также их значения допустимых выбросов приводятся из утвержденного территориальными органами Ростехнадзора разрешения на выбросы радиоактивных веществ в атмосферный воздух.

2) Условием соблюдения эксплуатационного предела ( $ДВ^r$ ) при наличии в выбросах нескольких радионуклидов является соотношение:

$$\sum_r \frac{Q^r}{ДВ^r} \leq 1, \text{ где:}$$

$ДВ^r$  - допустимый выброс радионуклида  $r$  с АС в атмосферу, Бк/год;

$Q^r$  - суммарный годовой выброс радионуклида  $r$  из всех источников АС, Бк/год.

6.1.5.4 Расчет активности трития, поступившего в атмосферу из брызгальных бассейнов, за счет испарения и ветроуноса производится по результатам измерений один раз в месяц.

6.1.5.5 С целью не превышения значений контрольного уровня еженедельно проводится определение активности трития в воде брызгальных бассейнов.

Т а б л и ц а 6.1.5.2 - Контрольные уровни по газо-аerosольным выбросам в атмосферный воздух за месяц

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
1. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №1	Значение $KU_{\text{мес}}^i$ радионуклида $i$ , для источника выброса №1	Все эксплуатационные состояния и режимы	А1. Подтвердить нарушение КУ, связанного с работой блока.  А2. Принять меры по устранению нарушения КУ.
2. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №1	Значение $KU_{\text{мес}}^j$ радионуклида $j$ , для источника выброса №1		
3. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №1	Значение $KU_{\text{мес}}^r$ радионуклида $r$ , для источника выброса №1		
4. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №2	Значение $KU_{\text{мес}}^i$ радионуклида $i$ , для источника выброса №2		
5. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №2	Значение $KU_{\text{мес}}^j$ радионуклида $j$ , для источника выброса №2		
6. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №2	Значение $KU_{\text{мес}}^r$ радионуклида $r$ , для источника выброса №2		
7. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №N	Значение $KU_{\text{мес}}^i$ радионуклида $i$ , для источника выброса №N		
8. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №N	Значение $KU_{\text{мес}}^j$ радионуклида $j$ , для источника выброса №N		

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
9. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №N	Значение $KU_{\text{мес}}^r$ радионуклида $r$ , для источника выброса №N		
10. Активность нормируемого радионуклида $i$ в выбросе АС в целом	Значение $KU_{\text{мес}}^i$ радионуклида $i$ , для выброса АС в целом		
11. Активность нормируемого радионуклида $j$ в выбросе АС в целом	Значение $KU_{\text{мес}}^j$ радионуклида $j$ , для выброса АС в целом		
12. Активность нормируемого радионуклида $r$ в выбросе АС в целом	Значение $KU_{\text{мес}}^r$ радионуклида $r$ , для выброса АС в целом		

**Примечания:**

1) Значения контрольного уровня для каждого нормируемого радионуклида рассчитывается по формуле:

$$KU_{\text{мес}}^{i(j,r)} = \frac{ДВ_{r(j,r)}}{12}, \text{ где}$$

$ДВ_{r(j,r)}$  – допустимый выброс нормируемого радионуклида  $i(j, r)$  за год утвержденный территориальными органами Ростехнадзора.

2) В отдельные месяцы допускается выброс радионуклидов, превышающий до трёх раз приведенные в таблице значения, при условии, что не будет превышен годовой допустимый выброс.

3) Условием соблюдения контрольного уровня при наличии в выбросах нескольких радионуклидов является соотношение:

$$\sum_r \frac{Q^r}{KU_{\text{мес}}^r} \leq 1, \text{ где:}$$

$KU_{\text{мес}}^r$  - контрольный уровень выброса радионуклида  $r$  с АС за месяц, Бк/мес;

$Q^r$  - суммарный выброс радионуклида  $r$  из всех источников АС за месяц, Бк/мес.

Т а б л и ц а 6.1.5.3 - Контрольные уровни по газо-аэрозольным выбросам в атмосферный воздух за сутки

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
1. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №1	Значение $KU_{сут}^i$ радионуклида $i$ , для источника выброса №1	Все эксплуатационные состояния и режимы	<p>A1. Подтвердить нарушение КУ, связанного с работой блока.</p> <p>A2. Принять меры по устранению нарушения КУ.</p>
2. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №1	Значение $KU_{сут}^j$ радионуклида $j$ , для источника выброса №1		
3. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №1	Значение $KU_{сут}^r$ радионуклида $r$ , для источника выброса №1		
4. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №2	Значение $KU_{сут}^i$ радионуклида $i$ , для источника выброса №2		
5. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №2	Значение $KU_{сут}^j$ радионуклида $j$ , для источника выброса №2		
6. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №2	Значение $KU_{сут}^r$ радионуклида $r$ , для источника выброса №2		
7. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике выброса №N	Значение $KU_{сут}^i$ радионуклида $i$ , для источника выброса №N		
8. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике выброса №N	Значение $KU_{сут}^j$ радионуклида $j$ , для источника выброса №N		
9. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике выброса №N	Значение $KU_{сут}^r$ радионуклида $r$ , для источника выброса №N		
10. Активность нормируемого радионуклида $i$ в выбросе АС в целом	Значение $KU_{сут}^i$ радионуклида $i$ , для выброса АС в целом		

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
11. Активность нормируемого радионуклида $j$ в выбросе АС в целом	Значение $KU_{сут}^j$ радионуклида $j$ , для выброса АС в целом		
12. Активность нормируемого радионуклида $r$ в выбросе АС в целом	Значение $KU_{сут}^r$ радионуклида $r$ , для выброса АС в целом		

**Примечания:**

1) Значения контрольного уровня для каждого нормируемого радионуклида рассчитывается по формуле:

$$KU_{сут}^{i(j,r)} = \frac{ДВ_{r(j,r)}}{365}, \text{ где}$$

$ДВ_{r(j,r)}$  – допустимый выброс нормируемого радионуклида  $i(j, r)$  за год утвержденный территориальными органами Ростехнадзора.

2) В отдельные дни или несколько дней допускается выброс радионуклидов, превышающий контрольный уровень, при условии, что не будет превышен контрольный уровень за месяц.

3) Условием соблюдения  $KU_{сут}^r$  при наличии в выбросах нескольких радионуклидов является соотношение:

$$\sum r \frac{Q^r}{KU_{сут}^r} \leq 1, \text{ где:}$$

$KU_{сут}^r$  - контрольный уровень выброса радионуклида  $r$  с АС за сутки, Бк/мес;

$Q^r$  - суммарный выброс радионуклида  $r$  из всех источников АС за сутки, Бк/мес.

6.1.5.6 Эксплуатационные пределы по сбросам радиоактивных веществ в водные объекты (за год) установлены для каждого радионуклида и их значения не превышают значений ДС.

6.1.5.7 Для текущего контроля соблюдения эксплуатационных пределов по сбросам радиоактивных веществ в водные объекты для каждого конкретного радионуклида и их суммы, для конкретного выпуска и приемника сточных вод установлены контрольные уровни (КУ) сбросов для каждого радионуклида за месяц и за сутки.

6.1.5.8 В таблицах 6.1.5.4, 6.1.5.5, 6.1.5.6 приведен образец оформления ЭП и контрольных уровней по сбросам радиоактивных веществ в водные объекты за год, за месяц и сутки соответственно.

Т а б л и ц а 6.1.5.4 - ЭП по сбросам в водные объекты (за год)

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
1. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №1	Значение ЭП радионуклида $i$ , для источника сброса №1	Все эксплуатационные состояния и режимы	А1. Подтвердить нарушение ЭП, связанного с работой блока.  А2. Принять меры по устранению нарушения ЭП.
2. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №1	Значение ЭП радионуклида $j$ , для источника сброса №1		
3. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №1	Значение ЭП радионуклида $r$ , для источника сброса №1		
4. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №2	Значение ЭП радионуклида $i$ , для источника сброса №2		
5. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №2	Значение ЭП радионуклида $j$ , для источника сброса №2		
6. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №2	Значение ЭП радионуклида $r$ , для источника сброса №2		

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении ЭП
7. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №N	Значение ЭП радионуклида $i$ , для источника сброса №n		
8. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №n	Значение ЭП радионуклида $j$ , для источника сброса №n		
9. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №n	Значение ЭП радионуклида $r$ , для источника сброса №n		

Примечания:

1) Значение ЭП нормируемого радионуклида  $i$  ( $j$ ,  $r$ ), указанное в вышеприведенной таблице, должно быть менее ДС для данного радионуклида  $i$  ( $j$ ,  $r$ ).

2) Условием соблюдения эксплуатационного предела ( $\text{ЭП}^{r,i}$ ) при наличии в сбросах нескольких радионуклидов является:

$$\sum_{r,i} \frac{Q^{r,i}}{\text{ЭП}^{r,i}} \leq 1, \text{ где}$$

$\text{ЭП}^{r,i}$  - эксплуатационный предел по сбросам  $r$ -го радионуклида через  $i$ -ый источник с жидкими стоками, Бк/год;

$Q^{r,i}$  - суммарный годовой сброс  $r$ -го радионуклида через  $i$ -ый источник с жидкими стоками, Бк/год.

Т а б л и ц а 6.1.5.5 Контрольные уровни сбросов в водные объекты (за месяц)

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении КУ
1. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №1	Значение $\text{КУ}_{\text{мес}}^i$ радионуклида $i$ , для источника сброса №1	Все эксплуатационные состояния и режимы	А1. Подтвердить нарушение КУ, связанного с работой блока.  А2. Принять меры по устранению нарушения КУ.
2. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №1	Значение $\text{КУ}_{\text{мес}}^j$ радионуклида $j$ , для источника сброса №1		
3. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №1	Значение $\text{КУ}_{\text{мес}}^r$ радионуклида $r$ , для источника сброса №1		



Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении КУ
4. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №2	Значение $KU_{\text{мес}}^i$ радионуклида $i$ , для источника сброса №2		
5. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №2	Значение $KU_{\text{мес}}^j$ радионуклида $j$ , для источника сброса №2		
6. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №2	Значение $KU_{\text{мес}}^r$ радионуклида $r$ , для источника сброса №2		
7. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №N	Значение $KU_{\text{мес}}^i$ радионуклида $i$ , для источника сброса №N		
8. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №N	Значение $KU_{\text{мес}}^j$ радионуклида $j$ , для источника сброса №N		
9. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №N	Значение $KU_{\text{мес}}^r$ радионуклида $r$ , для источника сброса №N		

Примечания:

1) Значения контрольного уровня сброса в водные объекты в месяц для каждого нормируемого радионуклида  $i$  ( $j$ ,  $r$ ) рассчитывается по формуле:

$$KU_{\text{мес}}^{i(j,r)} = \frac{\text{ЭП}_{r(j,r)}}{12}, \text{ где}$$

$\text{ЭП}_{r(j,r)}$  – эксплуатационный предел допустимого сброса нормируемого радионуклида  $i$  ( $j$ ,  $r$ ) за год.

2) В отдельные месяцы допускается сброс радионуклидов, превышающий КУ до трех раз, при условии, что не будет превышен годовой ЭП.

Т а б л и ц а 6.1.5.6 Контрольные уровни сбросов в водные объекты (за сутки)

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении КУ
1. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №1	Значение $KU_{\text{сут}}^i$ радионуклида $i$ , для источника сброса №1	Все эксплуатационные состояния и режимы	А1. Подтвердить нарушение КУ, связанного с работой блока.

Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел, Бк	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении КУ
2. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №1	Значение $KU_{сут}^j$ радионуклида $j$ , для источника сброса №1		А2. Принять меры по устранению нарушения КУ.
3. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №1	Значение $KU_{сут}^r$ радионуклида $r$ , для источника сброса №1		
4. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №2	Значение $KU_{сут}^i$ радионуклида $i$ , для источника сброса №2		
5. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №2	Значение $KU_{сут}^j$ радионуклида $j$ , для источника сброса №2		
6. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №2	Значение $KU_{сут}^r$ радионуклида $r$ , для источника сброса №2		
7. Активность нормируемого радионуклида $i$ в источнике сброса №N	Значение $KU_{сут}^i$ радионуклида $i$ , для источника сброса №N		
8. Активность нормируемого радионуклида $j$ в источнике сброса №N	Значение $KU_{сут}^j$ радионуклида $j$ , для источника сброса №N		
9. Активность нормируемого радионуклида $r$ в источнике сброса №N	Значение $KU_{сут}^r$ радионуклида $r$ , для источника сброса №N		

Примечания:

1) Значения контрольного уровня сброса в водные объекты для каждого нормируемого радионуклида рассчитывается по формуле:

$$KU_{сут}^{i(j,r)} = \frac{\text{ЭП}_{r(j,r)}}{365}, \text{ где}$$

$\text{ЭП}_{r(j,r)}$  – эксплуатационный предел допустимого сброса нормируемого радионуклида  $r$  ( $j$ ,  $r$ ) за год.

2) В отдельные дни или несколько дней допускается сброс радионуклидов, превышающий КУ, при условии, что не будет превышен КУ за месяц.

**6.1.6 Эксплуатационные пределы по ведению водно-химического режима**

ЭП по качеству рабочих сред первого и второго контуров, а также эксплуатационные ограничения и действия персонала при отклонении от них определены в Приложении Ж.

### 6.1.7 Эксплуатационные пределы при гидравлических испытаниях

Наименование системы, оборудования	Эксплуатационные пределы	
	Наименование параметра	Значение
1 Первый контур	1.1 Давление ГИ по первому контуру, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ): - на плотность; - на прочность	17,6 (180) 24,5 (250)
	1.2 Температура теплоносителя первого контура при ГИ, не менее, °С	Таблица 6.1.7.1
	1.3 Время выдержки: - на плотность, часов - на прочность, минут	1÷4 10÷60
	1.4. Допустимые пределы колебания давления при ГИ 1-го контура в процессе выдержки, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	24,5÷25 (250 ÷ 255)
2 Парогенератор по второму контуру	2.1 Давление ГИ по второму контуру, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ): - на плотность; - на прочность	7,8 (80) 10,78 (110)
	2.2 Температура стенки корпуса ПГ при ГИ, °С	70 ÷ 130
	2.3 Время выдержки: - на прочность, минут	не менее 10
	2.4. Допустимые пределы колебания давления при ГИ 2-го контура в процессе выдержки, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	10,78÷11,27 (110 ÷ 115)
Примечание – скорость подъема и сброса давления теплоносителей первого и второго контура при проведении гидравлических испытаний не более 0,98 МПа/мин.		

6.1.7.1 На температуру теплоносителя первого контура и элементов реакторной установки при гидравлических испытаниях давлением 250 кгс/см<sup>2</sup> и испытаниях на плотность давлением 180 кгс/см<sup>2</sup> в течение срока службы накладываются следующие ограничения:

- минимальная температура теплоносителя первого контура, при которой допускается подъём давления в первом контуре до давления гидроиспытаний или до давления испытания на плотность в зависимости от срока эксплуатации РУ, приведена в таблице 6.1.7.1.

Т а б л и ц а 6.1.7.1 - Минимальная температура теплоносителя первого контура, при которой допускается подъём давления в первом контуре до давления гидроиспытаний или до давления испытания на плотность в зависимости от срока эксплуатации РУ

Продолжительность эксплуатации РУ, лет	1	4	8	12	16	20	24	28	30
Минимальная температура, °С	90	101	113	118	123	127	130	130	130

- минимальная температура стенок корпуса КД, при которой допускается подъём давления в первом контуре до давления гидроиспытаний или до давления испытания на плотность: 85 °С на протяжении всего срока службы РУ;
- минимальная температура стенок ГЦТ системы КД и САОЗ корпуса и элементов первого контура ГЦН, при которой допускается подъём давления в первом контуре до давления гидроиспытаний или до давления испытания на плотность: 50 °С на протяжении всего срока службы РУ (определяется по температуре теплоносителя);
- минимальная температура стенок коллектора ПГ по 1-му контуру: 70 °С на протяжении всего срока службы РУ (определяется по температуре теплоносителя) при давлении в 1-ом контуре более 35 кгс/см<sup>2</sup>;
- минимальная температура стенок оборудования системы подготовки проб: 20 °С на протяжении всего срока службы РУ (определяется по температуре теплоносителя);
- минимальная температура стенок корпуса барботёра: 20 °С на протяжении всего срока службы РУ (определяется по температуре теплоносителя);
- минимальная температура стенки корпуса реактора при которой разрешается поднять давление до давления гидроиспытания или до давления испытаний на плотность в зависимости от срока эксплуатации (определяется по показаниям поверхностной термопары в районе зоны патрубков) приведена в таблице 6.1.7.2.

Т а б л и ц а 6.1.7.2 - Минимальная температура стенки корпуса реактора при которой разрешается поднять давление до давления гидроиспытания или до давления испытаний на плотность в зависимости от срока эксплуатации

Продолжительность эксплуатации РУ, лет	1	4	8	12	16	20	24	28	30	40
Минимальная температура, °С	50	86	97	103	108	112	115	118	119	125

6.1.7.2 Температура стенки элементов 2 контура при гидроиспытаниях не менее 70 °С.

6.1.7.3 При проведении гидравлических испытаний в случае нарушения эксплуатационных пределов, указанных в данном подразделе (а также - при возникновении ситуаций, угрожающих целостности оборудования и/или здоровью и жизни людей во время проведения гидравлических испытаний), работы по выполняемой программе гидроиспытаний немедленно остановить, работающее оборудование перевести в безопасное состояние, уведомить оперативный персонал и руководители работ о прекращении работ по данной программе гидроиспытаний. Повторное проведение гидроиспытаний допускается проводить после выяснения и устранения причин нарушения эксплуатационных пределов.

## 6.2 Эксплуатационные условия

Эксплуатационные условия по состоянию работоспособности систем и оборудования для различных эксплуатационных состояний и режимов приведено в Приложении Д.

## **7 Правила и основные приемы эксплуатации, общий порядок выполнения операций, связанных с безопасностью**

### **7.1 Обеспечение нормальной эксплуатации при переводе блока из состояния «перегрузка топлива» в состояние «останов для ремонта»**

#### **7.1.1 Область применения**

7.1.1.1 Пуск блока, ПТ, ОДР.

7.1.1.2 Реакторная установка.

#### **7.1.2 Исходные условия**

7.1.2.1 Блок находится в состоянии «перегрузка топлива». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «перегрузка топлива», приведены в подразделе 4.1.

7.1.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «перегрузка топлива».

7.1.2.3 Не менее трех каналов ДИ одного комплекта АКНП (или комплект АКНП РЦУ с устройствами индикации и сигнализации на БЩУ) находятся в работоспособном состоянии и подготовлены к включению для контроля за уровнем нейтронного потока и периодом нарастания мощности реактора. В работе два комплекта СКП.

7.1.2.4 К первому контуру подключен один из каналов системы аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32) по схеме планового или ремонтного расхолаживания. Один из каналов системы находится в резерве.

7.1.2.5 В работе один насос системы расхолаживания БВ TG11(12,13)D01 и не менее одного насоса находится в резерве.

#### **7.1.3 Ограничения**

7.1.3.1 Запрещается дренирование воды из БВ без контроля радиационной обстановки.

#### 7.1.4 Предостережения

Предостережений нет.

#### 7.1.5 Правила и основные приёмы эксплуатации при переводе блока из состояния «перегрузка топлива» в состояние «останов для ремонта»

7.1.5.1 Выполняются мероприятия по непопаданию в первый контур сред с концентрацией борной кислоты менее  $16 \text{ г/дм}^3$ . Периодически, раз в смену, контролировать их выполнение.

7.1.5.2 Концентрация борной кислоты в первом контуре контролируется один раз в смену отбором пробы на напоре работающего насоса системы аварийного и планового расхолаживания.

7.1.5.3 Расход воды через теплообменник подключенного к первому контуру канала системы аварийного и планового расхолаживания отрегулировать таким образом, чтобы температура на выходе из активной зоны не превышала  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ .

7.1.5.4 При проведении плановых ремонтов РУ и работ непосредственно на первом контуре во избежание накопления радиолизного водорода и обеспечения пожарной безопасности проводить разуплотнение первого контура извлечением 3-х или 4-х датчиков положения ОР СУЗ, держать открытыми все воздушники по первому контуру с подключением их к постоянно работающей СГО (без подачи азота).

#### 7.1.6 Последовательность действий

7.1.6.1 Ввести в работу два комплекта системы контроля нейтронной мощности и периода нарастания мощности реактора АКНП для БЩУ. В случае необходимости вывода в ремонт одного комплекта АКНП для БЩУ, ввести в работу комплект АКНП для РЩУ. Второй комплект АКНП БЩУ находится в работе.

7.1.6.2 Выполнить дренирование БП и БВ до отм. 28,83 м.

7.1.6.3 Установить датчики СКП с помощью механизмов перемещения в нижнее конечное положение. Механизмы перемещения обесточить. Вывести из



работы СКП в соответствии с ИЭ АКНП-7. Составить акт в «Журнале актов» на БЩУ о выводе из работы СКП.

7.1.6.4 ГЦК сдренировать до уровня ниже ГРР на 200÷400 мм.

7.1.6.5 Выполнить дренирование контейнерного отсека БВ, шахт ревизии БЗТ и ВКУ реактора.

### **7.1.7 Критерии завершения**

7.1.7.1 Блок находится в состоянии «останов для ремонта». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «останов для ремонта», приведены в подразделе 4.2.

7.1.7.2 Сняты все гидрозатворы между отсеками БВ и БП.

7.1.7.3 ГЦК сдренирован до уровня ниже ГРР на 200÷400 мм.

7.1.7.4 Отсеки БВ заполнены раствором борной кислоты с концентрацией (16÷20) г/дм<sup>3</sup> до отметки перелива (+28,83 м), в том числе при отсутствии в них ОЯТ. Показатели качества теплоносителя при заполнении первого контура и воды в БП и БВ соответствуют требованиям Приложения Ж.

7.1.7.5 Из контейнерного отсека БВ, шахт ревизии ВКУ и БЗТ открыты дренажи в ГО.

7.1.7.6 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «останов для ремонта».

## 7.2 Обеспечение нормальной эксплуатации при переводе блока из состояния «останов для ремонта» в «холодное» состояние

### 7.2.1 Область применения

7.2.1.1 Пуск блока, ОДР, ХС.

7.2.1.2 Реакторная установка.

### 7.2.2 Исходные условия

7.2.2.1 Блок находится в состоянии «останов для ремонта». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «останов для ремонта», приведены в подразделе 4.2.

7.2.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния «останов для ремонта».

7.2.2.3 К первому контуру подключен один из каналов системы аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32), один из каналов этой системы TQ22(12,32) находится в резерве. Не менее двух каналов системы VF, соответствующих работоспособным каналам системы TQ12,22,32, находятся в работе. Не менее двух каналов системы надежного электропитания собственных нужд блока 1,2 категории надежности, соответствующих работоспособным каналам системы аварийного и планового расхолаживания TQ12,22,32 и системы аварийного ввода бора TQ13,23,33, готовы к работе.

7.2.2.4 Бак ГА-201 заполнен раствором борной кислоты с концентрацией борной кислоты в диапазоне  $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup> до уровня не менее 4400 мм.

7.2.2.5 Выполнены требования для следующих систем блока:

- находятся в работе системы вентиляции, обеспечивающие нормальное функционирование оборудования, находящегося в работе или резерве;
- находится в работе оборудование, обеспечивающее контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СБ и СВБ.

7.2.2.6 Выполнены мероприятия по исключению непредусмотренного попадания в первый контур сред с концентрацией борной кислоты менее  $16 \text{ г/дм}^3$ .

7.2.2.7 КИП, блокировки, автоматика, защиты и сигнализация систем, находящихся в работе или резерве, проверены и введены в работу. Проверены и введены в работу КИП по уровню в реакторе, КД, ББ, деаэраторе подпитки, баке оргпротечек ТУ20В01, давлению в первом контуре, расходу по линиям подпитки ТК31,32 и продувки ТК81,82, КИП подпиточного агрегата ТК21(22,23)D01,02.

7.2.2.8 В баках системы (ТВ10) подготовлен запас борного концентрата не менее  $200 \text{ м}^3$ .

7.2.2.9 При подготовке оборудования и систем к вводу в работу проверены КИП, работоспособность арматуры, технологических защит, блокировок и сигнализации. Проверка работоспособности оборудования, технологических защит, блокировок и сигнализации оформляется актами в «Журнале актов» и «Журнале проверок ТЗиБ» на БЦУ по мере ввода оборудования и систем в работу, в резерв.

7.2.2.10 Выполнены проверки, проводимые в период ППР.

Объем проверок и испытаний оборудования и систем, выполняемых в период ППР, приведен в РПИ [47].

7.2.2.11 Начальниками РЦ, ЦТАИ, ТЦ, ЦЦР, ХЦ, ЗГИ по ремонту подтверждена готовность оборудования, документации и персонала к проведению гидравлических испытаний первого контура на  $35 \text{ кгс/см}^2$ , 2-го контура на  $20 \text{ кгс/см}^2$ , получено разрешение ЗГИэ (первого заместителя главного инженера) на начало операций по переводу блока в «холодное» состояние и выполнение гидравлических испытаний первого и второго контуров, с оформлением в «Журнале технических распоряжений» на рабочем месте НСБ.

### **7.2.3 Ограничения**

7.2.3.1 При сборке реактора после завершения перегрузки, не допускать снижения уровня воды в ГЦК ниже отметки ГРР более, чем на регламентированную

величину (400 мм). Снижение этого уровня более указанной величины относительно отметки ГРР запрещается.

7.2.3.2 При извлеченных (демонтированных) датчиках положения приводов СУЗ заполнение первого контура проводить до уровня 200÷300 мм ниже верхнего торца блока перемещения (либо чехла) привода СУЗ. Запрещается эксплуатация приводов ОР СУЗ при давлении в первом контуре менее 0,49 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>).

7.2.3.3 Перед подъемом давления в первом контуре более 1,47 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>) надежно отключить трубопроводы низкого давления.

#### **7.2.4 Предостережения**

7.2.4.1 При уровне теплоносителя в первом контуре ниже главного разъема ГЦН уплотняющую воду не подавать в целях улучшения условий воздухоудаления из уплотнений ГЦН при заполнении первого контура.

7.2.4.2 Подача уплотняющей воды на уплотнения ГЦН обязательна при уровне теплоносителя первого контура выше главного разъема ГЦН.

7.2.4.3 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.2.5 Правила и основные приёмы эксплуатации при переводе блока из состояния "останов для ремонта" в "холодное" состояние**

7.2.5.1 Оперативный персонал обязан:

- контролировать период реактора и уровень плотности нейтронного потока по АКНП;
- контролировать концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура и поддерживать ее значение не ниже стояночной. Контроль концентрации борной кислоты в баке аварийного запаса раствора борной кислоты (ГА-201), баках борного концентрата, баках спринклерной

системы, в гидроемкостях САОЗ должен выполняться непрерывно с использованием автоматизированных анализаторов. При отсутствии автоматических анализаторов бора, а также при заполнении и дозаполнении, определение концентрации борной кислоты должно выполняться не реже одного раза в неделю, а по остальным показателям не реже одного раза в месяц. Контролировать содержание изотопа  $^{10}\text{B}$  в теплоносителе первого контура, а также в борированных растворах емкостей систем безопасности и БВ перед началом водообмена до пусковых операций не реже одного раза в год в период проведения ППР. В БП такой контроль осуществлять в период перегрузки топлива.

- контролировать качество рабочих сред в первом и во втором контурах. Объем и периодичность химического контроля качества теплоносителя 1-го контура и воды в БП, БВ, качество раствора в баке аварийного запаса борной кислоты, баках борного концентрата, баках спринклерной системы, в ГЕ САОЗ должно контролироваться по показателям в соответствии с Приложением Ж;
- контролировать температуру на выходе из ТВС (после испытаний давлением  $35 \text{ кгс/см}^2$  ( $3,43 \text{ МПа}$ ) и монтажа БЭР), не допуская ее увеличения более  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ , а также контролировать температуру теплоносителя по "горячим" ниткам петель, не допуская увеличения более  $70 \text{ }^\circ\text{C}$  или уменьшения ниже  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , и температуру металла корпуса реактора;
- контролировать давление в первом контуре и не допускать его увеличения более  $15 \text{ кгс/см}^2$  ( $1,47 \text{ МПа}$ ) при подключенной к первому контуру системе аварийного и планового расхолаживания.
- при проведении в "холодном" состоянии проверки на плотность, давление в 1-м контуре не должно быть выше  $35 \text{ кгс/см}^2$  ( $3,43 \text{ МПа}$ ) по условиям хрупкой прочности металла оборудования 1-го контура;

- ежемесячно контролировать выполнение мероприятий по исключению попадания в первый контур сред с концентрацией борной кислоты ниже контурной с оформлением результатов контроля в оперативных журналах. Продувку датчиков КИП 1-го контура осуществлять раствором борной кислоты с концентрацией не менее  $16 \text{ г/дм}^3$ ;
- контролировать давление во втором контуре, не допуская его увеличения более  $20 \text{ кгс/см}^2$  ( $1,96 \text{ МПа}$ ). По условиям ядерной безопасности давление второго контура не должно быть выше давления первого контура;
- в соответствии с утвержденным графиком проводить проверки оборудования и систем, находящихся в работе, в резерве;
- контролировать готовность систем и элементов каналов САЭ к выполнению проектных функций;
- проконтролировать выполнение всех испытаний оборудования в объеме, предусмотренных для "холодного" состояния блока АС;
- обеспечивать готовность к работе всех систем в соответствии с технологической необходимостью их использования и производственными инструкциями.

7.2.5.2 Проверки систем и оборудования при переводе в "холодное" состояние выполняются в соответствии с РПИ [47].

### 7.2.6 Последовательность действий

7.2.6.1 В процессе перевода реакторной установки в «холодное» состояние:

- начать переработку вод из бака боросодержащей воды (ТВ30В01(02)) для создания в нем свободного объема не менее  $500 \text{ м}^3$ ;
- начать приготовление раствора борной кислоты с концентрацией в диапазоне  $16 \div 20 \text{ г/дм}^3$  для создания запасов раствора в баке боросодержащей воды (ТВ30В01(02)) не менее  $200 \text{ м}^3$ ;

- приступить к подготовке запаса химобессоленной воды в баках чистого конденсата (ТВ40В01,02) не менее 500 м<sup>3</sup>;
- выполнить регенерацию фильтров СВО-5;
- выполнить регенерацию фильтров СВО-2;
- выполнить дезактивацию и отмывку сорбента высокотемпературных фильтров (ВТФ) системы байпасной очистки теплоносителя первого контура СВО-1 (ТС10,20,30,40N01);
- приступить к приготовлению рабочих растворов в баках химреагентов (ТВ21,22,23В01);
- выполнить регенерацию цеолитовых фильтров системы СГО (ТС21,22,23N01,02).

7.2.6.2 Проверка защит и блокировок оборудования ведется по мере ввода оборудования в работу.

#### 7.2.6.3 Сборка реактора

7.2.6.3.1 Выполнить проверку правильности загрузки активной зоны в соответствии с утвержденной картограммой очередной топливной загрузки реактора.

7.2.6.3.2 Проверить повысотное расположение головок ТВС.

При загрузке и сборке реактора разновысотность ТВС (одного типа и равного по времени срока эксплуатации в реакторе) не более 5 мм.

7.2.6.3.3 Используя телекамеру и перегрузочную машину осмотреть активную зону и убедиться в отсутствии посторонних предметов и повреждений.

7.2.6.3.4 Установить БЗТ в реактор в соответствии с требованиями инструкции по проведению перегрузки топлива.

7.2.6.3.5 Установить ВБ, произвести сборку и уплотнение главного разъёма реактора и оборудования первого контура.

### 7.2.6.3.6 Произвести сцепление штанг приводов СУЗ с ПС СУЗ.

1. Произвести проверку правильности сцепления штанги с ПС СУЗ.
2. Произвести протаскивание штанги с ПС СУЗ на ход (3400÷3500) мм с измерением при помощи динамометра усилий, необходимых для их перемещения вверх и вниз. Изменение усилий при протаскивании с верхнего блока не более  $\pm 10$  кгс относительно веса подвешенных к динамометру элементов (штанги с ПС СУЗ, ключа, троса).
3. Подъём штанги производить при уровне в реакторе на (200÷400) мм ниже главного разъёма реактора.

### 7.2.6.3.7 Подключить электрические разъёмы к приводам СУЗ.

7.2.6.3.8 Осуществить электрическое соединение с помощью штепсельных разъёмов каналов контроля энерговыделения (ЭВ) и каналов температурного контроля (ТК) с аппаратурой ВРК.

### 7.2.6.4 Приступить к заполнению первого контура подпиточными насосами:

- 1) перед началом заполнения (дозаполнения) первого контура убедиться, что качество раствора борной кислоты, подаваемого на всас подпиточных насосов, соответствует Приложению Ж;
- 2) концентрация раствора борной кислоты находится в диапазоне 16–20 г/дм<sup>3</sup>; температура 20÷60 °С. Запрещается заполнение первого контура, если температура подпиточной воды отличается от температуры металла корпуса реактора, ГЦТ, ГЦН или ПГ более 30 °С;
- 3) дозаполнение первого контура осуществлять при открытых воздушниках ГЦК и открытом байпасе дроссельной шайбы на линии газовых сдувок на входе в теплообменник организованных протечек.

Перед заполнением первого контура подать воду на уплотнение ГЦН. Включить в автоматический режим регулирующие клапана ТК51,52,53,54S02 регуляторов перепада давления запирающей воды на уплотнение ГЦН. Воду для



отмывки уплотнений ГЦН от бора не подавать. Подачу воды на отмывку уплотнений разрешается проводить перед включением ГЦН (давление в первом контуре не менее 0,98 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>)) в работу;

4) проверить состояние граничной арматуры первого контура (в соответствии с ИЭ РУ), отключить трубопроводы низкого давления вспомогательных систем реакторной установки, за исключением трубопроводов TQ40 системы расхолаживания;

5) сдувку газовой смеси из первого контура организовать через воздушники реактора, КД, ПГ, ГЦН, фильтров СВО-1 в TY10W01 и далее в систему спецгазоочистки;

6) при заполнении реактора расход подпиточной воды поддерживать более 40 м<sup>3</sup>/час, а при уровне в КД от 4950 мм - не более 20 м<sup>3</sup>/час.

Контроль заполнения первого контура проводить по уровню в КД и в реакторе. При снятых датчиках положения приводов ОР СУЗ контроль заполнения первого контура проводить визуально через привод СУЗ до уровня 200÷300 мм ниже верхнего торца чехла привода СУЗ.

После заполнения первого контура до уровня 200÷300 мм ниже верхнего торца привода СУЗ, прекратить дозаполнение первого контура, установить и уплотнить датчики ДПШ разуплотненных приводов ОР СУЗ, после чего продолжить дозаполнение первого контура;

7) установить страхующие устройства и траверсу на ВБ;

8) установить шандору между БВ и шахтой реактора;

9) закрытие арматуры воздушников первого контура проводить по истечении 30 минут продувки через воздушники в дренажную систему;

10) заполнение оборудования системы байпасной очистки (СВО-1) проводить в процессе заполнения первого контура. Во избежание случайной гидравлической сорбента обратным током теплоносителя, заполнение СВО-1 проводить открытием байпаса арматуры TC10÷40S02 при закрытых TC10÷40S01,04.

11) при уровне в КД 11500 мм перевести подпиточные насосы на режим минимальной производительности;

12) по окончании дозаполнения первого контура закрыть байпас дроссельной шайбы на входе в теплообменник оргпротечек; поднять давление в первом контуре до 0,49 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>). Включить регулятор давления в первом контуре на величину давления 0,49 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>);

13) при давлении 0,49 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>) провести воздухоудаление из всех воздушников первого контура; выполнить осмотр оборудования первого контура на предмет отсутствия течей;

14) перед подъемом давления в первом контуре выше 1,47 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>) надежно отключить систему аварийно-планового расхолаживания реакторной установки.

Отключение трубопроводов низкого давления оформить записью в оперативном журнале НСРЦ и НСБ;

15) опробовать пассивную часть САОЗ в случае, если ГЕ не имеет подогрева.

Проверке с проливом на реактор подлежит оборудование одной гидроемкости САОЗ при давлении в ней 2,94 МПа (30 кгс/см<sup>2</sup>). Проверки чередуются таким образом, что в каждый ППР проводится проверка по одной ГЕ САОЗ. Проверка ГЕ САОЗ проводится также после проведения ремонтных работ, влияющих на гидравлическое сопротивление тракта;

16) осуществить подъем давления в первом контуре до 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>). Скорость изменения давления в реакторе не более 0,49 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>) в минуту.

Подъем давления в реакторе до 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>) допускается проводить при температуре наружной поверхности стенки корпуса реактора не менее 15 °С.

17) при давлении 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>) выполнить осмотр оборудования первого контура на предмет отсутствия течей. Проконтролировать отсутствие давления в межпрокладочном пространстве разъемов реактора, КД, ПГ, фильтров СВО-1, ГЕ САОЗ и ГЦН. Проверить отсутствие течей через внутренние прокладки

фланцевых соединений приводов СУЗ, выводов ТК и КНИ, фильтров СВО-1. При наличии неплотностей, сбросить давление, устранить их и повторно провести испытания на плотность.

18) снизить давление в первом контуре до  $1,47 \div 1,67$  МПа ( $15 \div 17$  кгс/см<sup>2</sup>) и подключить к первому контуру систему планового расхолаживания.

#### 7.2.6.5 Заполнение ПГ по второму контуру:

1) по утвержденной программе проверить состояние граничной арматуры второго контура; отключить трубопроводы низкого давления вспомогательных систем второго контура и сделать соответствующие записи в оперативном журнале НСБ, НС РЦ и НС ТЦ;

2) заполнение ПГ до уровня 3700 мм при открытых воздушниках по второму контуру проводить от RL51(52)D01 из RL21,22B01 или TX10(20,30)D01 из TX10(20,30)B01 и закончить до начала проведения испытания первого контура на плотность давлением  $3,43$  МПа ( $35$  кгс/см<sup>2</sup>). Заполнение ПГ проводить химобессоленной водой. Качество питательной воды соответствует требованиям приведенным в Приложении Ж. Температура питательной воды  $20 \div 60$  °С и не отличается от температуры металла ПГ более, чем на  $60$  °С;

3) по утвержденной программе выполнить дозаполнение ПГ и ступенями поднять давление второго контура до  $0,49$  МПа ( $5$  кгс/см<sup>2</sup>) и  $1,96$  МПа ( $20$  кгс/см<sup>2</sup>), выполнить осмотр оборудования второго контура на предмет отсутствия течей;

4) при проведении гидроиспытаний второго контура запрещается снижать давление первого контура ниже давления второго контура по условиям ядерной безопасности во избежание протечек «чистого» конденсата из второго контура в первый контур;

5) снизить давление и сдренировать воду из второго контура до уровня в каждом ПГ  $3700 \div 3800$  мм.

## 7.2.7 Критерии завершения

7.2.7.1 Блок находится в «холодном» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «холодное» состояние блока, приведены в подразделе 4.3.

7.2.7.2 Подготовлены к работе системы технологического контроля оборудования реакторной установки.

7.2.7.3 Выполнена проверка работоспособности и регулировка гидроамортизаторов (ГА) оборудования.

7.2.7.4 Выполнены мероприятия, исключающие опрессовку первого контура давлением выше 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>):

- разобраны электросхемы ТЭН КД, насосов TQ13,23,33D01, TQ14,24,34D01, ТВ20D05;
- давление в ГЕ САОЗ не более 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>). При невыполнении этого условия - закрыть арматуру УТ11÷14S01,02 и штурвалы запереть на замки, электросхемы разобрать;
- включены в работу измерительные каналы КИП замера давления в первом контуре;
- введена в работу защита первого контура от превышения давления УАФ01(н);
- в работоспособном состоянии находится не менее одного ИПУ КД.

7.2.7.5 В баке боросодержащей воды ТВ30В01(02) создан запас не менее 200 м<sup>3</sup> раствора борной кислоты с концентрацией в диапазоне 16÷20 г/дм<sup>3</sup>, соответствующий нормам качества воды первого контура. Выполнено перемешивание раствора в баке за 1,5÷2,0 часа до начала заполнения первого контура.

7.2.7.6 Баки чистого конденсата (ТВ40В01, В02) заполнены не менее, чем на 2/3 номинального уровня химобессоленной водой (объем 500 м<sup>3</sup>).

7.2.7.7 Баки TQ14,24,34B01, TQ13,23,33B01 системы САОЗ (объем каждого 15 м<sup>3</sup>) заполнены до номинального уровня раствором борной кислоты с качеством, соответствующим нормам, и концентрацией 39,5÷44,5 г/дм<sup>3</sup>.

7.2.7.8 Баки ТВ10B01,В02 борного концентрата (объем не менее 200 м<sup>3</sup>), заполнены до номинального уровня раствором борной кислоты с концентрацией 39,5÷44,5 г/дм<sup>3</sup>. Качество и концентрация борной кислоты бака борного концентрата ТВ10B01,02, бака оргпротечек ТУ20B01, деаэрата подпитки ТК10B01 соответствует нормам качества воды первого контура (Приложение Ж).

7.2.7.9 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «холодного» состояния блока.

### **7.3 Обеспечение нормальной эксплуатации в «холодном» состоянии блока**

#### **7.3.1 Область применения**

7.3.1.1 Пуск блока, останов блока, ХС.

7.3.1.2 Реакторная установка.

#### **7.3.2 Исходные условия**

7.3.2.1 Блок находится в «холодном» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «холодное» состояние блока, приведены в подразделе 4.3.

7.3.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «холодного» состояния.

7.3.2.3 Деаэратор подпитки заполнен боросодержащей водой с концентрацией не ниже контурной. Показатели качества подпиточной воды первого контура и воды, подаваемой на уплотнение вала ГЦН, соответствуют требованиям приведенным в Приложении Ж.

7.3.2.4 Сдувки из оборудования реакторного отделения (барботера, теплообменника оргпротечек, бака оргпротечек, баков боросодержащей воды) направляются на СГО.

7.3.2.5 В работе или резерве системы вентиляции и холодоснабжения, обеспечивающие нормальное функционирование оборудования, находящегося в работе или резерве.

7.3.2.6 Системы оперативной диагностики (введенные в промышленную эксплуатацию) находятся в работе в объеме, достаточном для обеспечения контроля параметров диагностируемого оборудования, находящегося в работе или резерве;

7.3.2.7 В работе или резерве оборудование, обеспечивающее контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СВБ.

7.3.2.8 Проверена и находится в исправном состоянии штатная поисковая и телефонная оперативная связь с помещениями и рабочими местами блока, а также каналы прямой связи (ПЧ, охрана и др.).

7.3.2.9 Проверено состояние гидроамортизаторов. Все гидроамортизаторы находятся в работоспособном состоянии.

### 7.3.3 Ограничения

7.3.3.1 Подъем давления в первом контуре до 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>) допускается проводить при температуре наружной стенки корпуса реактора не менее 15°C.

7.3.3.2 При уплотненном 1 контуре введена защита 1 контура от превышения давления YAF01(н), отключающая подпиточные насосы и ТЭН КД при подъеме давления 1-го контура более 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>) в случае, если температура теплоносителя 1-го контура ниже 100 °С. Электросхемы ТЭН КД разобраны.

7.3.3.3 При проведении в «холодном» состоянии испытаний на плотность, не допускать повышения давления в первом контуре более 35 кгс/см<sup>2</sup> по условиям хрупкой прочности металла оборудования.

7.3.3.4 При повышении давления в первом контуре более 15 кгс/см<sup>2</sup> необходимо обеспечить надёжное разделение участков трубопроводов высокого и низкого давлен и внести соответствующие записи в оперативные журналы НСБ и НРЦ.

7.3.3.5 Обеспечить давление во всех ГЕ САОЗ не более 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>). Допускается подъем давления выше 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>) для проверки ПК ГЕ САОЗ при условии, что все быстродействующие задвижки YТ11÷14S01,02 на линиях связи емкостей с 1-м контуром закрыты, электросхемы разобраны, маховики заперты на замки. Обеспечить качество борированного раствора в ГЕ САОЗ в соответствии с требованиями, приведенными в Приложении Ж.

7.3.3.6 Испытания системы герметичного ограждения выполняются после завершения гидроиспытаний 1-го контура на 3,43 Мпа (35 кгс/см<sup>2</sup>) и 2-го контура на

1,96 МПа (20 кгс/см<sup>2</sup>). На время проведения испытания системы герметичного ограждения допускается обеспечение ее герметичности закрытием локализирующей арматуры имитацией сигнала «превышение давления в ГО  $P_{изб} > 0,029$  МПа (0,3 кгс/см<sup>2</sup>).

#### **7.3.4 Предостережения**

7.3.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.3.5 Правила и основные приемы эксплуатации в «холодном» состоянии блока**

7.3.5.1 АКНП находится в работе. Обеспечен контроль за периодом реактора и нейтронной мощностью реактора по показаниям не менее, чем трёх каналов системы АКНП. По крайней мере, 2 канала контроля оснащены записывающими приборами. Включены звуковые сигнализаторы разгона. Ионизационные камеры диапазонов ДИ, ДП, ДР1, ДР2 находятся в зоне максимальной чувствительности. Уставки защиты по уровню плотности нейтронного потока и по периоду изменения плотности нейтронного потока выставлены в соответствии с требованиями проекта и эксплуатационных инструкций.

7.3.5.2 Контролировать концентрацию борной кислоты в первом контуре и поддерживать её значение не ниже минимально-допустимой для текущей температуры теплоносителя в соответствии с приведенной в альбоме НФХ.

7.3.5.3 Контролировать качество рабочих сред в первом и во втором контурах в соответствии с Приложением Ж.

7.3.5.4 Контролировать температуру первого контура на выходе из ТВС, по «горячим» ниткам петель, не допуская увеличения более 70 °С или уменьшения ниже 20 °С, и температуру металла корпуса реактора.



7.3.5.5 Контролировать давление в первом контуре и не допускать его увеличения более  $1,47 \div 1,67$  МПа ( $15 \div 17$ ) кгс/см<sup>2</sup> при подключенной к первому контуру системе аварийного и планового расхолаживания.

7.3.5.6 Ежедневно контролировать выполнение мероприятий по исключению попадания в первый контур воды с концентрацией борной кислоты ниже контурной с оформлением результатов контроля в оперативных журналах НСРЦ, ИЭТО.

7.3.5.7 Контролировать давление во втором контуре, не допуская его увеличения более 20 кгс/см<sup>2</sup>. Запрещается снижать давление первого контура ниже давления второго контура по условиям ядерной безопасности во избежание протечек «чистого» конденсата из второго контура в первый контур.

7.3.5.8 Контролировать готовность систем и элементов каналов САЭ к выполнению проектных функций.

7.3.5.9 Проверки систем и оборудования в «холодном» состоянии выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами в соответствии с требованиями РПИ [47].

7.3.5.10 Обеспечивать готовность к работе всех систем в соответствии с технологической необходимостью их использования и производственными инструкциями (Приложение Д).

7.3.5.11 Не реже одного раза в смену осуществлять контроль концентрации растворённого водорода в теплоносителе первого контура и газообразного водорода в КД (при превышении концентрации растворённого водорода в теплоносителе первого контура более 0,5 мг/дм<sup>3</sup>, концентрации газообразного водорода в КД более 2 % выполнить действия, приведённые в ИЭ РУ).

7.3.5.12 Контроль радиоактивности воды второго контура и в парогенераторах проводить ежедневно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер парогенератора, время отбора, величина активности).

## **7.4 Обеспечение нормальной эксплуатации при переводе блока из «холодного» состояния в «горячее» состояние**

### **7.4.1 Область применения**

7.4.1.1 Пуск блока, ХС, разогрев РУ, ГС.

7.4.1.2 Блок в целом.

### **7.4.2 Исходные условия**

7.4.2.1 Блок АС находится в «холодном» состоянии. Параметры, характеризующие «холодное» состояние блока, приведены в подразделе 4.3.

7.4.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «холодного» состояния блока.

7.4.2.3 Готова к работе арматура системы аварийного газоудаления из 1-го контура (YR), а также арматура на дренажах U-образных участков ГЦТ.

7.4.2.4 В работе система контроля плотности разъемов оборудования 1-го контура. Давление в межпрокладочном пространстве разъемов отсутствует. Контроль давления в межпрокладочных полостях люков первого и второго контура проводить каждую смену с записью в журнале сменного персонала реакторного цеха (время, номер парогенератора, величина давления, отсутствие давления).

7.4.2.5 Проведены работы по метрологическому обслуживанию информационно-измерительных каналов в соответствии с установленными нормами точности. Выполнена продувка импульсных линий датчиков КИП первого и второго контуров.

7.4.2.6 Контроль радиоактивности воды второго контура и в парогенераторах проводить ежемесячно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер парогенератора, время отбора, величина активности).

7.4.2.7 В работе или в резерве находятся:

- система аварийного и планового расхолаживания при давлении в 1-м контуре не более 1,6 МПа (18 кгс/см<sup>2</sup>);

- не менее одного ГЦН, если система аварийного и планового расхолаживания не в работе и в КД азотная подушка;
- фильтры установки байпасной очистки воды 1-го контура (СВО-1) введены в работу на петлях с работающим ГЦН. Допускается отключать СВО-1 (на петлях с работающим ГЦН) при этом необходимо открыть ТС10(20,30,40)S02,04 для обеспечения разогрева параллельно с разогревом 1-го контура;
- рециркуляционная система охлаждения вентиляльных трубопроводов аварийного расхолаживания и проходок I, II, III системы днища оболочки (TL13). В помещениях вентиляльных камер поддерживается температура не более +45 °С;
- системы оперативной диагностики;
- оборудование, обеспечивающее контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СБ и СВБ;
- штатная поисковая и телефонная оперативная связь с рабочими местами и помещениями;
- при температуре теплоносителя 1-го контура более 50 °С подается вода промконтура на ГЦН;
- ББ заполнен до номинального уровня (1770 мм). Проверена целостность его разрывных мембран. Температура воды - в установленных пределах - 20÷60°С. Готовы к работе системы поддержания уровня и сдувок из ББ.

7.4.2.8 В работе система контроля течи (СКТ).

7.4.2.9 Состояние главной схемы электрических соединений блока, а также систем и оборудования электроснабжения собственных нужд блока:

- блочные трансформаторы несут нагрузку собственных нужд блока, а от резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) поставлены под напряжение резервные магистрали СН 6 кВ;

- секции 6 кВ нормальной эксплуатации ВА, ВВ, ВС и ВД поставлены под напряжение от трансформаторов собственных нужд (ТСН). Выключатели резервных вводов этих секций готовы к работе с соответствующими устройствами АВР, защиты и управления;
- секции 0,4 кВ поставлены под напряжение по рабочим вводам. Подготовлены к работе выключатели резервных вводов с соответствующими устройствами АВР, защиты и управления.
- элементы системы электроснабжения СН (включая трансформаторы – ТСН, РТСН) и потребители СН готовы к работе с необходимыми параметрами настройки систем защиты, управления, контроля, автоматики и обеспечивающими системами (вентиляция, кондиционирование, освещение и др.), а также пожарной сигнализацией и автоматическим пожаротушением;
- подано напряжение на местные щиты управления системами блока.

7.4.2.10 Есть подтверждение начальниками РЦ, ТЦ, ЦТАИ, ЭЦ, ЦЦР, ХЦ, ЦВ, ЗГИ по ремонту, ЗГИ по эксплуатации готовности оборудования, документации, персонала и получено разрешения ГИС (первого заместителя главного инженера) на разогрев блока до номинальных параметров с оформлением в «Журнале технических распоряжений» на рабочем месте НСБ.

### 7.4.3 Ограничения

7.4.3.1 Допускается работа одной секции в каждой группе потребителей собственных нужд по резервному вводу.

7.4.3.2 Давление в ГЦК не превышает следующих значений:

- 17,6 МПа (180 кгс/см<sup>2</sup>) - при гидроиспытаниях первого контура на плотность;
- 24,5 МПа (250 кгс/см<sup>2</sup>) - при гидроиспытаниях первого контура на прочность.

7.4.3.3 Запрещается поднимать давление в первом контуре более 3,43 МПа ( $35 \text{ кгс/см}^2$ ), если температура теплоносителя первого контура и тупиковых участков менее  $85 \text{ }^\circ\text{C}$  в начальный период эксплуатации, а в дальнейшем в соответствии с таблицей 6.1.7.2.

7.4.3.4 Каждый ПГ заполнен по второму контуру водой до заданного уровня (3700 мм), заполнение проводится химобессоленной водой, температура воды  $20 \div 60 \text{ }^\circ\text{C}$  и может отличаться от температуры металла ПГ не более, чем на  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ . На этапе разогрева до  $100 \div 120 \text{ }^\circ\text{C}$  поддерживать уровни в ПГ не ниже 3700 мм.

7.4.3.5 Не допускается работа ТЭН при уровне воды в КД ниже 4200 мм.

7.4.3.6 При работе ГЦН амплитуда вибрации ГЦН находится в ЭП.

7.4.3.7 Запрещается включать ГЦН при давлении теплоносителя 1-го контура ниже величины, указанной в Инструкции по эксплуатации ГЦН.

7.4.3.8 При температуре 1 контура менее  $200 \text{ }^\circ\text{C}$  работа более 3-х ГЦН запрещается.

7.4.3.9 При разогреве соблюдать следующие ограничения:

- скорость разогрева теплоносителя первого контура не более  $20 \text{ }^\circ\text{C/ час}$ ;
- запас до вскипания по температуре теплоносителя 1-го контура на выходе из активной зоны не менее  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- разность температуры теплоносителя в КД и температуры теплоносителя в «горячих» нитках ГЦТ на  $20 \div 85 \text{ }^\circ\text{C}$ , верха и низа КД менее  $85 \text{ }^\circ\text{C}$ , воды и металла КД менее  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ , теплоносителя 1-го контура и питательной воды ПГ не более  $120 \text{ }^\circ\text{C}$ , разность температур между подпиточной водой и водой СВО-1 не более  $120 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- скорость разогрева бетона шахты реактора менее  $10 \text{ }^\circ\text{C/час}$ .

7.4.3.10 Разогрев теплоносителя 1-го контура для проведения гидроиспытаний выполнить до температуры не менее, чем на  $5 \div 10 \text{ }^\circ\text{C}$  выше минимально-допустимой температуры теплоносителя 1-го контура, указанной в табл. 6.1.7.1, с учетом

охлаждения оборудования и трубопроводов первого контура за время ГИ. Выполнить прогрев металла оборудования и трубопроводов в соответствии с требованиями ИЭ РУ. При разогреве 1-го контура контролировать процесс расширения оборудования и трубопроводов, положение гидроамортизаторов.

7.4.3.11 Время выдержки при давлении 17,65 МПа (180 кгс/см<sup>2</sup>) определяется временем необходимым для проведения осмотра, но не более 4-х часов.

7.4.3.12 До начала подъема давления в 1-м контуре более 19,6 МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>) отключить датчики ТТК, которые не могут работать при давлении более 19,6 МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>).

До начала подъема давления во 2-м контуре более 8,63 МПа (88 кгс/см<sup>2</sup>), отключить датчики ТТК которые не могут работать при давлении более 8,63 МПа (88 кгс/см<sup>2</sup>).

7.4.3.13 Выдержка при давлении гидроиспытания 1-го контура на прочность (24,5 МПа (250 кгс/см<sup>2</sup>)) не менее 10 минут (суммарно - не более 60 минут за весь срок эксплуатации каждой ТВС).

Время выдержки при давлении 19,6 МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>) определяется временем, необходимым для проведения осмотра.

7.4.3.14 Температура стенки элементов 2-го контура при гидроиспытаниях должна быть не менее 70 °С.

7.4.3.15 Выдержка при давлении гидроиспытания 2-го контура на прочность (10,78 МПа (110 кгс/см<sup>2</sup>)) - не менее 10 минут.

7.4.3.16 Снижение уровня воды в ПГ с 3700÷3800 мм в начале разогрева до номинального значения разрешается после повышения температуры воды в ПГ до 100÷120 °С (при наличии кипения в ПГ).

7.4.3.17 На время проведения гидравлических испытаний 1-го контура допускается не сдувать азотную подушку, если не проводилось разуплотнение КД и ИПУ КД.

7.4.3.18 Допускается отключать ГЦНы на время проведения гидравлических испытаний или испытаний на плотность 1-го контура, а также на время подключения к 1-му контуру при необходимости системы аварийного и планового расхолаживания.

#### 7.4.4 Предостережения

7.4.4.1 Перед подъемом давления в первом и во втором контурах выше  $1,47 \div 1,67$  МПа ( $15 \div 17$  кгс/см<sup>2</sup>) необходимо установить в предписанное проектом для данного случая положение арматуры, разделяющую участки трубопроводов высокого и низкого давления, включая арматуру, отделяющую систему планового и аварийного расхолаживания от первого контура, разобрать электрическую схему силового питания задвижек и реализовать предписанные проектом мероприятия по запрету управления этой арматурой и сделать об этом записи в оперативных журналах НСБ, НС ЦТАИ.

На работающем блоке управление и блокировки по упомянутой арматуре не проверяются.

7.4.4.2 До достижения температуры теплоносителя 1-го контура 150 °С обеспечить плотность герметичного ограждения:

- проверены технологические помещения 1-го контура на отсутствие людей. Сделаны об этом записи в оперативных журналах НСРЦ, НСБ;
- закрыты и уплотнены все двери шлюзов для прохода персонала в помещения ГО. Введены в работу блокировки открытия (закрытия) шлюзов. Порядок доступа в помещения гермооболочки определяется станционной «Инструкцией о порядке доступа в гермозону».

7.4.4.3 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.4.5 Правила и основные приёмы эксплуатации при переводе блока из «холодного» состояния в «горячее» состояние**

7.4.5.1 При разогреве и пуске блока работоспособны системы коррекционной обработки, установка очистки турбинного конденсата и контроля качества рабочей среды второго контура.

Качество обессоленной воды, подаваемой для заполнения и подпитки 2-го контура, удовлетворяет требованиям, приведенным в Приложении Ж.

7.4.5.2 На начальном этапе разогрева, при температуре воды в КД ниже 210°C, необходимое давление в первом контуре обеспечивается за счет создания в КД азотной подушки.

При температуре воды в КД выше 210÷230 °С необходимое давление в первом контуре обеспечивается за счет превышения температуры воды в КД над температурой воды в ГЦК. Это превышение поддерживать регулятором расхолаживания на уровне 55 °С.

7.4.5.3 В течение всего процесса разогрева РУ обеспечить надежное воздухоудаление из автономного контура каждого ГЦН и циркуляция воды по этому контуру. При наличии азотной подушки в КД и работающих ГЦН, сдувка газов из автономного контура ГЦН проводится непрерывно.

7.4.5.4 При проведении испытаний на плотность давлением (17,65 МПа (180 кгс/см<sup>2</sup>)) и гидроиспытаний 1-го на прочность непрерывно контролировать отсутствие течей теплоносителя 1-го контура по сигнализации СКТ и видеокадрам СКТ.

7.4.5.5 При проведении гидроиспытаний второго контура, обеспечить превышение давления первого контура над давлением второго контура по условиям ядерной безопасности во избежание протечек «чистого» конденсата из второго контура в первый контур.

7.4.5.6 На начальном этапе режима разогрева ГЦК (до момента окончания замены азотной подушки в КД на паровую) уровень в КД поддерживать



максимальным (не менее 11600 мм). После создания паровой подушки в КД поддерживать уровень, соответствующий нулевой мощности реактора.

После замещения азотной подушки в КД на паровую сдувкой газа из КД и снижения уровня в КД допускается разогрев воды в КД проводить со скоростью 30 °С/час за счет работы электронагревателей.

7.4.5.7 Должна быть обеспечена непрерывная подпитка ПГ.

7.4.5.8 При повышении давления в 1-м контуре более 6,37 МПа (65 кгс/см<sup>2</sup>) подключить к 1-ому контуру ГЕ САОЗ, открыть запорные задвижки Ду300 емкостей САОЗ УТ11÷14S01,02.

7.4.5.9 Подтверждение работоспособности и ввод в резерв каналов системы ввода бора с насосами высокого давления TQ13,14 проводить в процессе разогрева при температуре первого контура выше температуры гидроиспытаний.

7.4.5.10 После ремонта или простоя свыше 10 суток выполнить проверку:

- исправности тепловой изоляции;
- состояния индикаторов тепловых перемещений;
- исправности и отсутствия посторонних предметов в опорах ГЦН, ПГ;
- свободы температурных перемещений оборудования и трубопроводов;
- показаний датчиков измерения температурных перемещений и их соответствие реальной температуре 1 контура;
- состояния арматуры на линиях отбора проб;
- состояния дренажей и воздушников;
- состояния приборов теплового контроля.

Выявленные при осмотре замечания устранить.

7.4.5.11 После начала принудительной циркуляции обеспечить ввод в теплоноситель первого контура раствор аммиака и гидроокиси калия. После разогрева теплоносителя до температуры 80÷90 °С с целью снижения концентрации

кислорода начать ввод в 1-й контур гидразин-гидрата в количестве, обеспечивающем двух-трехкратный его избыток по отношению к концентрации кислорода в теплоносителе. Повышение температуры теплоносителя 1-го контура выше 120 °С допускается при наличии в теплоносителе не менее чем двукратного избытка гидразин-гидрата по отношению к концентрации растворенного кислорода в теплоносителе. При достижении температуры первого контура 150 °С концентрация растворенного кислорода в теплоносителе не должна превышать 0,02 мг/дм<sup>3</sup>. При превышении указанного значения следует стабилизировать температуру в первом контуре и вводить раствор гидразина до достижения требуемой концентрации растворенного кислорода.

#### **7.4.6 Последовательность действий**

7.4.6.1 При разогреве реакторной установки выполняются следующие этапы работ:

- проведение необходимых проверок и испытаний до начала разогрева РУ в соответствии с РПИ [47];
- разогрев 1-го и 2-го контуров до температуры гидравлических испытаний;
- гидроиспытание первого контура на плотность;
- гидроиспытание первого контура при необходимости на прочность;
- гидроиспытание второго контура на плотность;
- гидроиспытание второго контура при необходимости на прочность;
- после завершения гидроиспытаний I и II контуров на плотность и прочность проведение испытаний на герметичность ГО, если указанные испытания не были проведены после гидроиспытаний I и II контуров на 3,43 Мпа (35 кгс/см<sup>2</sup>) и 1,96 Мпа (20 кгс/см<sup>2</sup>);
- разогрев реакторной установки до номинальных параметров;
- проведение необходимых проверок и испытаний при разогреве РУ в соответствии с РПИ [47];

- параллельно с разогревом 1-го контура проводится подготовка турбогенератора к пуску, для чего подготовить и ввести в работу технологические системы турбинного отделения в соответствии с Приложением Д для «горячего» состояния, а также в полном объеме АСУ ТП второго контура (ИВС, УКТС, САР, систему контроля генератора).

7.4.6.2 При давлении испытания на плотность провести окончательный контроль плотности оборудования, систем и трубопроводов реакторной установки в местах, определенных программой проведения гидроиспытаний.

Проконтролировать отсутствие давления в межпрокладочном пространстве разъемов реактора, КД, ПГ, межпрокладочном пространстве разъемов фильтров СВО-1 и ГЕ САОЗ. Проверить отсутствие течей через внутренние прокладки фланцевых соединений приводов СУЗ, выводов ТК и КНИ. При обнаружении трещин, разрывов, течей, видимых остаточных деформаций сбросить давление в 1 контуре, при необходимости расхолодить 1-ый контур и после устранения дефектов провести подготовку и повторное гидроиспытание.

7.4.6.3 При разогреве 1-го контура оперативный персонал обязан:

- контролировать период изменения плотности нейтронного потока по АКНП;
- контролировать концентрацию борной кислоты в первом контуре и поддерживать ее значение на уровне не ниже минимально-допустимой для текущей температуры теплоносителя в соответствии с приведенной в альбоме НФХ в зависимости от длительности работы топливной загрузки реактора;
- ежемесячно контролировать выполнение мероприятий по исключению попадания в первый контур воды с концентрацией борной кислоты ниже контурной с оформлением результатов контроля в оперативных журналах;

- контролировать водно-химический режим первого и второго контуров, их вспомогательных систем и выполнять его корректировку в соответствии с требованиями Приложения Ж;
- контролировать технологические параметры первого и второго контуров, их вспомогательных систем и поддерживать их в ЭП;
- контролировать плотность фланцевых соединений оборудования первого контура (по показаниям системы контроля плотности). Контроль давления в межпрокладочных полостях люков первого и второго контура выполнять каждую смену с записью в оперативном журнале сменного персонала реакторного цеха (время, номер парогенератора, величина давления, отсутствие давления);
- ежесменно выполнять контроль радиоактивности по изотопному составу воды второго контура с СПП и в ПГ. Во время раннего поиска протечек активность по сухому остатку в ПГ выполнять ежесменно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер ПГ, время отбора, величина активности);
- контролировать готовность систем и элементов каналов САЭ к выполнению проектных функций;
- обеспечивать готовность к работе всех систем в соответствии с технологической необходимостью их использования и производственными инструкциями.

#### **7.4.7 Критерии завершения**

7.4.7.1 Блок находится в «горячем» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «горячее» состояние блока, приведены в подразделе 4.4.

7.4.7.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «горячего» состояния.

## **7.5 Обеспечение нормальной эксплуатации в «горячем» состоянии блока**

### **7.5.1 Область применения**

7.5.1.1 Пуск блока, останов блока, ГС.

7.5.1.2 Блок в целом.

### **7.5.2 Исходные условия**

7.5.2.1 Блок находится в «горячем» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «горячее» состояние блока, приведены в подразделе 4.4.

7.5.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «горячего» состояния.

7.5.2.3 Включен в автоматический режим регулятор поддержания уровня в КД. Включен в автоматический режим регулятор давления 1-го контура. Готовы к работе ИПУ КД; в работе электронагреватели КД. Введены в работу блокировки по клапанам впрыска УР11,12,13S02, УР11,12S01, УР13S03. При проверке работоспособности ИПУ КД реальным повышением давления допускается заблокировать ИК других ИПУ, но не более, чем на 4 часа. Положение арматуры системы КД соответствует следующему состоянию:

- УР11,12,13S02 – в автоматическом управлении;
- УР11,12S01; УР13S03 – в открытом положении;
- УР13S04 – в закрытом положении.

7.5.2.4 Не допускается работа ТЭН при уровне воды в КД ниже 4200 мм.

7.5.2.5 Уровень в каждом ПГ номинальный, включены в автоматический режим регуляторы поддержания уровня в ПГ. Готовы к проверке, настройке и вводу в работу ПК ПГ. Допускается на время настройки импульсного клапана ПК ПГ ТХ50(60,70,80)S03(04) и проверки работоспособности ПК ПГ реальным повышением давления заблокировать работу остальных импульсных клапанов ПК ПГ.

Введена в работу система продувки ПГ. Проверена работоспособность системы контроля уровня в ПГ.

7.5.2.6 Параметры среды в ГЕ САОЗ номинальные, качество раствора соответствует нормативным требованиям. ГЕ подключены к первому контуру. Открыты все быстродействующие задвижки УТ11,12,13,14S01,02. Закрыта арматура на байпасе обратных клапанов. Проверена работоспособность ПК, технологических защит, блокировок, сигнализации и КИП ГЕ САОЗ. Готовы к работе ПК ГЕ САОЗ УТ11÷14S09,10.

7.5.2.7 Проверена в «горячем» состоянии система динамического раскрепления трубопроводов и оборудования (СДРТ), включая гидроамортизаторы, их элементы крепления, пульт управления и контроля.

7.5.2.8 Проверены и подготовлены к работе предохранительные клапаны оборудования блока.

7.5.2.9 Проверена работоспособность и готовность устройств управления СБ, автоматики, воздействующей на СБ.

7.5.2.10 Система пожаротушения, находится в состоянии готовности к работе, включая установку автоматического пожаротушения и пожарную сигнализацию. Разрешается вывод УАПТ из автоматического режима при нахождении людей в защищаемых помещениях.

7.5.2.11 Система подпитки-продувки в работе. В деаэраторе подпитки первого контура поддерживается номинальный уровень воды с концентрацией борной кислоты, соответствующей текущей концентрации в теплоносителе первого контура.

7.5.2.12 Обеспечивается непрерывная подпитка ПГ от ВПЭН. Качество обессоленной воды, удовлетворяет требованиям Приложения Ж.

7.5.2.13 СВРК в работе. Обеспечивается контроль за температурой на выходе из ТВС, и регистрация параметров, включенных в архив СВРК.

7.5.2.14 Включены в работу АСУ ТП блока (включая СВРК, СКР, ИВС, УКТС, САР). Обеспечивается в полном объеме контроль, измерение и регистрация параметров блока на БЩУ, РЩУ и местных щитах управления.

7.5.2.15 Выполнена проверка срабатывания и правильности уставок ТЗБ систем и оборудования блока. ТЗБ оборудования, введенного в работу, находятся в работе. Устройства ввода в работу защит (при их наличии) и изменения уставок закрыты и опечатаны.

7.5.2.16 Анионитовый фильтр одной нитки СВО-2 переведен в борную форму. Анионитовый фильтр другой нитки СВО-2 остается в ОН-форме. Концентрация до и после работающего анионитового фильтра отличается от контурной не более чем на  $0,5 \text{ г/дм}^3$ .

Отрегенерированные фильтры установки, ненасыщенные борной кислотой до  $16 \div 20 \text{ г/дм}^3$ , разрешается включать в работу только перед началом вывода бора.

7.5.2.17 Подготовлен свободный объем (не менее  $500 \text{ м}^3$ ) в баках системы боросодержащей воды (ТВ30) для приема сбрасываемых вод 1-го контура. Концентрация раствора бора в баках - не ниже контурной.

7.5.2.18 В баках системы борного концентрата (ТВ10) подготовлен запас борного концентрата ( $39,5 \div 44,5 \text{ г/дм}^3$ ) не менее  $200 \text{ м}^3$ . Качество раствора борной кислоты в баках удовлетворяет требованиям Приложения Ж.

7.5.2.19 Подготовлено не менее  $500 \text{ м}^3$  дистиллята в баках ТВ40В01,02. Подается вода на отмыв концевых уплотнений ГЦН. Выполняются мероприятия по попаданию дистиллята в теплоноситель 1-го контура.

7.5.2.20 Вода промконтура с проектным расходом подается ко всем потребителям реакторного отделения. Качество воды промконтура соответствует установленным требованиям для системы. Предельно допустимый уровень активности воды промконтура  $1,85 \times 10 \text{ Бк/кг}$  ( $5 \times 10^{-7} \text{ Ки/кг}$ ). Работоспособны два теплообменника, арматура, КИП, сигнализация, защиты и блокировки.

7.5.2.21 В работе система отбора проб (ТВ) включая систему автоматического химического контроля. С утвержденной периодичностью проводится ручной отбор проб.

7.5.2.22 В работе система радиационного контроля воды 1-го и 2-го контура.

7.5.2.23 Состояние оборудования установок СВО АС удовлетворяет следующим требованиям:

- обеспечена возможность регенерации фильтров этих установок;
- не менее половины контрольных баков установок СВО опорожнены и подготовлены к приему сред;
- мешалки приготовления раствора борной кислоты и системы подачи этого раствора к потребителям готовы к работе;
- в работе система приема и хранения радиоактивных жидких отходов.

7.5.2.24 Каналы ионизационных камер проверены на плотность.

7.5.2.25 Перед пуском реактора, перед выходом его на мощность, после каждого ППР проводить контроль основных эксплуатационно-технических характеристик приводов ОР СУЗ с занесением результатов контроля в формуляр.

7.5.2.26 Состояние остальных систем определяются технологической необходимостью их использования и производственными инструкциями.

### **7.5.3 Ограничения**

7.5.3.1 В теплоносителе первого контура создана стояночная концентрация борной кислоты не ниже установленной графиком «Альбома НФХ... текущей загрузки», разница концентраций в реакторе, КД и деаэраторе подпитки не более  $0,5 \text{ г/дм}^3$ .

7.5.3.2 Ежедневно контролировать выполнение мероприятий по исключению попадания в первый контур сред с концентрацией борной кислоты менее допустимого значения в соответствии с ИЭ 1-го контура [78].



7.5.3.3 Очистку теплоносителя первого контура проводить на фильтрах установки СВО-2, насыщенных борной кислотой до значения не ниже  $16 \text{ г/дм}^3$ .

7.5.3.4 Контролировать содержание водорода в теплоносителе первого контура и принимать меры для снижения его концентрации в соответствии с Приложением Е.

7.5.3.5 Запрещается разгерметизация герметичных помещений гермооболочки. Допуск персонала в гермооболочку (гермозону), в случае необходимости, выполнять с шлюзованием в соответствии с инструкцией [66].

#### **7.5.4 Предостережения**

7.5.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.5.5 Правила и основные приемы эксплуатации в «горячем» состоянии блока**

7.5.5.1 В «горячем» состоянии оперативный персонал обязан:

1) контролировать уровень и скорость нарастания плотности нейтронного потока по АКНП;

2) контролировать концентрацию борной кислоты в первом контуре и поддерживать ее значение в диапазоне  $16 \div 20 \text{ г/дм}^3$ . Для случаев непланового останова поддерживать концентрацию борной кислоты не ниже величины, определяемой по альбому нейтронно-физических характеристик для данного момента кампании;

3) ежемесячно контролировать выполнение мероприятий по исключению попадания в первый контур воды с концентрацией борной кислоты ниже контурной с оформлением результатов контроля в оперативных журналах НСРЦ, ИЭТО;

4) поддерживать температуру теплоносителя первого контура на уровне  $260 \div 280 \text{ }^\circ\text{C}$  сбросом пара второго контура через БРУ-СН другим потребителям или

через БРУ-К на конденсатор турбины, допускается сброс пара из ГПК через дренажный паропровод в дренажный бак или конденсатор ТГ, обеспечить непрерывную подпитку ПГ;

5) контролировать водно-химический режим первого и второго контуров, их вспомогательных систем и выполнять его корректировку. Соблюдать объем и периодичность химического контроля качества теплоносителя первого контура и подпиточной воды 1-го контура в соответствии с Приложением Ж;

6) в соответствии с утвержденными графиками и программами согласно требованиям РПИ [47] проводить проверки оборудования и систем, находящихся в работе, в резерве;

7) контролировать готовность систем и элементов каналов САЭ к выполнению проектных функций;

8) обеспечивать готовность к работе всех систем в соответствии с технологической необходимостью их использования и производственными инструкциями;

9) контролировать давление в межпрокладочных полостях люков первого и второго контура каждую смену с записью в журнале сменного персонала реакторного цеха (время, номер парогенератора, величина давления, отсутствие давления);

10) ежемесячно проводить контроль радиоактивности по изотопному составу воды второго контура с СПП и в ПГ. Во время раннего поиска протечек активность по сухому остатку в ПГ выполнять ежемесячно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер ПГ, время отбора, величина активности);

11) контролировать соблюдение УБЭ для «горячего» состояния;

12) контролировать технологические параметры первого и второго контуров, их вспомогательных систем и поддерживать их в эксплуатационных пределах;

13) контролировать непрерывно по сигнализации СКТ и не реже одного раза в час по видеокадрам СКТ отсутствие течей теплоносителя.

## **7.6 Обеспечение нормальной эксплуатации при переводе блока из «горячего» состояния в состояние «реактор на минимально-контролируемом уровне мощности»**

### **7.6.1 Область применения**

7.6.1.1 Пуск блока, ГС, МКУ.

7.6.1.2 Блок в целом.

### **7.6.2 Исходные условия**

7.6.2.1 Блок находится в «горячем» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «горячее» состояние блока, приведены в подразделе 4.4.

7.6.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «горячего» состояния.

7.6.2.3 Проведена проверка работы уровнемеров ПГ сравнением показаний разных уровнемеров.

7.6.2.4 В работе не менее 2-х ГЦН.

7.6.2.5 Уровень в КД - не менее  $(6100 \pm 150)$  мм, давление -  $15,7 \pm 0,19$  МПа ( $160 \pm 2$  кгс/см<sup>2</sup>). Включен в автоматический режим регулятор поддержания уровня в КД.

7.6.2.6 Величина организованных протечек первого контура составляет не более 2,5 т/ч.

7.6.2.7 Давление в ПГ –  $4,9 \div 6,27$  МПа ( $50 \div 64$  кгс/см<sup>2</sup>) ( $\pm 0,098$  МПа ( $1$  кгс/см<sup>2</sup>)), уровень в ПГ Нном  $\pm 50$  мм.

7.6.2.8 Давление в межпрокладочном пространстве фланцевых разъемов ПГ, КД, реактора, фильтров СВО-1 и ГЕ САОЗ отсутствует.

### **7.6.3 Ограничения**

7.6.3.1 Не допускается работа ТЭН при уровне воды в КД ниже 4200 мм.

7.6.3.2 Перевод блока на минимально контролируемый уровень мощности допускается проводить после:

- выполнения требований по состоянию оборудования и систем – УБЭ блока на минимально контролируемом уровне мощности;
- выполнения проверок, проводимых при разогреве и в «горячем» состоянии реакторной установки;
- получения разрешения ГИС (заместителя главного инженера станции) на перевод блока на минимально контролируемый уровень мощности;
- выдачи на БЦУ альбома нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора (при первом выводе на МКУ мощности после перегрузки активной зоны).

Вывод реактора в критическое состояние, выход на мощность после перегрузки, после капитального или среднего ремонта, а также после простоя более трех суток осуществляется только после оценки степени подкритичности и запаса реактивности по данным альбома НФХ.

7.6.3.3 Если в процессе подъема ОР СУЗ скорость нарастания плотности нейтронного по показаниям хотя бы одного из каналов любого комплекта АКНП станет менее 60 секунд, то немедленно прекратить подъем группы и продолжить его только после увеличения периода до бесконечности.

7.6.3.4 При нарушениях логической последовательности передачи движения групп ОР СУЗ, выход на МКУ мощности запрещается.

7.6.3.5 При потере индикации положения ОР СУЗ подъем группы прекратить, выяснить причину потери, устранить неполадки и продолжить подъем группы.

7.6.3.6 При достижении критического состояния обеспечить скорость нарастания плотности нейтронного потока реактора не менее 60 сек.

7.6.3.7 Во время вывода реактора на МКУ мощности в пределах пускового интервала запрещается:

- выполнение операций, приводящих к изменению температуры теплоносителя 1-го контура и его плотности;
- проводить любые ремонтные работы на оборудовании и цепях СУЗ и АКНП реактора. При необходимости на время проведения этих работ прекратить водообмен 1-го контура;
- одновременное выполнение в любом сочетании операций по извлечению ОР СУЗ из активной зоны реактора, изменению концентрации борной кислоты в воде I контура и изменению температуры воды I контура, за пределы диапазона 260÷280 °С;
- включение или отключение ГЦН;
- выводить в пусковом интервале борную кислоту из 1-го контура с расходом более регламентированной величины (не более 10 т/час). При пусках из отравленного состояния руководствоваться требованиями п. 7.6.6.5;
- выполнять отбор пара из ПГ, вызывающий быстрое снижение давления в ПГ от установившегося значения;
- включать фильтры СВО-2;
- выполнять любые другие операции, которые могут привести к непредусмотренному изменению реактивности активной зоны реактора.

7.6.3.8 В процессе извлечения ОР СУЗ запрещается водообмен в первом контуре с целью снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе.

7.6.3.9 Запрещается ввод «чистого» конденсата в первый контур при:

- невзведенных органах АЗ;
- неработающих ГЦН и естественной циркуляции теплоносителя.

7.6.3.10 Свежеотрегенерированные фильтры системы СВО-2, ненасыщенные бором, разрешается включать в работу только перед началом вывода бора. Фильтры, насыщенные до стояночной концентрации, разрешается включать при необходимости ранее.

7.6.3.11 Не допускается неконтролируемый ввод «чистого» конденсата в первый контур из условий ядерной безопасности. Особо опасен ввод «чистого» конденсата или одновременная подача двух сред «чистого» конденсата и борного концентрата в первый контур при неработающих ГЦН и попадания «пробок» чистого конденсата в активную зону. Необходимо учитывать, что равновесного раствора борной кислоты не получается даже при дозировании компонентов в один трубопровод. Борные растворы для первого контура заранее приготавливают в баках, тщательно перемешивают с обязательным контролем концентрации борной кислоты в растворе по химанализам.

#### **7.6.4 Предостережения**

7.6.4.1 Если при перемещении ОР СУЗ или выводе борной кислоты наблюдается по показаниям АКНП изменение нейтронной мощности или уменьшение периода реактора менее 90 с, операции прекратить до стабилизации показаний приборов нейтронного потока и увеличения периода до бесконечности. Стабилизировать мощность реактора на уровне  $10^{-5} \div 10^{-3} \% N_{ном}$ , воздействием на ОР СУЗ рабочей группы.

7.6.4.2 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.6.5 Правила и основные приемы эксплуатации при переводе блока из «горячего» состояния в состояние «реактор на минимально-контролируемом уровне мощности»**

7.6.5.1 Для поддержания водного режима обеспечить непрерывную продувку ПГ из солевого отсека с расходом 7,5 т/ч, из карманов и патрубков нижней

образующей корпуса ПГ с расходом  $0,5 \div 2,0$  т/ч. Обеспечить расход периодической продувки от одного ПГ не менее 20 т/ч. Суммарный расход от всех ПГ не менее 50 т/ч.

7.6.5.2 Длительность периодической продувки определяется по результатам химических анализов, подтверждающих требования к качеству теплоносителя 2-го контура. Обеспечить ввод необходимого количества корректирующих добавок химреагентов. Обеспечить эффективную деаэрацию питательной воды. Обеспечить ввод в работу БОУ. Обеспечить непрерывную подпитку ПГ.

7.6.5.3 Контроль радиоактивности по изотопному составу воды второго контура с СПП и в ПГ проводить ежемесячно. Во время раннего поиска протечек активность по сухому остатку в ПГ выполнять ежемесячно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер ПГ, время отбора, величина активности).

7.6.5.4 Контроль давления в межпрокладочных полостях люков первого и второго контура проводить ежемесячно с записью в журнале сменного персонала реакторного цеха (время, номер парогенератора, величина давления, отсутствие давления).

7.6.5.5 Осуществлять непрерывный контроль отсутствия течей теплоносителя 1-го контура по сигнализации СКТ и не реже одного раза в час по видеокадрам СКТ.

7.6.5.6 При эксплуатации паропроводов контролировать:

- постоянное дренирование влаги из мест, где она может скапливаться (мешки, участки перед измерительными и дроссельными устройствами);
- при срабатывании БРУ-К и БРУ-А правильность настройки и работы регулятора (открытие и закрытие);
- надежность дистанционного управления БРУ-К, БРУ-А, особое внимание уделяя посадке клапанов.

7.6.5.7 При эксплуатации трубопроводов питательной воды контролировать:

- правильную настройку и постоянную эксплуатацию в автоматическом режиме регуляторов уровня в ПГ;
- достоверность информации по параметрам и расходу питательной воды на ИВС.

7.6.5.8 Ежедневно контролировать надежность отключения трубопроводов низкого давления вспомогательных систем обходом и по сигнализации на БЦУ и фрагментах ИВС с записью в оперативном журнале НСБ, НСРЦ, НСЦТАИ.

7.6.5.9 В процессе подъема групп ОР СУЗ непрерывно контролировать:

- синхронность перемещения отдельных ОР в группе;
- срабатывание промежуточных конечных выключателей и автоматической передачи движения от предыдущей группы ОР к последующей в интервале 70 см от ВКВ;
- срабатывание ВКВ и синхронность останова всех ОР группы на высоте 350 см.

## 7.6.6 Последовательность действий

7.6.6.1 При переводе блока на минимально контролируемый уровень мощности выполняются следующие этапы работ:

- выполнение УБЭ до перевода блока на минимально контролируемый уровень мощности в «горячем состоянии»;
- проведение необходимых проверок и испытаний до перевода блока на минимально контролируемый уровень мощности в «горячем состоянии», в т.ч. выполнение проверки АСП каналов СБ с воздействием на оборудование каналов СБ и запуском ДГ ( не позднее трех суток до начала вывода РУ на МКУ мощности);
- взвод группы №№ 1÷9 ОР СУЗ в групповом режиме поочередно в порядке следования своих номеров извлекаются из активной зоны;
- вывод борной кислоты из первого контура на фильтрах СВО-2;



- вывод реактора на МКУ мощности путем снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура с помощью системы подпитки-продувки;
- выполнение экспериментального определения нейтронно-физических характеристик активной зоны.

7.6.6.2 Взвод ОР СУЗ проводится в следующем порядке:

- группа №5, а затем группы №№ 1÷4, 6÷9 в групповом режиме поочередно в порядке следования своих номеров извлекаются из активной зоны интервалами по 35 см (выдача управляющего воздействия на приводы ОР СУЗ в течение не более 18 сек) с выдержкой времени между интервалами не менее 60 сек при стабильных показаниях АКНП;
- группа № 10 поднимается до высоты 40% от нижнего положения в том же порядке.

7.6.6.3 В процессе водообмена, для снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, при достижении пускового интервала водообмен необходимо прекратить на время достаточное для выравнивания концентрации борной кислоты в 1-ом контуре, КД, деаэраторе подпитки, в баке оргпротечек (разница концентраций не более 1 г/дм<sup>3</sup>).

7.6.6.4 В процессе водообмена до пускового интервала и при выравнивании концентрации борной кислоты отбор проб для контроля концентрации борной кислоты проводить не реже 1 раза в 30 минут в дополнение к непрерывному автоматическому контролю.

7.6.6.5 Расход чистого конденсата в пусковом интервале концентрации борной кислоты в теплоносителе 1-го контура не более 10 т/час свыше необходимого для компенсации отравления ксеноном при пусках из отравленного состояния.

Методика определения компенсирующего расхода чистого конденсата согласовывается в установленном порядке и утверждается главным инженером.

При отсутствии утвержденной методики допустимый расход чистого конденсата в пусковом интервале не более 10 т/час.

Во время водообмена в пусковом интервале делать анализы концентрации борной кислоты из реактора с интервалом 15 мин.

7.6.6.6 Стабилизировать мощность реактора на уровне  $10^{-5} \div 10^{-3}$  % $N_{ном}$ , воздействием на ОР СУЗ рабочей группы.

7.6.6.7 После вывода реактора на МКУ мощности, после прекращения вывода бора из 1-го контура и выравнивания концентрации раствора борной кислоты в реакторе, КД и деаэраторе подпитки зафиксировать в оперативном журнале параметры, при которых был достигнут МКУ мощности:

- концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура;
- положение 10-й группы ОР СУЗ;
- давление и температуру первого контура;
- показания самописцев нейтронной мощности;
- количество эффективных суток, отработанных реактором после перегрузки топлива до момента пуска.

7.6.6.8 После вывода реактора на МКУ мощности выполнить проверку сцепление штанг приводов СУЗ с ПС СУЗ.

7.6.6.9 При отсутствии проектных средств измерения реактивности (реактиметра) проверку сцепленности проводить после выхода на энергетический уровень мощности (до 40% от номинальной).

7.6.6.10 Проверка осуществляется перемещением ОР СУЗ вниз от верхнего положения на обусловленное расстояние (в пределах 35÷70 см). Наличие сцепления определяется по изменению реактивности или нейтронного потока, а также по изменению температуры на выходе из ТВС.

7.6.6.11 Проверки систем и оборудования при переводе блока на МКУ и после достижения МКУ мощности выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами согласно требованиям РПИ [47].

#### **7.6.7 Критерии завершения**

7.6.7.1 Блок находится в состоянии «реактор на МКУ мощности». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «реактор на МКУ мощности», приведены в подразделе 4.5.

7.6.7.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «реактор на МКУ мощности».

## **7.7 Обеспечение нормальной эксплуатации в состоянии блока «реактор на МКУ мощности»**

### **7.7.1 Область применения**

7.7.1.1 МКУ.

7.7.1.2 Блок в целом.

### **7.7.2 Исходные условия**

7.7.2.1 Блок находится в состоянии «реактор на МКУ мощности». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «реактор на МКУ мощности», приведены в подразделе 4.5.

7.7.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния «реактор на МКУ мощности».

### **7.7.3 Ограничения**

7.7.3.1 Запрещается работа реактора на МКУ мощности, если значение температурного коэффициента реактивности (ТКР) положительное. В этом случае реактор перевести в подкритическое состояние.

7.7.3.2 Допустимая продолжительность работы блока в состоянии «реактор на МКУ мощности» при отклонении одного или нескольких нормируемых показателей в пределах первого уровня в соответствии с Приложением Ж не более 24 ч с момента обнаружения.

Если в течение 24 ч не устранены отклонения нормируемых показателей, то блок в плановом порядке перевести в «холодное» состояние.

7.7.3.3 При достижении нормируемыми показателями до второго уровня в соответствии с Приложением Ж блок в плановом порядке перевести в «холодное» состояние.

7.7.3.4 Необходимо осуществлять регулярный контроль протечек теплоносителя из первого контура во второй контур через неплотности в

парогенераторах. При протечке ПГ менее 0,5 кг/ч контроль данного ПГ проводить не реже одного раза в неделю; при значениях протечки от 0,5 кг/ч до 4 кг/ч контроль ПГ осуществлять не реже одного раза в сутки; при превышении протечкой отдельного парогенератора эксплуатационного предела 4 кг/час необходимо в течение последующих 6 часов провести не менее двух повторных измерений данного ПГ. При подтверждении первоначально полученного результата провести плановый останов блока в «холодное» состояние. При превышении протечкой отдельного парогенератора предельно допустимого значения 5 кг/ч блок непланово перевести в «холодное» состояние.

7.7.3.5 Необходимо регулярно контролировать величину удельной активности радионуклида  $^{131}\text{I}$  в продувочной воде из «солевого» отсека каждого парогенератора. При значениях удельной активности  $^{131}\text{I}$  на момент отбора пробы менее 74 Бк/кг ( $2 \times 10^{-9}$  Ки/кг) контроль осуществлять не реже одного раза в неделю. В случае повышения удельной активности  $^{131}\text{I}$  в продувочной воде на момент отбора пробы до величины в диапазоне от 74 Бк/кг ( $2 \times 10^{-9}$  Ки/кг) до 370 Бк/кг ( $1 \times 10^{-8}$  Ки/кг) контроль данного ПГ проводить не реже одного раза в сутки. Если удельная активность  $^{131}\text{I}$  на момент отбора пробы превышает 370 Бк/кг ( $1 \times 10^{-8}$  Ки/кг), то в течение последующих 6 часов необходимо провести не менее двух повторных измерений удельной активности  $^{131}\text{I}$  в продувочной воде данного ПГ. При подтверждении первоначально полученного результата провести плановый останов блока в «холодное» состояние. В случае, если удельная активность  $^{131}\text{I}$  в продувочной воде отдельного ПГ на момент отбора пробы превышает предельно допустимое значение 740 Бк/кг ( $2 \times 10^{-8}$  Ки/кг) блок непланово перевести в «холодное» состояние.

Отбор проб продувочной воды ПГ проводить в установившемся режиме при стационарной работе блока не ранее, чем через 2 часа после отключения периодической продувки данного ПГ, и при расходе продувочной воды из «солевого» отсека ПГ не менее 7,5 т/ч. При этом расход продувочной воды по

объединенной линии продувки с днища ПГ и «карманов» коллекторов не более 2 т/ч.

#### **7.7.4 Предостережения**

7.7.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.7.5 Правила и основные приемы эксплуатации в состоянии блока «реактор на МКУ мощности»**

7.7.5.1 Стабилизировать температуру первого контура отбором пара через БРУ-СН и через дренажи паропроводов в дренажный бак турбины.

7.7.5.2 В работе находится не менее двух ГЦН (предпочтительнее оставить в работе противоположные). Включены ВЦЭНЫ отключенных ГЦН.

7.7.5.3 Контролировать уровень в КД, работу пускового регулятора уровня в КД (УРС03).

7.7.5.4 Давление в ПГ поддерживается работой БРУ-К (БРУ-СН) или БРУ-А, уровни в ПГ поддерживаются пусковыми регулирующими клапанами RL71÷74S04. Подпитка ПГ осуществляется непрерывно. Ежедневно контролируется плотность разъемов по первому и второму контуру с записью в журнале сменного персонала реакторного цеха (время, номер парогенератора, величина давления, отсутствие давления).

7.7.5.5 При эксплуатации реакторной установки на МКУ мощности оперативный персонал обязан:

- контролировать уровень и скорость нарастания плотности нейтронного потока по показаниям АКНП;
- при выходе ОР СУЗ рабочей группы на верхнюю или нижнюю границу заданного интервала регулирования необходимо изменить содержание

борной кислоты в воде первого контура, таким образом, чтобы обеспечить возможность возвращения ОР СУЗ этой группы в зону регулирования (Приложение П);

- обеспечить контроль за исключением неконтролируемого попадания в теплоноситель сред с низкой концентрацией борной кислоты;
- поддерживать температуру теплоносителя первого контура на уровне  $260 \div 280$  °С сбросом пара из второго контура;
- контролировать водно-химический режим первого и второго контуров, их вспомогательных систем и выполнять их корректировку в соответствии с Приложением Ж;
- ежемесячно выполнять контроль радиоактивности по изотопному составу воды второго контура с СПП и в ПГ проводить ежемесячно. Во время раннего поиска протечек активность по сухому остатку в ПГ выполнять ежемесячно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер ПГ, время отбора, величина активности);
- обеспечивать готовность к работе всех систем в соответствии с технологической необходимостью и контролировать технологические параметры первого и второго контуров, их вспомогательных систем и поддерживать параметры в соответствии с указаниями инструкций по эксплуатации систем;
- контролировать готовность каналов СБ к выполнению проектных функций;
- осуществлять непрерывный контроль отсутствия течей теплоносителя 1-го контура по сигнализации СКТ и не реже одного раза в час по видеокдрам СКТ.

7.7.5.6 Проверки систем и оборудования при работе блока на минимально контролируемом уровне мощности выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами согласно требованиям РПИ [47].

## **7.8 Обеспечение нормальной эксплуатации при подъёме мощности реактора выше МКУ и состоянии «работа на мощности»**

### **7.8.1 Область применения**

7.8.1.1 Пуск блока, МКУ, РМ.

7.8.1.2 Блок в целом.

### **7.8.2 Исходные условия**

7.8.2.1 Блок находится в состоянии «реактор на МКУ мощности». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «реактор на МКУ мощности», приведены в подразделе 4.5.

7.8.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «реактор на МКУ мощности».

### **7.8.3 Ограничения**

7.8.3.1 Нормальная работа РУ обеспечивается при изменении величины напора ГЦН в пределах  $(0,661+0,025)$  МПа /  $(6,75+0,25)$  кгс/см<sup>2</sup>.

7.8.3.2 Номинальное значение уровня в КД поддерживать в зависимости от средней температуры теплоносителя первого контура  $(6100\div 8770)\pm 150$  мм).

7.8.3.3 Качество теплоносителя первого контура и рабочих сред второго контура соответствует требованиям Приложения Ж.

7.8.3.4 Допустимое положение регулирующей группы в зависимости от мощности реактора определяется по Приложению П. При выходе рабочей группы ОР СУЗ за допустимые границы вернуть рабочую группу ОР СУЗ в рабочий диапазон воздействием на систему подпитки-продувки (изменяя концентрацию борной кислоты в теплоносителе 1 контура). Положение каждого ОР рабочей группы по отношению к любому другому ОР этой группы не должно отличаться на величину более 70 мм при использовании датчика положения ПС ОР СУЗ типа ДПЛ и на величину более 60 мм по указателю положения с датчиком типа ДПШ. При



эксплуатации активной зоны реактора скорость перемещения ПС СУЗ в режиме регулирования (20+1,5) мм/с.

7.8.3.5 Для обеспечения необходимой разности температур между водой холодной нитки петли 1-го контура и подпиточной водой в номинальном режиме работы менее 30 °С, запрещается превышать расход подпитки над расходом продувки более 14 м<sup>3</sup>/час.

7.8.3.6 При работе АРМ обеспечивает поддержание заданного значения давления во 2 контуре (паровом коллекторе) с зоной нечувствительности регулятора не более ±0,05 МПа (не более ±0,6 кгс/см<sup>2</sup>) и поддержание уровня плотности нейтронного потока с зоной нечувствительности не более ±2% от номинального значения. При этом отклонение давления от заданного значения в стационарном режиме с учетом зоны нечувствительности, погрешности измерения параметра и отклонений параметра при регулировании не превышает ±0,1 МПа (не более ±1 кгс/см<sup>2</sup>), а отклонение от заданной величины нейтронной мощности в процессе поддержания стационарного значения не превышает ±2% от номинального значения.

7.8.3.7 При работе на мощности вся арматура U-образных участков ГЦТ, вся арматура систем аварийного газоудаления, кроме YR60S01,02 находится в закрытом состоянии. Запрещается при работе на мощности одновременное открытие двух последовательно стоящих арматур на линиях из реактора, КД, ПГ в барботер.

7.8.3.8 Запрещается перемещение затворов быстродействующих задвижек YТ11,12,13,14S01,02 от электропривода при перепаде давления на затворе более 2,45 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>).

7.8.3.9 В процессе эксплуатации реакторной установки при P<sub>1к</sub> более 6,9 МПа (70 кгс/см<sup>2</sup>) запрещается одновременное открытие арматуры на двух байпасных линиях обратных клапанов пассивной части САОЗ.

7.8.3.10 При нормальной эксплуатации при перепаде давления на ловушке сорбентов, не превышающем 0,49 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>), запрещается выводить из работы установку СВО-1.

7.8.3.11 Необходимо осуществлять регулярный контроль протечек теплоносителя из первого контура во второй контур через неплотности в парогенераторах. При протечке ПГ менее 0,5 кг/ч контроль данного ПГ проводить не реже одного раза в неделю; при значениях протечки от 0,5 кг/ч до 4 кг/ч контроль ПГ осуществлять не реже одного раза в сутки; при превышении протечкой отдельного парогенератора эксплуатационного предела 4 кг/час необходимо в течение последующих 6 часов провести не менее двух повторных измерений данного ПГ. При подтверждении первоначально полученного результата планово перевести блок АС в «холодное» состояние. При превышении протечкой отдельного парогенератора предельно допустимого значения 5 кг/ч блок АС должен быть непланово переведен в «холодное» состояние.

7.8.3.12 Необходимо регулярно контролировать величину удельной активности радионуклида  $^{131}\text{I}$  в продувочной воде из «солевого» отсека каждого парогенератора. При значениях удельной активности  $^{131}\text{I}$  на момент отбора пробы менее 74 Бк/кг ( $2 \times 10^{-9}$  Ки/кг) контроль осуществлять не реже одного раза в неделю. В случае повышения удельной активности  $^{131}\text{I}$  в продувочной воде на момент отбора пробы до величины в диапазоне от 74 Бк/кг ( $2 \times 10^{-9}$  Ки/кг) до 370 Бк/кг ( $1 \times 10^{-8}$  Ки/кг) контроль данного ПГ проводить не реже одного раза в сутки. Если удельная активность  $^{131}\text{I}$  на момент отбора пробы превышает 370 Бк/кг ( $1 \times 10^{-8}$  Ки/кг), то в течение последующих 6 часов необходимо произвести не менее двух повторных измерений удельной активности  $^{131}\text{I}$  в продувочной воде данного ПГ. При подтверждении первоначально полученного результата планового перевести блок в «холодное» состояние. В случае, если удельная активность  $^{131}\text{I}$  в продувочной воде отдельного ПГ на момент отбора пробы превышает предельно допустимое значение 740 Бк/кг ( $2 \times 10^{-8}$  Ки/кг) блок непланово перевести в «холодное» состояние.

Отбор проб продувочной воды ПГ производить в установившемся режиме при стационарной работе блока не ранее, чем через 2 часа после отключения периодической продувки данного ПГ, и при расходе продувочной воды из

«солевого» отсека ПГ не менее 7,5 т/ч. При этом расход продувочной воды по объединенной линии продувки с днища ПГ и «карманов» коллекторов не более 2 т/ч. Не допускается использовать периодическую продувку для ликвидации отклонений от норм по активности продувочной воды ПГ.

7.8.3.13 Допускается соединять между собой перемычками не более двух баков аварийного запаса питательной воды. Запрещается соединять между собой баки в случае работы из этих баков хотя бы одного АПН, работающего на поврежденный трубопровод.

7.8.3.14 Допускается длительная работа при отключенных ПВД. При изменении нагрузки в диапазоне 30÷100%  $N_{ном}$  допускается работа ПГ при постоянной температуре питательной воды в соответствии с таблицей 7.8.1.

Т а б л и ц а 7.8.1 – Зависимость температуры питательной воды ПГ от мощности реактора.

Мощность % от номинальной	0	6	30	50	70	80	90	100
Температура питательной воды с включением ПВД, °С	164±4	164±4	164±4	170±5	200±5	206±5	218±5	220±5
Температура питательной воды при отключенных ПВД, °С	164±4							

7.8.3.15 Предельное значение коэффициента неравномерности энерговыделения в активной зоне по ТВС, контролируемое СВРК, на номинальном уровне мощности равно 1,35. При превышении этого значения снизить тепловую мощность реактора в соответствии с формулой:

$$N_t = N_{t \text{ доп.}} \times K_q \text{ max} / K_q, \text{ где}$$

$N_{t \text{ доп.}}$  - допустимые значения мощности при заданном числе работающих ГЦН,

$K_q$  - коэффициент неравномерности энерговыделения по ТВС в зоне.

$K_q \max$  - максимальное значение коэффициента неравномерности энерговыделения по ТВС в зоне.

7.8.3.15.1 Минимально допустимая эффективность аварийной защиты с учетом застревания одного наиболее эффективного ОР СУЗ указана в таблице 7.8.2.

Т а б л и ц а 7.8.2 - Минимально допустимая эффективность аварийной защиты с учетом застревания одного наиболее эффективного ОР СУЗ

Мощность реактора % от номинальной	МКУ	40	50	70	100
Эффективность АЗ, %	3,3	4,5	5,1	5,3	5,5

#### 7.8.4 Предостережения

7.8.4.1 При работе БОУ контролировать давление на всасе конденсатных насосов 2-й ступени (КЭН-2), так как снижение этого давления ниже установленного предела приводит к аварийному отключению КЭН-2 и может привести к отключению всей турбоустановки.

7.8.4.2 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### 7.8.5 Правила и основные приёмы эксплуатации при подъёме мощности реактора выше МКУ и состоянии «работа на мощности»

7.8.5.1 Должны быть выполнены требования по состоянию работоспособности систем и оборудования блока для состояния «Работа на мощности», приведенные Приложении Д настоящего Регламента.

7.8.5.2 При мощности РУ более 75%  $N_{ном}$  в работе должна быть система УРБ.

7.8.5.3 Быстродействующие задвижки на трубопроводах пассивной части САОЗ открыты, их электросхемы собраны, введена блокировка на закрытие этих задвижек по снижению уровня в гидроемкостях САОЗ.

7.8.5.4 При заданном изменении мощности реактора своевременно переключать уставки АКНП. Уставки АЗ по уровню нейтронной мощности в рабочем диапазоне для каждого канала АКНП выставлять согласно формуле:

$$P_y = P_T + d, \%N_{ном}, \text{ где}$$

$P_y$  - значение уставки на срабатывание АЗ;

$P_T$  - текущее показание нейтронной мощности в канале АКНП;

$d$  - запас до срабатывания АЗ, равный  $7\%N_{ном}$ . при работе на 4-х петлях и  $10\%N_{ном}$ . при работе на 3-х и 2-х петлях.

7.8.5.5 Блоки детектирования (БД) рабочего диапазона АКНП должны быть выставлены таким образом, чтобы дрейф показаний при работе регулирующей группы ОР в процессе изменения мощности и при подавлении ксеноновых колебаний в активной зоне не приводил к рассогласованию каналов в пределах комплекта аппаратуры более 5%.

7.8.5.6 Во всех случаях вынужденного останова, в том числе, и после срабатывания АЗ необходимо начать ввод борной кислоты в 1 контур. Если концентрация борной кислоты после стабилизации температуры и давления в 1 контуре оказалось не ниже значения по соответствующей кривой, приведенной в альбоме НФХ текущей топливной загрузки реактора, ввод борной кислоты прекратить.

7.8.5.7 Осуществлять непрерывный контроль отсутствия течей теплоносителя 1-го контура по сигнализации СКТ и не реже одного раза в час по видеокадрам СКТ.

7.8.5.8 Выполняется постоянная продувка газового объема барботера по проектной схеме. Содержание водорода в газовом объеме барботера не более 3% объемных.

7.8.5.9 При работе блока на мощности поддерживать паропроводы собственных нужд от ПРК и от БРУ-СН до коллектора пара собственных нужд постоянно прогретыми.

7.8.5.10 При плановом отключении (подключении) ПВД выполнить следующие требования:

- АРМ перед отключением ПВД перевести на работу в режиме поддержания постоянной нейтронной мощности;
- отключение ПВД по пару выполнить таким образом, чтобы скорость изменения температуры питательной воды после ПВД не превышала 55 °С/час;

Подключение ПВД проводить с соблюдением требования по ограничению скорости изменения температуры питательной воды после ПВД (не более 55 °С /час) при работе АРМ в режиме поддержания постоянной нейтронной мощности.

7.8.5.11 Плановое отключение одного ГЦН из трех (четырех) работающих, подключение одного ГЦН к двум (трем) работающим.

7.8.5.11.1 Отключение одного ГЦН:

- перед отключением одного ГЦН разгрузить блок до допустимой мощности реактора, не превышающей регламентируемого значения, указанного в таблице 6.1.1.1 и соответствующего оставшемуся количеству работающих ГЦН;
- после отключения ГЦН уставки защит по мощности выставить на значения, соответствующие новому допустимому уровню мощности реактора;
- при каждом останове электродвигателя ГЦН, не позднее, чем через один час после отключения, должны быть включены электронагреватели электродвигателя ГЦН, если на него открыта подача технической воды с расходом более 10 т/час.

Если подача техводы закрыта или её расход менее 10 т/час, электронагреватели не включать.

Если через час после отключения двигателя не были включены нагреватели и не была подана техническая вода, то перед следующим пуском ГЦН должно быть измерено сопротивление изоляции обмотки статора и в случае её низкого сопротивления проведена её сушка в соответствии с инструкцией 1БП.046.021ИМ.

7.8.5.11.2 Допускается по письменному распоряжению ГИС отключение ПГ петли с неработающим ГЦН по питательной воде, продувочной воде и по пару при условии перевода клапана БРУ-А на дистанционное управление. Уровень и качество воды в отключенном ПГ поддерживать в установленных ЭП;

7.8.5.11.3 После отключения ГЦН, при закрытой арматуре на основных трубопроводах СВО-1, открыть арматуру на линии байпаса для уменьшения температурных напряжений в патрубках подпитки 1-го контура.

7.8.5.11.4 Подключение одного ГЦН к двум (трем) работающим:

- перед включением ГЦН снизить мощность реактора до  $20\%N_{ном}$  ( $30\%N_{ном}$ );
- после подключения ГЦН и стабилизации параметров блока мощность реактора может быть увеличена до значения, соответствующего новому числу работающих ГЦН, при этом уставки защит реактора заранее выставить на значения, соответствующие новому уровню мощности;
- скорость подъема мощности после включения ГЦН – в соответствии с таблицей 6.1.1.1.

7.8.5.12 Режим работы РУ с неполным числом петель.

Если петля с отключенным ГЦН оставляется в «горячем» резерве, то необходимо выполнить следующие условия:

- мощность реактора не превышает допустимого значения, указанного в таблице 6.1.1.1, по количеству работающих ГЦН;
- уровень в отключенном ПГ поддерживается в пределах  $\pm 100$  мм от номинального уровня в ПГ;

- подпитка ПГ осуществляется от ТПН (ВПЭН);
- состояние СВО-1: при закрытой арматуре на основных трубопроводах СВО-1 открыта арматура на линии байпаса для уменьшения температурных напряжений в патрубках подпитки 1-го контура.

7.8.5.13 Перед плановым отключением одного ТПН разгрузить реактор до уровня не более 50%  $N_{ном}$ .

7.8.5.14 В процессе подъема мощности реактора и при дальнейшей эксплуатации блока необходимо выполнить следующие требования:

- ежемесячно контролировать плотность разъемов оборудования РУ по 1 и 2 контуру с оформлением результатов контроля в оперативном журнале ВИУР;
- с помощью аппаратуры контроля радиационной безопасности (АКРБ) выполняется непрерывный контроль герметичности оболочек твэлов по удельной суммарной гамма-активности, плотности потока нейтронов;
- выполнять периодический контроль изотопного состава сред 1 и 2 контуров методами радиохимического анализа проб в соответствии с регламентом [82];
- контролировать выбросы радиоактивных газов в венттрубу блока, сбросы радиохимических нуклидов с жидкими отходами, контроль удельной активности воздуха в обслуживаемых и необслуживаемых помещениях реакторного отделения;
- выход на номинальную мощность после перегрузки допускается при наличии системы СВРК, обеспечивающей контроль всех участков активной зоны при наличии не менее 90% работоспособных КНИ.

7.8.5.15 При подъеме мощности блока выше МКУ, при работе на мощности и при снижении мощности до МКУ соблюдать условия безопасной эксплуатации, приведенные в подразделе 5.2.



## 7.8.6 Последовательность действий

7.8.6.1 При подъеме мощности реактора выше минимально контролируемого уровня мощности выполняются следующие этапы работ:

- подъем тепловой мощности реактора до 25÷40% от номинальной;
- пуск турбины и набор мощности согласно ИЭ ТГ;
- подъем тепловой мощности реактора до номинальной.

7.8.6.2 Увеличение мощности реактора проводится с помощью изменения положения рабочей (регулирующей) группы ОР СУЗ (в диапазоне 140÷315 см) с ее корректировкой, в случае необходимости, изменением содержания борной кислоты в теплоносителе первого контура.

7.8.6.3 Перед увеличением мощности реактора выставить уставки АКНП в соответствии с новым заданным уровнем. В процессе подъема мощности реактора выше МКУ проконтролировать переход обоих комплектов АКНП в рабочий диапазон.

7.8.6.4 Подпитка ПГ осуществляется непрерывно. Подача питательной воды в ПГ при пуске блока (до уровня 3÷4 %Nном.) осуществляется от ВПЭН через пусковые регулирующие клапаны. Пуск ТПН выполняется либо при обеспечении паром СН блока от общестанционной магистрали, либо от ПРК, либо от ПГ при мощности реактора, которую могут обеспечить два ВПЭН (3÷4 %Nном.). На уровне мощности 5÷7% от номинальной осуществить перевод снабжения СН паром от пускаемого блока, контролируя при этом изменение мощности реактора.

7.8.6.5 На уровне мощности порядка 3÷4 % номинальной к работе подключаются ТПН и после полного открытия пускового регулирующего клапана к работе подключаются основные регулирующие клапаны. По мере увеличения мощности РУ и увеличения расхода питательной воды на ПГ проконтролировать работу в автоматическом режиме основных регуляторов подпитки RL71÷74S02, проконтролировать прикрытие до 45÷50 % и включение стерегущего режима пусковых регуляторов подпитки RL71÷74S04. После перевода питания ПГ от ТПН

включить регулятор (регуляторы) производительности ТПН в автоматический режим.

При эксплуатации блока на мощности в автоматическом режиме поддерживается давление пара на выходе из парового коллектора ПГ при номинальном режиме  $6,27 \pm 0,19$  МПа ( $64 \pm 2$ ) кгс/см<sup>2</sup>. Максимальная паропроизводительность ПГ - 1666 т/ч, влажность пара не более 0,2 %. При увеличении влажности пара свыше 0,2 % необходимо проверить, что уровень в ПГ соответствует номинальному (при отклонении восстановить номинальный уровень в ПГ). Если влажность пара остаётся выше 0,2 %, то ПГ необходимо вывести из работы и выполнить ревизию сепарационных устройств.

При нарушении нормальной эксплуатации допускается превышение уровня в ПГ не более 200 мм от номинального.

7.8.6.6 Перед пуском турбины тепловая мощность реактора может быть увеличена до 40% Nном. Давление пара в ГПК поддерживать степенью открытия БРУ-К RC11,12S01,02 на конденсатор турбины в автоматическом режиме.

7.8.6.7 На уровне мощности реактора 30÷35% от номинальной (допускается до 40% со сбросом пара через БРУ-К) выполнить толчок ротора турбины. В процессе разворота турбины контролировать:

- отсутствие задеваний в проточной части,
- поддержание постоянного давления в ГПК,
- поддержание номинальных уровней в ПГ,
- параметры турбоагрегата.

Не допускается пуск и работа турбины на мощности с неисправными обратными клапанами на трубопроводах регенеративных отборов. Во время эксплуатации турбоагрегата ежемесячно контролировать состояние обратных клапанов отборов.

Допускается работа турбины на холостом ходу в течение 40 мин, а при проведении электрических испытаний генератора на холостом ходу длительностью 20 часов одноразово.

7.8.6.8 Включение турбогенератора в сеть разрешается, если:

- питание ПГ осуществляется от ТПН;
- ЭГСР в работе;
- давление пара в ГПК равно номинальному значению;
- суммарный расход свежего пара через БРУ-К в конденсаторы турбины обеспечивает взятие установочной нагрузки.

7.8.6.9 По распоряжению НСБ на уровне мощности реактора 40% от номинальной провести синхронизацию и включение генератора в сеть. Выполнить нагружение ТГ до 100÷300 МВт.

Допускается работа турбины с нагрузкой собственных нужд при давлении в конденсаторе не более 6,8 кПа (0,07 кгс/см<sup>2</sup>) в течение одного часа, после чего турбину необходимо нагрузить либо остановить.

7.8.6.10 На мощности реактора 75÷80 % от номинальной сделать выдержку времени не менее 3-х часов и снять распечатки СВРК. Используя СВРК выполнить анализ работоспособности каналов ЭВ и ТК.

На уровне мощности 75÷80% от номинальной выполнить тарировку каналов АКНП в ДР2 при рассогласовании показаний каналов и среднезвешенной тепловой мощности по показаниям СВРК более 3% от номинальной. Проверить, что включено в работу внешнее математическое обеспечение (ВМПО) СВРК, при отсутствии ВМПО дальнейший подъем мощности запрещается.

7.8.6.11 Выполнить подъем мощности блока до разрешенного уровня. Стабилизировать параметры первого и второго контуров. После отработки реактором не менее одного часа на стабильном уровне мощности снять распечатки:

- картограммы распределения энерговыделений по высоте активной зоны;

- картограммы температур на выходе из ТВС;
- коэффициентов неравномерности энерговыделений по объему активной зоны.

7.8.6.12 При выходе реакторной установки на мощность 104% от номинальной после проведения перегрузки топлива реактора выполнить корректировку уставок АЗ и ПЗ по температуре теплоносителя в «горячих» нитках петель. Корректировку проводить только после работы реакторной установки на постоянном уровне мощности и при стабильном положении рабочей (регулирующей) группы ОР СУЗ в течение не менее 72 часов (для достижения стационарного отравления ксеноном). При этом тепловую мощность РУ определять по тепловому балансу.

7.8.6.13 Мощность реактора и турбогенератора поддерживается в соответствии с диспетчерским графиком на допустимом для реактора уровне.

Поддержание и изменение мощности блока осуществляется с помощью АРМ, работающем совместно с ЭГСР турбины. Обеспечить автоматическое согласование режимов работы АРМ и ЭГСР.

Допускается проводить поддержание и изменение мощности с помощью дистанционного управления в соответствии с требованиями технологического регламента и инструкций по эксплуатации систем и оборудования. Допускается проводить подъем мощности реактора с помощью дистанционного управления при работе основных автоматических регуляторов блока.

При переводе турбины в ГСР ограничить изменение мощности.

7.8.6.14 При изменении мощности реактора удерживать регулируемую группу ОР СУЗ корректировкой текущей концентрации борной кислоты в 1-м контуре в допустимом положении согласно графику (Приложение П), обеспечивающему оптимальное поле энерговыделения.

7.8.6.15 Снижение мощности реактора до МКУ выполняется вводом рабочей группы ОРСУЗ и периодическим вводом борной кислоты в теплоноситель первого контура, поддерживая постоянным давление в ГПК ( $6,1 \pm 0,19$  МПа ( $62 \pm 1$  кгс/см<sup>2</sup>)).

Разгрузка ТГ и его последующий останов выполняется на уровне электрической мощности  $90 \div 100$  МВт.

7.8.6.16 При изменении мощности блока контролировать:

- скорость изменения мощности реактора;
- синхронность движения и отсутствие застревания ОР СУЗ рабочей (регулирующей) группы; соответствие положения группы мощности реактора;
- нормальную работу основных регуляторов блока и основные параметры первого и второго контуров, турбины и генератора.

7.8.6.17 После окончания изменения мощности блока стабилизировать мощность на достигнутом уровне. Зафиксировать параметры: показания приборов АКНП, положение всех ОР СУЗ, значение концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, температуру теплоносителя и давление в первом контуре.

7.8.6.18 Проверки систем и оборудования при работе блока на энергетических уровнях мощности выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами в соответствии с требованиями РПИ [47].

### **7.8.7 Критерии завершения**

7.8.7.1 Блок находится в состоянии «работа на мощности». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «работа на мощности», приведены в подразделе 4.6.

7.8.7.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «работа на мощности».

## **7.9 Обеспечение нормальной эксплуатации при переводе блока из состояния «работа на мощности» в «горячее» состояние**

### **7.9.1 Область применения**

7.9.1.1 Останов блока, РМ, ГС.

7.9.1.2 Блок в целом.

### **7.9.2 Исходные условия**

7.9.2.1 Блок находится в состоянии «работа на мощности». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «работа на мощности», приведены в подразделе 4.6.

7.9.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «работа на мощности».

7.9.2.3 Перед началом перевода блока с МКУ мощности в «горячее» состояние свободный объем в баках борсодержащего раствора составляет не менее 500 м<sup>3</sup>.

### **7.9.3 Ограничения**

7.9.3.1 Не допускается работа ТЭН при уровне воды в КД ниже 4200 мм.

### **7.9.4 Предостережения**

7.9.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

## **7.9.5 Правила и основные приёмы эксплуатации при переводе блока из состояния «работа на мощности» в «горячее» состояние**

7.9.5.1 Подпитка ПГ должна быть непрерывной. Давление пара в ПГ поддерживается в ЭП. При несоответствии паропроизводительности ПГ и

потреблении пара турбиной избыточный пар необходимо отводить через БРУ-СН другим потребителям или через БРУ-К в конденсатор турбины.

7.9.5.2 Минимально допустимое число работающих ГЦН два; сочетание оставшихся в работе ГЦН должно обеспечить необходимый расход теплоносителя на впрыск в КД, необходимый для поддержания требуемой разности температур теплоносителя в КД и в первом контуре при последующем расхолаживании РУ.

7.9.5.3 Проверки ИПУ КД и ПГ можно проводить только после создания стояночной концентрации  $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup> борной кислоты и опускания ОР СУЗ в крайнее нижнее положение.

### 7.9.6 Последовательность действий

7.9.6.1 В процессе перевода блока в «горячее» состояние обеспечить подкритичность реактора путем увеличения содержания борной кислоты 1-го контура до величины не менее минимально-допустимой для горячего состояния, определяемой согласно «Альбому НФХ...» для данного момента кампании.

7.9.6.2 Снижение мощности реактора с МКУ до нуля проводить вводом борной кислоты в первый контур. При достижении концентрации борной кислоты, определяемой Альбомом НФХ для «холодного» состояния на данный момент кампании ( $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup> в случае останова блока на перегрузку топлива), необходимо все ОР СУЗ опустить в крайнее нижнее положение (НКВ).

При переводе РУ в «горячее» состояние выполнить мероприятия по исключению попадания сред с низкой концентрацией борной кислоты (ниже стояночной) в первый контур в соответствии с требованиями Инструкции по эксплуатации реакторной установки.

7.9.6.3 При переводе реактора в подкритическое состояние вводом борной кислоты в теплоноситель от системы подпитки-продувки первого контура периодический контроль за изменением концентрации борной кислоты проводить с интервалом 30 минут.

7.9.6.4 Водообмен с вводом борной кислоты прекращается при достижении допустимого диапазона концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура определяемого Альбомом НФХ ( $16 \div 20$ ) г/дм<sup>3</sup> в случае останова блока на перегрузку топлива).

7.9.6.5 В период ввода борной кислоты для проведения эффективной дегазации и очистки теплоносителя осуществлять подпитку-продувку первого контура с максимальным расходом (60 м<sup>3</sup>/ч) при работе обеих технологических ниток фильтров установки СВО-2. Деаэратор подпитки при этом должен работать в режиме деаэрации. Дегазация теплоносителя завершается после снижения концентрации водорода менее 0,5 мг/дм<sup>3</sup>.

7.9.6.6 Ежедневно контролировать давление в межпрокладочных полостях люков первого и второго контура с записью в журнале сменного персонала реакторного цеха (время, номер парогенератора, величина давления, отсутствие давления).

7.9.6.7 Осуществлять непрерывный контроль отсутствия течей теплоносителя 1-го контура по сигнализации СКТ и не реже одного раза в час по видеокдрам СКТ.

7.9.6.8 Ежедневно проводить контроль радиоактивности по изотопному составу воды второго контура с СПП и в ПГ. Во время раннего поиска протечек активность по сухому остатку в ПГ выполнять ежедневно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер ПГ, время отбора, величина активности).

7.9.6.9 Проверки систем и оборудования при переводе блока в «горячее» состояние выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами в соответствии с требованиями РПИ [47].

## 7.9.7 Критерии завершения

7.9.7.1 Блок находится в «горячем» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «горячее» состояние блока, приведены в подразделе 4.4.



7.9.7.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «горячего» состояния блока.

## **7.10 Обеспечение нормальной эксплуатации при переводе блока из «горячего» состояния в «холодное» состояние**

### **7.10.1 Область применения**

7.10.1.1 Останов блока, ГС, ХС.

7.10.1.2 Блок в целом.

### **7.10.2 Исходные условия**

7.10.2.1 Блок находится в «горячем» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «горячее» состояние блока, приведены в подразделе 4.4.

7.10.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «горячего» состояния блока

7.10.2.3 Обеспечена подкритичность реактора 0,02 за счет создания необходимой концентрации борной кислоты в теплоносителе 1-го контура без учета погруженных в активную зону механических ОР СУЗ согласно «Альбому НФХ...». Разность концентраций борной кислоты в реакторе, КД и деаэраторе подпитки не более 0,5 г/дм<sup>3</sup>.

7.10.2.4 Выполнены требования по состоянию работоспособности систем и оборудования блока в режиме расхолаживания (Приложение Д).

### **7.10.3 Ограничения**

7.10.3.1 Расхолаживание первого контура проводить со скоростью не более 30°С/час со сбросом пара по второму контуру, скорость расхолаживания в режиме естественной циркуляции не более 15 °С/час. В процессе расхолаживания реакторной установки контролировать и поддерживать:

- скорость расхолаживания первого контура и КД не более 30 °С/ч;
- разность температур по высоте корпуса КД не более 85 °С;
- перепад температур на питательном патрубке ПГ (разность между температурой корпуса ПГ на нижней его образующей и температурой питательной воды) не более 120 °С;

- поддерживать превышение температуры теплоносителя в КД над температурой теплоносителя ГЦК на  $20 \div 85^\circ\text{C}$  до подачи азота в КД;
- поддерживать: допустимое значение концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, уровень в КД равным 11600 мм, номинальный уровень в деаэраторе подпитки первого контура, уровень теплоносителя во всех ПГ  $3700 \div 3800$  мм, разность давлений в ПГ не более 0,49 МПа ( $5 \text{ кгс/см}^2$ );
- ежемесячно контролировать давление в межпрокладочных полостях люков первого и второго контура с записью в журнале сменного персонала реакторного цеха (время, номер парогенератора, величина давления, отсутствие давления).

7.10.3.2 Во время расхолаживания скорость изменения давления в первом контуре не более  $0,98 \text{ МПа} (10 \text{ кгс/см}^2)$  в минуту.

7.10.3.3 Расхолаживание КД должно выполняться от ГЦН. При неработающих ГЦН и невозможности их включения, расхолаживание КД выполнять от подпиточных насосов. При этом, разность температуры теплоносителя в КД и температуры теплоносителя на подаче от подпиточных насосов воды не более  $90^\circ\text{C}$ . Впрыск в КД от подпиточных насосов при нахождении реактора на естественной циркуляции производить расходом не более  $60 \text{ м}^3/\text{час}$ .

7.10.3.4 Снижение уровня в ПГ до номинального значения разрешается после расхолаживания 1-го и 2-го контуров до  $60 \div 70^\circ\text{C}$ .

7.10.3.5 Запрещается разгерметизация помещения защитной оболочки во время расхолаживания реакторной установки при давлении в ГЦК выше атмосферного. Допуск персонала в гермозону, в случае необходимости, осуществляться в соответствии с инструкцией [66].

7.10.3.6 При температуре теплоносителя в первого контура менее  $200^\circ\text{C}$  работа более 3-х ГЦН запрещается.

7.10.3.7 В процессе расхолаживания РУ не допускать превышение разности между температурой питательной воды и температурой воды в ПГ более 120 °С. Подача питательной воды в ПГ осуществляется непрерывно от ВПЭН с помощью пускоостановочных регуляторов в автоматическом режиме.

7.10.3.8 Снижение давления при расхолаживании проводить из расчета обеспечения запаса температуры воды первого контура до вскипания равного 30÷40 °С, но не менее 15 °С.

7.10.3.9 В течение времени, когда прекращена принудительная циркуляция через активную зону реактора, контролировать наличие естественной циркуляции через активную зону реактора и наличие температурного запаса до вскипания не менее 15 °С на выходе из ТВС. При этом тепло отводится через второй контур, в работе находится БРУ-А.

7.10.3.10 Ежедневно проводить контроль радиоактивности по изотопному составу воды второго контура с СПП и в ПГ. Во время раннего поиска протечек активность по сухому остатку в ПГ выполнять ежедневно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер ПГ, время отбора, величина активности).

7.10.3.11 Проверки систем и оборудования в период расхолаживания блока выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами в соответствии с требованиями РПИ [47].

7.10.3.12 На протяжении всего процесса расхолаживания РУ поддерживать уровень в КД не менее 11600 мм.

7.10.3.13 Не допускается работа ТЭН при уровне воды в КД ниже 4200 мм.

7.10.3.14 При расхолаживании не менее двух ГЦН находятся в работе, остальные готовы к работе, на них подана охлаждающая вода промконтура и уплотняющая вода; в работе маслосистема ГЦН. При температуре теплоносителя первого контура менее 200 °С работа более 3-х ГЦН запрещается.

Допускается отключать ГЦНы, прекращать принудительную циркуляцию через активную зону реактора на время подключения к первому контуру системы аварийного и планового расхолаживания.

7.10.3.15 На всем протяжении режима расхолаживания уровни в ПГ поддерживать не ниже 3700 мм.

#### **7.10.4 Предостережения**

7.10.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.10.5 Правила и основные приёмы эксплуатации при переводе блока из «горячего» состояния в «холодное» состояние**

7.10.5.1 В процессе расхолаживания РУ обеспечить минимально возможный перепад температур на патрубках подпитки 1-го контура путем:

- обеспечения работы установки (СВО-1) очистки теплоносителя при полностью открытой арматуре на ее трубопроводах. Для петли с остановленным ГЦН при закрытой арматуре на основных трубопроводах СВО-1 открыта арматура на линии байпаса СВО-1;
- организации работы системы подпитки-продувки 1-го контура с максимально возможной производительностью при сохранении необходимого уровня в КД.

7.10.5.2 Подача запирающей воды на все ГЦН обязательна при уровне теплоносителя выше главного разъема ГЦН. Если уровень теплоносителя ниже главного разъема ГЦН, запирающая вода не подается, арматура на ее сливе открыта.

7.10.5.3 Провести газоудаление из 1-го контура и дегазацию теплоносителя (Приложение Е). При этом в целях исключения взрывоопасных концентраций водорода в 1-м контуре в «холодном» состоянии обеспечить:

- ввод борной кислоты и водообмен в процессе расхолаживания выполнять при максимально возможной продувке 1-го контура с обеспечением не 2-3-кратного водообмена теплоносителя 1-го контура через СВО-2 и деаэратор подпитки, работающий в паровом режиме, с момента начала ввода борной кислоты до момента снижения температуры до 100 °С и давления менее 1,47÷1,98 МПа ((15÷20) кгс/см<sup>2</sup>) с целью достижения концентрации растворенного водорода в теплоносителе 1-го контура 0,5 мг/дм<sup>3</sup> и менее;
- дозирование в подпиточную воду гидразин-гидрата и аммиака при расхолаживании и в «холодном» состоянии не проводится;
- работу деаэратора подпитки первого контура в паровом режиме до снижения давления теплоносителя первого контура ниже 0,49 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>).

7.10.5.4 Ежедневно проводить контроль радиоактивности по изотопному составу воды второго контура с СПП и в ПГ. Во время раннего поиска протечек активность по сухому остатку в ПГ выполнять ежедневно с записью в журнале сменного персонала (фиксируется номер ПГ, время отбора, величина активности).

7.10.5.5 При температуре воды в КД выше 210÷230 °С необходимое давление в первом контуре обеспечиваться за счет превышения температуры воды в КД над температурой воды в ГЦК. Это превышение поддерживать регулятором расхолаживания на уровне 55 °С.

7.10.5.6 При температуре воды в КД ниже 210°С, необходимое давление в первом контуре обеспечить за счет создания в КД азотной подушки.

7.10.5.7 При расхолаживании фильтры установки байпасной очистки воды первого контура (СВО-1) введены в работу на петлях с включенными ГЦН, на СВО-1, на выведенных из работы петлях, открыты ТС10(20,30,40)S02,04 для обеспечения расхолаживания параллельно с расхолаживанием первого контура. Допускается вывод из работы СВО-1 на петлях с включенными ГЦН.

7.10.5.8 Проверки систем и оборудования в период расхолаживания блока выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами в соответствии с требованиями РПИ [47].

#### **7.10.6 Последовательность действий**

7.10.6.1 Перед началом расхолаживания блока прекращается ввод аммиака и гидразин – гидрата в подпиточную воду первого контура.

7.10.6.2 Перед проведением расхолаживания, перед остановом блока на срок более трех суток, выполнить осмотр по месту оборудования первого и второго контуров при номинальных параметрах с целью:

- контроля отсутствия течей и парений, состояния тепловой изоляции;
- контроля состояния индикаторов тепловых перемещений, свободы температурных перемещений трубопроводов и оборудования;
- контроля исправности и отсутствия посторонних предметов в опорах оборудования и трубопроводов.

7.10.6.3 В процессе планового останова блока необходимо выполнить консервацию конденсатно-питательного тракта в соответствии с Приложением Ж.

7.10.6.4 Перевод реакторной установки в «холодное» состояние проводится путём расхолаживания первого контура в нормальной технологической последовательности со скоростью не более 30 °С/ч.

7.10.6.5 Перед началом расхолаживания заполнить КД до уровня 11600 мм, с последующим выполнением процедур контроля разности температур по высоте КД, продолжить заполнение КД до уровня 12400 мм и его поддержание до конца процесса расхолаживания.

7.10.6.6 До начала заполнения ПГ вывести защиты на отключение ГЦН по уровню в ПГ, перевести питание КСН от ОКСН. До начала расхолаживания парогенераторы заполнить до максимально возможного контролируемого уровня

3800 мм. В дальнейшем этот уровень поддерживать в течение всего режима расхолаживания.

7.10.6.7 В процессе расхолаживания контролировать выполнение условий безопасной эксплуатации.

7.10.6.8 При расхолаживании отключить регулятор давления в 1-м контуре, включить регулятор расхолаживания КД и путем впрыска теплоносителя с напора ГЦН начать расхолаживание КД. При достижении разности температур в КД и температуры теплоносителя 1-го контура  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$  начать сброс пара из парогенераторов через БРУ-К (ТК, БРУ-А) в конденсатор турбины в количестве, обеспечивающем скорость расхолаживания теплоносителя 1-го контура не более  $30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{час}$ . В процессе расхолаживания регулятор расхолаживания КД поддерживает разность температур воды в КД и теплоносителя первого контура  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Подпитку парогенераторов осуществлять из деаэраторов. Температура питательной воды снижать равномерно с  $164\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  при этом разность температур теплоносителя 1-го контура и питательной воды ПГ не более  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

7.10.6.9 При температуре теплоносителя первого контура менее  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  открыть арматуру на линии системы аварийного газоудаления, соединяющую воздушники коллекторов ПГ и реактора.

7.10.6.10 При расхолаживании 1-го контура и достижении температуры теплоносителя 1-го контура  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$  снизить расход через СВО-1 (открыты ТС10,20,30,40S02,04, закрыты ТС10,20,30,40S01) во избежание выноса продуктов коррозии, с одновременным увеличением расхода продувки 1 контура до максимально-допустимого значения ( $60\text{ м}^3/\text{час}$ ). При давлении в 1-м контуре менее  $2,45\text{ МПа}$  ( $25\text{ кгс}/\text{см}^2$ ) открыть байпас СВО-2, продувку 1-го контура перевести на бак оргпротечек.

7.10.6.11 В процессе расхолаживания РУ отключить ГЕ САОЗ от реактора при давлении в 1-м контуре  $8,8\div 9,8\text{ МПа}$  ( $90\div 100\text{ кгс}/\text{см}^2$ ).



7.10.6.12 При достижении давления над активной зоной 1,96 МПа (20 кгс/см<sup>2</sup>) открыть арматуру на линии подачи азота в КД и заполнить азотом КД. Температура азота 20÷60 °С. Объем подаваемого азота, приведенный к давлению 1,96 МПа (20 кгс/см<sup>2</sup>) - 4 м<sup>3</sup>, время подачи - 4 часа. При работе на азотной подушке организовать постоянную сдувку газов из автономного контура ГЦН.

7.10.6.13 После подачи азота в КД включить регулятор давления 1-го контура ТКС02, отключить регулятор расхолаживания КД и в дальнейшем расхолаживание КД проводить со скоростью не более 30 °С/час без поддержания разности температур между КД и теплоносителем I контура.

7.10.6.14 В процессе расхолаживания РУ провести попеременную периодическую продувку всех ПГ с максимальным расходом продувки. Продувку ПГ каждой петли осуществлять с момента начала расхолаживания до достижения температуры теплоносителя первого контура величины около 100 °С.

7.10.6.15 При температуре 1-го контура менее 130 °С разобрать электросхемы насосов системы аварийного ввода бора высокого и низкого давления (TQ13,23,33D01 и TQ14,24,34D01), аварийной подпитки ПГ (ТХ10,20,30D01) и ТЭН КД.

7.10.6.16 Расхолаживание теплоносителя 1-го контура проводить с помощью БРУ-К до температуры 70÷80 °С. В случае, если расхолаживание через БРУ-К до такой температуры невозможно (неисправность БРУ-К, недостаточный вакуум в конденсаторе турбины и др.), то после снижения температуры теплоносителя 1-го контура до 110÷120 °С (предельно допустимо 150 °С) и снижения скорости расхолаживания менее 10 °С/час, подключить систему аварийного и планового охлаждения активной зоны для дальнейшего расхолаживания реактора со скоростью не более 30 °С/ч. Расход теплоносителя через активную зону обеспечивается любым из трех независимых каналов TQ12,22,32 не менее 230 м<sup>3</sup>/ч. При невозможности поддержать требуемую скорость расхолаживания допускается включение второго канала TQ12,22,32.

Давление в КД перед подключением контура аварийного расхолаживания снизить до  $1,47 \div 1,67$  МПа ( $15 \div 17$  кгс/см<sup>2</sup>) путем сброса азота в систему газовых сдувок. ГЦН остаются в работе.

В случае, если расхолаживание РУ проводится через БРУ-К до температуры 1-го контура  $70 \div 80$  °С, давление азотной подушки в КД поддерживать равным  $1,96$  МПа ( $20$  кгс/см<sup>2</sup>). В случае расхолаживания с помощью контура планового расхолаживания давление азотной подушки в КД поддерживать в пределах  $1,47 \div 1,67$  МПа ( $15 \div 17$  кгс/см<sup>2</sup>).

Перед включением системы TQ12(22,32) в режим планового расхолаживания прогреть рабочий и резервный каналы указанной системы. Разница температур воды в подключенном канале системы аварийного и планового расхолаживания (в резервном для случая отказа рабочего канала в режиме планового расхолаживания) и в 1 контуре не превышает  $60$  °С.

7.10.6.17 Этап расхолаживания со сбросом пара из ПГ в конденсаторы турбины при работающих ГЦН заканчивается на уровне температур во 2 контуре  $70 \div 80$  °С. Дальнейшее расхолаживание ПГ осуществляется за счет многократного водообмена.

При давлении в первом контуре менее  $2,45$  МПа ( $25$  кгс/см<sup>2</sup>) открыть байпас СВО-2, продувку первого контура перевести на бак организованных протечек.

При работе на азотной подушке контролировать концентрацию растворенного газа в теплоносителе первого контура не допуская ее повышения более  $20$  мг/кг (по условиям прекращения циркуляции в автономном контуре ГЦН). Обеспечить постоянную сдувку газов из автономного контура ГЦН.

7.10.6.18 При достижении температуры воды в ГЦК на выходе из а.з. реактора  $60 \div 70$  °С или снижении давления в ГЦТ ниже  $1,47$  МПа ( $15$  кгс/см<sup>2</sup>) отключить оставшиеся в работе ГЦН.

Система аварийного и планового расхолаживания остается в работе в режиме отвода остаточных тепловыделений активной зоны.

Отключение фильтров ТС10,20,30,40N01 от 1-го контура выполнять после полного расхолаживания 1-го контура перед отключением последнего работающего ГЦН.

7.10.6.19 После отключения всех ГЦН дальнейшее расхолаживание проводить с учетом следующих требований:

- расхолаживание КД проводится подачей воды от системы подпитки 1-го контура до температуры  $60 \div 70$  °С;
- давление в ГЕ САОЗ снижено до значения (3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>)).

Примечание - Допускается давление в ГЕ САОЗ не снижать, при этом быстродействующие задвижки закрыть, разобрать их электросхемы, а сами задвижки закрыть на замок, дренажи между задвижками открыть.

7.10.6.20 Химическая промывка парогенераторов.

Химические промывки каждого парогенератора проводятся при достижении удельной загрязненности трубного пучка  $100 \text{ г/м}^2$  и более на любом контролируемом участке. Периодичность химических промывок ПГ устанавливается по результатам контроля коррозионного состояния теплообменных труб ПГ в период ППР. Контроль коррозионного состояния проводится в соответствии с инструкцией по эксплуатации парогенератора ПГВ-1000М (320.05.00.00.000 ТО). При планировании химической промывки ПГ следует прогнозировать рост удельной загрязненности теплообменных труб ПГ за кампании, предшествующие планируемой химической промывке. При достижении содержания меди в отложениях 30% и более, химическая промывка ПГ проводится вне зависимости от удельной загрязненности теплообменной поверхности ПГ.

Химические промывки ПГ проводятся на остановленном блоке АС в период ППР или в период расхолаживания, в соответствии с инструкцией по эксплуатации парогенератора ПГВ-1000М (320.05.00.00.000 ТО). Технология и рецептура промывочных растворов могут быть изменены по согласованию с АО ОКБ

«Гидропресс» и АО «ВНИИАЭС». Рабочая программа проведения промывки ПГ должна быть согласована с АО ОКБ «Гидропресс» и АО «ВНИИАЭС».

7.10.6.21 Вывод из работы систем и оборудования выполняется в соответствии с инструкциями по эксплуатации с учетом необходимости функционирования их в данном режиме.

#### **7.10.7 Критерии завершения**

7.10.7.1 Блок находится в «холодном» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «холодное» состояние блока, приведены в подразделе 4.3.

7.10.7.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «холодного» состояния.

## **7.11 Обеспечение нормальной эксплуатации при переводе блока из «холодного» состояния в состояние «останов для ремонта»**

### **7.11.1 Область применения**

7.11.1.1 Останов блока, ХС, ОР.

7.11.1.2 Реакторная установка.

### **7.11.2 Исходные условия**

7.11.2.1 Блок находится в «холодном» состоянии. Параметры и условия, характеризующие «холодное» состояние блока, приведены в подразделе 4.3.

7.11.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для «холодного» состояния

7.11.2.3 Выполнены требования для следующих систем блока:

- находятся в работе системы вентиляции, обеспечивающие нормальное функционирование оборудования, находящегося в работе или резерве;
- находится в работе оборудование, обеспечивающее контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СБ и СВБ;
- при останове реактора и работающей при этом системе подпитки-продувки, либо при необходимости подпитки 1 контура от этой системы, концентрация борной кислоты в системе подпитки-продувки должна быть не ниже контурной.

### **7.11.3 Ограничения**

7.11.3.1 Запрещается разуплотнение первого контура без предварительного неоднократного удаления радиоактивных газов из ГЦК и при неработающей системе газоочистки, а также при неисправных (неработающих) вентсистемах БВ и центрального зала (ТЛ49,21).

7.11.3.2 При атмосферном давлении в первом контуре не допускать снижения уровня в КД по показаниям уровнемера КД (УР10L05,14) менее предельно допустимого (соответствующего уровню в реакторе в диапазоне 700÷1100 мм по

уровнемерам YCL01,02) во избежание срыва работающего насоса системы аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32)D01.

7.11.3.3 Перевод системы планового расхолаживания активной зоны на ремонтную схему допускается проводить не ранее чем через 48 часов после останова реактора.

7.11.3.4 Снижение уровня в ПГ до номинального значения разрешается после расхолаживания 1-го и 2-го контуров до  $60 \div 70^{\circ}\text{C}$ .

#### **7.11.4 Предостережения**

7.11.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.11.5 Правила и основные приёмы эксплуатации при переводе блока из «холодного» состояния в состояние «останов для ремонта»**

7.11.5.1 При проведении краткосрочных ремонтов на первом контуре держать открытыми все воздушники по первому контуру с подключением их к постоянно работающей СГО.

7.11.5.2 При проведении плановых ремонтов РУ и работ непосредственно на первом контуре во избежание накопления радиолизного водорода и обеспечения пожарной безопасности проводить разуплотнение первого контура извлечением 3-х или 4-х датчиков положения ОР СУЗ, держать открытыми все воздушники по первому контуру с подключением их к постоянно работающей СГО (без подачи азота) (Приложение Е).

7.11.5.3 В случае необходимости длительной стоянки реактора в собранном состоянии обеспечить уровень ремонтного расхолаживания, вентиляцию реактора и вентиляцию ПГ по тракту: система азота- коллектора воздушников ПГ- воздушник реактора- чехлы трех СУЗ – ЦЗ с контролем концентрации водорода в воздухе ЦЗ (Приложение Е).

7.11.5.4 При необходимости проведения ремонта оборудования или трубопроводов РУ, расположенных выше отметки оси нижнего ряда патрубков Ду850 и не требующих выгрузки активной зоны (замена выемной части ГЦН, сварочные работы на горячих нитках петель и т.д.), необходимо перевести систему аварийного и планового расхолаживания на схему ремонтного расхолаживания. При работе системы аварийного и планового расхолаживания по схеме ремонтного расхолаживания не допускать снижения уровня в реакторе ниже оси «холодных» патрубков реактора.

7.11.5.5 При возрастании температуры теплоносителя на входе в теплообменник аварийного и планового расхолаживания (TQ10(20,30)W01) выше 70 °С:

- перейти на резервный канал расхолаживания TQ22,32(12);
- при необходимости включить два канала TQ12,22(32) в параллельную работу;
- удалить воздух из теплообменника TQ10(20,30)W01.

7.11.5.6 При выводе ПГ для ремонтных работ в коллекторах по первому контуру не допускать повышения уровня теплоносителя выше горячих патрубков реактора. При необходимости изменения уровня теплоносителя в реакторе, ремонтные работы в коллекторах ПГ прекратить, персонал удалить, выставить наблюдающего.

7.11.5.7 Дренирование первого контура по линии дренажа петель проводить с расходом 5 м<sup>3</sup>/час при температуре теплоносителя 60÷70 °С. При дренировании первого контура и увеличении активности выбросов в венттрубу уменьшить расход дренирования закрытием одной из арматуры дренажей петель.

7.11.5.8 При дренировании ББ и увеличении активности выбросов в венттрубу прекратить дренирование ББ, заполнить гидрозатворы бака оргпротечек (ТУ20В01) и трубопроводы сдувки с бака, гидрозатворы бака боросодержащей воды

ТВ30В01(02). Организовать периодический контроль за состоянием гидрозатворов ТВ30, ТУ20.

#### 7.11.5.9 Консервация парогенераторов.

7.11.5.9.1 В процессе эксплуатации блока в период перегрузок, ремонтов, ревизий возможны кратковременные (до 15 суток) и длительные (более 15 суток) останovy ПГ.

7.11.5.9.2 Способы и методы защиты ПГ от коррозии в периоды пуска, останова и стоянки определяются рабочими программами, разработанными АЭС в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации парогенератора ПГВ 1000М (320.05.00.00.000 ТО) и согласованным с АО ОКБ «Гидропресс» и АО «ВНИИАЭС».

7.11.5.10 Проверки систем и оборудования в данном состоянии выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами в соответствии с требованиями РПИ [47].

#### 7.11.6 Последовательность действий

7.11.6.1 При переводе блока в состояние «останов для ремонта» выполняются:

- дегазация теплоносителя 1 контура в соответствии с инструкцией по эксплуатации РУ и Приложением Е;
- дренирование теплоносителя 1 контура в соответствии с инструкцией по эксплуатации РУ до необходимого уровня, обеспечивающего проведение работ.

При выполнении ремонтных работ без разуплотнения ГРР дренирование первого контура проводится до уровня, который необходим для проведения ремонта оборудования первого контура, но не ниже оси холодных патрубков реактора Ду850.

7.11.6.2 Для разуплотнения коллекторов ПГ по первому контуру (без разуплотнения ГРР) проводится дренирование первого контура через дренажи



петель до уровня в реакторе на 150 мм выше оси «холодных» патрубков, но не выше верхней образующей «холодных» патрубков (700÷1100) мм по показаниям уровнемеров YC00L01,02).

7.11.6.3 Для ремонта ГЦН снижение уровня теплоносителя в первом контуре проводится до уровня ниже главного разъема ГЦН, но не ниже, чем до оси «холодных» патрубков Ду850 реактора.

7.11.6.4 Допускается дренирование теплоносителя из первого контура в TQ10,20,30B01.

7.11.6.5 Разуплотнение ГЦК проводится после снижения давления в первом контуре до атмосферного при температуре теплоносителя на выходе из реактора 60÷70 °С.

Перед разуплотнением ГЦК отключить шлейфы от приводов СУЗ, КНИ, устройств компенсации холодных спаев ТК, демонтировать съемные части блоков изоляции воздухопроводов охлаждения приводов СУЗ, а также блок электроразводок и воздушник реактора.

7.11.6.6 При разуплотнении ГЦК для проведения ремонтных работ на оборудовании первого контура, требующих снижения уровня теплоносителя более, чем на 400 мм от отметки ГРР, но не ниже оси входных патрубков, не ранее 48 часов после останова реактора, организовать циркуляцию теплоносителя с расходом 300÷380 т/час по «ремонтной схеме»: подача воды в реактор сверху активной зоны от насоса системы аварийного и планового расхолаживания, отвод воды через «холодную» нитку петли ГЦТ, а дренирование воды в ГЦК проведено до уровня не ниже оси входных («холодных») патрубков реактора. При улиточной конструкции корпуса ГЦН уровень в реакторе поддерживать на отметке на 50 мм выше оси «холодных» патрубков; при сферической конструкции корпуса ГЦН уровень поддерживать на отметке верхней образующей «холодных» патрубков.

### **7.11.7 Критерии завершения**

7.11.7.1 Блок находится в состоянии «останов для ремонта». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «останов для ремонта», приведены в подразделе 4.2.

7.11.7.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «останов для ремонта».

## **7.12 Обеспечение нормальной эксплуатации в состоянии блока «останов для ремонта»**

### **7.12.1 Область применения**

7.12.1.1 Пуск блока, останов блока, ОР.

7.12.1.2 Реакторная установка.

### **7.12.2 Исходные условия**

7.12.2.1 Блок находится в состоянии «останов для ремонта». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «останов для ремонта», приведены в подразделе 4.2.

7.12.2.2 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «останов для ремонта».

7.12.2.3 В баках борного концентрата (ТВ10В01,02) содержится запас раствора борной кислоты не менее  $150 \text{ м}^3$  с концентрацией борной кислоты в диапазоне  $39,5\text{-}44,5 \text{ г/дм}^3$ .

7.12.2.4 Выполнены требования для следующих систем блока:

- находятся в работе системы вентиляции, обеспечивающие нормальное функционирование оборудования, находящегося в работе или резерве;
- находится в работе оборудование, обеспечивающее контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СБ и СВБ.

7.12.2.5 Выполнены мероприятия по исключению непредусмотренного попадания в первый контур сред с концентрацией борной кислоты менее  $16 \text{ г/дм}^3$ .

7.12.2.6 К первому контуру подключен один из каналов системы аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32), один из каналов этой системы TQ22(12,32) находится в резерве. Не менее двух каналов системы VF, соответствующих работоспособным каналам системы TQ12,22,32, находятся в работе. Не менее двух каналов системы надежного электропитания собственных нужд блока 1,2 категории

надежности, соответствующих работоспособным каналам системы аварийного и планового расхолаживания TQ12,22,32 и системы аварийного ввода бора TQ13,23,33, готовы к работе. Бак ГА-201 заполнен раствором борной кислоты с концентрацией борной кислоты в диапазоне  $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup> до уровня не менее 4400 мм.

7.12.2.7 Выполнены требования по состоянию работоспособности систем и оборудования блока в состоянии «останов для ремонта», приведенные в Приложении Д.

### 7.12.3 Ограничения

Ремонт арматуры на трубопроводах, соединенных с первым контуром (первая по ходу со стороны контура) проводить при условии полной выгрузки ТВС из активной зоны.

### 7.12.4 Предостережения

7.12.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

### 7.12.5 Правила и основные приёмы эксплуатации в состоянии блока «останов для ремонта»

7.12.5.1 При проведении ремонтных работ, например, выемной части ГЦН или замены ТЭН КД, требующих снижения уровня теплоносителя более, чем на 400 мм от отметки ГРР, но не ниже оси входных патрубков, не ранее 48 часов после останова реактора организовать циркуляцию теплоносителя с расходом не более 380 т/ч по «ремонтной схеме»: подача воды в активную зону от насоса системы аварийного и планового расхолаживания, отвод воды - через «холодную» нитку петли ГЦТ, обеспечивая контроль и не превышение температуры теплоносителя на входе в теплообменник аварийного и планового расхолаживания не более 70 °С. При этом соблюдать меры по недопущению образования пожаровзрывоопасных

концентраций водорода. Допускается временное прекращение принудительной циркуляции теплоносителя через активную зону при уровне в реакторе не ниже оси «холодных» патрубков не более, чем на 30 минут.

7.12.5.2 При проведении внутреннего осмотра КД, ГЕ САОЗ и коллекторов ПГ необходимо тщательно продуть (проветилировать) воздухом трубопроводы и емкости.

7.12.5.3 Обеспечить автоматический контроль уровня теплоносителя в реакторе с регистрацией на БЦУ или ИВС.

7.12.5.4 При проведении ремонта выемной части ГЦН исключить установку подставки в открытый корпус ГЦН или любых других устройств, препятствующих циркуляции воды в контуре расхолаживания реактора. При необходимости проведения ремонтных работ в улитке ГЦН разрешается установка подставок или других приспособлений, не препятствующих циркуляции теплоносителя в контуре расхолаживания. Их применение в данном случае в установленном порядке согласуются с Главным конструктором РУ.

7.12.5.5 Оборудование и трубопроводы второго контура, на которых не ведутся ремонтные работы, на время останова могут быть оставлены заполненными питательной водой. При повторном заполнении оборудования после ремонта допускается его заполнение обессоленной водой.

7.12.5.6 При уровне теплоносителя в первом контуре ниже главного разъема ГЦН запирающую воду не подавать в целях улучшения условий воздухоудаления из уплотнений ГЦН при заполнении первого контура.

7.12.5.7 Подача запирающей воды на уплотнения ГЦН обязательна при уровне теплоносителя первого контура выше главного разъема ГЦН (3660 мм по уровнемеру УР10L05), поэтому запрещается заполнение первого контура выше уровня в КД 3660 мм без предварительной подачи уплотняющей воды на все ГЦН.

7.12.5.8 Проверки систем и оборудования в период «останова для ремонта» блока выполняются в соответствии с утвержденными графиками и программами в соответствии с требованиями РПИ [47].

### **7.13 Обеспечение нормальной эксплуатации при переводе блока из состояния «останов для ремонта» в состояние «перегрузка топлива»**

#### **7.13.1 Область применения**

7.13.1.1 Останов блока, ОР, ПТ.

7.13.1.2 Реакторная установка.

#### **7.13.2 Исходные условия**

7.13.2.1 Блок находится в состоянии «останов для ремонта». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «останов для ремонта», приведены в подразделе 4.2.

7.13.2.2 В баках борного концентрата (ТВ10В01,02) содержится запас раствора борной кислоты не менее  $150 \text{ м}^3$  с концентрацией борной кислоты в диапазоне  $39,5\text{-}44,5 \text{ г/дм}^3$ .

7.13.2.3 Выполнены требования для следующих систем блока:

- находятся в работе системы вентиляции, обеспечивающие нормальное функционирование оборудования, находящегося в работе или резерве;
- находится в работе оборудование, обеспечивающее контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СБ и СВБ.

7.13.2.4 Выполнены мероприятия по исключению непредусмотренного попадания в первый контур сред с концентрацией борной кислоты менее  $16 \text{ г/дм}^3$ .

7.13.2.5 К первому контуру подключен один из каналов системы аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32), один из каналов этой системы TQ22(12,32) находится в резерве. Не менее двух каналов системы VF, соответствующих работоспособным каналам системы TQ12,22,32, находятся в работе. Не менее двух каналов системы надежного электропитания собственных нужд блока 1,2 категории надежности, соответствующих работоспособным каналам системы аварийного и планового расхолаживания TQ12,22,32 и системы аварийного ввода бора TQ13,23,33, готовы к работе. Бак ГА-201 заполнен раствором борной кислоты с

концентрацией борной кислоты в диапазоне  $16\div 20$  г/дм<sup>3</sup> до уровня не менее 4400 мм.

7.13.2.6 Выполнены требования по состоянию работоспособности систем и оборудования блока в состоянии «останов для ремонта», приведенные в Приложение Д.

7.13.2.7 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «останов для ремонта».

### **7.13.3 Ограничения**

7.13.3.1 Запрещается снятие ВБ при наличии не расцепленных со своими штангами ОР СУЗ.

7.13.3.2 Каналы ТК и КНИ допускается извлекать только с разрешения и под надлежащим контролем персонала подразделения радиационной безопасности при проведении всех транспортно-технологических операций, включая их утилизацию, нельзя допускать залива разъемов каналов ТК и КНИ.

### **7.13.4 Предостережения**

7.13.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

### **7.13.5 Правила и основные приёмы эксплуатации при переводе блока из состояния «останов для ремонта» в состояние «перегрузка топлива»**

7.13.5.1 В работе находится не менее двух комплектов АКНП. Оптико-акустический сигнализатор БСР-25Р включен в работу. Подготовлена к работе система СКП, проверена от нейтронного источника и сдана по акту готовности системы.

7.13.5.2 Перед снятием верхнего блока, а также перед извлечением БЗТ НСРЦ обязан лично убедиться в расцеплении штанг каждого ОР СУЗ. О расцеплении всех



приводов СУЗ со своими штангами НСРЦ обязан сделать запись в оперативном журнале.

7.13.5.3 Должен быть обеспечен периодический контроль (один раз в смену) мероприятий по исключению непредусмотренной подачи воды с концентрацией борной кислоты менее регламентированной ( $16 \text{ г/дм}^3$ ) в 1-й первый контур или БВ.

7.13.5.4 Подготовлены к работе, приняты на чистоту по акту: грузоподъемные краны и стропы; МП; устройства для хранения штанг и блоков перемещения приводов СУЗ; гайковерт ГРР.

7.13.5.5 Проверки систем и оборудования при переводе в состояние «перегрузка топлива» выполняются в соответствии с РПИ [47].

### **7.13.6 Последовательность действий**

7.13.6.1 Разуплотнение реакторной установки проводить после неоднократного удаления радиоактивных газов из первого контура при работающей системе газоочистки, а также выполнения «мягкой» дезактивации теплоносителя первого контура на фильтрах СВО-2 в порядке, определённом документацией разработчика проекта РУ В-320 и поставщиков оборудования. Разборка реактора проводится с соблюдением требований действующей эксплуатационной документации. Демонтаж ВБ и БЗТ проводится по программе.

После демонтажа ВБ подготовить к работе не менее двух насосов аварийного ввода бора TQ13,23,33D01.

7.13.6.2 Перед демонтажем верхнего блока реактора резервные каналы системы аварийно-планового расхолаживания находятся в режиме готовности. Такое состояние каналов поддерживается во все время нахождения реактора со снятым ВБ при уровне в нем ниже ГРР, а также при разуплотнении выемной части ГЦН или коллекторов ПГ по первому контуру.

Во время подъема ВБ или БЗТ контролировать следующие параметры:

- нейтронную мощность и скорость нарастания плотности нейтронного потока;

- уровень в реакторе и КД;
- радиационную обстановку в центральном зале.

При изменении показаний уровня или скорости нарастания плотности нейтронного потока, радиационной обстановки операции по демонтажу остановить, ВБ или БЗТ вернуть на прежнее место до выяснения и устранения причин.

После извлечения БЗТ выполнить с помощью телевизионной камеры машины перегрузочной осмотр активной зоны реактора на отсутствие посторонних предметов.

7.13.6.3 Смонтировать СКП с контролем установки датчиков в каналы выгородки в реакторе телекамерой (для АКНП-3), блоки детектирования СКП установить в верхнее крайнее положение (для АКНП-7-02). Ввести в работу СКП, включить в работу аппаратуру контроля уровня и скорости нарастания плотности нейтронного потока на пульте перегрузочной машины.

7.13.6.4 Подготовить оборудование систем необходимых для обеспечения процесса заполнения БП. Проверить с составлением акта работоспособность КИП и сигнализации БВ и БП. Закрыть и запереть на замки привода арматуры дренажей шахт ревизии БП и дренажа с сильфона бетонной консоли реактора в трап спецканализации, закрыть и разобрать электросхемы арматуры нижних переливов из БВ и БП, из шахты ревизии ВКУ и шахты ревизии БЗТ, провести дезактивацию и выполнить приемку на чистоту сильфона и шахты реактора.

7.13.6.5 Заполнить шахту реактора и шахты ревизии ВКУ и БЗТ до перелива в БП.

Проконтролировать отсутствие течей:

- через заглушки дренажей сильфона реактора;
- через заглушки проходок вентсистем охлаждения приводов СУЗ и шахты реактора TL03 и TL05 в БП;
- по облицовке БВ, БП и шахты реактора.

7.13.6.6 Выполнить очистку воды в БП до достижения прозрачности не менее 95%. Проконтролировать концентрацию борной кислоты в БП не менее  $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup>.

7.13.6.7 Проконтролировать закрытие, электросхемы разобрать, штурвалы запереть на цепи, вывесить плакаты «Не включать!» по месту и в сборках на арматуре: на линиях заполнения БП, слива из БП и БВ в спецканализацию, слива из шахт ревизии ВКУ и БЗТ, дренажа с сиффона реактора, слива в бак боросодержащей воды.

### **7.13.7 Критерии завершения**

7.13.7.1 Блок находится в состоянии «перегрузка топлива». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «перегрузка топлива», приведены в подразделе 4.1.

7.13.7.2 К первому контуру подключен один из каналов системы аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32) по схеме планового или ремонтного расхолаживания. Один из каналов системы находится в резерве.

7.13.7.3 В работе один насос системы расхолаживания БВ TG11(12,13)D01 и не менее одного насоса находится в резерве.

7.13.7.4 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «перегрузка топлива».

## **7.14 Обеспечение нормальной эксплуатации в состоянии блока «перегрузка топлива»**

### **7.14.1 Область применения**

7.14.1.1 Пуск блока, останов блока, ПТ.

7.14.1.2 Реакторная установка.

### **7.14.2 Исходные условия**

7.14.2.1 Блок находится в состоянии «перегрузка топлива». Параметры и условия, характеризующие состояние блока «перегрузка топлива», приведены в подразделе 4.1.

7.14.2.2 К первому контуру подключен один из каналов системы аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32) по схеме планового или ремонтного расхолаживания. Один из каналов системы находится в резерве.

7.14.2.3 В работе один насос системы расхолаживания БВ TG11(12,13)D01 и не менее одного насоса находится в резерве.

7.14.2.4 Соблюдаются пределы и условия безопасной эксплуатации (раздел 5), эксплуатационные пределы и условия (раздел 6) для состояния блока «перегрузка топлива».

### **7.14.3 Ограничения**

7.14.3.1 Перед началом операций с ЯТ проконтролировать выполнение условий безопасного проведения перегрузки топлива реактора, без выполнения которых запрещается начинать выполнение операций:

- реактор подкритичен в течение не менее 72 часов и разобран, обеспечен контроль нейтронного состояния активной зоны реактора с помощью СКП и АКНП (не менее 3-х каналов одного из комплектов на БЩУ и РЩУ) в пусковом диапазоне для АКНП-7;
- в БВ имеется количество свободных ячеек достаточное для аварийной выгрузки всей активной зоны реактора. БП заполнен раствором борной

- кислоты надлежащего качества с концентрацией не ниже  $16 \text{ г/дм}^3$  до проектного уровня, снят гидрозатвор БВ, подготовлена технологическая схема верхних переливов БП;
- в работе находится насос системы расхолаживания БВ и не менее еще одного насоса системы находится в резерве, исправны и введены в работу КИП и сигнализация, защиты и блокировки системы; готова к работе система очистки воды БВ и БП;
  - подготовлен запас раствора борной кислоты в баке ГА-201 с концентрацией не ниже  $16 \text{ г/дм}^3$  и температурой не ниже  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , обеспечено выполнение мероприятий по исключению возможности подачи в первый контур, БВ и БП сред с концентрацией борной кислоты ниже  $16 \text{ г/дм}^3$ ;
  - работоспособна машина перегрузочная, выполнена комплексная проверка МП по программе и ее наладка, с момента окончания проверки защит и блокировок прошло не более 3-х суток;
  - работоспособна система КГО, в том числе пробоотборная часть СОДС;
  - работоспособна система АКРБ, находится в работе и обеспечивает непрерывный контроль в помещениях реакторного отделения, в том числе в ЦЗ в районе БВ.
  - выполнена проверка отклонения плоскости главного разъема реактора от горизонтальности. Допускаемое отклонение плоскости главного разъема реактора от горизонтальности, за назначенный срок службы реактора при нормальных условиях эксплуатации, не более 2 мм на базе 4000 мм (уклон 1:0,0004). Допускаемое отклонение плоскости главного разъема от горизонтальности при особых воздействиях (ударная волна, землетрясение и т.д.) при которых обеспечивается останов реактора и его расхолаживание, не более 15 мм на базе 4000 мм (уклон 1:0,003);
  - температура воды на выходе из активной зоны реактора не более  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- в работе один из каналов системы аварийно-планового расхолаживания работающего на отвод остаточного тепловыделения активной зоны реактора.

7.14.3.2 Запрещается дренирование воды из БВ без контроля радиационной обстановки.

При снижении уровня воды в БП и БВ и срабатывании сигнализации радиационного контроля персонал обязан немедленно покинуть ЦЗ.

7.14.3.3 Все транспортно-технологические операции с ТВС, ПС СУЗ, пучками СВП выполняются с помощью МП, при этом:

- горизонтальная скорость перемещения – не более 21,0 м/мин;
- вертикальная скорость перемещения – не более 12,5 м/мин;
- скорость вертикального перемещения ТВС в активной зоне реактора от 0,3 до 0,6 м/мин, внутри ячеек чехла, стеллажа БВ, пенале СОДС и гермопенале -  $0,3 \div 0,6$  м/мин, в ячейках СУХТ и ячейках чехла контейнера транспортно-упаковочного комплекта - от 0,3 до 2,0 м/мин. При этом изменение скорости выполнять плавно. Скорость на начальных и конечных участках перемещения (200 мм) не более 0,6 м/мин;
- скорость перемещения ПС СУЗ в каналах ТВС не более 0,6 м/мин;
- тянущее усилие механизма подъема при подъеме ТВС не более 1500 кгс;
- тянущее усилие механизма подрыва при подъеме ТВС не более 4000 кгс;
- усилие нажатия на ТВС при установке не более 1000 кгс;
- тянущее усилие при перемещении ПС СУЗ не более 150 кгс;
- при извлечении и установке ТВС в активной зоне реактора или БВ изменение веса ТВС в результате трения не более 75 кгс. При срабатывании блокировки на 75 кгс при извлечении или установке ТВС в активную зону реактора, БВ или пенал СОДС с помощью тросовой системы МП фиксировать высоту ТВС, повторить операцию. При

повторном срабатывании уставку увеличить до значения 150 кгс. При срабатывании блокировки на 150 кгс по распоряжению ГИС увеличить уставку до величины 225 кгс. Для всех ТВС, имевших превышение усилий извлечения свыше 75 кгс, провести внешний осмотр с помощью телекамеры;

- при установке ПС СУЗ потеря веса не более 13 кгс.

7.14.3.4 Размещение свежих ТВС в каждом отсеке БВ допускается не более 6 штук обогащением 4,4% профилированных или не более 8 штук обогащением менее 4,4% профилированных.

7.14.3.5 Установку чехла со свежими ТВС в УГ проводить «посухо». Допускается установку чехла в заполненный раствором борной кислоты отсек универсального гнезда БВ с количеством ТВС не более 7 штук.

7.14.3.6 Перестановку и выгрузку ПС СУЗ и пучков СВП осуществлять при уровне в бассейне выдержки и бассейне перегрузки в диапазоне отм. 35,9÷36,2 м.

Допускается снижать уровень воды в БВ не ниже отметки 28,7 м при следующих работах: комплексная проверка МП, установка свежих ТВС в БВ или в реактор, а также при дополнительном дозиметрическом контроле и удалении персонала из ЦЗ - перестановка СП СУЗ и пучков СВП в БВ и реакторе.

7.14.3.7 Перегрузку топлива можно начинать, когда выполнены следующие условия:

- бассейны выдержки и перегрузки заполнены водой до уровня отм. 35,9÷36,2 м (даже при отсутствии в бассейне топлива);
- работоспособна система расхолаживания бассейна выдержки (насосы расхолаживания; насос подачи воды БВ на очистку);
- работоспособна, как минимум, одна технологическая нитка установки СВО-4 (анионитовые фильтры - в борной форме);
- отсутствуют протечки между облицовками БВ и БП;

- работоспособны все шесть каналов СКП;
- работоспособны оптико-акустический сигнализатор БСР-25Р и аппаратура контроля СКП, установленная на БЩУ;
- работоспособна система воздушной завесы над БВ и ВКУ (ТЛ49).

#### 7.14.3.8 Перегрузка должна быть прекращена в случаях:

- повышения температуры теплоносителя в БВ, БП и на выходе из активной зоны реактора более 70 °С;
- снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе БВ, БП, первом контуре ниже 16 г/дм<sup>3</sup>;
- при неисправности двух каналов одного из комплектов или двух смежных каналов разных комплектов СКП до восстановления полной работоспособности системы;
- при появлении устойчивого периода нарастания мощности реактора 200 сек. и менее, по любому каналу измерения;
- при снижении уровня воды в БВ и БП более, чем на 100 мм от заданного (для перестановки облученных ТВС – отм.35,9 м; для загрузки свежих ТВС из чехла для свежего топлива в реактор – отм.27,3 м, в БВ – отм.28,7 м; для перестановки облученных СП, СВП – отм.35,9÷36,2 м (допускается перестановка облученных СП, СВП при уровне воды в БВ не ниже отм.28,7 м, с учетом дополнительных мер безопасности указанных в пункте 7.14.3.6);
- если от резервных трансформаторов запитаны потребители СН другого блока, на котором проводятся пусковые операции;
- падения ТВС, ПС СУЗ или любых других предметов в активную зону реактора или в БВ, БП.

7.14.3.9 При появлении устойчивой скорости нарастания плотности нейтронного потока реактора менее 200 сек, зафиксированного хотя бы одним из



каналов СКП, все работы с ЯТ немедленно прекратить, обеспечить перевод ЯТ в исходное состояние (при котором скорость нарастания плотности нейтронного потока была более 200 сек).

7.14.3.10 При осуществлении дистанционного контроля перегрузки топлива реактора с помощью телевизионной системы СТС-ПМ-100 в случае повышения температуры воды в БВ до значений, превышающих 60 °С (но не более 70 °С), телекамеру использовать с учётом допустимых температурных режимов её работы.

При необходимости продолжить перегрузку при значениях температуры воды в БВ и БП более 70 °С (но не выше 90 °С) должна быть разработана программа, содержащая меры по обеспечению безопасности этой работы, согласованная разработчиками проектов РУ и АС и утверждённая эксплуатирующей организацией.

7.14.3.11 При проведении перегрузки ядерного топлива допускается прекращение принудительной циркуляции через активную зону реактора на время проведения переключений на системе аварийно-планового расхолаживания. При этом не допускать увеличение температуры на выходе из реактора более 80 °С. Допустимое время прекращения циркуляции - не более 2,5 часов при заполненных БВ и БП не ниже отм.35,0 м.

При полной выгрузке ядерного топлива из реактора время прекращения принудительной циркуляции не ограничивается. Опорожнение реактора разрешается только после полной выгрузки ядерного топлива из реактора.

7.14.3.12 Запрещается промежуточная установка чехла со свежими ТВС на отметке 36,9 м пола реакторного отделения. Раскрепление и съём крышки с чехла проводится после его установки на ступень контейнерного отсека БВ.

7.14.3.13 Запрещается одновременное горизонтальное и вертикальное перемещение ТВС, пучков СВП, ПС СУЗ в рабочих органах МП.

7.14.3.14 Весь комплекс транспортно-технологических операций с ТВС, ПС СУЗ и пучками СВП, выполняемых перегрузочной машиной, контролировать с помощью телевизионной камеры, установленной на МП.

Запрещается проводить работы перегрузочной машиной в активной зоне реактора с неисправной телевизионной камерой.

7.14.3.15 При полностью выгруженном ядерном топливе из активной зоны реактора электрические схемы насосов каналов систем аварийного ввода бора низкого давления и аварийно-планового расхолаживания разобраны или собраны в испытательное положение «ИП»; состояние баков, арматуры и КИП системы аварийного ввода бора не регламентируется. При проведении операций с ТВС в БВ уровень в баках системы аварийного ввода бора поддерживать номинальным.

7.14.3.16 При полностью выгруженной активной зоне реактора работоспособны:

- три канала системы для охлаждения БВ;
- два канала системы технической воды ответственных потребителей в полном объеме соответствующие работоспособным каналам системы охлаждения БВ;
- приборы БЩУ и РЩУ, приборы и цепи автоматики защит и блокировок насосов;
- в полном объеме электрооборудование, включая автоматический запуск соответствующего ДГ по сигналу обесточивания рабочей секции; допускается разбирать схему автоматики ступенчатого пуска.

#### **7.14.4 Предостережения**

7.14.4.1 При возникновении нарушений нормальной эксплуатации персонал обязан принять меры по переводу блока в безопасное состояние и руководствоваться в своих действиях указаниями подраздела 9.10 настоящего регламента.

#### **7.14.5 Правила и основные приемы эксплуатации в состоянии блока «перегрузка топлива»**

7.14.5.1 Перед началом перегрузки топлива:

- выполнена ревизия сети освещения в ЦЗ, устранены замечания;
- проверена двухсторонняя громкоговорящая и телефонная связь БЩУ-ЦЗ, БЩУ- пульт ПМ, пульт ПМ-ЦЗ, пульт ПМ-помещения СОДС;
- установлен постоянный контроль за радиационной обстановкой в ЦЗ;
- проверена на плотность облицовка БВ, БП, шахт ревизии ВКУ – протечки отсутствуют.

7.14.5.2 На все время работ по перегрузки ЯТ в активной зоне реактора непрерывно контролируется уровень плотности нейтронного потока и скорости его нарастания в диапазоне СКП  $10^{-4} \div 10^2$  нейтр/см<sup>2</sup>×с. С помощью оптико-акустического сигнализатора БСР-25Р осуществляется контроль исправности каналов СКП по наличию сигнала «РАБОТА» и превышение заданных уставок отображается в виде сигналов «СТОП/РЕВЕРС». Оптико-акустический сигнализатор БСР-25Р устанавливается на пульте перегрузочной машины и на БЩУ и предназначен для контроля низких уровней плотности нейтронного потока. В период перегрузки топлива реактора наблюдения за показаниями приборов СКП, индикаторов АКНП для РЩУ, на БЩУ, ведет ВИУР (НСБ), который обязан немедленно сообщать на пульт МП об устойчивом уменьшении периода реактора, увеличении нейтронной мощности, срабатывании аварийной или предупредительной сигнализации, а также о неисправности СКП и АКНП РЩУ, БЩУ.

7.14.5.3 В процессе перегрузки постоянно контролировать уровень, температуру, концентрацию борной кислоты в БВ и БП, в реакторе. Контроль концентрации борной кислоты в БВ и БП, реакторе (контур TQ12(22,32)) проводить не реже двух раз в смену. При отклонении ЭП за допустимые границы выполнить действия в соответствии с разделом 6.

7.14.5.4 При перегрузке топлива реактора один раз в смену выполняется контроль мероприятий по исключению непредусмотренной подачи воды в первый контур или БВ с концентрацией борной кислоты менее 16 г/дм<sup>3</sup>.

7.14.5.5 В качестве дополнительной меры контроля за цепной реакцией деления ядер при перегрузке топлива и транспортировании ОЯТ в БП (БВ) предусмотрен канал контроля мощности дозы гамма-излучения с датчиком, установленным над отсеком БВ, и измерительным прибором с помощью которых контролируется радиационная обстановка в ЦЗ.

7.14.5.6 Ядерно-опасными работами при проведении перегрузки топлива реактора являются:

- перемещение чехлов со свежим и контейнеров с отработавшим ядерным топливом;
- перемещение свежего и отработавшего ЯТ в БВ и БП, в реакторе и над ним;
- перемещение грузов над БВ, БП и реактором;
- подъем ТВС и поглощающих элементов над разуплотненным реактором или БВ;
- переключения в схемах электропитания и управления МП, полярным краном, краном УСТ в момент перемещения ядерного топлива;
- операции по дозаполнению и водообмену в БВ и БП, реакторе;
- установка и извлечение поглощающих элементов в ТВС.

При выполнении ядерно-опасной работы и возникновении сбоев по ходу выполнения ядерно-опасную работу немедленно остановить. Дальнейшие действия персонала регламентируются рабочей программой выполнения этой ЯОР.

7.14.5.7 Съём и установку гидрозатвора в транспортный канал между БВ и БП проводить при нахождении МП в зоне бассейна, примыкающей к транспортному каналу при наличии на реакторе БЗТ или ВБ (в случае наличия ТВС в реакторе), а также штатной технологической крышки (люка проставки БЗТ). При установке-снятии гидрозатвора в транспортный канал между БВ и колодцем универсального

гнезда МП установить над БВ (в случае наличия ТВС в секции БВ, прилегающей к УГ).

7.14.5.8 В режиме перегрузки не допускать образования критической массы в реакторе или БВ, при этом необходимо учитывать минимальное количество свежих ТВС, расположенных в соседних ячейках реактора, образующих критическую массу в воде без бора при температуре 20 °С в зависимости от обогащения.

7.14.5.9 В случае повреждения ТВС, ПС СУЗ или пучка СВП при транспортно-технологических операциях вопрос о возможности их использования решается совместно с представителями завода изготовителя.

7.14.5.10 При перегрузке выполнить контроль герметичности оболочек твэлов. Объем КГО во время ППР на остановленной реакторной установке определяется в соответствии со следующими критериями:

7.14.5.10.1 Если по данным КГО на работающем реакторе в составе эксплуатируемой топливной загрузки негерметичные твэлы отсутствовали, КГО твэлов на остановленной реакторной установке во время ППР не проводится как для отработавших, так и для оставляемых в активной зоне для дальнейшей работы ТВС.

7.14.5.10.2 Если результаты КГО на работающем реакторе показывают наличие в составе эксплуатируемой топливной загрузки негерметичных твэлов, то объем КГО во время ППР на остановленной реакторной установке определяется уровнем суммарной удельной активности радионуклидов йода, приведенной к проектному расходу на фильтры СВО-2 (30 т/ч):

– проведение КГО твэлов всех ТВС, эксплуатировавшийся в составе данной топливной загрузки, является обязательным при выполнении условия:

а) если какое-либо среднее значение удельной активности радионуклида  $^{131}\text{I}$  теплоносителя первого контура, определенное для периода не менее трех суток при номинальных параметрах реактора и связанное с его выходом только из негерметичных твэлов - превышало  $7,4 \times 10^5$  Бк/кг ( $2,0 \times 10^{-5}$  Ки/кг);

- КГО твэлов ТВС во время ППР может не проводиться, если в составе топливной загрузки отсутствуют ТВС с негерметичными твэлами;
- в остальных случаях:
  - а) при наличии на блоке системы КГО МП проводится КГО твэлов всех ТВС;
  - б) при отсутствии системы КГО МП проводится КГО твэлов в пеналах СОДС для ТВС планово выгружаемых из реактора, а также ТВС планируемых к эксплуатации в четвертом и последующих топливных циклах.

7.14.5.11 Операции по выгрузке отработавшего ЯТ из реактора в БВ, перестановка топлива внутри активной зоны, перестановка топлива в БВ и загрузка свежего топлива выполняются с помощью машины перегрузочной (МП) в последовательности, определенной рабочей программой и рабочим графиком перегрузки топлива реактора.

7.14.5.12 Рабочий график загрузки активной зоны реактора, составляется таким образом, что каждая ТВС устанавливается в ячейку активной зоны без окружающих ТВС или при наличии равномерного окружения с трех сторон (как исключение, при невозможности выполнения этого требования допускается установка при наличии только двух ТВС с противоположных сторон). При установке ТВС в периферийный ряд выгородку считать как окружение при наличии ТВС с других сторон; при отсутствии ТВС с других сторон считать, что ТВС устанавливается в ячейку без окружения.

7.14.5.13 Операции по выгрузке отработавшего ЯТ из реактора в БВ, перестановка топлива внутри активной зоны и загрузка свежего топлива выполняются с помощью машины перегрузочной (МП) в следующей последовательности, определяемой картограммой перегрузки топлива реактора при постоянном контроле со стороны контролирующего физика:

1) МП вывести на заданную координату ТВС, извлекаемой из активной зоны реактора, убедиться в точности выхода МП на заданную координату;

2) провести сцепление штангой МП с головкой ТВС. При операциях сцепления-расцепления штанги с ТВС приложение крутящего момента к головке ТВС не допускается;

3) наблюдая с помощью телекамеры, извлечь ТВС из активной зоны реактора со скоростью  $0,3 \div 0,6$  м/мин, при этом начальные и конечные моменты вертикального перемещения выполнять со скоростью  $0,3 \div 0,6$  м/мин. Скорость перемещения ТВС вне активной зоны  $0,3 \div 12,5$  м/мин.

4) операции извлечения ТВС с помощью механизма подрыва из опорного стакана начинать с усилием 1500 кгс с последующим увеличением этого усилия, при необходимости до 4000 кгс. Увеличение тянущего усилия через каждые 500 кгс.

После вывода хвостовика ТВС из опорного стакана дальнейший подъем кассеты осуществляется тросовой ступенью штанги МП с усилием, указанным в п.7.14.3.3. При извлечении и установке ТВС контролировать возможность ее затирания по показаниям прибора нагрузки на штанге МП.

При неизвлечении ТВС из активной зоны реактора с тянущим усилием 4000 кгс, извлечение проводить специальным захватом, контролируя усилие по динамометру. Максимальное усилие «подрыва» ТВС из опорного стакана не более 8000 кгс.

5) МП транспортировать ТВС в транспортном положении в БВ со скоростью  $0,3 \div 21,0$  м/мин, выйти на заданную координату ячейки стеллажа БВ, в которую необходимо установить извлеченную ТВС;

6) убедиться в точности выхода на заданную координату и опустить ТВС в ячейку стеллажа БВ. При этом начальные и конечные моменты вертикального перемещения выполнять с доводочной скоростью не более 0,6 м/мин, а вертикальные усилия нажатия рабочей штанги МП на кассету не более 1000 кгс. Скорость перемещения вне стеллажа не более 12,5 м/мин. Скорость перемещения на всей высоте стеллажа (СУХТ) не более 2,0 м/мин;

- 7) расцепиться штангой МП с ТВС, при этом приложение крутящего момента к головке ТВС не допускается. Приподнять рабочую штангу МП и с помощью телекамеры убедиться в том, что на штанге отсутствует ТВС;
- 8) перестановку ТВС в активной зоне проводить согласно картограмме перегрузки реактора и рабочего графика перегрузки;
- 9) перестановку ПС СУЗ в реакторе и выгрузку пучков СВП и ПС СУЗ из реактора в БВ проводить с помощью захвата ПС СУЗ согласно инструкции по эксплуатации МП и в соответствии с картограммой перегрузки реактора и рабочего графика перегрузки. При этом подъем и опускание пучка приводом захвата в пределах активной зоны или стеллажа БВ выполнять со скоростью  $0,3 \div 0,6$  м/мин. Начальные и конечные перемещения со скоростью не более  $0,6$  м/мин. Скорость перемещения вне активной зоны и стеллажа бассейна выдержки в пределах  $0,3 \div 12,5$  м/мин. При установке ПС СУЗ в ТВС потеря веса не более  $13$  кгс.
- 10) провести контроль герметичности оболочек твэлов ТВС, эксплуатировавшейся в составе данной топливной загрузки. КГО твэлов ТВС проводится в рабочей штанге (РШ) МП (далее – КГО МП) и/или в пеналах стенда КГО.

Объем проведения КГО твэлов ТВС определяется в зависимости от состояния оболочек твэлов в соответствии с инструкцией по КГО твэлов ТВС, разработанной на основании РД ЭО 1.1.2.10.0521-2009 «Сборки тепловыделяющие ядерных реакторов типа ВВЭР-1000. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов» (с изменением №1 2011 г).

- 11) в зависимости от результатов анализа взятой пробы контролируемую ТВС извлекают из пенала СОДС и устанавливают либо в заданную ячейку стеллажа БВ, либо вновь возвращают в реактор, либо в порожний герметичный пенал.

В герметичный пенал устанавливаются негерметичные ТВС, при проверке которых на стенде КГО значение удельной активности  $I^{131}$  превысило критерий индивидуальной отбраковки -  $3,7 \times 10^6$  Бк/кг ( $1 \times 10^{-4}$  Ки/кг) в пересчете к моменту останова реакторной установки.



12) МП выйти на заданную координату гнезда пробки пенала герметичного, убедиться в точности выхода МП, сцепиться штангой МП с пробкой пенала и извлечь пробку из гнезда согласно инструкции по эксплуатации МП. Крутящий момент, передаваемый рабочей штангой МП на пробку при извлечении ее из гнезда, не более 100 кгс×м;

13) приподнять рабочую штангу МП, с помощью телекамеры убедиться в наличии на штанге пробки пенала герметичного;

14) МП выйти на координату пенала герметичного с загруженной ТВС, убедиться в точности выхода, установить и закрыть пробку на пенале согласно инструкции по эксплуатации МП. Крутящий момент, передаваемый рабочей штангой МП на пенал герметичный при закрытии пробки не более 100 кгс×м.

7.14.5.14 При разборке реактора с полной выгрузкой ядерного топлива из реактора проводится размещение топлива из активной зоны в стеллажах БВ, проведение КГО твэлов ТВС, ревизия и полное техническое освидетельствование корпуса реактора, внутрикорпусных устройств, верхнего блока реактора и оборудования первого контура.

7.14.5.15 После полной выгрузки ядерного топлива из реактора проводится плановое техническое освидетельствование герметичного контура и сетчатых ограждений внутри бака аварийного запаса раствора борной кислоты (бака ГА-201). Периодичность планового технического освидетельствования ГА-201 - один раз в 4 года (совпадает с периодичностью планового технического освидетельствования реактора). При плановом техническом освидетельствовании бака ГА-201 для выполнения условий безопасного хранения в отсеках бассейна выдержки выгруженного из реактора топлива выполнить мероприятия, компенсирующие выведение из резерва линий аварийной подпитки отсеков бассейна выдержки от спринклерных насосов (Приложение В).

7.14.5.16 После полной загрузки активной зоны реактора провести комиссионный осмотр маркировок, расположенных на головках ТВС, и комплектацию ТВС ПС СУЗ и пучков СВП с целью проверки соответствия

расположения ТВС, ПС СУЗ и пучков СВП в активной зоне картограмме загрузки реактора; а так же провести осмотр активной зоны реактора с целью проверки отсутствия посторонних предметов.

7.14.5.17 Проверки систем и оборудования при перегрузке топлива выполняются в соответствии с требованиями РПИ [47] по утвержденным графикам и программам.

7.14.5.18 Обязанности оперативного персонала в состоянии блока «перегрузка топлива»:

7.14.5.18.1 Контролировать ЭП, а при превышении допустимых значений выполнять действия согласно разделу 6:

- уровень и скорость нарастания плотности нейтронного потока по АКНП-25Р и СКП в реакторе и БВ.
- уровень и температуру в реакторе, БВ и БП.
- концентрацию борной кислоты в 1-ом контуре и в бассейне перегрузки не реже два раза в смену, отбирать пробы на анализы в активной зоне реактора (контур TQ12(22,32)), в бассейне перегрузки (контур TG);

7.14.5.18.2 Один раз в смену контролировать выполнение мероприятий по непопаданию «чистого» конденсата в реактор, 1-ый контур, БП и БВ.

7.14.5.18.3 Контролировать работу канала TQ12(22,32). При неэффективной работе канала и повышении температуры на выходе из активной зоны до 70 °С выполнить переход на резервный канал.

7.14.5.18.4 Контролировать работу канала TG11(12,13), при повышении температуры в бассейне выдержки до 50 °С включать в работу резервный канал.

7.14.5.18.5 Один раз в смену выполнять воздухоудаление из работающих каналов TQ12(22,32), TG11(12,13).

7.14.5.18.6 Контролировать активность технической воды VF10,20,30 на выходе из теплообменников TQ.

7.14.5.18.7 Контролировать водно-химический режим бассейна перегрузки и выполнять его корректировку на фильтрах СВО-4.

7.14.5.18.8 Контролировать постоянную работоспособность и готовность к работе не менее двух каналов каждой из систем безопасности и систем, важных для безопасности АС.

7.14.5.18.9 Контролировать состояние ПГ, выполнять консервацию после ремонта.

7.14.5.18.10 Контролировать работу вентсистем TL02,21,41,49.

7.14.5.18.11 Контролировать радиационную обстановку на блоке.

## **8 Обращение с ядерным топливом**

### **8.1 Общие положения**

8.1.1 В соответствии перечнем ядерно-опасных работ [72] все транспортно-технологические операции с ядерным топливом на узле свежего топлива и при перегрузке топлива в реакторном отделении, хранение и транспортировка ядерного топлива являются ядерно-опасными работами на АС.

8.1.2 Документом, регламентирующим на АС принципы и требования по обеспечению ядерной безопасности в процессе подготовки и проведения работ при обращении со свежим и отработавшим ЯТ при его транспортировке, перегрузке и хранении является «Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при хранении, транспортировании, перегрузке и хранении свежего и отработавшего ядерного топлива на АС» [73].

8.1.3 Обращение с ядерным топливом включает в себя:

- прием свежего ЯТ на АС;
- хранение и комплектация упаковочных комплектов (чехлов) со свежим ЯТ в УСТ;
- учет и контроль ЯТ;
- расчет топливных загрузок;
- перегрузку (выгрузку/загрузку) ЯТ;
- хранение и комплектацию чехлов с ОЯТ;
- вывоз чехлов с ОЯТ из реакторного отделения на площадку отстоя и формирования состава с топливом для вывоза его с АС.

8.1.4 Организация и контроль за работами по приему, учету и хранению ядерного топлива, расчету топливных загрузок, перегрузкой (выгрузкой) и работой ядерного топлива в реакторе, его отправкой с территории АС возложена на специально назначенный персонал и определена в соответствующих положениях и должностных инструкциях.

8.1.5 Приказом директора АС назначены материально ответственные лица за ядерные материалы, размещенные в зонах баланса ядерного материала АС (ЗБМ), с оформлением с ними договора о материальной ответственности.

8.1.6 Материально-ответственные лица ответственны за получение, хранение, выдачу, учет и обеспечение сохранности ядерных материалов в каждой ЗБМ.

## 8.2 Пределы и условия при хранении свежего ЯТ и транспортировании ОЯТ

8.2.1 Пределы безопасной эксплуатации по выходу радионуклидов из транспортного контейнера при транспортировании ОЯТ

Требование	Значение
Допустимая потеря радиоактивного содержимого в нормальных условиях транспортирования, в течение часа, не более	$A_2 \times 10^{-6}$
Допускаемая потеря радиоактивного содержимого в аварийных ситуациях транспортирования, за неделю, не более	$A_2$
Примечание – $A_2$ - значение активности радиоактивного материала, которое используется для определения пределов активности согласно соответствующим требованиям НП-053-04, размерность - ТБк	

## 8.2.2 Эксплуатационные пределы по параметрам в транспортном контейнере при транспортировании ОЯТ

№ п/п	Контролируемый параметр	Эксплуатационный предел	Эксплуатационное состояние (эксплуатационный режим)	Последовательность действий при несоблюдении эксплуатационного предела	Срок выполнения действия при несоблюдении эксплуатационного предела
1.	Рабочее давление в контейнере, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	не более 0,69 (7,0)	ПТ	<p>А1. Определить причины повышения температуры и/или давления.</p> <p>А2. Предпринять действия по снижению температуры и/или давления.</p> <p>А3. В случае неуспешности по А2 выполнить следующее:</p> <p>а) вагон-контейнер с ТУК вернуть в транспортный коридор;</p> <p>б) открыть клапан на корпусе и крышке ТУК;</p> <p>в) ТУК с ОЯТ из транспортного коридора транспортировать в сухое УГ БВ, с использованием страховочных веревок;</p> <p>г) разуплотнить крышку контейнера;</p> <p>д) заполнить УГ РБК со скоростью не более 20 мм/мин и выгрузить ОЯТ из ТУК в БВ.</p>	Немедленно.
2.	Давление в баке нейтронной защиты, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	не более 0,7 (7,0)			
3.	Температура наружной поверхности контейнера в вагоне (с учетом солнечного излучения и температуры наружного воздуха 38 °С), °С:				
	1) при загрузке в контейнер ОЯТ с суммарным энерговыделением не более 17 кВт;	не более 96			
	2) при загрузке в контейнер ОЯТ с суммарным энерговыделением более 17 кВт	не более 102			
4.	Температура внутренней полости ТУК с ОЯТ, °С	не более 150			

8.2.3 Пределами безопасной эксплуатации при хранении ЯТ в УСТ являются:

а) соблюдение норм размещения и хранения свежего ЯТ в соответствии с заложенными проектными решениями:

- хранение ТВС в 90 контейнерах (упаковочных комплектах) по 2 ТВС в каждом ТУК. Упаковки разделены на группы. Допустимое количество упаковок при хранении не превышает 20 штук в группе;
- хранение ТВС в чехлах – 8 чехлов с размещением по 18 ТВС в каждом чехле.

б) обеспечение температуры и влажности воздуха в УСТ согласно требованиями 0401.29.00.000 РЭ завода-изготовителя ТВС (температура воздуха не ниже +10 °С при относительной влажности не выше 70 %);

в) не превышение радиационного фона в УСТ в соответствии с требованиями норм радиационной безопасности (уставка срабатывания приборов РК – 59 мЗв).

8.2.4 Условия безопасной эксплуатации при хранении ЯТ в УСТ

8.2.4.1 Безопасная эксплуатация системы хранения свежего ЯТ обеспечивается выполнением следующих условий:

- применением при транспортно-технологических операциях с ТВС грузоподъемного оборудования (мостовой кран УСТ грузоподъемностью 30/1,5 т) и грузозахватных органов (чалочное приспособление, захват ТВС, захват чехла и т.д.), предусмотренных проектом, прошедших аттестацию и имеющих разрешение на эксплуатацию;
- своевременным испытанием и опробованием транспортно-технологического оборудования и вспомогательных систем (вентиляции и т.д.) УСТ; непосредственно перед выполнением операций со свежими ТВС (ПС СУЗ) – проверкой технической исправности, отсутствия посторонних предметов и чистоты транспортно-технологического оборудования;

- работоспособностью вспомогательных систем, предусмотренных проектом УСТ: стационарной системы радиационного контроля с выводом показаний по месту и на щит РК; системы обнаружения влаги в УСТ (которая срабатывает при уровне воды – 50 мм от пола); системы приточно-вытяжной вентиляции;
- участием в работе персонала, обученного и имеющего разрешение на работу с ЯДМ;

8.2.4.2 Условия безопасной эксплуатации УСТ обеспечиваются строгим учетом и контролем количества, перемещения и местонахождения свежего топлива, поступающего в УСТ, а также поддержанием в исправном состоянии оборудования УСТ, включая техническое обслуживание, испытание и ремонт оборудования со сроками, объемами, методами и средствами, установленными правилами и инструкциями по эксплуатации и ремонту штатного оборудования УСТ.

### **8.3 Прием свежего ЯТ на АС**

8.3.1 Свежее ЯТ на АС поступает по железной дороге в сопровождении представителя поставщика в специально оборудованных платформах и спецвагонах. При этом ядерное топливо находится в транспортных контейнерах.

8.3.2 Прием свежего ядерного топлива осуществляется после размещения вагонов с транспортными контейнерами на территории АС.

8.3.3 Вскрытие транспортных контейнеров, установление идентичности содержимого контейнеров и данных сопроводительной документации с содержанием контейнеров проводится на узле свежего топлива в присутствии материально-ответственного лица, контролирующего работы с ядерным топливом, и представителя поставщика (или в одностороннем порядке, в случае согласования с заводом-изготовителем).

8.3.4 Выгрузка транспортных контейнеров в узле свежего топлива проводится из железнодорожного вагона, размещенного в транспортном коридоре, с помощью мостового крана г/п 30/1,5 т узла свежего топлива.



8.3.5 Вскрытие упаковочных комплектов с ТВС и ПС СУЗ, охлажденных ниже 0 °С, проводить не ранее, чем через 10 часов после размещения упаковок в УСТ.

8.3.6 После выгрузки ТВС, ПС СУЗ из упаковочного комплекта проводится входной контроль ТВС и ПС СУЗ в соответствии с требованиями заводской документации «Комплекс кассет реактора ВВЭР-1000. Техническое описание и инструкция по обращению со свежим топливом» (0401.00.00.000.ТО, 0401.11.00.000 РО) и «Комплекс кассет реактора ВВЭР-1000. Руководство по эксплуатации» (0401.22.00.000 РЭ, 0401.29.00.000 РЭ) и рабочей программы [75].

8.3.7 Все транспортно-технологические операции с ЯТ на АС выполняются в соответствии с «Инструкцией по транспортно-технологическим операциям с ядерным топливом» [74].

#### **8.4 Хранение и комплектация свежего ЯТ на УСТ**

8.4.1 При хранении свежего ЯТ на УСТ необходимо соблюдать пределы и условия безопасной эксплуатации (подраздел 8.2) при хранении свежего ЯТ.

8.4.2 Отпускать ТВС с УСТ имеет право материально-ответственное лицо в данной ЗБМ, на основании соответствующих документов (требование, программа, утвержденная руководством АС и т.п.).

8.4.3 Работа со свежим топливом в УСТ допускается в чистом сухом незатопляемом помещении при температуре воздуха не менее 10 °С и влажности до 70 % посредством оборудования, инструментов и приспособлений, необходимых для ведения работ. Контроль за температурой воздуха и относительной влажностью в рабочем помещении УСТ при наличии в нем свежих ТВС проводится не реже одного раза в сутки с регистрацией в журнале.

8.4.4 ТВС в УСТ хранятся в упаковочных комплектах или чехлах. Допускается хранение свежих ТВС в чехлах в течение 3-х месяцев после проведения входного контроля без полиэтиленовой упаковки (0401.22.00.000 РЭ, 0401.29.00.000 РЭ).

Длительное хранение ТВС осуществлять в закрытых и опломбированных транспортных упаковочных комплектах, установленных горизонтально, при условии, что они расположены или закреплены таким образом, что их падение исключается.

Отдельно поставляемые ПС СУЗ и пучки СВП хранятся в составе ТВС или в упаковочных комплектах. ПС СУЗ и пучки СВП, прошедшие входной контроль и предназначенные для загрузки в реактор, хранятся в составе ТВС или в упаковочных комплектах. ПС СУЗ и пучки СВП, не прошедшие входной контроль, временно разрешается хранить в специально отведенных местах расположенными вертикально в подвешенном положении, с захватом за головку.

8.4.5 УСТ оснащен средствами пожаротушения, исключающие использование водородосодержащих сред. Запрещаются работы с открытым огнем (резка, сварка и т.д.) на расстоянии менее 3-х метров от транспортных контейнеров и чехлов с ТВС.

8.4.6 Транспортно-технологические операции по комплектации чехлов свежими ТВС проводятся персоналом участка ТТО цеха централизованного ремонта, под контролем материально-ответственного лица УСТ в соответствии с документацией (графики, картограммы), разработанной согласно «Инструкции по подготовке документации для работ с ядерным топливом на АС» [76].

8.4.7 Прием и обращение в УСТ со свежими ТВС, в т.ч. с ПС СУЗ, осуществляется в следующем порядке:

- вагон (или спецплатформа) с контейнерами со свежим топливом подается по железной дороге в транспортный коридор блока мастерских спецкорпуса под люк УСТ; ворота со стороны улицы закрываются;
- в вагоне открывается торцевая дверь, выкатывается (из вагона) платформа с закрепленными на ней контейнерами; проводится дозиметрический контроль контейнеров;

- после съема крепежных приспособлений контейнеры поочередно транспортируются через открытый люк (в перекрытии транспортного коридора) в помещение УСТ с установкой в группы на размеченные места хранения (или непосредственно на кантователь для проведения входного контроля) с помощью специального строповочного устройства (чалочного приспособления), навешиваемого на вспомогательный крюк (грузоподъемностью 1,5 т) мостового крана УСТ;
- после раскантовки контейнера на кантователе, из горизонтального положения в вертикальное, открываются фланцевые крышки упаковки. ТВС поочередно извлекаются из контейнера с помощью захвата ТВС, навешиваемого на вспомогательный крюк крана УСТ и проходят входной контроль согласно [75];
- прошедшие контроль ТВС загружаются в чехлы. Укомплектованный свежими ТВС чехол закрывается крышкой, которая надежно фиксируется на чехле штатными фиксаторами с целью исключения произвольного раскрытия чехла при дальнейшем обращении с ним;
- при перегрузке реактора загруженный чехол с помощью захвата чехла, навешиваемого на главный крюк крана УСТ, погружается на платформу транспортную для дальнейшей доставки по транспортному коридору под люк реакторного отделения. После установки чехла на платформу, перед транспортированием чехол надежно раскрепляется штатными средствами платформы с целью исключения его падения во время транспортирования.

Прием, распаковка, хранение в УСТ и доставка свежих ПС СУЗ в РО производится в последовательности аналогично описанной выше при обращении с ТВС, с выполнением операции по загрузке в имитаторы ТВС, установленные в чехлы для ТВС. Транспортные операции с ПС СУЗ в УСТ осуществляются мостовым краном с помощью подвески, входящей в комплект принадлежностей и инструмента, поставляемого с комплексом ТВС для первой загрузки каждого блока.

## **8.5 Учет и контроль ядерных материалов**

8.5.1 На АС обеспечивается 100% учет ядерных материалов и их перемещения в пределах АС. Учет и контроль ядерных материалов на АС проводится по зонам баланса материалов (ЗБМ), начиная с момента поступления в ЗБМ и заканчивая их отправкой из ЗБМ.

8.5.2 Зона баланса материалов включает в себя ключевые точки измерения ядерных материалов, которые представляют из себя места, в которых может быть измерено (определено) инвентарное количество ядерных материалов.

Ключевыми точками измерения ядерных материалов на АС являются:

- узел свежего топлива;
- активная зона реактора;
- бассейн выдержки.

8.5.3 Учет и контроль ядерных материалов на АЭС осуществляется в соответствии с «Положением об учете и контроле ядерных материалов на АС» [77].

## **8.6 Расчет топливных загрузок реактора**

8.6.1 Расчеты и согласование нейтронно-физических характеристик топливных загрузок для реактора блока АС выполняются аттестованным персоналом АС и имеющим документ об аттестации по форме, определенной эксплуатирующей организацией и с учетом требований, изложенных в документе «Номенклатура эксплуатационных нейтронно-физических расчетов и экспериментов для топливных загрузок ВВЭР-1000» РД ЭО 1.1.2.25.0501-2015 (с изменениями 1-4), по программам, аттестованным Ростехнадзором. На основании расчетов НФХ активной зоны реактора разрабатываются Альбомы НФХ для конкретных загрузок реактора блока АС в объеме, предусмотренном «Руководящим документом. Содержание альбома нейтронно-физических характеристик топливных загрузок ВВЭР-1000 для оперативного персонала».

## 8.7 Транспортно-технологические операции с топливом

8.7.1 Процесс перегрузки ядерного топлива реактора описан в разделе 7.

8.7.2 Каждая отдельная транспортно-технологическая операция, связанная с перемещением свежих и отработавших ТВС регистрируется в системе учёта и контроля ЯМ на АС с указанием местонахождения ТВС, при проведении следующих работ:

- прием свежего топлива от поставщиков и его хранение на станции;
- обращение со свежими ТВС в пределах узла свежего топлива;
- подача свежего топлива в реакторный цех на перегрузку реактора;
- перегрузка реактора (выгрузка отработавших ТВС и ПС СУЗ из реактора, перестановки ТВС и ПС СУЗ в реакторе, загрузка свежих ТВС и ПС СУЗ в реактор);
- хранение и отправка на переработку отработавшего ЯТ.

8.7.3 Транспортирование свежего и отработавшего ЯТ по территории АС или вне ее выполняется использованием специального оборудования для перевозки: транспорта, контейнеров и других приспособлений. Перегрузка ядерного топлива осуществляется с помощью перегрузочной машины в соответствии с программой перегрузки.

8.7.4 Подъемно-транспортные устройства, предназначенные для работы с высокоактивным оборудованием, оснащаются исправными приборами контроля вертикальных и горизонтальных перемещений, а также нагрузки при подъеме и опускании, прошедшими поверку, если данное требование определено инструкциями заводов изготовителей, а также проходят проверку по программам регламентных эксплуатационных испытаний технологических защит и блокировок подъемно-транспортных устройств.

## 8.8 Хранение, комплектация и отправка ОЯТ

8.8.1 При хранении ОЯТ в БВ соблюдать ПБЭ, УБЭ и ЭП для систем и оборудования, представленные в разделах 5, 6 соответственно.

8.8.2 При комплектации и отправке ОЯТ соблюдать ЭП, ПБЭ представленные в подразделе 8.2.

8.8.3 Хранение ОЯТ осуществляется в ячейках стеллажей БВ или в гермопеналах.

При хранении ОЯТ в БВ обеспечивается подкритичность не менее 0,05 за счет конструкции стеллажа БВ, в котором ТВС установлены с шагом 400 мм (для СУХТ с шагом 300 мм) по треугольной решетке.

8.8.4 В БВ допускается выполнение следующих работ с ОЯТ:

- перекомpletация в стеллажах, чехлах и пеналах;
- комплектация ТУК для отправки ОЯТ из БВ;
- телевизионный, визуальный, оптический осмотр ТВС;
- контроль герметичности оболочек твэлов.

8.8.5 Перед выполнением работ при отправке ОЯТ проводится ревизия и подтверждается готовность к работе следующих систем и оборудования:

- крана мостового электрического специального кругового действия, ежесменно перед началом работ с записью в вахтенном журнале крановщика;
- машины перегрузочной;
- захвата подъемных механизмов крана мостового электрического специального кругового действия;
- траверсы для контейнера ТК-13;
- гнезда универсального;
- инструмента для разуплотнения и уплотнения контейнера ТК-13;

- системы азота;
- системы чистого конденсата;
- системы дезактивации;
- освещения транспортного коридора и аппаратный зал ГО;
- системы заполнения БВ;
- системы расхолаживания БВ;
- систем вентиляции БВ и гермозоны;
- транспортного шлюза, транспортного люка и транспортного коридора;
- спецканализации транспортного коридора;
- источника электропитания 380/220 В в транспортном коридоре РО;
- системы подачи борированной воды на контейнеры ТК-13;
- площадки для уплотнения, разуплотнения контейнера;
- шахты-мойки на отм.36.9 м центрального зала реакторного отделения;
- приборов КИП: манометров для системы азота с пределом измерения  $0 \div 1,57$  МПа ( $0 \div 16$  кгс/см<sup>2</sup>) и классом точности 4, переносного прибора для замера температуры в контейнере ТК-13;
- дозиметрических приборов;
- гелиевого течеискателя;
- подводных светильников и подводного промтелевидения для визуального контроля точного наведения контейнера и крышки при операциях с ними под водой и проверки сцепления траверсы с контейнером.

Перед выполнением работ при отправке ОЯТ работоспособна связь: транспортный коридор - пульт кругового крана - центральный зал ГО.

8.8.6 При проведении операций по перемещению ТУК краном кругового действия двери транспортного коридора закрываются и блокируются, основной саншлюз открыт, аварийный саншлюз закрыт.

8.8.7 Основной порядок действий при отправке ОЯТ:

- подготовить и подать вагон-контейнер в транспортный коридор реакторного отделения под транспортный проем;
- подготовить и установить в универсальное гнездо БВ контейнер ТУК для приема ОЯТ. При установке контейнера в УГ выполнить корректировку по осям реактора. Температура наружной поверхности контейнера не ниже  $10 \div 20$  °С;
- заполнить БВ и УГ раствором борной кислоты до отметки  $35,9 \div 36,2$  м;
- приступить к отгрузке ОЯТ из стеллажей БВ в контейнер ТУК;
- после загрузки контейнера ТУК установить гидрозатвор между БВ и УГ и крышку на контейнер. Гидрозатвор уплотнить (допускается гидрозатвор не устанавливать, тогда дренирование УГ проводится совместно с БВ);
- сдренировать воду из УГ;
- транспортировать контейнер с ОЯТ из УГ в шахту-мойку на отм.36.9 м центрального зала реакторного отделения после окончания дренирования его внутренней полости;
- уплотнить крышку контейнера ТУК и провести проверки на герметичность разъемных соединений, проходов и клапанов контейнера;
- выполнить дезактивацию наружной поверхности контейнера ТУК;
- проконтролировать мощность эквивалентной дозы ионизирующего излучения наружной поверхности контейнера ТУК и температуру во внутренней полости ТУК;
- транспортировать контейнер с ОЯТ на координату кантовочных ложементов вагона, установленного в транспортном коридоре РО;



- уложить контейнер с ОЯТ в вагон-контейнер и подготовить вагон к отправке. В установившемся тепловом режиме проконтролировать температуру среды внутри контейнера. В случае превышения ЭП отправку ТУК-13 не производить до выяснения причины и устранения неполадок.
- провести дозиметрический контроль вагона-контейнера, при необходимости выполнить дезактивацию.

8.8.8 При проведении транспортно-технологических операций с ОЯТ использовать только исправные предусмотренные проектом (техническими условиями) приспособления и механизмы, прошедшие периодическое техническое освидетельствование, испытание и контрольный осмотр перед проведением операций.

8.8.9 Транспортно-технологические операции по отправке ОЯТ проводить до начала или после перегрузки топлива активной зоны реактора. Во время проведения этих операций реактор закрыт верхним блоком или технологической крышкой (люком проставки БЗТ). В случае задержки прибытия спецпоезда на АС допускается начало работ по перегрузке топлива с последующим их прекращением по прибытии поезда и продолжением после отгрузки ОЯТ.

8.8.10 Перед каждой операцией контролировать посредством протелевидения или визуальное сцепление траверсы с цапфами контейнера, а также установку контейнера в универсальное гнездо.

## 9 Организация эксплуатации

Эксплуатирующей организацией (ЭО) ядерных установок (блоков АС, пунктов хранения ядерных материалов на АС, пунктов хранения радиоактивных веществ и хранилищ радиоактивных отходов на АС, радиационных источников), является АО «Концерн Росэнергоатом».

Основные цели, задачи, обязанности, ответственность и права АО «Концерн Росэнергоатом», как эксплуатирующей организации ядерных установок – блоков АС, пунктов хранения ядерных материалов на АС, пунктов хранения радиоактивных веществ и хранилищ радиоактивных отходов на АС, радиационных источников определены Положением [50].

Балаковская АЭС, Калининская АЭС, Ростовская АЭС, Нововоронежская АЭС являются филиалами юридического лица АО «Концерн Росэнергоатом».

Балаковская АЭС осуществляет свою деятельность на основании «Положения о филиале АО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция» [51].

Действующая организационная структура управления АС, основные задачи структурных подразделений АС, перечень общих задач структурных подразделений и составы функций или работ по этим задачам определены Положением [52].

ЭО наделяет административное руководство АС необходимыми полномочиями, обеспечивает необходимыми финансовыми и материально-техническими ресурсами, нормативными документами и научно-технической поддержкой, организывает физическую защиту и пожарную охрану АС, осуществляет непрерывный контроль безопасности блоков АС, обеспечивает подбор, подготовку персонала и создание условий, в которых обеспечение безопасности рассматривается как производственная задача первостепенной важности и предмет личной ответственности каждого работника из числа персонала.

## 9.1 Ответственность административного руководства АС

9.1.1 Деятельность административного руководства АС направлена на обеспечение безопасности и качества эксплуатации АС и состоит в управлении деятельностью структурных подразделений и организации административного контроля за их деятельностью.

9.1.2 В административное руководство АС входят:

- Директор АС;
- Заместители директора по направлению деятельности (Главный инженер, Главный инспектор, Главный бухгалтер, Заместитель директора по экономике и финансам, Заместитель директора по режиму и физической защите, Заместитель директора по управлению персоналом, Заместитель директора по капитальному строительству-начальник УКС, Заместитель директора по общим вопросам).

9.1.3 Административное руководство и управление АС осуществляется заместителем Генерального директора - директором филиала АО «Концерн Росэнергоатом» (далее - директор) через своих заместителей по направлениям деятельности и ответственности.

9.1.4 Заместителям директора подчинены структурные подразделения по направлениям осуществляемой ими деятельности (работ).

9.1.5 Директор несет ответственность за:

- обеспечение ядерной, радиационной, пожарной, технической и экологической безопасности и физической защиты на всех этапах жизненного цикла АС, безопасной и надежной работы оборудования, зданий, сооружений, устройств систем управления АС на этапах размещения, проектирования, сооружения, ввода в эксплуатацию, эксплуатации, вывода из эксплуатации объекта использования атомной энергии, а также безопасного обращения на АС с ядерными материалами и

- радиоактивными веществами, радиоактивными и промышленными отходами;
- последствия принимаемых решений;
  - производственные и финансово-хозяйственные результаты деятельности АС;
  - организацию выполнения мероприятий по гражданской обороне АС;
  - выполнение работ по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в пределах санитарно-защитной зоны АС, введение в действие и выполнение плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на АС;
  - выполнение определенных для АС задач и функций заказчика-застройщика с соблюдением нормативных документов в области капитального строительства и нормативных актов АО «Концерн Росэнергоатом»;
  - финансовую безопасность АС (финансовую стабильность, сбалансированность финансов, поддержание ликвидности активов, сокращение финансовых потерь);
  - сохранность и эффективное использование имущества АС;
  - соблюдение АС утвержденных сметных лимитов;
  - обеспечение качества на всех этапах жизненного цикла АС;
  - начисление и уплату платежей в бюджет и во внебюджетные фонды от имени АО «Концерн Росэнергоатом» в соответствии с учетной политикой АО «Концерн Росэнергоатом», принятой на текущий отчетный год;
  - соблюдение сроков выплаты заработной платы и иных сумм, причитающихся работникам АС, в соответствии с законодательством Российской Федерации и коллективным договором;
  - организацию работ и создание условий по защите государственной тайны.

9.1.6 Основной задачей главного инженера является обеспечение эффективного производства электроэнергии при безусловном соблюдении ядерной, радиационной, экологической и промышленной безопасности при ведении технологических процессов производства электрической энергии, оперативном управлении и обслуживании оборудования, систем и объектов атомной станции (АС), их проверках и испытаниях, техническом обслуживании и ремонте, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении.

9.1.7 Главный инженер осуществляет оперативное управление АС через своих заместителей по направлениям деятельности:

- первый заместитель главного инженера по эксплуатации;
- заместитель главного инженера по эксплуатации блоков № 1,2;
- заместитель главного инженера по эксплуатации блоков № 3,4;
- заместитель главного инженера по эксплуатации общестанционных объектов;
- заместитель главного инженера по электротехническому оборудованию;
- заместитель главного инженера по безопасности и надёжности;
- заместитель главного инженера по подготовке персонала – начальник учебно-тренировочного центра;
- заместитель главного инженера по ремонту;
- заместитель главного инженера по инженерной поддержке и модернизации;
- заместитель главного инженера по производственно-техническому обеспечению и качеству;
- заместитель главного инженера по радиационной защите.

Главный инженер несёт ответственность за:

- невыполнение или ненадлежащее выполнение возложенных на него обязанностей;
- неполное или неправильное использование предоставленных ему прав;
- необеспечение ядерной, радиационной, пожарной, промышленной безопасности, охраны окружающей среды, охраны труда согласно действующим правилам;
- несоответствие общего технического уровня эксплуатации АС требованиям законодательных, нормативно-правовых актов Российской Федерации, проекта, специальных правил и норм;
- нарушение требований законодательных, нормативно-правовых актов РФ, федеральных правил и норм в области использования атомной энергии, других документов;
- несвоевременное выполнение требований, решений, предписаний и других обязательных к исполнению документов органов государственного управления, регулирования и надзора за обеспечением безопасности АС;
- невыполнение планов организационно-технических мероприятий по производственно-технической деятельности АС;
- невыполнение диспетчерских графиков несения нагрузки;
- необеспечение работы с персоналом подчинённых подразделений в соответствии с требованиями правил по организации работы с персоналом;
- невыполнение приказов и других руководящих документов ГК «Росатом» и ЭО, приказов директора АС, предусмотренных к исполнению подчинёнными ему подразделениями;
- невыполнение правил и инструкций по охране труда, возложенных обязанностей по охране труда;

- необеспечение безопасных условий труда на вверенных участках работы и допущенные случаи производственного травматизма, за нарушение законов о труде, других нормативно-правовых актов по охране труда;
- необеспечение проведения единой технической политики ЭО на АС;
- повторные события и неправильные действия персонала, недостатки организационной дисциплины;
- ненадлежащую организацию работ по снижению (предупреждению) неправильных действий персонала;
- ненадлежащую организацию работ по эксплуатации и предупреждению недостатков в управлении.

9.1.8 Заместителям главного инженера по направлениям осуществляемой ими деятельности (работ) подчинены структурные подразделения АС, возглавляемые руководителями подразделений (начальники цехов, отделов и т.д.).

9.1.9 Руководители структурных подразделений АС наделены полномочиями, функциональными и общими должностными обязанностями, правами и ответственностью, установленными в их должностных инструкциях, для реализации задач, возложенных на возглавляемые ими структурные подразделения в соответствии с положениями о подразделениях.

9.1.10 Ответственность главного инспектора и заместителей главного инженера

#### 9.1.10.1 Общие виды ответственности

Каждое должностное лицо из числа административного руководства АС, непосредственно ответственного за ведение безопасной эксплуатации АС (Главный инспектор, 1ЗГИэ, ЗГИэ3,4, ЗГИосо, ЗГИэто, ЗГИбн, ЗГИутц, ЗГИр, ЗГИип, ЗГИпто, ЗГИрз), несёт ответственность за:

- неисполнение или ненадлежащее исполнение должностных обязанностей, возложенных на него трудовым договором, должностной инструкцией,

- локальными нормативными и административными (организационно-распорядительными) актами ЭО и АС, трудовым законодательством РФ;
- невыполнение указаний, приказов, распоряжений по АС, распоряжений и заданий вышестоящего руководства;
  - неполное или неправильное использование предоставленных ему прав;
  - несоответствие деятельности подчинённых подразделений требованиям законодательных, нормативно-правовых актов РФ, федеральных и отраслевых норм и правил, регулирующих эту деятельность;
  - необеспечение сохранности документации, имущества, закреплённого за подчинёнными подразделениями;
  - нарушение при исполнении должностных обязанностей им лично и персоналом подчинённых подразделений требований действующих законодательных, нормативно-правовых актов РФ, федеральных и отраслевых норм и правил, действующих в области использования атомной энергии, правил внутреннего распорядка, режимных требований;
  - несоблюдение мер пожарной безопасности, невыполнение обязанностей по пожарной безопасности;
  - невыполнение правил и инструкций по охране труда, возложенных обязанностей по охране труда;
  - необеспечение безопасных условий труда на вверенных участках работы и допущенные случаи производственного травматизма, за нарушение законов о труде, других нормативно-правовых актов по охране труда;
  - неправильно или несвоевременно принятое решение, ненадлежащий контроль за выпуском подчинёнными подразделениями документов, последствия исполнения которых могут привести к нарушению организации работ подразделений АС, ухудшению технико-экономических



показателей АС, угрозе безопасности персонала АС и подрядных организаций;

- несоответствие законодательству РФ и локальным нормативным актам ЭО и АС визируемых (подписываемых) проектов приказов, инструкций, положений и других документов его компетенции;

#### 9.1.10.2 Персональная ответственность

Главный инспектор несёт персональную ответственность за:

- неправильно или несвоевременно принятое решение, ненадлежащий контроль за выпуском подчинёнными подразделениями предписывающих документов (актов, предписаний), последствия исполнений которых могут привести к нарушению организации работ подразделений АС, ухудшению технико-экономических показателей АС, угрозе безопасности работников АС и подрядных организаций;
- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

13ГИэ несёт персональную ответственность за:

- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

ЗГИэ3,4 несёт персональную ответственность за:

- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

ЗГИосо несёт персональную ответственность за:

- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

ЗГИэто несёт персональную ответственность за:

- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

ЗГИбн несёт персональную ответственность за;

- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

ЗГИутц несёт персональную ответственность за:

- необеспечение целевого использования средств, в пределах доведённых лимитов;
- необеспечение разработки положений о структурных подразделениях и должностных инструкций персонала;
- необеспечение распределения задач, функций и должностных обязанностей между структурными единицами или отдельными работниками подразделения;
- необеспечение исправного состояния закреплённых за УТЦ производственных зданий и сооружений.

ЗГИр несёт персональную ответственность за:

- причинение материального ущерба АС, необеспечение сохранности и ненадлежащую эффективность использования МТР, закреплённых за ним производственных фондов, денежных средств в пределах доведённых лимитов;
- нарушение требований режима секретности, разглашение государственной, служебной и коммерческих тайн, персональных данных;
- ненадлежащую организацию оперативной и качественной подготовки документов, недостоверность, неполноту и несвоевременность представляемых отчётных данных и справочных сведений;
- ненадлежащее планирование и реализацию планов деятельности АС по ремонту;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации подчинённого ему персонала.

ЗГИип несёт персональную ответственность за:

- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

ЗГИпто несёт персональную ответственность за:

- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;
- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

ЗГИрз несёт персональную ответственность за:

- невыполнение обязанностей по обеспечению ядерной безопасности;

- некачественный подбор, несвоевременное и некачественное обучение, подготовку и поддержание квалификации персонала подчинённых ему подразделений.

9.1.11 Обязанности, полномочия, ответственность и взаимоотношения конкретных подразделений и должностных лиц на АС определены положениями о структурных подразделениях и должностными инструкциями персонала АС.

Перечень должностных инструкций персонала АС, положений о структурных подразделениях АС представлен в приложениях А, Б (соответственно) к главе 6 ОУОБ.

## **9.2 Ответственность персонала**

9.2.1 При эксплуатации АС оперативный персонал, ремонтный персонал, административно-технический персонал АС несет ответственность за:

- 1) неисполнение или ненадлежащее исполнение должностных обязанностей;
- 2) неполное или неправильное использование предоставленных ему прав;
- 3) нарушение требований правил и норм, регламентирующих деятельность АС и производственно-технической документации необходимой для исполнения должностных обязанностей.

Конкретные задачи, функции, обязанности, права персонала, а также ответственность за выполнение возложенных обязанностей, определены соответствующими должностными инструкциями персонала и положениями о подразделениях, в состав которых он входит.

## **9.3 Требования к количеству и составу персонала**

9.3.1 АС укомплектована квалифицированным персоналом, обеспечивающим безопасную эксплуатацию АС.

9.3.2 Существующая и планируемая подготовка, повышение квалификации персонала, занятого выполнением работ, влияющих на обеспечение безопасности АС, определена документами [53] - [60].

9.3.3 При эксплуатации АС на рабочих местах находится допущенный к самостоятельной работе по соответствующим должностям персонал.

9.3.4 Минимально-необходимая численность производственно-технического персонала АС, обеспечивающей безопасную эксплуатацию АС приведена в таблице 9.1.

Т а б л и ц а 9.1 - Минимально-необходимая численность производственно-технического персонала Балаковской АС

Минимально-необходимая численность производственно-технического персонала АС, чел.	В том числе			
	Оперативный персонал, чел.	Собственный ремонтный персонал, чел.	Административно-управленческий персонал, чел.	Персонал, обеспечивающий нормальную работу оборудования, систем и сооружений АС и персонал обеспечивающих и вспомогательных видов деятельности, чел.
2885	865	820	364	806

9.3.5 Состав, численность и укомплектованность смены оперативного персонала блока АС и общестанционных объектов АС (общестанционного персонала – на четыре блока) в соответствии со штатным расписанием представлены в таблице 9.2.

Т а б л и ц а 9.2 - Состав, численность и укомплектованность смены оперативного персонала блока АС и общестанционных объектов АС

Состав смены (наименование должностей)	Численность в смене, чел.	Примечание	Общая численность по штатному расписанию, чел.
Старший начальник смены блока			1
Начальник смены атомной станции	1	1 на 4 блока	7
Начальник смены блока атомной станции	1		30

Состав смены (наименование должностей)	Численность в смене, чел.	Примечание	Общая численность по штатному расписанию, чел.
Начальник смены РЦ	1		30
Ведущий инженер по управлению реактором	1		30
Инженер по эксплуатации теплотехнического оборудования	1		28
Старший оператор реакторного отделения	1		28
Оператор реакторного отделения	1		28
Машинист двигателей внутреннего сгорания	1		26
Начальник смены ТЦ	1		30
Ведущий инженер по управлению турбиной	1		30
Старший машинист турбинного отделения	1		28
Машинист-обходчик по турбинному оборудованию 8*р.	3		28
Машинист-обходчик по турбинному оборудованию 8 р.	3		28
Машинист береговых насосных станций	2		24
Начальник смены ЦТАИ	1		28
Инженер сменный ЦТАИ	1		26
Электрослесарь по обслуживанию АиСИ ЭС 7 р блока	1		20
Электрослесарь по обслуживанию АиСИ ЭС 6 р блока	2		50
Электрослесарь по обслуживанию АиСИ 5 ЭС р блока	1		34
Электрослесарь по обслуживанию АиСИ ЭС 6 р спецкорпуса и внешних сооружений	1		7
Электрослесарь по обслуживанию АиСИ ЭС 5р спецкорпуса и внешних сооружений	1		6
Начальник смены ЭЦ	1	1 на 2 блока	14
Начальник смены ЭЦ общестанционных объектов	1	1 на 4 блока	7
Инженер	1	2 на 4 блока	13
Старший электромонтёр по обслуживанию ЭО ЭС 8*р.	1		28
Электромонтёр по обслуживанию ЭО ЭС 8р.	1		24
Электромонтёр главного щита управления	1	1 на 4 блока	7

Состав смены (наименование должностей)	Численность в смене, чел.	Примечание	Общая численность по штатному расписанию, чел.
Электромонтёр по обслуживанию ЭО ЭС 8р.	2	2 на 4 блока	10
Электромонтёр по обслуживанию подстанции (ОРУ220/500кВ)	1	2 на 4 блока	13
Начальник смены ХЦ	1	1 на 4 блока	7
Оператор спецводоочистки 8 р.	2	2 на 4 блока	12
Оператор спецводоочистки 8 р.	2	2 на 4 блока	12
Оператор спецводоочистки 8 р.	2	2 на 4 блока	12
Оператор спецводоочистки 8 р. (УГУ)	1	1 на 4 блока	6
Оператор спецводоочистки 8 р. (УГУ)	1	1 на 4 блока	6
Аппаратчик химводоочистки электростанции 5 р.	1	1 на 4 блока	6
Аппаратчик химводоочистки электростанции 4 р.	2	2 на 4 блока	12
Аппаратчик химводоочистки электростанции 5 р. (БОУ)	2		24
Слесарь по обслуживанию оборудования электростанции 5 р. (первый контур и СВО)	1	1 на 4 блока	30
Лаборант химанализа 5 р. (1 контур и СВО)	1		30
Лаборант химанализа 4 р. (2 контур)	3	3 на 4 блока	18
Начальник смены ЦВ	1	1 на 4 блока	7
Машинист холодильных установок 6 р.	1		26
Машинист холодильных установок 5 р.	1		26
Начальник смены ОРБ	1	1 на 4 блока	7
Дозиметрист 7 р.	1		10
Дозиметрист 6 р.	1	1 на 4 блока	22
Начальник смены ЦОС	1		6
Старший машинист котельного оборудования 5 р.	1	1 на 4 блока	6
Машинист котлов 4 р.	1	1 на 4 блока	6
Оператор на азростенках 4 р.	1	1 на 4 блока	6
Машинист насосных установок 4 р.	1	1 на 4 блока	7
Машинист насосных установок 3 р.	1	1 на 4 блока	6
Слесарь по обслуживанию оборудования ЭС 5 р.	1	1 на 4 блока	6
Слесарь по обслуживанию оборудования ЭС 4 р.	1	1 на 4 блока	6
Аппаратчик воздухоразделения 5 р.	2	2 на 4 блока	12
Машинист береговых насосных станций 4 р.	1		6

Состав смены (наименование должностей)	Численность в смене, чел.	Примечание	Общая численность по штатному расписанию, чел.
Инженер электросвязи	1	1 на 4 блока	5
Электромонтер диспетчерского оборудования и телеавтоматики	1	1 на 4 блока	5
<b>ВСЕГО:</b>	74	-	1013

#### 9.4 Организация оперативной эксплуатации

9.4.1 Оперативная эксплуатация включает в себя деятельность, выполняемую непосредственно оперативным персоналом, руководящим эксплуатационным персоналом и во взаимодействии оперативного персонала с персоналом других подразделений АС.

9.4.2 Организация оперативной эксплуатации осуществляется в соответствии с Положением [61], Картой процесса [62], инструкциями [63], [64], должностными инструкциями руководящего и оперативного персонала АС, организационно-распорядительными документами АС.

9.4.3 Оперативное руководство оперативным персоналом АС осуществляется НС АЭС на основе единоначалия через начальников смен блоков, начальников смен цехов.

9.4.4 Общее оперативное управление общестанционными системами, имеющими связи с блоком осуществляет НС АЭС.

9.4.5 Связь с дежурными диспетчерами диспетчерских служб (ЦДС РЭУ, ОДУ) осуществляет НС АЭС.

9.4.6 Распоряжение на любое плановое изменение мощности блока АС, а также на его пуск и останов дает НС АЭС после получения им соответствующего разрешения диспетчерских служб.



9.4.7 Все переключения в главной схеме электрических соединений АС, которые могут влиять на режим работы блока (-ов), проводятся с разрешения НС АЭС с обязательным предварительным уведомлением НСБ.

Вывод из работы в плановый ремонт, резерв или для производства испытаний оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или ведении энергосистем, ОДУ, ЦДУ ЕЭС России, а также ввод их в работу оформляются независимо от наличия утвержденных планов заявкой в энергосистему установленные сроки. Независимо от наличия разрешенной заявки плановый вывод из работы и ввод в работу оборудования АС могут выполняться только с разрешения диспетчера энергосистемы непосредственно перед выводом или вводом оборудования.

9.4.8 На блоке АС разработаны и утверждены ГИС:

- перечень систем и оборудования, переключения на которых проводятся только по бланкам переключений;
- перечень помещений, при пожаре в которых необходимо изменить режим работы блока (Приложение М);
- перечень помещений, каналов, тоннелей, запираемых на замки, пломбируемых;
- перечень арматуры, запираемой на замки, пломбируемой, с указанием ее положения в различных режимах (состояниях) РУ;
- перечень запираемых, пломбируемых (опечатываемых) шкафов.

9.4.9 Проверки и испытания оборудования СВБ блока АС выполняются согласно графику, который:

- утверждается главным инженером АЭС;
- входит в перечень документации, хранящейся на БЩУ;
- выдается на рабочее место начальника смены блока АС.

На рабочие места персонала, осуществляющего эксплуатацию отдельных видов оборудования, выдаются утвержденные графики проверок и испытаний этого оборудования.

9.4.10 Проверки ТЗБ оборудования цехов выполняются персоналом смены РЦ, ТЦ, ХЦ, ЦТАИ, ЭЦ, ЦРБ, ЦВ под руководством НСБ с записью результатов в журнал проверки ТЗБ и оперативные журналы НС цеха. После завершения проверки:

- аппаратура ТЗБ, имеющая устройства ввода их в работу или для изменения уставок (или шкафы, в которых они расположены), кроме регистрирующих приборов, пломбируется или опечатывается. Снятие пломб разрешается только персоналу цеха, обслуживающему данную аппаратуру, с разрешения НС АЭС, для вывода защит, блокировок из работы или изменения уставок;
- технологические защиты блока АС вводятся в работу;
- ввод в эксплуатацию технологических защит после монтажа или реконструкции выполняется только по распоряжению ГИС.

Проверка работоспособности оборудования, технологических защит, блокировок и сигнализации выполняется по мере ввода оборудования в состояние «работа», «резерв» и ввода систем в работу (в состояние готовности к работе).

9.4.11 Систематические обходы, в том числе ночные, рабочих мест руководителями АС и структурных подразделений выполняются по утвержденному графику с оформлением результатов обходов в информационной системе (ИС АЭС) «Журнал обходов рабочих мест и осмотров оборудования», организуют и контролирует устранение выявленных замечаний.

9.4.12 Начальники цехов АС обеспечивают регистрацию данных о режимах работы подведомственного оборудования (циклах нагружения), данных о величине остаточного ресурса оборудования, актов испытаний, (включая пуско-наладочный период), данных по ремонту и модернизации, сертификатов примененных материалов.

В процессе эксплуатации блока АС необходимо контролировать выработанный ресурс оборудования, для которого установлены ограничения по условиям и циклам нагружения (Приложение Б). Контроль осуществляется регистрацией фактического количества режимов, параметров оборудования (давлений, уровней, температур, состояния арматуры). Запрещается эксплуатация оборудования блока АС, исчерпавшего свой проектный ресурс циклического нагружения. Эксплуатация может быть продолжена при наличии согласованного в установленном порядке обосновывающего анализа, представленного эксплуатирующей организацией.

9.4.13 Помещения, в которых размещено оборудование систем безопасности закрыто для доступа неоперативного персонала.

9.4.14 Организация технического обслуживания и ремонта оборудования и систем блока АС выполняется в соответствии с Положением [65].

## **9.5 Организация эксплуатации при подготовке к пуску и при пуске блока АС**

9.5.1 Пуск блока АС после ремонта, а также после останова, связанного с нарушением в работе блока, производится с разрешения эксплуатирующей организации при наличии положительных результатов целевой инспекции отдела инспекций Ростехнадзора на АС. Основанием для разрешения и проведения целевой инспекции по пуску блока АС после ремонта является информация о выполнении запланированных работ и готовности блока к пуску. Основанием для разрешения и целевой инспекции по пуску блока после останова, связанного с нарушением в работе, является информация о выяснении и устранении причин нарушения.

9.5.2 После завершения ремонта оборудования и систем, важных для безопасности, проведена проверка характеристик данных систем на соответствие проектным характеристикам. Проверка выполняется по программам, составленным административным руководством АС на основании документов, разработанных (согласованных) разработчиками АС и РУ.

Для проверки (испытаний) систем АС и основных установок блока в работе после ремонта (ТО) приказом по АС образуются рабочие комиссии, возглавляемые руководителями подразделений-владельцев систем. В состав комиссий включаются ведущие специалисты, ответственные за исправное состояние систем, специалисты-контролеры, другие специалисты при необходимости.

Проверка вспомогательного оборудования блока осуществляется комиссиями, возглавляемые инженерно-техническими работниками, назначенными начальником подразделения – владельца оборудования.

Оформлена организационно-распорядительная документация о внесении изменений в эксплуатационную документацию, об ознакомлении персонала со всеми изменениями, а также перечень изменений в схемах и конструкции оборудования.

9.5.3 На этапах подготовки блока к пуску подтверждается готовность оборудования, документации и персонала в журнале распоряжений на рабочем месте НСБ:

- перед испытаниями 1-го и 2-го контуров давлением до (3,43/1,96) МПа (35/20 кгс/см<sup>2</sup>) и перед гидроиспытанием (испытанием на плотность) – начальниками РЦ, ЦТАИ, ТЦ, ЦЦР, ХЦ, ЗГИ по ремонту. Разрешение на проведение этапа даёт ЗГИ по эксплуатации;
- перед началом разогрева первого контура до номинальных параметров – начальниками РЦ, ТЦ, ЦТАИ, ЭЦ, ЦЦР, ХЦ, ЦВ, ЗГИ по ремонту, ЗГИ по эксплуатации. Разрешение на проведение этапа даёт ГИС (первый заместитель по эксплуатации);

- перед выходом РУ на МКУ – начальниками РЦ, ТЦ, ЦТАИ, ЭЦ, ХЦ, ЦВ, ОЯБиН, ОРБ, ЗГИ по безопасности и надежности, ЗГИ по эксплуатации. Разрешение на проведение этапа даёт ГИС.

9.5.4 Пуск блока после ремонта, а также после останова, связанного с нарушением в работе, производится по письменному распоряжению ГИС. Распоряжение оформляется в журнале технических распоряжений с указанием разрешенного уровня мощности и назначением ответственного руководителя пуска. Ответственным руководителем пуска может быть один из заместителей главного инженера по эксплуатации или НС АЭС.

Перед пуском РУ после её останова более чем на трое суток или ремонта в полном объеме проверены ТЗиБ ГЦН. Пуск и работа ГЦН при неисправных его защитах и блокировках запрещается, а при неисправных блокировках в системах обеспечения их работоспособности (промежуточный контур, система технической воды и др.) пуск и работа ГЦН допускается только с разрешения главного инженера АС с обязательным оформлением в журнале распоряжений.

9.5.5 Вывод реактора в критическое состояние и дальнейшее повышение мощности вплоть до включения в работу автоматического регулятора мощности производится под руководством ответственного руководителя пуска.

9.5.6 Подготовка к пуску и пуск блока после любого останова, кроме кратковременного, производится по графику, разработанному и утверждённому руководством АС. График должен однозначно отражать перечень проверок и испытаний, выполняемых при данном конкретном пуске.

Вывод реактора на МКУ мощности из подкритического состояния после проведения перегрузки топлива реактора, а также после любого останова реактора кроме кратковременного производится в присутствии ответственного представителя ОЯБиН (дежурного контролирующего физика). Расчёт пусковой концентрации после перегрузки топлива производится ОЯБиН с записью в журнале технических распоряжений блока.

Вывод реактора на мощность из подкритического состояния после кратковременного останова допускается производить без представителя ОЯБиН, проверку необходимых расчётов в этом случае производит НС РЦ.

При любом выводе реактора на мощность из подкритического состояния НС РЦ находится на БЩУ блока и контролирует действия ВИУР до включения АРМ.

9.5.7 После окончания гидроиспытаний, до начала разогрева РУ до номинальных параметров, герметичное ограждение герметизируется.

Перед герметизацией ГО проверить технологические помещения 1-го контура согласно утверждённому перечню на отсутствие людей, сгораемых и взрывоопасных предметов. По окончании проверки эти помещения опечатать и закрыть.

Ввести в работу блокировки открытия-закрытия основного и аварийных гермошлюзов. Результаты проверки оформить записью в оперативном журнале НСБ.

9.5.8 Все работы по подготовке к пуску и при пуске блока АС проводятся оперативным персоналом под руководством НСБ по разрешению и под контролем НС АЭС.

## **9.6 Организация эксплуатации при работе блока АС на мощности**

9.6.1 Любое плановое изменение мощности блока АС, а также его плановый останов выполняется по письменному разрешению НС АЭС в оперативном журнале НСБ в соответствии с требованием п. 9.4.6. Операции по изменению мощности выполняются под руководством НСБ.

9.6.2 Испытания и проверки систем и элементов, важных для безопасности, выполняются по инструкциям, программам и графикам, утверждённым ГИС.

9.6.3 Перед подъёмом давления в 1-ом контуре выше 1,47 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>) трубопроводы низкого давления вспомогательных систем РУ отключены посредством граничной арматуры этих систем от трубопроводов высокого давления.

Электрические схемы силового питания задвижек разобраны, отсоединены в шкафах питания кабели, идущие к электроприводам. Штурвалы приводов закрыты на замки. Закрыты и опечатаны шкафы электропитания задвижек. Ключи от шкафов хранятся у НСБ.

Сборку схемы электропитания арматуры производить только по распоряжению НС АЭС с записью в оперативных журналах НСБ, НС РЦ, НС ЦТАИ.

Ежесменно контролировать с записью в оперативном журнале:

- НСБ - состояние граничной арматуры по индикации положения на панелях БЩУ и фрагментам ИВС;
- НС ЦТАИ - закрытое и опечатанное состояние шкафов электропитания граничной арматуры.

9.6.4 Уставки защит, блокировок и сигнализации выставлены в соответствии с картой уставок [79], [80]. Контролировать наличие пломб на приборах. Запрещается производство любых ремонтных и наладочных работ в цепях включенных защит.

9.6.5 При отказе обоих серверов ВК СВРК персонал обеспечивает:

- сохранение архивов в станцию контроля нижнего уровня (СК-НУ) и удалённое рабочее место эксплуатирующего персонала (УРМ ЭП) ЦТАИ;
- снятие распечаток (один раз в смену) сигналов ТП на выходе из ТВС и ДПЗ с анализом их работоспособности.

9.6.6 Граничную арматуру на трубопроводе воздухоудаления из автономного контура ГЦН допускается открывать только по распоряжению НСБ.

9.6.7 Запрещается разгерметизация герметичных помещений герметичного ограждения во время работы реакторной установки.

Разгерметизация герметичного ограждения допускается, если реакторная установка находится в ХС, ОДР, ПТ.

Допуск персонала в герметичное ограждение (гермозону) при различных состояниях РУ, в случае необходимости, выполняется в соответствии с инструкцией [66].

9.6.8 Вывод в ремонт систем, устройств или оборудования нормальной эксплуатации, приводящий к работе на время ремонта без резерва, допускается только по письменному разрешению ГИС.

## 9.7 Организация эксплуатации при останове блока АС

9.7.1 Разрешение на плановый останов даёт НС АЭС с оформлением обязательной записи в оперативном журнале НСБ после получения им соответствующего разрешения диспетчерских служб. При необходимости, для определения основных параметров технологического оборудования ЗГИС перед выводом блока в плановый ремонт организует проведение эксплуатационных испытаний по программе, согласованной и утверждённой в установленном порядке.

9.7.2 Операции по плановым разгрузке и останову блока АС производятся оперативным персоналом по письменному распоряжению НСБ в оперативных журналах ВИУР и ВИУТ.

9.7.3 Ремонт, техническое обслуживание (за исключением внешнего осмотра) выполняются в соответствии с положением [65], проверки и испытания систем и элементов проводятся в соответствии с РПИ [47] по утвержденным графикам и программам с оформлением разрешения на выполнение этих работ.

9.7.4 Заблаговременно, перед плановым ремонтом блока АС в установленном порядке составляется график проведения работ. Должен быть обеспечен контроль за выполнением ремонтных работ.

9.7.5 Все работы по перемещению свежего и отработавшего ЯТ выполняются в соответствии с разделом 8.



9.7.6 Перед снятием верхнего блока, а также перед извлечением БЗТ НСРЦ обязан лично убедиться в расцеплении штанг каждого ОР СУЗ. О расцеплении всех приводов СУЗ со своими штангами НСРЦ обязан сделать запись в оперативном журнале.

9.7.7 В период перегрузки топлива реактора ВИУР (НСБ) контролирует показания приборов СКП, индикаторов АКНП на РЦУ, на БЦУ. При устойчивом уменьшении скорости нарастания плотности нейтронного потока, увеличении нейтронной мощности, срабатывании аварийной или предупредительной сигнализации, а также неисправности СКП и АКНП РЦУ, БЦУ ВИУР (НСБ) обязан немедленно сообщать о нарушении на пульт МП.

9.7.8 Допуск персонала для работ на разуплотнённом 1-ом контуре и реакторе производится в соответствии с требованиями инструкции [67].

## **9.8 Организация обеспечения радиационной безопасности**

9.8.1 Общее руководство всей работой по обеспечению радиационной безопасности возлагается на директора АС. Организация работ и выполнение технических мероприятий возложено на ГИС. Методическое руководство, контроль и оказание практической помощи подразделениям осуществляет отдел радиационной безопасности (ОРБ) под руководством заместителя главного инженера по радиационной защите.

Руководители структурных подразделений Балаковской АЭС несут персональную ответственность за обеспечение радиационной безопасности в своих подразделениях.

9.8.2 Административное руководство АС обеспечивает контроль и учёт индивидуальных доз облучения персонала, разработку и реализацию мероприятий по снижению облучаемости персонала АС и привлекаемого к техническому обслуживанию персонала других организаций.

9.8.3 Административное руководство АС обеспечивает учет и контроль за производством, образованием, использованием, переработкой, хранением, захоронением, транспортированием радиоактивных веществ и радиоактивных отходов, перемещения и места нахождения демонтированного радиоактивного оборудования, загрязненного инструмента и одежды.

9.8.4 Система радиационного контроля (СРК) АС представляет собой комплекс организационных мер и технических средств включая автоматизированные аппаратурные комплексы и оборудование, обеспечивающее их функционирование (газодувки, трубопроводы, арматура и другое).

9.8.5 Техническими средствами СРК АС обеспечивается:

- радиационный технологический контроль (РТК);
- радиационный дозиметрический контроль (РДК);
- радиационный контроль помещений и промплощадки АС (РКП);
- радиационный контроль за нераспространением радиоактивных загрязнений (РКЗ);
- радиационный контроль окружающей среды (РКОС).

Система радиационного контроля использует следующие технические средства:

- непрерывного контроля на основе стационарных автоматизированных технических средств;
- оперативного контроля на основе носимых и передвижных технических средств;
- лабораторного анализа на основе стационарной лабораторной аппаратуры, средств отбора и подготовки проб для анализа.

9.8.6 Технические средства СРК обеспечивают контроль, регистрацию, отображение, сбор, обработку и выдачу отчетной информации по унифицированным формам с регистрацией и архивацией в базе данных.

9.8.7 Оперативная информация о радиационных параметрах, по которым установлены пределы безопасной эксплуатации, поступает на БЩУ и РЩУ, а также оперативному персоналу, отвечающему за поддержание АС в радиационно-безопасном состоянии. Информация доводится до НСБ и НС АЭС.

9.8.8 При превышении значений установленных порогов (уставок) измеряемых величин или изменении радиационной обстановки автоматизированные комплексы СРК выдают соответствующую информацию:

- на пульты контроля, расположенные на центральном и местном щитах радиационного контроля;
- на блочные и резервные щиты управления;
- на щит спецводоочистки (СВО);
- в кризисный центр АО «Концерн Росэнергоатом»;
- на блочную управляющую вычислительную систему (УВС).

9.8.9 На АС обеспечивается непрерывный контроль количества радиоактивных веществ, поступающих с жидкими стоками или, в случае сбора жидких стоков в накопительной емкости, периодический контроль перед их сбросом во внешнюю среду.

9.8.10 При планировании радиационно-опасных работ производится расчет доз внешнего облучения на основе результатов радиационного контроля помещений, с учетом проведения аналогичных работ ранее.

9.8.11 Индивидуальный дозиметрический контроль на АС охватывает весь персонал, работающий в зоне контролируемого доступа. Учёт результатов индивидуального дозиметрического контроля обеспечивает получение информации о дозах облучения при работе АС на мощности, при ремонтных работах и при выполнении радиационно-опасных работ. Учет результатов индивидуального дозиметрического контроля осуществляется с помощью АСИДК, являющейся частью единой государственной системы контроля и учета доз облучения

Персонал группы А подлежит обязательному контролю внешнего и внутреннего облучения.

Индивидуальный дозиметрический контроль за облучением персонала группы А в зависимости от характера проводимых работ включает:

- контроль за характером, динамикой и уровнем поступления радионуклидов в организм с использованием методов прямой и /или косвенной радиометрии;
- контроль за эффективной дозой внешнего облучения;
- контроль за эквивалентными дозами облучения хрусталиков глаз, кожи, кистей и стоп с использованием индивидуальных дозиметров или расчётным способом.

По результатам индивидуального дозиметрического контроля определяют значения эффективных доз персонала и при необходимости значения эквивалентных доз облучения в коже, хрусталике глаза, кистях и стопах.

Для определения доз профессионального облучения персонала группы Б используется групповой дозиметрический контроль. Определение доз облучения персонала группы Б производится путем проведения периодического контроля мощности дозы в производственных помещениях переносными приборами и определением годовой дозы внешнего облучения с помощью дозиметров-накопителей, размещенных в реперных точках.

9.8.12 Правила радиационной безопасности обязаны соблюдать все работники АС, а также работники предприятий и организаций, привлекаемых к выполнению ремонтных, строительных, монтажных, наладочных и других работ в зоне контролируемого доступа АС, а также при работах с источниками ионизирующего излучения в пределах АС или вне ее территории.

Все работы в зоне контролируемого действия выполняются по дозиметрическим нарядам или распоряжениям. Порядок работы персонала в зоне контролируемого действия, оформление дозиметрических нарядов (распоряжений) организационные, технические и санитарно-гигиенические мероприятия,

направленные на обеспечение радиационной безопасности персонала и охраны окружающей среды при эксплуатации Балаковской АЭС определены в инструкции [68].

9.8.13 Администрация АС систематически анализирует результаты дозиметрического контроля персонала, а также радиационного контроля помещений и промплощадки АС, контроля радиационной обстановки в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения АС в целях разработки мероприятий по снижению доз облучения персонала и уменьшению воздействия АС на окружающую среду.

9.8.14 Данные индивидуального дозиметрического контроля доз облучения персонала хранятся в течение 50 лет.

При проведении индивидуального дозиметрического контроля ведется учет годовых эффективной и эквивалентных доз, эффективной дозы за 5 последовательных лет, а также суммарной накопленной дозы за весь период профессиональной деятельности.

9.8.15 На АС учет и контроль ядерных материалов на АЭС осуществляется в соответствии с «Положением об учете и контроле ядерных материалов на АС» [77].

9.8.16 На АС плановая инвентаризация проводится:

- радиоактивных веществ (РВ) - ежегодно;
- делящегося и радиоактивного материала - ежегодно;
- радиоактивных отходов (РАО) – один раз в пять лет по методикам, утвержденным в системе государственного учета и контроля РВ и РАО.

Ответственные за учет и контроль в подразделении проводят проверки фактического наличного количества делящегося и радиоактивного материала, РВ, РАО с определением его количества, состава, а также их изменений.

9.8.17 При учете топлива на АС с помощью ЭВМ допускается хранение всей информации на магнитных носителях с дублированием в журналах.

9.8.18 Материально-балансовые учетные документы хранятся не менее трех лет после отправления топлива с АС.

## 9.9 Организация проведения ядерно-опасных работ

9.9.1 На основе проекта РУ и АС, проектного перечня ядерно-опасных работ и опыта эксплуатации разработан и утвержден ГИС перечень ядерно-опасных работ [72]. Работы с системами (элементами), важными для безопасности, по выводу в ремонт и вводу в эксплуатацию, а также испытания этих систем (элементов), не предусмотренные технологическим регламентом эксплуатации блока АС и инструкциями по эксплуатации, являются ядерно-опасными.

Ядерно-опасные работы проводятся по специальному техническому решению (программе), утверждаемому ГИС, как правило, на остановленном реакторе с подкритичностью не менее 0,02 для состояния активной зоны с максимальным эффективным коэффициентом размножения.

9.9.2 Испытания на АС, не предусмотренные технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации, проводятся по программам, содержащим меры по обеспечению безопасности этих испытаний на основе выполненного анализа безопасности.

Данные программы испытаний согласуются с разработчиками проектов РУ и АС и утверждаются эксплуатирующей организацией. Испытания разрешаются в соответствии с условиями действия лицензии и проводятся по решению эксплуатирующей организации.

9.9.3 Картограммы загрузок топлива в активной зоне реактора хранятся в ОЯБиН в течение всего срока службы АС.

## **9.10 Организация эксплуатации блока АС при нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии**

9.10.1 При любом нарушении нормальной эксплуатации оборудования оперативный персонал блока АС обязан:

- не допускать неконтролируемого увеличения мощности реактора;
- обеспечить надёжное охлаждение активной зоны реактора;
- обеспечить надёжное электроснабжение СН блока АС;
- принять необходимые меры по предотвращению утечек из оборудования и трубопроводов воды, пара, азота, а также по локализации происшедших утечек;
- принять меры по исключению гидроударов в оборудовании и трубопроводах реакторной установки.

9.10.2 Все действия оперативного персонала в конкретных ситуациях нарушений нормальной эксплуатации выполняются в соответствии с требованиями соответствующих инструкций и процедур.

9.10.3 НСБ при нарушениях нормальной эксплуатации блока обязан доложить НС АЭС и через оперативный персонал (или сам лично):

- проконтролировать и, при необходимости, обеспечить срабатывание аварийной (предупредительной) защиты (при срабатывании аварийной защиты, оператор реактора обязан продублировать ключом срабатывание АЗ), СБ, защитных устройств и работу блокировок, предназначенных для ликвидации опасных последствий отказов оборудования РУ;
- быстро и правильно установить причины нарушения нормальной эксплуатации по показаниям дисплеев, приборов и сигнализации, по записям изменений параметров на самопишущих приборах и распечатках ИВС, а также по сообщениям оперативного персонала с рабочих мест;

- убедиться в правильности срабатывания технологических защит и блокировок систем и оборудования блока АС. В случае отказа срабатывания отдельных защит и блокировок выполнить предусмотренные этими защитами (блокировками) переключения дистанционно или с помощью ручных приводов. Запрещается вмешиваться в работу автоматики, защит и блокировок, кроме случаев их отказов;
- доложить НС АЭС о своих действиях, а также по радиопоисковой и оперативной связи оповестить персонал блока АС о нарушении нормальной эксплуатации;
- организовать непрерывный контроль радиационной обстановки в обслуживаемых помещениях блока и контроль за выходом радионуклидов во внешнюю среду.

9.10.4 В случае возникновения радиационной аварии действия оперативного персонала дополнительно определяются «Планом мероприятий по защите персонала в случае радиационной аварии на АС». Администрация АС в установленном порядке оповещает об инциденте на АС соответствующие органы.

Лицом, непосредственно отвечающим за первоначальную оценку значимого для безопасности АС события (далее – событие), в том числе принимающим решение о введении в действие «Плана мероприятий по защите персонала в случае радиационной аварии на АЭС» при отсутствии директора или лица, его замещающего, является НС АС.

9.10.5 Персонал обязан остановить реакторную установку воздействием на ключи АЗ с переводом РУ в «горячее» состояние при возникновении следующих ситуаций:

1 Несрабатывание АЗ при наличии условий на ее срабатывание (см. Приложение А).

2 Отсутствует контроль за нейтронной мощностью реактора по двум каналам из трех обоих (двух) комплектов АКНП БЦУ.



- 3 Отсутствует контроль за периодом увеличения мощности реактора по двум каналам из трех обоих (двух) комплектов АКНП БЦУ;
- 4 Неработоспособность защиты (более одного канала) в обоих комплектах АЗ по любому параметру.
- 5 Неисправность сигнализации первопричины срабатывания АЗ в двух комплектах АЗ.
- 6 Самопроизвольное безостановочное движение вверх любого ОР СУЗ или группы.
- 7 Падение двух и более ОР СУЗ до НКВ.
- 8 Самопроизвольное неуправляемое движение вниз двух и более групп ОР СУЗ с остановкой их в нерегламентном положении.
- 9 Самопроизвольное неуправляемое движение вниз любой одной группы ОР СУЗ из верхнего или промежуточного положения с остановкой ее в нерегламентном положении, если за время 10 минут не удалось снизить мощность РУ до МКУ воздействием на ключ ПЗ-1.
- 10 Неисправности в цепях управления ОР СУЗ, препятствующие срабатыванию одного комплекта АЗ.
- 11 Неисправность любого работающего ГЦН, требующая его останова согласно ИЭ по ГЦН при 2-х работающих ГЦН.
- 12 Обнаружены неисправности всех приборов контроля перепада давления на любом работающем ГЦН, за исключением КИП системы АЗ при работе 2-х ГЦН.
- 13 Отключение 2-х ТПН и несрабатывание УРБ при мощности более 75%  $N_{ном.}$  или несрабатывании РОМ при мощности менее 75%  $N_{ном.}$ , а также, если прекратилась подпитка ПГ и ее невозможно восстановить на петле с работающим ГЦН.
- 14 Диапазон аварийного отклонения частоты в сети выше 51,0 Гц.

15 При отсутствии возможности нормального управления блоком с БЩУ (например, в случаях отравления оперативного персонала газами, нападения на БЩУ, пожара и т.д.).

16 При пожаре в помещениях ГА 605, ГА 606/1.2, ГА 311 (сигнал «Тревога» на ППС).

17 При пожаре в помещениях блока АС при подтверждении факта пожара при осмотре помещения персоналом:

- АЭ340 (БЩУ неоперативный);
- АЭ341 (БЩУ оперативный);
- АЭ 438/1,2,3 (оборудование АКНП);
- АЭ725/1,2 (оборудование 1 и 2 комплекта АЗ);
- АЭ733 (оборудование комплекта ПЗ и электропитания СГИУ);
- АЭ219/1,2 (кабельный полуэтаж БЩУ);
- А 315/1,2 (маслосистема ГЦН).

9.10.6 Персонал обязан остановить реакторную установку воздействием на ключи АЗ с переводом РУ в «холодное» состояние при возникновении следующих ситуаций:

1 Полностью отсутствует контроль одного из параметров:

- давление в 1 контуре;
- температура на выходе из активной зоны;
- перепад давления на реакторе;
- уровня в КД.

2 Полная потеря контроля давления в ПГ или уровня ПГ любой петли с работающим ГЦН.

3 Прекращение подачи воды промконтра на один и более ГЦН, если не удалось восстановить ее подачу в течение 3 минут. Отключить ГЦН (ГЦНы), на который (которые) прекратилась подача воды промконтра. Перевести блок АС в «холодное» состояние при превышении температуры воды автономного контра любого ГЦН более 150 °С.

4 Течь техводы, угрожающая затоплению помещений, оборудования на минусовой отметке РО.

5 Возникновение течи 1 контра или 2 контра, приводящей к превышению одного из следующих параметров среды защитной оболочки:

- давления более 0,3 кгс/см<sup>2</sup>;
- температуры более 75 °С;
- активности более 1,85×10<sup>5</sup> Бк/кг (5×10<sup>-6</sup> Ки/кг);
- влажность 100%.

6 Неработоспособность 3-х насосов TF31,32,33D01, по истечении 3 минут.

7 Неработоспособность двух теплообменников TF21,22W01, по истечении 3 минут.

8 Увеличение температуры после TF21,22W01 более 70 °С, по истечении 3 минут.

9 Закрытие одного из отсечных клапанов TF10,20S01,03 и невозможность его открытия, по истечении 3 минут.

10 Неработоспособность 3-х подпиточных насосов.

11 Неработоспособность системы TL01 по истечении 15 часов и при достижении T=75°С под оболочкой.

12 Неработоспособность системы TL05 по истечении времени 7 часов и при условии достижения температуры:

- воздуха на выходе из коллектора охлаждения верхнего блока - 115°С;

- строительного бетона - 80°C;
- серпентенитового бетона «сухой» защиты - 300°C.

9.10.7 При возникновении в отдельных помещениях блока АС условий, опасных для жизни и здоровья людей, НС цеха под контролем НСБ (с последующим уведомлением НС АС) обязан организовать эвакуацию персонала из этих помещений и обеспечить силами подчинённого ему персонала выполнения мер, исключающих доступ лиц в эти помещения.

9.10.8 Должны быть созданы и поддерживаться в постоянной готовности внешний и внутренний аварийные центры, оснащённые необходимым оборудованием, приборами и средствами связи, из которых должно осуществляться руководство реализацией планов в случае аварии.

9.10.9 Организация противоаварийных действий в состояниях «предаварийная ситуация» и «авария»

В состоянии «предаварийная ситуация» блок АС находится если:

- нарушен любой ПБЭ, но признаков аварии не зафиксировано;
- нарушено любое УБЭ, или превышено допустимое время ликвидации нарушения УБЭ.

В указанных случаях оперативный персонал обязан остановить (проконтролировать останов) РУ и перевести блок в безопасное состояние.

Действия оперативного персонала по контролю срабатывания аварийной защиты и систем безопасности, по контролю состояния критических функций безопасности, управляющие действия персонала по ликвидации проектных аварий, по управлению запроектными авариями выполняются с целью непревышения пределов повреждения топлива, сохранения целостности физических барьеров.

При проектных авариях, прохождении максимального расчетного землетрясения, действия персонала определяются ИЛА [69].

#### 9.10.10 Организация противоаварийных действий в условиях запроектных аварий

В случае непроектного развития аварии действия оперативного персонала определяются Руководством по управлению запроектными авариями (в том числе тяжелыми) на АС [70].

#### 9.10.11 Организация противоаварийных действий в условиях тяжёлых запроектных аварий

Действия оперативного персонала по смягчению последствий тяжёлых запроектных аварий, по защите персонала и населения определяются Руководством по управлению запроектными авариями (в том числе тяжелыми) [70] и являются условием предупреждения переоблучения персонала и населения свыше определённых проектом пределов.

### **9.11 Организация эксплуатации при обращении с радиоактивными отходами** (Дополнение изм.2)

9.11.1 Функции и обязанности руководителей подразделений и персонала АЭС в части обращения с РАО должны быть отражены в положениях о подразделениях, регламентах, программах обеспечения качества и должностных инструкциях персонала, ответственных за обращение с РАО.

9.11.2 За организацию работ по сбору, сортировке, переработке, кондиционированию, перевозке, хранению, учету и контролю РАО на АЭС назначаются ответственные лица.

9.11.3 Руководители подразделений и персонал АЭС, задействованные в системе обращения с РАО, отвечают за надлежащее исполнение обязанностей и функций при обращении с РАО в пределах делегированных полномочий, определенных распорядительными документами и должностными инструкциями. За ненадлежащее исполнение обязанностей руководители подразделений и персонал АЭС несут ответственность в соответствии с законодательством РФ.

9.11.4 К РАО относятся не подлежащие дальнейшему использованию материалы и вещества, а также оборудование, изделия (в том числе отработавшие источники ионизирующего излучения), содержание радионуклидов в которых превышает уровни, установленные в соответствии с критериями, установленными Правительством Российской Федерации.

9.11.5 Радиоактивные отходы, образующиеся в процессе эксплуатации АС, по агрегатному состоянию подразделяются на жидкие, твердые и газообразные.

9.11.6 По удельной активности твердые РАО, содержащие техногенные радионуклиды, за исключением отработавших закрытых радионуклидных источников, подразделяются на четыре категории: очень низкоактивные, низкоактивные, среднеактивные и высокоактивные радиоактивные отходы, а жидкие РАО - на три категории: низкоактивные, среднеактивные и высокоактивные радиоактивные отходы.

9.11.7 Работы по обращению со средне- и высокоактивными РАО производятся в рамках действующей нарядно-допускной системы. Работы по обращению с высокоактивными РАО входят в перечень особо радиационно опасных работ и должны выполняться по специальной программе обеспечения радиационной безопасности, согласованной территориальным органом Госсанэпиднадзора Федерального медико-биологического агентства и утвержденной главным инженером АЭС.

Порядок и процедура обращения с РАО на АЭС определены в соответствующих станционных инструкциях или регламентах.

9.11.8 Система обращения с жидкими и твердыми РАО включает их сбор, переработку, хранение (временное, промежуточное) и кондиционирование, транспортирование, хранение и передачу РАО на захоронение национальному оператору по обращению с радиоактивными отходами или в специализированные организации для организации временного хранения.

9.11.9 Организация обращения с РАО предусматривает:

- определение и разработку мероприятий, направленных на совершенствование системы обращения с радиоактивными отходами на АЭС;
- выполнение организационно-технических мероприятий по минимизации РАО;
- выполнение организационно-технических мероприятий по сокращению объемов РАО, образующихся в процессе производственной деятельности АЭС.

9.11.10 Конструкция и конструкционные материалы хранилищ ТРО должны обеспечивать защиту от ионизирующего излучения и изоляцию ТРО в течение срока службы хранилищ ТРО не менее проектного (установленного) срока эксплуатации ядерной установки.

Конструкция емкости для хранения ТРО должна обеспечивать возможность технического обслуживания и ремонта, а также последующего извлечения упаковок ТРО.

*В хранилищах ТРО, кроме хранилищ с очень низкоактивными ТРО, должны быть предусмотрены технические средства:*

- дезактивации внутренних поверхностей хранилища;*
- осмотра, ревизии и извлечения ТРО и упаковок ТРО из хранилища;*
- сбора и удаления влаги из хранилища;*
- вентиляции;*
- радиационного контроля в помещениях.*

*На территории вокруг хранилищ ТРО, не исключаяющих в период хранения возможности выхода радионуклидов из хранилища и их распространения в окружающей среде, должны быть предусмотрены контрольно-наблюдательные скважины для отбора проб грунтовых вод. Количество и расположение наблюдательных скважин устанавливаются и обосновываются в проектной документации ядерной установки, радиационного источника и пункта хранения.*

*9.11.11 Периодически (не реже одного раза в месяц) должен проводиться контроль за состоянием хранилищ ТРО.*

*9.11.12 Конструкция и конструкционные материалы хранилищ ЖРО должны обеспечивать срок службы хранилищ ЖРО не менее проектного (установленного) срока эксплуатации ядерной установки, радиационного источника и пункта хранения.*

*Помещения, предназначенные для размещения емкостей для хранения ЖРО, должны иметь гидроизоляцию и облицовку из коррозионно стойких материалов. Объем облицованной части помещения должен вмещать все ЖРО, находящиеся в емкостях.*

*Конструкция емкости для хранения ЖРО должна обеспечивать возможность технического обслуживания и ремонта.*

*В помещениях, в которых находятся емкости для хранения ЖРО, должны быть предусмотрены:*



- сигнализация протечек из емкостей;
- система сбора и возврата протечек;
- вентиляция;
- радиационный контроль;
- возможность дезактивации помещений.

При хранении ЖРО должны осуществляться радиационный контроль и мониторинг системы хранения ЖРО, а также мониторинг недр в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, регламентирующих обеспечение безопасности при хранении РАО.

9.11.13 Требования РБ при обращении с жидкими радиоактивными отходами приведены в 9.11.13.1 – 9.11.13.3.

9.11.13.1 Образующиеся на станции жидкие радиоактивные отходы перерабатываются (методами глубокого упаривания, цементирования, концентрирования, битумирования, сорбции, осушки и др.) с целью перевода их в формы пригодные для перевозки и захоронения.

9.11.13.2 Сброс техногенных радионуклидов в окружающую среду осуществляется в соответствии с нормативами допустимых сбросов и разрешительными документами, устанавливаемыми (получаемыми) в соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды и водным законодательством.

Запрещается сброс жидких радиоактивных отходов в поверхностные и подземные водные объекты, на водосборные площади, в недра и на почву.

9.11.13.3 Запрещается разбавление ЖРО с целью снижения их удельной активности.

9.11.14 Требования РБ при обращении с твердыми радиоактивными отходами приведены в 9.11.14.1 – 9.11.14.5.

9.11.14.1 Сбор отходов, для максимально возможного сокращения пути доставки ТРО от мест образования к местам их сбора, должен осуществляться в соответствии с действующими на АЭС регламентами (инструкциями) в непосредственной близости от места проведения работ и образования отходов.

9.11.14.2 В процессе сбора на месте образования должна проводиться предварительная сортировка отходов по активности для размещения ТРО категорий ОНРАО, НАО, САО, ВАО в соответствующие сборники-контейнеры.

Предварительная сортировка ТРО должна осуществляться на основе установленных в нормативных документах критериев по уровню радиоактивного загрязнения и по мощности дозы гамма-излучения на расстоянии 0,1 м от их поверхности

9.11.14.3 ТРО, отсортированные в соответствии с их классификацией по активности, физическим и химическим свойствам, методам переработки, должны быть размещены в сборниках-контейнерах. В зависимости от предполагаемых методов переработки ТРО, размещаемых в сборник-контейнер, он маркируется с указанием метода переработки: «на прессование», «на сжигание» и пр.

9.11.14.4 Для уменьшения объемов ТРО, их перевода в более стабильное физико-химическое состояние и последующего приведения в соответствие критериям приемлемости, отходы, предварительно отсортированные в соответствии с их классификацией (по активности, физическим и химическим свойствам, методам переработки) и размещенные в соответствующих сборниках-контейнерах, подлежат переработке (переупаковке – для неперерабатываемых ТРО).

Переработка ТРО может предусматривать:

- прессование ТРО;
- сжигание горючих ТРО;
- плавление;
- измельчение (фрагментация) крупногабаритных ТРО;

- перевод в стабильную форму мелкодисперсных и пылевидных ГРО.

9.11.14.5 Транспортирование ГРО по площадке АЭС должно производиться:

- на специальных транспортных средствах, имеющих санитарно-эпидемиологическое заключение;

- по установленным маршрутам, в соответствии с технологической схемой транспортирования по площадке;

- в специальных контейнерах с учетом габаритов и массы транспортируемых РАО, их физических свойств, активности, вида излучения и мощности дозы на наружной поверхности контейнеров.

9.11.15 Требования РБ при обращении с газообразными радиоактивными отходами приведены в 9.11.15.1 – 9.11.15.4.

9.11.15.1 Для очистки технологических сдувок из оборудования и трубопроводов АЭС используются соответствующие системы спецгазоочистки и спецвентиляции, предназначенные для уменьшения активности газовых сдувок с целью исключить, при нормальной эксплуатации, превышение нормативов предельно допустимых выбросов РВ в атмосферный воздух.

9.11.15.2 Системы спецгазоочистки и спецвентиляции обеспечивают сбор газоаэрозольных смесей, их очистку от радиоактивных газов и аэрозолей.

9.11.15.3 В целях обеспечения защиты окружающей среды от загрязнения радионуклидами, контролируются коэффициенты очистки газоаэрозольной смеси и эффективность очистного оборудования.

9.11.15.4 Проектом АЭС, с целью организации безопасного обращения с ГРО, должны быть реализованы следующие операции:

- 1) определение источников формирования газо-аэрозольной смеси;
- 2) сбор, выдержка и фильтрация газо-аэрозольной смеси в системах спецвентиляции и спецгазоочистки;
- 3) измерение радиационных параметров газо-аэрозольной смеси;

4) формирование газо-аэрозольного выброса, содержание радионуклидов в котором не превышает допустимые нормы;

5) регистрация радиационных параметров газо-аэрозольных выбросов.

9.11.16 Система учета РАО на АЭС предназначена для решения следующих задач:

- учет производства (образования), получения (от других организаций), передачи (другим организациям), перемещения (между подразделениями АЭС, а также по технологическим операциям), убыли РАО;

- учет радионуклидов, выбрасываемых в атмосферу;

- учет радионуклидов, сбрасываемых со сточными водами;

- учет РАО, размещаемых в пунктах хранения;

- обеспечение оперативности, полноты и достоверности информации о месте нахождения, наличии и состоянии РАО;

- обеспечение своевременного выявления несанкционированных действий в отношении РАО;

- обеспечение расследования инцидентов, связанных с утратой или обнаружением РАО;

- обеспечение своевременного представления отчетов, установленных ЭО.

9.11.17 Учет РАО должен вестись с момента их образования, перевода из одной категории в другую, обнаружения ранее неучтенных или получения от другой организации, при этом должны проводиться измерения радиационных характеристик и формироваться учетный документ. Учет РАО должен вестись на всех этапах жизненного цикла РАО на АЭС.

9.11.18 Нарушение пределов безопасной эксплуатации по радиационным параметрам при обращении с РАО может привести к радиационной аварии и для ее предупреждения необходимо руководствоваться инструкцией «По

*предупреждению аварий, пожаров и ликвидации их последствий при хранении, транспортировании и переработке радиоактивных отходов».*

## Приложение А (обязательное)

### Перечень сигналов и условий срабатывания АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2, УРБ

Т а б л и ц а А.1 - Перечень сигналов аварийной защиты

№ п/п	Условие срабатывание защиты	Результат действия защиты	Определяющие режимы
1	<p>Уменьшение периода изменения потока тепловых нейтронов до <math>T=10</math> секунд в двух каналах из трёх одного комплекта АКНП-7-02.</p> <p>Примечание: при работе канала в ДР аварийные сигналы ДП этого канала шунтируются в аппаратуре АКНП-7-02.</p>	<p>Останов реактора при непредусмотренном уменьшении периода изменения потока тепловых нейтронов в пусковом диапазоне</p>	<p>Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования. Нерегулируемый вывод поглощающих стержней. Выброс органа регулирования при разрыве чехла СУЗ.</p>
2.	<p>Увеличение уровня нейтронного потока до аварийной уставки АЗ в 2-х каналах из 3-х одного комплекта АКНП-7-02. Уставка переменная, устанавливается оператором. Данный аварийный сигнал формируется в канале при:</p> <p>а) - увеличении уровня нейтронного потока до аварийной уставки АЗ</p> <p>б) - появлении сигнала «Конец диапазона» рабочего 111 %</p>	<p>Останов реактора при непредусмотренном увеличении мощности реактора при работе в номинальном режиме, полном составе работающего оборудования.</p> <p>Останов реактора при непредусмотренном увеличении мощности реактора при работе в номинальном режиме, полном составе работающего оборудования.</p>	<p>Нерегулируемый вывод поглощающих стержней. Нарушение в системе борного регулирования. Неправильные действия оператора при переключении уставок. Неправильные действия оператора при подъёме мощности. Неисправность схемы формирования уставки аварийных сигналов.</p>

№ п/п	Условие срабатывание защиты	Результат действия защиты	Определяющие режимы
	<p>в) - отсутствие сигнала «Исправно» в канале.</p> <p>Примечание: при работе канала в рабочем диапазоне аварийные сигналы пускового диапазона этого канала шунтируются в аппаратуре АКНП-7-02.</p>	Останов реактора из-за отсутствия возможности контроля периода и мощности реактора.	<p>1. При отклонении напряжения на одной из шин питания канала более чем на <math>\pm 10\%</math>.</p> <p>2. При отсутствии в канале любого из узлов (за исключением узлов имитатора в блоке БУМ-56Р).</p> <p>3. При отсутствии в канале сигнала с устройств детектирования в рабочем диапазоне.</p> <p>4. При отсутствии напряжения питания ионизационных камер</p>
3	Разность температуры насыщения 1-го контура и температуры в любой из четырёх горячих ниток петель менее $10\text{ }^{\circ}\text{C}$	Останов реактора при быстрых снижениях давления в 1-м контуре вследствие течей, эксплуатационных нарушений	Малые и большие течи из 1-го контура.
4 4.1	<p>Совпадение следующих сигналов:</p> <p>а) давление над а.з. менее <math>14,7\text{ МПа}</math> (<math>150\text{ кгс/см}^2</math>),  б) мощность реактора более <math>75\%N_{ном}</math>;</p> <p>Совпадение следующих сигналов:</p> <p>а) температура теплоносителя в горячих нитках петель более <math>260\text{ }^{\circ}\text{C}</math>,  б) давление над а.з. менее <math>13,7\text{ МПа}</math> (<math>140\text{ кгс/см}^2</math>).</p>	Останов реактора при снижении давления в 1-м контуре вследствие течей, эксплуатационных нарушений, отказов в автоматике	Ложный впрыск в КД. Непредусмотренное срабатывание ИПУ КД. Малые и большие течи из 1-го и 2-го контуров
5	Падение перепада давления на ГЦН с $0,39\text{ МПа}$ ( $4\text{ кгс/см}^2$ ) до $0,25\text{ МПа}$ ( $2,5\text{ кгс/см}^2$ ) за время менее 5 секунд.	Останов реактора при непредусмотренном резком сокращении расхода теплоносителя через а.з. реактора.	Заклинивание ГЦН. Обрыв вала ГЦН.
6.	Совпадение следующих сигналов по любому из четырёх паропроводов: а) давление в паропроводе менее $4,9\text{ МПа}$ ( $50\text{ кгс/см}^2$ ); б) разность температур насыщения 1-го и 2-го контуров (в паропроводе) более $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ .	Останов реактора при быстром снижении давления в паропроводе вследствие течей или эксплуатационных нарушений.	Разрыв паропровода. Разрыв линий питательной воды ПГ. Открытие ПК ПГ и БРУ-А.

№ п/п	Условие срабатывание защиты	Результат действия защиты	Определяющие режимы
7	Отключение одного ГЦН из двух работающих, двух ГЦН из трех работающих или трех ГЦН из четырех работающих при мощности реактора более 5% $N_{ном}$ с выдержкой времени 1,4 секунды.	Останов реактора при непредусмотренном резком сокращении расхода теплоносителя через а.з. реактора.	Отключение различного числа ГЦН. Полное обесточивание станции.
8	Отключение одного ГЦН из четырёх работающих при мощности реактора более 75 % $N_{ном}$ с выдержкой времени 6 секунд.	Останов реактора при непредусмотренном резком сокращении расхода теплоносителя через а.з. реактора.	Отключение различного числа ГЦН. Полное обесточивание станции.
9	Давление в любом из четырёх ПГ более 7,84 МПа (80 кгс/см <sup>2</sup> ).	Останов реактора при непредусмотренном резком сокращении расхода пара от ПГ.	Сбросы нагрузок турбиной (включая полный) при недостаточной производительности сбросных устройств БРУ-К.
10	Сейсмическое воздействие на уровне земли более 6 баллов.	Останов реактора при землетрясении.	Сейсмическое воздействие более проектного (ПЗ).
11	Потеря надежного питания 1-го, 2-го комплекта АЗ на двух вводах из трёх.	Останов реактора при обесточивании аппаратуры СУЗ.	Потеря надёжного питания аппаратуры СУЗ.
12	Снижение уровня котловой воды в любом из четырёх ПГ на 650 мм от $N_{ном}$ .	Останов реактора при непредусмотренном ухудшении теплоотода по петле, в результате потери нормального расхода питательной воды, следствием которого является увеличение температуры на входе в активную зоны реактора.	Разрывы трубопроводов питательной воды. Прекращение подачи питательной воды в 1 ПГ и в 4 ПГ или отказ ТПН.
13	Падение частоты на трёх секциях питания ГЦН из четырёх менее 46 Гц	Останов реактора при снижении расхода через а.з.	Снижение частоты в сети питания собственных нужд станции.
14	Давление под оболочкой (избыточное) более 0,029 МПа (0,3 кгс/см <sup>2</sup> )	Останов реактора при резком непредусмотренном возрастании давления под оболочкой.	Большие течи из первого контура. Большие течи из паропроводов второго контура в пределах герметичной части оболочки.
15	Давление в первом контуре более 17,6 МПа (180 кгс/см <sup>2</sup> )	Останов реактора при непредусмотренном резком увеличении объема и температуры теплоносителя 1-го контура/	



№ п/п	Условие срабатывание защиты	Результат действия защиты	Определяющие режимы
16	Температура теплоносителя в любой из четырёх горячих ниток петель более $(T_{104\%N_{ном.гор.}}+8)$ °С но не более 330°С с учетом погрешности измерения.	Останов реактора при непредусмотренном увеличении температуры в петле.	Отключение ГЦН при неработающем устройстве РОМ. Закрытие БЗОК.
17	Уровень теплоносителя в КД менее 4600 мм.	Останов реактора при снижении уровня в КД в режимах, связанных с изменением (уменьшением) объёма теплоносителя в 1-м контуре.	Некомпенсируемые течи 1-го контура. Большие течи 2-го контура.
18	Нажатие ключа АЗ на БЩУ или РЩУ.	Останов реактора с БЩУ или РЩУ оператором.	Требования нормативного документа [3].
19	Исчезновение силового питания 220 В, 50 Гц на двух вводах СУЗ с выдержкой времени 3 секунды.	Останов реактора в случае потери силового питания и невозможности восстановления в течение 3 секунд.	Потеря силового питания приводов ОР.
20	Исчезновение надежного питания 220 В, 50 Гц на двух вводах АФАК комплекта АЗ	Останов реактора по внутреннему сигналу комплекта АЗ СУЗ.	Потеря питания аппаратуры электрооборудования СУЗ.

Т а б л и ц а А.2 - Перечень сигналов предупредительной защиты ПЗ-1

№ п/п	Условие срабатывание защиты	Результат действия защиты
1	Уменьшение периода изменения потока тепловых нейтронов до $T=20$ секунд в двух каналах из трёх одного комплекта АКНП-7-02.	Снижение мощности реактора при непредусмотренном уменьшении периода изменения потока тепловых нейтронов.
2	Увеличение уровня нейтронного потока до аварийной уставки ПЗ в двух каналах из трёх одного комплекта АКНП-7-02. Уставка переменная формируется совместно с уставкой АЗ в отношении АЗ:ПЗ=107:104 Примечания: 1. При работе канала в ДР аварийные сигналы ДП этого канала шунтируются в аппаратуре АКНП-7-02. 2. Отсутствие сигнала «Исправно» формирует в канале аварийный сигнал «Увеличение уровня нейтронного потока до аварийной уставки ПЗ».	Снижение мощности реактора при непредусмотренном увеличении мощности реактора при работе на частичных уровнях мощности, неполном составе работающего оборудования.
3	Тепловая мощность реактора для данного числа работающих ГЦН более допустимой	Снижение мощности реактора до разрешаемого уровня мощности с помощью устройства РОМ.
4	Давление над активной зоной, более 16,8 МПа (172 кгс/см <sup>2</sup> ).	Снижение мощности реактора при непредусмотренном увеличении объёма и температуры теплоносителя 1-го контура.
5	Температура теплоносителя в любой из четырёх горячих ниток петель, более $(T_{104\%N_{ном.гор.}}+3)$ °С.	Снижение мощности реактора при непредусмотренном увеличении температуры теплоносителя в петле.
6	Давление в главном паровом коллекторе, более 6,85 МПа (70 кгс/см <sup>2</sup> )	Снижение уровня мощности реактора при снижении расхода теплоносителя через активную зону.
7	Обесточивание одного ГЦН из трёх работающих.	Снижение уровня мощности реактора с помощью устройства РОМ при снижении расхода теплоносителя через активную зону.
8	Обесточивание одного ГЦН из четырёх работающих.	Снижение уровня мощности реактора с помощью устройства РОМ при снижении расхода теплоносителя через активную зону.
9	Обесточивание двух ГЦН из четырёх работающих.	Снижение уровня мощности реактора с помощью устройства РОМ при снижении расхода теплоносителя через активную зону.
10	Частота на трёх секциях из четырёх питания ГЦН менее 49 Гц.	Снижение уровня мощности реактора с помощью устройства РОМ при снижении расхода теплоносителя через активную зону.
11	Закрытие двух из четырёх СК ТГ.	Снижение мощности реактора до разрешаемого уровня мощности с помощью устройства РОМ.
12	Отключение одного КЭН второй ступени и невключение резервного насоса по АВР в течение 30 секунд.	Снижение мощности реактора до разрешаемого уровня мощности с помощью устройства РОМ.
13	Отключение блока АС от энергосистемы	Снижение мощности реактора до разрешаемого уровня мощности с помощью устройства РОМ.

№ п/п	Условие срабатывание защиты	Результат действия защиты
14	Отключение генераторного выключателя.	Снижение мощности реактора до разрешаемого уровня мощности с помощью устройства РОМ.
15	Отключение одного или двух ТПН из двух работающих.	Снижение мощности реактора с помощью устройства РОМ при снижении расхода питательной воды в ПГ.
16	Нажатие кнопки ПЗ-1 на БЩУ.	Снижение мощности реактора оператором с БЩУ.
17	Исчезновение надежного питания 220 В, 50 Гц на двух вводах АФАК комплекта ПЗ.	Снижение уровня мощности реактора по внутреннему сигналу комплекта ПЗ СУЗ.
18	Исчезновение надёжного питания СУЗ 220 В, 50 Гц на двух шкафах АЛОС или двух шкафах АЗТП комплекта ПЗ.	Снижение уровня мощности реактора по внутренним сигналам комплекта ПЗ СУЗ.

Т а б л и ц а А.3 - Перечень сигналов предупредительной защиты ПЗ-2

№ п/п	Условие срабатывание защиты	Результат действия защиты
1	Давление над активной зоной, более 16,2 МПа (165 кгс/см <sup>2</sup> ).	Ограничение подъема мощности реактора при непредусмотренном увеличении объема и температуры теплоносителя I контура.
2	Падение одного органа регулирования СУЗ.	Ограничение подъема мощности реактора, исходя из условий неперевышения допустимой величины неравномерности энерговыделений активной зоны.

Т а б л и ц а А.4 - Перечень сигналов на срабатывание системы УРБ

№ п/п	Наименование сигнала, фактора	Результат действия защиты
1	Отключение одного (двух) ГЦН из четырех с задержкой 1,4 секунды.	Снижение мощности реактора до уровня 64% от номинальной
2	Отключение одного или двух ТПН из двух работающих	Снижение мощности реактора до уровня 50% от номинальной при отключении одного ТПН и до уровня (3÷5)% от номинальной при отключении двух ТПН
3	Сброс нагрузки ТГ до холостого хода (отключение выключателя генератора)	Снижение мощности реактора до уровня 40 % от номинальной
4	Отключение турбины по пару (закрытие двух из четырёх стопорных клапанов ТГ)	Снижение мощности реактора до уровня 40 % от номинальной
5	Сброс нагрузки ТГ до собственных нужд (отключение блочного выключателя)	Снижение мощности реактора до уровня 40 % от номинальной
6	Воздействие оператора на ключ УРБ на БЦУ	Снижение мощности реактора до уровня (40-70) %N <sub>ном</sub> , в зависимости от нейтронно-физических характеристик топливной загрузки и группы ОР СУЗ, используемой в режиме УРБ

Примечание: УРБ срабатывает при мощности реактора более или равной 75 %N<sub>ном</sub>, при мощности реактора менее 75 %N<sub>ном</sub>. Разгрузку реактора осуществляет устройство РОМ.

## Приложение Б (обязательное)

### Ограничения по условиям нагружения оборудования

Б.1 В таблице Б.1 приведены предельно-допустимые количество циклов нагружения оборудования в различных режимах эксплуатации блока АС.

В таблице

Т а б л и ц а Б.1 – Предельно-допустимое количество циклов нагружения оборудования в различных режимах эксплуатации блока АС

№ п/п	Наименование	Количество циклов за срок службы
<b>1.</b>	<b>Нормальная эксплуатация</b>	
1.1	Заполнение оборудования рабочей средой, уплотнение: реактора	100
	остального оборудования: ПГ1,2,3,4, ГЕ САОЗ-1,2,3,4, КД, ББ	60
1.2	Раздельное гидроиспытание по первому и второму контурам на плотность	100
	на прочность	30
1.3	Плановый разогрев из холодного состояния со скоростью до 20 °С/ч	130
1.4	Изменение мощности РУ	
1.4.1	Снижение мощности от 104% $N_{ном}$ и менее до МКУ со скоростью не более 3% $N_{ном}/мин$ (кроме снижения вследствие срабатывания АЗ, УРБ)	Не ограничено
1.4.2	Повышение мощности: а) от МКУ до (40÷45)% $N_{ном}$ со скоростью не более 2% $N_{ном}/мин$ ; б) от (40÷45)% $N_{ном}$ до (75÷85) % $N_{ном}$ со скоростью не более 1% $N_{ном}/мин$ ; в) на уровне (75÷85) % $N_{ном}$ выдержка не менее 3 часа; г) от (75÷85) % $N_{ном}$ до 104% $N_{ном}$ со скоростью не более 1% $N_{ном}/мин$	150 циклов за срок службы ТВС-2М, 115 циклов за срок службы ТВС-2, 70 циклов за срок службы УТВС, от любого промежуточного уровня до любого стационарного (определение стационарного режима приведено Приложении К)

№ п/п	Наименование	Количество циклов за срок службы
1.4.3	<p>Повышение мощности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• после работы более 12 суток на любом пониженном уровне мощности</li> <li>• после перегрузки при работе реактора более 12 суток в конце предыдущего цикла на мощностном эффекте реактивности</li> <li>• при подключении неработающей петли.</li> </ul> <p>а) от МКУ до 50% Nном со скоростью не более 3% Nном/мин;  б) от 50% Nном до 80 % Nном со скоростью не более 10%Nном/час;  в) от 80% Nном до 104% Nном не более 1% Nном/час.</p> <p>Средняя скорость подъёма мощности в диапазоне от 50% Nном до 104% Nном должна обеспечиваться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ступенчатым подъёмом мощности на (2÷4)% Nном</li> <li>• скоростью ступенчатого подъёма до 2% Nном/мин</li> <li>• выдержкой между ступенями подъёма.</li> </ul>	<p>Повышение мощности, за исключением режима подключения ГЦН, подлежит учету по п.1.4.2. Повышение мощности при подключении ГЦН 31 цикл за срок службы ТВС-2М и ТВС-2, 23 цикла за срок службы УТВС, без учёта подключения ГЦН на МКУ</p>
1.4.4	<p>Наброс мощности на 20% Nтек при изменениях нагрузки:</p> <p>а) от МКУ до 50%Nном реализуется:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• одной ступенью;</li> <li>• со скоростью, обеспечиваемой системой регулирования реактора</li> </ul> <p>б) от 50%Nном до 104% Nном реализуется:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• двумя ступенями по 10% Nтек;</li> <li>• со скоростью, обеспечиваемой системой регулирования реактора;</li> <li>• с выдержкой между ступенями не менее 3 часов.</li> </ul>	<p>20 циклов за срок службы ТВС-2М и ТВС-2, 15 циклов за срок службы УТВС</p>
1.5	Срабатывание аварийной защиты	150
1.6	Отключение ГЦН	200 на каждый насос
1.7	Включение ГЦН ранее не работавшей петли	230 на каждый насос
1.8	Отключение ПВД и последующее их включение	<p>300</p> <p>35 за срок службы ТВС – без учёта отключений-подключений ПВД при работе АРМ в режиме поддержания мощности (режим «Н»), а регулятора турбины – в режиме поддержания заданного давления (режим «РД-1»)</p>
1.9	Проверка предохранительных клапанов КД	не реже периодичности ППР блока АС
1.10	Проверка предохранительных клапанов ПГ	не реже периодичности ППР блока АС
1.11	Проверка пассивного узла САОЗ	50
1.12	Расхолаживание до холодного состояния со скоростью 30 °С/ч	70

№ п/п	Наименование	Количество циклов за срок службы
<b>2</b>	<b>Нарушение нормальной эксплуатации</b>	
2.1.	Обесточивание ГЦН	30
2.2	Закрытие стопорных клапанов турбины	150
2.3	Полное обесточивание АЭС	10
2.4.	Прекращение подачи питательной воды в ПГ	30
2.5	Неуправляемое извлечение группы ОР СУЗ из активной зоны	30 3 за срок службы ТВС при отсутствии «плавающей» уставки по мощности реактора (4 для ТВС-2М и ТВС-2)
2.6	Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования	30 3 за срок службы ТВС при отсутствии «плавающей» уставки по мощности реактора (4 для ТВС-2М и ТВС-2)
2.7	Режим течи ПГ: разрыв трубки теплообмена	30
2.8	Ложный впрыск в КД от штатного узла подпитки с температурой воды 60÷70 °С	10
2.9	Внезапный переход на подпитку первого контура - с температурой воды 60÷70 °С	30
2.10	Режимы работы при нарушении теплоотвода из герметичной оболочки	30
2.11	Режимы аварийного отклонения частоты тока в сети	
	- выше 50.5 Гц до 51.0 Гц включительно - до 10 сек., но не более 60 сек. в год	10
	- от 49.0 Гц до 48.0 Гц включительно- до 5 мин., но не более 20 мин. в год	20
	-ниже 48.0 Гц до 47.0 Гц включительно - до 1 мин., но не более 6 мин. в год	15
	- ниже 47.0 Гц, но выше 46.0 Гц - до 10 секунд, но не более 60 сек. в год.	10
2.12	Ускоренное расхолаживание РУ со скоростью 60 °С/ч	30
2.13	Срабатывание системы УРБ	150
<b>3</b>	<b>Проектные аварии</b>	
3.1	Режим малой течи: разрыв трубопроводов первого контура Ду менее 100 мм	15
3.2.	Режим большой течи: разрыв трубопроводов первого контура Ду более 100 мм, включая Ду 850	1
3.3	Непосадка предохранительного клапана КД	1 на каждый клапан (3)

№ п/п	Наименование	Количество циклов за срок службы
3.4	Непосадка предохранительного клапана ПГ	1 на каждый клапан
3.5	Непосадка клапанов устройств сброса пара (БРУ-А, БРУ-К)	1 на каждый клапан
3.6	Выброс ОР СУЗ при разрыве чехла привода	5
3.7	Мгновенное заклинивание ГЦН	по одному на насос (4)
3.8	Разрыв паропровода ПГ	1 на ПГ (4)
3.9	Разрыв трубопровода питательной воды ПГ	по одному на ПГ (4)
3.10	Разрыв паропровода острого пара	1

П р и м е ч а н и я:

1) Суммарное число режимов с нарушениями нормальной эксплуатации не должно превышать 300.

2) Суммарное число аварийных режимов не должно превышать 30.

3) Допустимое количество циклов и условия нагружения, а также ресурс работы трубопроводов вспомогательных систем, непосредственно примыкающих к трубопроводам 1-го контура до второй запорной арматуры, считая от места врезки в первый контур, и повреждение которых может быть исходным событием аварии, соответствуют циклам, условиям нагружения и ресурсу соответствующего оборудования первого контура.

4) Количество циклов нагружения ТВС за срок службы не должно превышать значений, приведенных в таблице Б.1 настоящего Приложения, а также указанных в технических условиях на комплекс кассет 0401.04.00.000 ТУ (ТУ-1455-85), 0401.11.00.000 ТУ (ТУ-95 2624-96), 0401.22.00.000 ТУ (ТУ 95 2783-2001), 0401.28.00.000 ТУ (ТУ 95 2829-2003) и 0401.29.00.000 ТУ (ТУ 95 2898-2006).

5) В случае превышения числа режимов, предусмотренных в обосновании прочности оборудования или его элементов, или в случае более жестких условий их протекания, а также в случае непроектных режимов, необходимо провести оценку накопленных повреждений и остаточного ресурса оборудования. Диаграммные ленты, отчеты, архивы на DVD с характеристиками непроектных режимов должны храниться на АС до окончания проведения оценок остаточного ресурса. Эксплуатация может быть продолжена при наличии у эксплуатирующей организации обосновывающего анализа, согласованного Главным конструктором РУ (АО ОКБ «Гидропресс»), головным институтом по эксплуатации АЭС (АО «ВНИИАЭС»), АО «Атомэнергопроект» с обеспечением всех требований по ядерной, радиационной и технической безопасности.

В таблице Б.2 приведены характеристики и допустимое количество импульсных разгрузок допустимых для блока 3 Балаковской АЭС.



Т а б л и ц а Б.2 – Предельно-допустимое количество импульсных разгрузок

Мощность турбины в исходном режиме, % Nном1	Уровень, до которого снижается мощность турбины, % Nном2	Мощность турбины после восстановления нагрузки, % Nном3	Время работы на сниженном уровне мощности, с	Общее количество циклов за весь срок службы реактора
104	20	80	0	300 циклов
104	30	70	0	
104	50	80	0	
104	50	80	5	
104	70	80	0	
104	70	80	5	
104	20	104	0	
104	30	104	0	
104	50	104	0	
104	50	104	5	
104	70	104	0	
104	70	104	5	

**П р и м е ч а н и я:**

1) при импульсной разгрузке блока АС, изменением расхода пара на турбину, снижается мощность ТГ с Nном1 до Nном2, затем увеличивается до Nном3. По сигналу «Сброс нагрузки» открывается БРУ-К. АРМ, поддерживая давление пара в ГПК, перемещает ОР СУЗ вниз, в результате чего мощность реактора снижается, клапаны БРУ-К закрываются, и достигается стабилизация параметров на новом уровне мощности;

2) в обоснование режимов импульсной разгрузки для блока 3 Балаковской АЭС выполнено расчетное обоснование «Анализ динамической устойчивости энергоблоков 1-4 Балаковской АЭС в нестационарных режимах. 320.100.00.00.000 Д179» - для двух моментов топливной кампании, характеризующихся минимальным и максимальным коэффициентами реактивности. Проведен анализ влияния на циклическую прочность оборудования «Анализ влияния режимов импульсной разгрузки энергоблока на циклическую прочность оборудования РУ. 320.100.00.00.000 Д180»

Б.2 Допустимое число циклов нагружения отдельных узлов ГЦТ приведено в таблице Б.3 настоящего Приложения. Объем ревизии металла ГЦТ при эксплуатации определяется типовой программой «Контроль состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов при эксплуатации атомных электростанций с РУ ВВЭР-1000» (ТПРГ 1.1.8.10.1125-2016).

Т а б л и ц а Б.3 – Предельно-допустимые количества циклов нагружения патрубков ГЦТ в режимах с подачей «холодной воды»

Наименование	Количество допускаемых циклов нагружений патрубка за срок службы
Патрубок подпитки Ду100 (133×14)	Заброс воды с температурой (60÷70) °С при температуре теплоносителя (260÷291) °С, а также отличающейся от температуры теплоносителя ГЦТ более, чем на 30 °С, при условии, что фильтры СВО-1 соответствующей петли не подключены - не более 30 циклов. При разности температур теплоносителя в ГЦТ и подпиточной воды не более 30 °С - количество циклов не ограничено.
Патрубок аварийного впрыска бора Ду125 (159×17)	Впрыск бора с температурой (20÷60) °С в ГЦТ с температурой теплоносителя (260÷291) °С - не более 30 циклов за срок службы, включая этап ПНР. При разности температур теплоносителя в ГЦТ и вводимого раствора не более 30 °С - количество циклов не ограничено.
Патрубок аварийного и планового расхолаживания трубопроводов Ду300 (351×36)	Количество циклов подачи воды с температурой (20÷60) °С при аварийном разрыве 1-го контура - 30 циклов. При разности температур теплоносителя в ГЦТ и подаваемой воды в патрубки не более 30 °С - количество циклов не ограничено.
Патрубок замера давления Ду10 (14×2)	Допускаемое число продувок за срок службы – 60. Температура воды на продувку не менее 70 °С без учёта температуры воды в застойных участках импульсных трубопроводов. Температура теплоносителя в холодной нитке 260÷291 °С, в горячей нитке 325 °С. Время продувки ограничивается одной минутой. После каждых 8÷10 продувок на разогретом 1-ом контуре проводить контроль плотности защитной рубашки. Количество продувок в «холодном» состоянии блока не ограничено.
П р и м е ч а н и е - Персонал АС ведёт учёт всех циклов подачи раствора борной кислоты в первый контур с разностью температур теплоносителя и вводимого раствора борной кислоты более 30 °С по всем патрубкам впрыска раствора борной кислоты в ГЦТ.	

Б.4 За период эксплуатации на разогретых ПГ допускается не более 240 продувок уравнительных сосудов водой с температурой (164± 4) °С.

Количество циклов резкого изменения температуры питательной воды с 220 °С до 164 °С. за весь ресурс не более 300.

В случае аварийного расхолаживания по отдельной магистрали в ПГ может подаваться вода с температурой от 5 °С до 40 °С в течение всего периода расхолаживания (не более 70 раз за весь период эксплуатации, включая 10 циклов восстановления уровня в ПГ включением АПН).

При эксплуатации блока на мощности количество снижений уровня в пределах от 500 мм до 1100 мм ниже номинального допускается не более 50 раз за

срок службы ПГ. Количество циклов восстановления уровня с помощью АПН за ресурс не более 10. Работа ПГ на мощности при этом не допускается (мощность реактора должна быть снижена до МКУ мощности).

Б.5 Продолжительность работы ГЦН в условиях проектного землетрясения (ПЗ), равного 6 баллам, - не более одной минуты, количество ПЗ на весь ресурс работы подшипников и уплотнения вала не более 2. После МРЗ (максимального расчётного землетрясения, равного 7 баллам) и после ПЗ требуется ревизия насоса.

## **Приложение В**

### **(обязательное)**

#### **Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации блока АС с РУ В-320 при опорожнении бака аварийного запаса раствора борной кислоты (бака ГА-201)**

При эксплуатации блоков АС с РУ В-320 возникла необходимость в реконструкции, монтаже сетчатых ограждений и контроле плотности защитной оболочки, при выводе реакторной установки в ремонт с перегрузкой ядерного топлива.

Учитывая необходимость проведения работ в опорожненном баке ГА-201 при эксплуатации АС, решили:

- при эксплуатации бака ГА-201 после полной выгрузки топлива из реактора проводится плановое техническое освидетельствование герметичного контура и сетчатых ограждений внутри бака ГА-201.

Периодичность планового технического освидетельствования бака ГА-201 один раз в 10 лет должна совпадать с периодичностью планового технического освидетельствования реакторной установки.

В.1 При плановом техническом освидетельствовании бака ГА-201 в качестве мероприятий, компенсирующих выведение в резерв линий аварийной подпитки отсеков бассейна выдержки от спринклерных насосов, должны быть выполнены условия безопасного хранения в отсеках бассейна выдержки выгруженного из реактора топлива:

В.1.1 В отсеках бассейна выдержки создан запас раствора борной кислоты с концентрацией  $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup>, соответствующей отметке плюс 32 метра. Для создания запаса установлены гидрозатворы между бассейном выдержки и реактором.

В.1.2 Создан запас не менее 400 м<sup>3</sup> раствора борной кислоты с концентрацией  $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup> в соответствующих баках спецкорпуса для возможной подпитки

бассейна выдержки из спецкорпуса. Все насосы заполнения БВ 0ТМ50D01,02,03 находятся в состоянии готовности к работе.

Разработаны мероприятия, обеспечивающие запитку насосов заполнения БВ 0ТМ50D01,02,03 от источников электроснабжения 2 категории.

В.1.3 В работе находится один канал системы охлаждения бассейна выдержки с резервом по электроснабжению от дизель-генератора соответствующей системы безопасности, в состоянии готовности имеется не менее одного канала системы охлаждения бассейна выдержки.

В.1.4 В отсеках бассейна выдержки контролируются:

- температура воды не более 50 °С;
- концентрация борной кислоты 16÷20 г/дм<sup>3</sup>.
- уровень воды, соответствующий отметке плюс 32 м. При отклонении уровня воды на 100 мм ниже регламентируемого проводить подпитку бассейна выдержки по проектной схеме.

В.1.5 Для обеспечения безопасности производства работ в баке ГА-201 закрыта арматура ТQ10,20,30S01 на линиях всаса насосов из бака ГА-201, электросхемы приводов разобраны, в сборках РТЗО отключены силовые кабели, приводы арматур заперты, ключи управления на БЩУ закрыты крышками.

В.2 В период между плановым техническим освидетельствованием бака ГА-201 может быть проведено внеочередное техническое освидетельствование в ППР с перегрузкой топлива.

В.2.1 Внеочередное техническое освидетельствование проводится:

- при обнаружении неплотности герметичного контура бака;
- по предписанию инспекции Ростехнадзора.

В.2.2 При внеочередном техническом освидетельствовании бака ГА-201 должны выполняться следующие условия:

- сняты и находятся в соответствующих шахтах ревизии верхний блок и блок защитных труб. В реакторе и отсеках бассейна выдержки находится топливо;
- температура воды в реакторе и отсеках бассейна выдержки не выше 50 °С, концентрация борной кислоты в воде  $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup>;
- сняты гидрозатворы между:
  - а) бассейнами выдержки и «мокрой» перегрузки реактора;
  - б) кассетными отсеками бассейна выдержки;
- запрещается установка УО в коллекторы ПГ и заглушек (Д773.000.00) в улитки ГЦН

#### В.2.3 В работе от секций СН нормального электроснабжения:

- один канал системы аварийно-планового расхолаживания реактора с резервированием канала электроснабжения от соответствующего дизель-генератора системы безопасности;
- один канал системы охлаждения бассейна выдержки с резервированием канала электроснабжения от соответствующего дизель-генератора системы безопасности.

#### В.2.4 В состоянии готовности находятся:

- не менее двух каналов системы аварийного ввода бора с соответствующими обеспечивающими системами (технологическими и электроснабжения);
- не менее одного канала системы аварийно-планового расхолаживания реактора с соответствующими обеспечивающими системами (технологическими и электроснабжения);
- не менее одного канала системы охлаждения бассейна выдержки с соответствующими обеспечивающими системами (технологическими и электроснабжения) соответствующей системы безопасности;

- не менее 400 м<sup>3</sup> раствора борной кислоты с концентрацией 16÷20 г/дм<sup>3</sup> в соответствующих баках спецкорпуса для возможной подпитки бассейна выдержки из спецкорпуса;
- не менее двух насосов заполнения бассейна выдержки 0ТМ50D01,02,03.

В.2.5 Бассейн выдержки и бассейн перегрузки заполнены до уровня, определенного программой работ с топливом в реакторе и бассейне выдержки при перегрузке или отправке отработавшего ЯТ (соответствует отметке плюс 36.2 м).

В.2.6 Разрешается начинать дренирование бака ГА-201 при заполнении БВ и БП от системы заполнения в спецкорпусе и достижения отметки не ниже плюс 29 м.

В.2.7 Для обеспечения безопасности производства работ в баке ГА-201 закрыта арматура ТQ10,20,30S01 на линиях всаса насосов из бака ГА-201, электросхемы приводов разобраны, в сборках РТЗО отключены силовые кабели, приводы арматур заперты, ключи управления на БЩУ закрыты крышками.

В.2.8 Закрыта дверь на входе в шахту реактора и транспортный люк в ГО.

В.2.9 Выполнены мероприятия по непопаданию чистого конденсата в реактор и бассейн выдержки в соответствии с ИЭ РУ.

В.2.10 С периодичностью два раза в смену выполнять контроль концентрации борной кислоты в реакторе и бассейне выдержки.

В.2.11 Не реже двух раз в смену выполнять визуальный контроль уровня в бассейне перегрузки по месту.

В.2.12 Постоянно ведется контроль:

- уровня в бассейне перегрузки по приборам БЩУ. При снижении уровня на 100 мм проводить дозаполнение от системы в спецкорпусе;
- работы системы аварийно-планового расхолаживания реактора и расхолаживания отсеков бассейна выдержки;
- температуры воды в реакторе и бассейне выдержки.

В.2.13 Должны быть разработаны и выполнены мероприятия, обеспечивающие ввод в работу каналов системы планового расхолаживания за время не более 2-х часов.

В.3 Условия обеспечения безопасности реакторной установки при устранении неплотностей в герметичной облицовке бака ГА-201, обнаруженных при эксплуатации блока.

В.3.1 Первый контур уплотнен, получены положительные результаты испытания на плотность давлением 3,43 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>).

В.3.2 В работе система аварийно-планового расхолаживания реактора. Параметры первого контура:

- температура не более 70 °С;
- давление не более 0,98 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>);
- уровень в компенсаторе давления 11 метров, в компенсаторе давления создана азотная подушка.

В.3.3 Концентрация борной кислоты в первом контуре 16÷20 г/дм<sup>3</sup>.

В.3.4 Парогенераторы заполнены по второму контуру до уровня, соответствующего началу разогрева первого контура.

В.3.5 Все каналы трех систем безопасности находятся в состоянии готовности к работе. Состояние каналов аварийного ввода бора, спринклерных и аварийной подачи воды в парогенераторы определяются состоянием реакторной установки.

В.3.6 Все гидроемкости САОЗ подключены к реактору, в них создан номинальный уровень раствора борной кислоты с концентрацией 16÷20 г/дм<sup>3</sup>, давление равно или менее давления в реакторе, но не менее 0,49 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>).

В.3.7 Между бассейном перегрузки и бассейном выдержки установлен и уплотнен гидрозатвор.

В.3.8 Уровень в отсеках бассейна выдержки увеличен до отметки плюс 32 м заполнением борным раствором с концентрацией не менее 16÷20 г/дм<sup>3</sup>.



В.3.9 В работе один канал охлаждения бассейна выдержки, два других находятся в состоянии готовности к работе.

В.3.10 В спецкорпусе создан запас борной кислоты не менее  $400 \text{ м}^3$  с концентрацией  $16 \div 20 \text{ г/дм}^3$ . Не менее двух насосов заполнения бассейна выдержки 0ТМ50D01,02,03 находятся в состоянии готовности к работе.

В.3.11 Уплотнен транспортный люк ГО, закрыта дверь в шахту реактора. Шахты ревизии БЗТ и ВКУ заполнены раствором борной кислоты с концентрацией не менее  $16 \text{ г/дм}^3$  до уровня, соответствующего отметке плюс 27 м.

В.3.12 Должны быть разработаны и выполнены мероприятия, обеспечивающие ввод в работу каналов системы планового расхолаживания за время не более 2-х часов.

## **Приложение Г**

### **(обязательное)**

#### **Условия вывода в ремонт канала системы охлаждения бассейна выдержки**

Г.1 Вывод в ремонт одного канала системы охлаждения БВ в случае, если ее отказ не связан с посадкой и неоткрытием локализирующей арматуры допускается на срок до восстановления ее работоспособности при выполнении следующих условий:

Г.1.1 Подтвердить проверкой в работе работоспособность 2-х других каналов системы охлаждения БВ, в том числе и от источников надежного питания 2 категории в случае, если выход из строя канала связан с отказом в системе электроснабжения 2 категории данного канала.

Г.1.2 При плановых проверках подтверждена работоспособность не менее 2-х каналов спринклерной системы, уровень в баке ГА-201 должен быть не менее 4400 мм.

Примечание - ограничения по п.1.2 снимаются после создания в БВ уровня номинального для перегрузки при условии подтверждения работоспособности не менее 2-х каналов системы аварийного и планового расхолаживания TQ12, 22,32 и вводятся после установки на разъем реактора верхнего блока или после установки гидрозатвора между БВ и реактором.

Г.1.3 Подтвердить поочередно прокруткой работоспособность электроприводной арматуры не менее чем двух каналов аварийной подпитки БВ.

Г.1.4 Не реже одного раза в смену контролировать концентрацию борной кислоты в БВ и баке ГА-201, которая должна быть  $16 \div 20$  г/дм<sup>3</sup>.

Г.1.5 При сдренированном баке ГА-201 в работе находится один канал системы охлаждения бассейна выдержки с резервом по электроснабжению от дизель-генератора соответствующего канала системы безопасности, в состоянии готовности к работе не менее одного канала системы расхолаживания отсеков бассейна выдержки.

Г.1.6 При выходе из строя двух каналов и повышении температуры более 70 °С системы расхолаживания БВ блок должен быть непланово остановлен и

переведен в «холодное» состояние с нормальной скоростью. В процессе перевода в «холодное» состояние необходимо принять неотложные меры по восстановлению работоспособности одной из двух неисправных ниток.

Г.2 Условия вывода в ремонт одного канала системы охлаждения БВ в случае закрытия и неоткрытия локализирующей арматуры на напорном и сливном трубопроводах системы охлаждения БВ.

Г.2.1 При работе блока на мощности все отсеки БВ должны быть заполнены до уровня, соответствующего номинальному уровню для хранения топлива. Арматура на перемычках между насосами открыта. Гидрозатворы между отсеками бассейна сняты.

Г.2.2 При снижении или росте уровня в одном из отсеков хранения топлива TG21B01,B02,B03 проверить открытое положение локализирующей арматуры TG11(12,13)S01,S03,S04,S05. В случае закрытия локализирующей арматуры на одной из ниток, принять исчерпывающие меры по ее открытию и восстановлению циркуляции по контуру расхолаживания. При невозможности восстановления циркуляции и росте температуры в отсеке хранения топлива более 70 °С приступить к останову блока и переводу его в «холодное» состояние и далее действовать в соответствии с противоаварийной документацией [69, 71].

Приложение Д  
(обязательное)

Эксплуатационные условия по состоянию работоспособности систем и оборудования при различных эксплуатационных состояниях и режимах блока АС

№ п/п	Код системы	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																			
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	РМ	МКУ	ПЕР	ГС	ПЕР	ХС	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПТ	ПЕР	ОДР	ПЕР		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
<b>Оборудование РУ В-320</b>																						
1.	УС	Реактор	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	
2.		Элементы системы внутриреакторного контроля	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	
3.		Каналы нейтронные измерительные	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	
4.		Аппаратура системы внутриреакторного контроля	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	
5.		Аппаратура контроля нейтронного потока	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р(1)	Р(1)	Р(1)	Р(1)	Р	
6.		Система контроля перегрузки	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	
7.		Комплекс электрооборудования СУЗ	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	
8.	УА	Элементы температурного контроля ГЦТ (в том числе компенсационные устройства, коробки соединительные)	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	РС	
9.	УВ	Парогенератор ПГВ-1000М	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	РС	
10.	УА	Главный циркуляционный трубопровод (ГЦТ)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	
11.	УД	Главный циркуляционный насос (ГЦН)	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	
12.	УР	Компенсатор давления (КД)	РС-ОУ 7.3.3.2	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС-ОУ 7.3.3.2	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	
13.	УТ	Гидроемкость САОЗ	РС-ОУ 7.3.3.5	РС/Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р-ОУ 7.10.6.11 /ВР	РС-ОУ 7.3.3.5	РС-ОУ 7.3.3.5	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	РС	
14.		Система контроля (протечек) плотности разъемов оборудования 1 контура	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	РС	
15.		Гидроагрегаторы	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	РС	
16.		Машина перегрузочная	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
17.		Транспортно-технологическое оборудование для перегрузки топлива	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	РС	РС	РС	РС	Р	Р	Р	Р	РС	РС

№ п/п	Код системы	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																		
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	РМ	МКУ	ПЕР	ГС	ПЕР	ХС	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПТ	ПЕР	ОДР	ПЕР	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
18.		Оборудование системы КТО	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	
19.		Система контроля течи	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	
<b>Реакторное отделение</b>																					
20.	TQ11-31	Спринклерная система	PC(1)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(1)	PC(1)	PC(1) – УБЭ п.1.2.3.2	PC(1)	PC(1)	PC(1)	
21.	TQ12-32	Система аварийного и планового расхолаживания	PC(1) P(1)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(2) PC(1)/P(1) – ОУ	PC(1) P(1)	PC(1) P(1)	PC(1) P(1)	PC(1) P(1)	PC(1) P(1)	PC(1) P(1)	PC(1) P(1)	PC(1) P(1)	
22.	TQ13-33	Система аварийного ввода бора	BP	PC(3) – ОУ 7.4.5.9	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3) – ОУ 7.10.6.15 /BP	BP	BP	PC(1)	PC(1)	PC(1) – ОУ 7.13.2.5	PC(1)	PC(1)	BP	
23.	TQ14-34	Система аварийного ввода бора высокого давления	BP	PC(3) – ОУ 7.4.5.9	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3) – ОУ 7.10.6.15 /BP	BP	BP	BP	BP	BP	BP	BP	BP	
24.	TX10-30	Система аварийной питательной воды	BP	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3)	PC(3) – ОУ 7.10.6.15 /BP	BP	BP	BP	BP	BP	BP	BP	BP	
25.	VF	Система технической воды ответственных потребителей гр. «А»	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
26.	QF	Система охлаждения ответственных потребителей РО	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
27.	YR	Система аварийного газоудаления из КД, коллекторов парогенераторов, реактора	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC/P- ОУ 7.10.6.9	PC	PC	HP	HP	HP	HP	HP	PC	
28.	UT10-30	Система воздухообнажения пневмоприводной арматуры	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
29.	TG	Система охлаждения бассейна выдержки	P(1) PC(1)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(1) PC(1)	P(1) PC(1)	P(1) PC(1)	P(1) PC(1)	P(1) PC(1)	P(1) PC(1)	
30.	TK	Система продувки-подпитки	PC(1н)	P(1н) PC(1н)	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	PC(1н)	PC(1н)	PC(1н)	PC(1н)	PC(1н)	PC(1н)	
31.	TU	Система организованных протечек	PC(1н)	P(2н)	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	PC(1н)	PC(1н)	PC(1н)	PC(1н)	PC(1н)	PC(1н)	
32.	TU	Арматура на дренажах U-образных участков ГЦТ	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	
33.	UE	Система гидроиспытаний	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	
34.	UD	Система продувки датчиков КИП	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	
35.	YB	Система КУП-КВП-1000	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	
36.	TN	Система дистиллята	BP	P(2н)	P(2н)	P	P	P	P	P	P	P	P	P	BP	BP	BP	BP	BP	BP	
37.	TF	Система промконтура	BP	P(2н)	P(2н)	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	BP	BP	BP	BP	BP	BP	
38.	YD50, 60	Маслосистема ГЦН	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	
39.	TR	Система газовых слудок	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	

№ п/п	Код системы	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																			
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	МСУ	ПЕР	ГС	ПЕР	МСУ	ПЕР	МСУ	ПЕР	МСУ	ПЕР	МСУ	ПЕР	МСУ	ПЕР	МСУ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
40.	ТР10,20	Подсистема подачи азота и газовых сдувок низкого давления	P(1)	P(1)	P	P	P	P	P	P	P	P	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)		
41.	ТР60	Подсистема подачи азота и газовых сдувок высокого давления	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	Р	Р	РС	Р	Р	РС		
42.	ТР00	Система сжатого воздуха на технологические нужды	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
43.	ТС10	Система сжигания водорода	P(1)	P(1)	P(1)	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)		
44.	ТС21-23	Система спецгазоутилки	P(1)	P(1)	P(2)	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)	P(1)		
45.	ТВ10	Система бакового хозяйства	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)		
46.	ТВ20	Система бакового хозяйства и реактивов	ВР	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР		
47.	ТВ30	Система бакового хозяйства	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)	РС(2н)		
48.	TU	Система трубопроводов дезактивации оборудования и помещений	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
49.	TZ	Система спецканализации фундаментной части и обстройки	РС(1н)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС(1н)	РС(1н)	РС(1н)	РС(1н)	РС(1н)	РС(1н)	РС(1н)		
50.	ТЗ50	Система контроля плотности облицовок бассейна выдержки и бака аварийного запаса раствора борной кислоты (бака ГА-201)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
51.	ТН	Система отмывки концевых уплотнений ГЦН	ВР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР		
52.	UR	Система сбора протечек борсодержавших вод	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
53.	TV	Система отбора высокоактивных проб	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
54.	ТА	Система маслонабжения в реакторном отделении	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
55.	ТС	Система байпасной очистки воды первого контура - СВО-1	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
56.	ТЕ	Система очистки организованных протечек и слива I контура - СВО-2	РС	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
57.	ТВ60, 70, 80	Система автоматического химического контроля	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
58.	TR	Система очистки трапных вод - система СВО-3	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
59.	ТМ	Система очистки вод бассейна выдержки - система СВО-4	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
60.	TD	Система регенерации борной кислоты - система СВО-6	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
61.	RY	Система продувки ПГ	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
62.	RY	Система очистки продувочной воды ПГ - СВО-5	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
63.	TX	Система питательной воды РО от входа в РО до ПГ	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		

№ п/п	Код системы	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																			
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	РМ	МКУ	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
Турбинное отделение																						
64.	SA	Паровая турбина с узлами, деталями и устройствами	НР	НР	НР	РС	РС	Р	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
65.	SB(RB)	Система СПП	НР	НР	НР	РС	РС	Р	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
66.	SD	Конденсаторы с примесно-сбросными устройствами, системой вакуумирования и подачи пара на уплотнения	НР	НР	НР	РС	РС	Р	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
67.	RM	Система основного конденсата	НР	НР	НР	РС	РС	Р	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
68.	RE	Блочная обессоливающая установка	НР	РС	РС	РС	РС	Р	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
69.	RN	Система сепарата и конденсата греющего пара СПП, конденсата ПВД, ПНД	НР	НР	НР	РС	РС	Р	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
70.	VB	Система технического водоснабжения неотвественных потребителей (гр. «В»)	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
71.	VC	Система циркуляционного водоснабжения	НР	НР	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
72.	VC20	Система технического водоснабжения неотвественных потребителей	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
73.		Системы циркуляционного водоснабжения и технического водоснабжения неотвественных потребителей и гидротехнические системы и сооружения промплощадки	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
74.	RL	Деаэрационно-питательная установка	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
75.	RL	Система питательных трубопроводов, в том числе пусковых и основных регулирующих клапанов питания ПГ	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
76.	SA	Турбопитательные насосы (ТПН) с вспомогательными системами.	НР	НР	НР	РС	РС	Р	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
77.	RL	Система вспомогательных питательных электронасосов (ВПЭН)	РС	Р	Р	Р	Р	РС	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
78.	RA	Система паропроводов	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
79.	TX	Предохранительные клапаны ПГ	НР	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
80.	TX	БРУ-А ТХ50,60,70,80S05	НР	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
81.	TX	БЗОК ТХ50,60,70,80S06	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
82.	RC	Система сброса пара в конденсатор (БРУ-К)	НР	НР	НР	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР

№ п/п	Код системы	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																	
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	РМ	МКУ	МКУ	ПЕР	ГС	ПЕР	ХС	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПТ	ПЕР	ОДР	ПЕР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
83.	RQ	Система паропроводов собственных нужд, включая БРУ-СН	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
84.	UM	Теплофикационная установка. Система сетевой воды	НР	НР	НР	НР	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
85.	SC	Система смазки	НР	НР	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
86.	SU	Система подачи масла на уплотнения генератора	НР	НР	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
87.	SC	Система гидростатического подъема роторов	НР	НР	НР	Р	Р	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР
88.	SE	Система регулирования и защиты	НР	НР	НР	НР	Р	Р	НР	НР	НР	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
89.	ST	Система замкнутого контура ОГЦ	НР	НР	НР	НР	Р	Р	НР	НР	НР	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
90.	RR	Технологический конденсатор	НР	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
91.	RT	Система дренажей турбинного отделения	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
92.	UA	Система обессоленной воды	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
93.	RD, RH	Система отборов пара высокого и низкого давления	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
94.	SS	Система водяного охлаждения обмоток статора	НР	НР	НР	НР	Р	Р	НР	НР	НР	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
95.	RT	Система дренажей магнезала	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
Главная схема электрических соединений и СН блока, а также системы и оборудование электроснабжения СН блока																				
96.		Оборудование выдачи мощности в энергосистему (система шин, выключатели блока, ЛЭП) находится в работе	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР
97.		Блочные трансформаторы и рабочие трансформаторы СН поставлены под нагрузку СН	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
98.		Резервные шинопроводы 6 кВ собственных нужд в работе от резервных трансформаторов СН	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	РС	РС	РС	РС
99.		Секции СН 6 кВ нормальной эксплуатации запитаны от трансформаторов СН, выключатели резервных вводов этих секций поставлены на АВР	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	РС	РС	РС	РС
100.		Все секции СН 0,4 кВ запитаны через рабочие вводы	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	РС	РС	РС	РС
101.		Электропитание БЩУ и РЩУ обеспечено с рабочих и резервных секций СН надежного питания, подано питание на местные щиты управления блока	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р



№ п/п	Код системы (оборудования)	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																		
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	РМ	МКУ	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	ХС	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПТ	ПЕР	ОДР	ПЕР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
102.		Штатное освещение в помещениях блока	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	
<b>Электрическая часть. Система аварийного электроснабжения потребителей с.п.</b>																					
103.	ВВ, ВВ, ВХ	Комплексные распределительные устройства КРУ-6 кВ надежного питания II группы. Секции ВВ, ВВ, ВХ.	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
104.	CV, CW, CX	Распределительные устройства 0,4 кВ надежного питания II группы.	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
105.		Сеть надежного питания I группы	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
106.	EA	Аккумуляторные батареи	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
107.	EE	Щиты постоянного тока	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
108.	EF	Агрегаты бесперебойного питания АБП-1500	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
109.	EK, EL, EM	Низковольтные распределительные устройства	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
110.	EQ	Выпрямительные агрегаты поиска земли	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
111.		Кабельные герметичные проходки	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
112.		Кабели системы аварийного электроснабжения	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	
113.		Система аварийного освещения П р и м е ч а н и е: Допускается вывод в ремонт систем аварийного освещения с учетом соблюдения требований п. 1.3.8.1 таблицы 5.2.1	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	
114.		Оборудование средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ) СБ и СВБ.	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	
115.		Автоматические установки пожаротушения распыленной водой помещений систем безопасности	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	
<b>Электрическая часть РДЭС</b>																					
116.		Комплексное распределительное устройство 6 кВ КРУ-6 кВ дизель-генератора	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
117.		Генератор с в/в оборудованием	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
118.		Трансформатор 6/0,4 кВ	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
119.		Щкафы комплектной трансформаторной подстанции 0,4 кВ	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
120.		Сборки задвижек РТЗО	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
121.		Щкафы управления дизель-генератора	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	

№ п/п	Код системы (оборудования)	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																		
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	ПЕР	МС	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПТ	ПЕР	ОДР	ПЕР	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
122.		Шкафы общих цепей	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
123.		Шкаф управления калорифера	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
124.		Распределительное устройство постоянного тока – 24В	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
125.		Кабели и кабельные конструкции	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
<b>Тепломеханическая часть РДЭС</b>																					
126.		Дизель-генератор в объеме поставки завода-изготовителя	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
127.		Система топлива с баками двухуточного запаса	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
128.		Система масла, включая бак запаса, исключая оборудование сепарации, заполнения и откатки бака	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
129.		Система воды внутреннего контура и технической воды, исключая оборудование промывки системы, откатки, заполнения контура	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
130.		Система пускового воздуха	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
<b>Теплотехнический контроль и автоматическая пожарная сигнализация РДЭС</b>																					
131.		Датчики КИП, средства формирования команд управления (релейная аппаратура, аналого-дискретные преобразователи, ключи, кнопки управления и др.), которые воздействуют на пуск и остановку основного технологического и вентиляционного оборудования	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	
<b>Системы вентиляции и кондиционирования</b>																					
132.	TL01	Рециркуляционная система охлаждения воздуха бокса III и ГЦН	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(1)	НР	РС(1)	РС(2)	РС	
133.	TL02	Рециркуляционная система очистки воздуха в герметичных помещениях оболочки	РС(1)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС(1)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	
134.	TL03	Рециркуляционная система охлаждения воздуха приводов СУЗ	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	
135.	TL04	Рециркуляционная система охлаждения воздуха центрального зала	Р(1)	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р(1)	Р(1)	Р(1)	Р(1)	Р(1)	Р(1)	Р(1)	Р(1)	
136.	TL05	Рециркуляционная система охлаждения воздуха шахты реактора	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	РС	НР	НР	НР	РС	

№ п/п	Код системы	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																			
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	РМ	МКУ	ПЕР	ГС	ПЕР	МКУ	ПЕР	ХС	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПТ	ПЕР	ОДР	ПЕР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	РС	
137.	TL06,07	Рециркуляционные системы охлаждения помещений системы подпитки-продукты 1-го контура	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
138.	TL08,09	Рециркуляционные системы охлаждения помещений системы промконтура	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
139.	TL10	Рециркуляционная система охлаждения помещений САОЗ	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)
140.	TL11	Рециркуляционная система охлаждения помещений КИП I, II, III каналов	Р(2)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)
141.	TL13	Рециркуляционная система охлаждения вентиляльных трубопроводов аварийного расхолаживания и проходок I, II, III системы днища оболочки	Р(2)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(3)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)	Р(2)
142.	TL21	Вытяжная ремонтно-аварийная система вентиляции гермооболочки	Р	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
143.	TL22	Система поддержания разрежения и вентиляции гермооболочки	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
144.	TL41	Приточная ремонтно-аварийная система вентиляции гермооболочки	Р	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
145.	TL42	Приточная система поддержания разрежения под оболочкой	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
146.	TL44	Приточная система противодымной защиты лестничных клеток и шахты грузового лифта	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
147.	TL47, TL48	Приточная система воздушнообогрева пневмокоматов	РС	РС	РС	РС	РС	РС(2)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС(2)	РС	РС	РС	РС	РС	РС
148.	TL49	Воздушная завеса над бассейном выдержки и ВКУ	РС	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
149.	TL50	Рециркуляционная система охлаждения проходок трубопроводов оболочки	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
150.	UV01	Система кондиционирования РЦУ	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)
151.	UV02	Система кондиционирования БЦУ	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)
152.	UV04	Рециркуляционная система кондиционирования воздуха ИВС	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(2н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)	Р(1н)/ РС(1н)
153.	UV05	Рециркуляционная система охлаждения воздуха помещений АПН	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)

№ п/п	Код системы	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																			
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	ГС	ПЕР	ПЕР	ХС	ПЕР	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПТ	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПЕР			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
154.	UV07	Рециркуляционная система охлаждения воздуха помещений АKNП и панелей УКТС	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)		
155.	UV09	Рециркуляционная система охлаждения воздуха помещений РУСН систем безопасности	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)		
156.	UV24, 25,26	Вытяжная система из помещений аккумуляторных надежного питания	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)		
157.	UV29, 30,31	Вытяжная система из кабельных помещений РУСН систем безопасности	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)		
158.	UV40	Рециркуляционная система охлаждения проходов	НР	P	P	P	P	P	P	P	P	P	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
159.	UV49, 50,51	Приточная система в кабельные помещения РУСН	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)		
160.	UV55	Приточная система в помещения БЩУ и РЩУ	РС(1)	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС(1)	РС(1)	РС(1)	РС(1)	РС(1)	РС(1)	РС(1)		
161.	UV58	Приточная система противодымной защиты лестничных клеток	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС		
162.	UW19	Система охлаждения воздуха в машинном зале РДЭС (UW19D31,41-D33,43; UW19D81,91-D83,93)	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)		
163.	UW19	Система охлаждения воздуха в помещении МЦУ РДЭС (UW19D51-D53)	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)		
164.	UW19	Система подогрева воздуха в камере всасывания ДГ (UW19D11, D21-D13, D23)	РС(2)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(3)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)	РС(2)		
<b>Система обращения с топливом</b>																						
165.		Гидроавтор плоский скользящий	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
166.		Круговой кран реакторного зала	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
167.		Траверса ТК-13	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
168.		Мостовой кран узла свежего топлива	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
169.		Платформа внутристанционная	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР		
<b>Тепловая автоматика и измерения</b>																						
170.		Управляющие системы безопасности (УКТС, датчики, панели, пульты, преобразователи и т.д.)	P(2)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(3)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)	P(2)		

№ п/п	Код системы	Наименование системы (оборудования)	Эксплуатационные состояния и режимы																	
			ХС	ПЕР	ГС	ПЕР	ГС	ПЕР	ХС	ПЕР	ОДР	ПЕР	ПТ	ПЕР	ОДР	ПЕР	ОДР	ПЕР		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
171.		Системы контроля и управления (датчики, панели, пульты, преобразователи и т.д.) в соответствии с режимом и состоянием систем и оборудования блока	РС	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
172.		Элементы температурного контроля и вибрации насосного агрегата (ПЦН)	НР	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР	НР
173.		АСУ ТП блока (включая, ИВС, УКС, САР) в соответствии с режимом и состоянием систем и оборудования блока	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
174.		Сигнализация БЩУ и РЩУ в соответствии с режимом и состоянием систем и оборудования блока	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
175.		Система автоматического химического контроля воды II контура	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
176.		Система бормеров	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
<b>Система дозиметрического контроля</b>																				
177.		Система дозиметрического контроля	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
178.		Система автоматического радиационного контроля воды I контура	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС
179.		Система автоматического радиационного контроля воды II контура	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС	РС

Условные обозначения, применяемые в таблице:

- Р - система (оборудование) в работе – система (оборудование) выполняет функции, предусмотренные проектом АС;
- РС - система в состоянии готовности к работе (состояние оборудования в «резерве») – работоспособное состояние системы, при котором она готова к выполнению функций, предусмотренных проектом АС (оборудование готово к работе: электрические схемы собраны, ЗБ проверены и введены в работу, шкафы опечатаны, помещения запорты и доступ в них ограничен; система выведена из состояния готовности (оборудование выведено из состояния «резерва»); не регламентировано (нет требований по состоянию работоспособности с точки зрения состояния блока АС); в скобках указано минимальное необходимое количество каналов системы в состоянии готовности; в скобках указано количество насосов системы (например, система должна быть в состоянии готовности и при этом не менее 1-го насоса данной системы в состоянии «резерв»);
- ВР -
- НР -
- (1) -
- (1н) -

- ОУ - особые условия для системы в данном состоянии блока, приведенные в соответствующем разделе регламента или в инструкции по эксплуатации данной системы или оборудования;
- / - через (/) указано изменение состояния системы или оборудования в процессе изменения параметров блока при эксплуатации в данном режиме или состоянии.

## Приложение Е

### (обязательное)

#### **Регламент по удалению водорода из 1-го контура в «холодном» состоянии, состоянии «останов для ремонта» и эксплуатационных режимах разогрева и расхолаживания реакторной установки**

Е.1 Требования по удалению водорода из первого контура при расхолаживании и переводе РУ в «холодное» состояние с разуплотнением ВБ или главного разъема реактора

##### Е.1.1 Исходное состояние

Е.1.1.1 Реактор переведен в подкритическое состояние: концентрация борной кислоты соответствует текущему периоду кампании, температура 1-го контура (260÷280) °С, давление 1-го контура 15,7 МПа (160 кгс/см<sup>2</sup>), в работе не менее двух ГЦН. Для обеспечения контроля требований водородной взрывобезопасности приведены в рабочее состояние приборы контроля концентрации водорода в гермообъеме (ТQ00Q01-Q05), в сдувке из теплообменника оргпротечек ТУ10W01 (ТР15Q01), на входе в установку дожигания водорода (TS14(15)Q01), в отбираемых пробах паровоздушной среды из оборудования РУ (реактор, КД, ПГ, ГЦН) (ТР60Q01), в теплоносителе 1-го контура. Параметры при расхолаживании блока должны фиксироваться в ведомости параметров РУ, журнале химанализов, где должны отражаться температура и давление 1-го контура, температура металла в КД, ПГ и реактора, уровни в КД, ПГ, расходы продувки и подпитки, а также другие параметры, указанные в ведомости. На время расхолаживания ежемесячно контролировать концентрацию борной кислоты, водорода, кислорода, аммиака в воде первого контура. Результаты фиксировать в режимной суточной ведомости РЦ, журнале химанализов до окончания расхолаживания РУ (до температуры 1-го контура (50÷70) °С.

Е.1.2 С момента останова реактора и далее в процессе расхолаживания до момента окончания дегазации теплоносителя первого контура (трёхкратное

дренирование КД до уровня (475÷485) см с последующим заполнением до 11300 мм) в работе должны находиться деаэратор подпитки ТК10В01, система дожигания водорода TS10, установка СВО-2. Ввод борной кислоты в 1-ый контур осуществляется при максимально возможной продувке. При максимальной продувке необходимо обеспечить трехкратный водообмен теплоносителя 1-го контура через деаэратор подпитки с момента начала ввода борной кислоты до момента окончания дегазации теплоносителя первого контура, с целью достижения концентрации водорода в 1-ом контуре не более  $0,5 \text{ мг/дм}^3$ .

Е.1.3 При достижении стояночной концентрации борной кислоты в 1-м контуре заполнить компенсатор давления теплоносителем до 11300 мм и приступить к расхолаживанию РУ, обеспечивая максимально возможную величину продувки теплоносителя 1-го контура (но не более  $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ ), осуществляя дегазацию теплоносителя в деаэраторе подпитки, и контроль концентрации водорода, в теплоносителе 1-го контура в соответствии с п. Е.1.4. Дозирование в подпиточную воду гидразина и аммиака во время расхолаживания и в «холодном» состоянии не производится.

Е.1.4 Дегазация осуществляется посредством циркуляции теплоносителя по тракту: 1-ый контур → продувка → СВО-2 (либо байпас СВО-2) → деаэратор подпитки ТК10В01 → подпитка → 1-ый контур. Контроль за проведением дегазации осуществляется ежесменным химическим анализом на содержание растворенного водорода в теплоносителе 1-го контура. Критерием завершения процесса дегазации является снижение концентрации водорода в теплоносителе 1-го контура до  $0,5 \text{ мг/дм}^3$  и менее.

Е.1.5 После окончания дегазации, до разуплотнения трех приводов СУЗ, осуществляется ежесменный химический контроль за концентрацией водорода в теплоносителе 1-го контура.

В случае увеличения концентрации водорода более  $0,5 \text{ мг/дм}^3$  проводится дополнительная дегазация теплоносителя за счет деаэратора подпитки ТК10В01 и



системы дожигания водород, TS10 с одновременным увеличением продувки 1-го контура.

Е.1.6 При параметрах:

- температура 1-го контура (100÷120) °С;
- температура в КД (130÷150) °С;
- уровень в КД не менее 11300 мм при пароазотной подушке;
- работают 1-2 ГЦН;
- давление первого контура (1,5÷2,5) МПа (15 – 25 кгс/см<sup>2</sup>).

Е.1.6.1 Провести поочередную сдувку газов из реактора и ПГ в барботер. Сдувку из каждой точки продолжать до начала устойчивого роста уровня в барботере. После окончания сдувки открытием арматуры объединить газовые линии воздушника реактора на КД в целях исключения образования газовых объемов в оборудовании 1-го контура. Вести непрерывное газоудаление из ГЦН (поочередно по 0,5 часа из каждого ГЦН), при этом подать запирающую воду в автономный контур работающих ГЦН.

Е.1.7 Подключить систему TQ12(22,32) на расхолаживание 1-го контура при работающих 1-2 ГЦН в соответствии с действующими инструкциями. Продолжить расхолаживание 1-го контура до стояночной температуры, обеспечивая при этом очистку теплоносителя на СВО-2 и соответствующий ВХР 1-го контура.

Е.1.8 После подключения TQ12(22,32) по истечении 1 часа выполнить сдувку газа из КД в ББ и далее на СГО (при проведении сдувки поддерживать давление 1-го контура в пределах (1,5 - 1,8) МПа).

Е.1.9 После расхолаживания первого контура до температуры (50÷70) °С в случае длительной стоянки без разуплотнения, но не более одних суток (например, при ремонтных работах только по 2-му контуру) поддерживать давление азота в 1-ом контуре не менее 0,20 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>), и при этом осуществлять контроль водорода в теплоносителе первого контура не реже одного раза в сутки.

Е.1.10 Периодически при необходимости (при превышении концентрации водорода 2 % в точках отбора по пункту Е.1.1.1) выполнить поочередную сдувку газов через воздушники реактора, коллекторов ПГ, ГЦН - один раз в сутки в барботер. Для проведения сдувки закрыть воздушники реактора, КД и парогенераторов. Затем поочередно провести сдувку из каждой точки (кроме КД) до начала устойчивого роста уровня в барботере, но не менее 15 минут.

После окончания сдувки воздушники ПГ и реактора объединить на КД. Создать давление азота не менее 0,20 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>). Также вести продувку теплоносителя через деаэратор подпитки при работающей системе дожигания водорода TS10.

Е.1.11 После достижения (60÷70) °С в 1-ом контуре и КД отключить работающие ГЦН, объединить газовые линии коллекторов ПГ на КД, создать давление азота не менее 0,20 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) через TP20S04,05. Снятие остаточного энерговыделения осуществлять системой TQ12(22,32). Выполнить контроль содержания газообразного водорода в КД и, при необходимости сдувку в систему СГО.

Е.1.12 До разуплотнения ГЦК должен быть проведен трехкратный обмен воды первого контура и трехкратное колебание уровня воды в первом контуре (дренирование по рабочему уровнемеру КД до (475÷485) см с последующим заполнением до 1130 см) с целью удаления водорода и радиоактивных газов из ГЦК через воздушники.

Е.1.13 Начать дренирование теплоносителя непосредственно перед операциями по разуплотнению ВБ (главного разъема) при закрытом воздушнике КД и объединенных газовых линиях реактора и коллекторов ПГ на КД. Дренирование обеспечить подачей азота в 1-ый контур.

Е.1.14 После дренирования реактора до уровня главного разъема открыть линию воздушника КД на ББ или TY10W01 для снижения давления в 1-ом контуре до атмосферного и незамедлительно приступить к операциям по разуплотнению реактора и разуплотнение трех центральных приводов СУЗ. В случае превышения

времени более одних суток необходимо организовать принудительную вентиляцию азотом объема под крышкой реактора по тракту: система азота - воздушник реактора - чехлы 3-х центральных приводов СУЗ - ЦЗ. Проконтролировать вентиляцию по месту. Из-за возможности накопления взрывоопасной концентрации водорода в коллекторах ПГ допускается стоянка в уплотненном состоянии без подачи азота не более двух суток. В противном случае обеспечить вентиляцию ПГ путем подачи азота по тракту: система азота - коллектора воздушников ПГ с последующей сдувкой на ТУ10W01, с контролем концентрации водорода в ТУ10W01 и баке ТУ20B01. Концентрация водорода в баке ТУ20B01 не должна превышать 2 %. Раз в сутки контролировать концентрацию водорода в реакторе. Отбор осуществлять из центрального патрубка СУЗ. При достижении концентрации водорода 2 % организовать продувку азотом.

Е.1.15 После проведения ППР уплотнение реактора и последующие операции пуска проводить по действующим инструкциям. После уплотнения реактора незамедлительно обеспечить его заполнение и подъем давления до  $1,47 \div 1,6$  МПа ( $15 \div 18$  кгс/см<sup>2</sup>) или вентиляцию 1-го контура с выполнением требований п. Е.1.14.

Для обеспечения требований водородной взрывобезопасности должны находиться в рабочем состоянии приборы контроля концентрации водорода в гермообъеме, в сдувке из теплообменника оргпротечек, на входе в установку сжигания водорода, в отбираемых пробах паровоздушной среды из оборудования реакторной установки (реактор, КД, ПГ, ГЦН), в теплоносителе первого контура.

Е.2 Требования по удалению водорода при расхолаживании и переводе РУ в «холодное» состояние без разуплотнения главного разъема реактора

Е.2.1 После выполнения п.п. Е.1.1-Е.1.10 данного приложения и достижения температуры теплоносителя 1-го контура, в том числе и в КД, ( $60 \div 70$ ) °С выполнить следующие операции:

- 1) отключить работающие ГЦН;
- 2) подать азот в КД;

3) начать дренирование ГЦК и последующее снижение давления в 1-ом контуре при закрытом воздушнике КД и объединенных газовых линиях реактора и коллекторов ПГ на КД. Для увеличения скорости дренирования допускается подача азота в объединенную газовую систему;

4) при снижении давления в 1-ом контуре до атмосферного и уровня воды в реакторе на 1 метр ниже разъемов датчиков приводов СУЗ незамедлительно приступить к разуплотнению датчиков положения 3-х центральных приводов СУЗ и извлечь из них блоки перемещения. Выполнить дренирование ГЦК до уровня главного разъема реактора;

5) организовать непрерывную продувку азотом по тракту: система азота давлением 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) - реактор - чехлы центральных приводов СУЗ - ЦЗ. Продуть азотом КД на ББ в течение одного часа и затем осуществить продувку КД один раз в сутки (уточняется по результатам опробования) в течение всего времени ремонта, не допуская изменения уровня в реакторе при продувке. По условиям опасности накопления водорода в коллекторах ПГ допускается стоянка в таком режиме не более 2-х суток. В противном случае обеспечить вентиляцию ПГ путем подачи азота по тракту: система азота - коллектора воздушников ПГ с последующей сдувкой на ТУ10W01, с контролем концентрации водорода в ТУ10W01 и баке ТУ20B01. Концентрация водорода в баке ТУ20B01 не должна превышать 2 %.

Е.2.2 Требования по удалению водорода из первого контура в период пуска после окончания ремонтных работ.

Е.2.2.1 При проведении заполнения 1-го контура и других необходимых операций перед пуском в соответствии с инструкцией по эксплуатации РУ необходимо выполнить следующие требования:

1) установку ВБ на реактор и уплотнение ГРР проводить при неустановленных блоках перемещения и датчиках положения на разуплотненных 3-х центральных приводах СУЗ, а также при открытом воздушнике реактора;

- 2) контроль заполнения 1-го контура проводить по уровню в КД и в реакторе. При заполнении реактора расход подпиточной воды не должен быть более  $40 \text{ м}^3/\text{ч}$ , а при уровне в КД от 4950 мм - не более  $20 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
- 3) при снятых датчиках положения приводов СУЗ контроль заполнения 1-го контура проводить визуально через привод СУЗ до уровня (200 - 300) мм ниже верхнего торца блока перемещения;
- 4) после заполнения первого контура до уровня (200÷300) мм ниже верхнего торца привода СУЗ, прекратить дозаполнение первого контура, установить и уплотнить датчики положения разуплотненных приводов ОР СУЗ, после чего продолжить дозаполнение первого контура;
- 5) при пуске блока АС (реактор уплотнен) поддерживать давление в 1 -ом контуре  $1,47 \div 1,6 \text{ МПа}$  ( $15 \div 18 \text{ кгс/см}^2$ ), и при этом осуществлять: контроль водорода в теплоносителе, газообразного водорода в КД не реже одного раза в смену;
- 6) при повышении концентрации водорода до 2 % в точках по п. Е.1.1 проводить поочередную сдувку газов через воздушники реактора, коллектора ПГ, ГЦН на ББ: для проведения сдувки закрыть воздушники реактора, КД и парогенераторов, затем поочередно провести сдувку из каждой точки, кроме КД, до начала устойчивого роста уровня в барботере, но не менее 15 минут. Также вести продувку теплоносителя через деаэратор подпитки. В случае длительной стоянки без работающих ГЦН не реже одного раза в 2 суток выполнять дегазацию теплоносителя первого контура (трёхкратное дренирование КД с последующим заполнением) с подачей азота в 1-й контур, в работе должны находиться деаэратор подпитки ТК10В01 и система дожигания водорода TS10 или выполнять включение ГЦН с периодичностью не реже одного раза за (2÷3) суток в течение одного часа.
- 7) в процессе разогрева теплоносителя, начиная с температуры  $(80 \div 90)^\circ\text{C}$ , проводить снижение концентрации кислорода за счёт ввода в первый контур гидразин-гидрата в количестве, обеспечивающем его двух-трёхкратный избыток по отношению к концентрации кислорода в теплоносителе. Введение гидразин-гидрата продолжать до снижения концентрации кислорода в теплоносителе до значения не

более  $0,02 \text{ мг/дм}^3$ . Повышение температуры теплоносителя первого контура выше  $120 \text{ }^\circ\text{C}$  допускается после снижения концентрации растворённого кислорода в теплоносителе до  $0,02 \text{ мг/дм}^3$  и ниже.

Е.2.2.2 При проведении испытаний ГО:

- 1) остаточное тепловыделение снимается системой TQ12(22,32);
- 2) в работе система подпитки-продувки на максимально возможном расходе, работает деаэратор подпитки ТК10В01 и система дожигания водорода TS10;
- 3) давление первого контура  $1,5 \div 1,8 \text{ МПа}$  ( $15-18 \text{ кгс/см}^2$ );
- 4) температура первого контура не выше  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- 5) объединены газовые сдувки ПГ и реактора на КД;
- 6) в компенсаторе давления уровень не менее 6 метров, создана азотная подушка;
- 7) не реже одного раза в 2 суток обеспечивается дегазация теплоносителя первого контура (трёхкратное дренирование КД с последующим заполнением) с подачей азота в 1-й контур;
- 8) ежемесячно проводится контроль концентрации водорода в теплоносителе первого контура. При повышении концентрации водорода в теплоносителе 1-го контура выше  $0,5 \text{ мг/дм}^3$  выполнить контроль концентрации водорода в газовом объеме КД или в паровой подушке КД. При концентрации водорода в газовом объеме КД более 2 % провести сдувку «подушки» из КД с последующей подачей в него азота и выполнить сдувку газов из воздушников 1-го контура.

## Приложение Ж (обязательное)

### Нормы химического состава воды 1-го и 2-го контуров в различных режимах работы

**Ж.1 Нормы водно-химического режима первого контура, систем, связанных с первым контуром, и требования к качеству борированных растворов систем безопасности**

#### **Ж.1.1 Нормы водно-химического режима первого контура**

Ж.1.1.1 В первом контуре при работе блока АС с реактором ВВЭР-1000 на энергетических уровнях мощности применяется слабощелочной восстановительный координированный водно-химический режим с борной кислотой.

Ж.1.1.2 Водно-химический режим первого контура обеспечивает:

- подавление образования окислительных продуктов радиолиза теплоносителя при работе блока АС на мощности;
- коррозионную стойкость конструкционных материалов оборудования и трубопроводов в течение всего срока эксплуатации блока АС;
- минимальное количество отложений на поверхностях ТВС в активной зоне и теплообменной поверхности парогенераторов;
- минимизацию накопления активированных продуктов коррозии;
- минимальное количество радиоактивных технологических отходов.

Ж.1.1.3 Подавление образования окислительных продуктов радиолиза теплоносителя обеспечивается поддержанием концентрации водорода в диапазоне допустимых значений посредством непрерывного или периодического дозирования аммиака, радиолитически разлагающегося с образованием водорода и азота.

Ж.1.1.4 Снижение при работе на мощности интенсивности роста отложений на поверхностях тепловыделяющих сборок и накопления активированных продуктов

коррозии на поверхности обслуживаемого оборудования обеспечивается поддержанием суммарной молярной концентрации ионов щелочных металлов (калия, лития и натрия) в соответствии с оптимальной координирующей зависимостью ее от текущей концентрации борной кислоты.

Ж.1.1.5 Контролируемые показатели качества теплоносителя разделяются на нормируемые и диагностические показатели. Для каждого из нормируемых показателей установлены диапазоны допустимых значений, а также отклонения от диапазонов допустимых значений. Для диагностических показателей установлены контрольные уровни.

Ж.1.1.6 К нормируемым показателям относятся показатели качества теплоносителя, поддержание которых в диапазонах допустимых значений обеспечивает целостность элементов активной зоны, назначенный срок эксплуатации оборудования первого контура и удовлетворительную радиационную обстановку на блоке.

Ж.1.1.7 Отклонения нормируемых показателей качества теплоносителя подразделяются на уровни. Для каждого уровня установлены как предельные значения показателей качества теплоносителя, так и максимально-допустимое время работы блока АС с отклонениями нормируемых показателей качества теплоносителя.

Ж.1.1.8 К диагностическим показателям относятся показатели качества теплоносителя, обеспечивающие получение дополнительной информации о причинах изменений нормируемых показателей или ухудшение водно-химического режима. К диагностическим показателям, за исключением концентрации борной кислоты, также относятся показатели качества подпиточной воды, воды бассейнов выдержки и перегрузки топлива, борированных растворов систем безопасности РУ, а также показатели качества воды вспомогательных систем.

Минимально допустимые значения концентрации борной кислоты в воде бассейнов выдержки и перегрузки топлива и в баках борированных растворов систем безопасности РУ установлены, исходя из обеспечения необходимого уровня



подкритичности реактора. Действия персонала при снижении в баках борированных растворов СБ концентрации борной кислоты ниже значений, указанных в настоящем приложении, определены в подразделе 5.2.

Отклонения диагностических показателей от контрольных уровней указывают на нарушения в работе технологических систем обеспечения водно-химического режима, которые могут привести к отклонениям нормируемых показателей.

Ж.1.1.9 При отклонениях нормируемых и диагностических показателей качества теплоносителя выполняется поиск и устранение причин отклонений.

Ж.1.1.10 Нарушением водно-химического режима являются отклонения нормируемых показателей качества теплоносителя от диапазонов допустимых значений, неустраненные в течение установленного для каждого уровня времени.

Отсчет времени работы блока на уровнях действий, приведенных в настоящем приложении, начинается с момента фиксации отклонения нормируемых показателей качества теплоносителя.

Ж.1.1.11 Значения химических показателей качества соответствуют результатам измерений или пересчета для стандартных условий анализируемых водных проб: температура - 25 °С, давление - 0,1 МПа.

## **Ж.1.2 Работа блока на уровнях мощности $30\%N_{ном} < N \leq 50\%N_{ном}$ и более $50\%N_{ном}$**

Ж.1.2.1 Нормы качества теплоносителя первого контура, включая диапазоны нормируемых значений и уровни отклонений, а также контрольные уровни диагностических показателей приведены в следующих таблицах:

- таблица Ж.1.1 - при работе блока на мощности более  $50\%N_{ном}$ ;
- таблица Ж.1.2 - при работе блока на мощности

Ж.1.2.3 Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (калия, лития и натрия) при работе блока на мощности более  $30\%N_{ном}$  должна поддерживаться в зависимости от текущей концентрации борной кислоты в пределах зоны А, указанной на рисунке Ж.1.1.

Ж.1.2.4 Концентрация аммиака в теплоносителе должна поддерживаться на уровне, обеспечивающем концентрацию водорода в следующих пределах:

- от 2,2 до 4,5 мг/дм<sup>3</sup> при работе блока на мощности более  $50\%N_{ном}$ ;
- от 1,3 до 4,5 мг/дм<sup>3</sup> при работе блока на мощности  $30\%N_{ном} < N \leq 50\%N_{ном}$ .

Ж.1.2.5 Установки очистки теплоносителя первого контура, оснащенные высокотемпературными и ионитными фильтрами, должны работать непрерывно при обеспечении необходимого расхода через фильтры.

Ж.1.2.6 Диагностические показатели качества воды бассейнов выдержки топлива при работе блока на мощности более  $50\%N_{ном}$ , при работе блока на мощности  $30\%N_{ном} < N \leq 50\%N_{ном}$  должны соответствовать значениям, приведенным в таблице Ж.1.4.

Таблица Ж.1.1 - Нормы качества теплоносителя при работе блока на энергетических уровнях мощности более 50 % $N_{ном}$ 

Нормируемые показатели				
Наименование показателей	Диапазон допустимых значений	Отклонения от допустимых значений		
		1-й уровень	2-й уровень	3-й уровень
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup>	не более 0,1	-	свыше 0,1 до 0,2	свыше 0,2
Концентрация растворенного кислорода, мг/дм <sup>3</sup>	не более 0,005	свыше 0,005 до 0,02	свыше 0,02 до 0,1	свыше 0,1
Концентрация растворенного водорода, мг/дм <sup>3</sup>	2,2÷4,5	свыше 4,5 до 7,2 или менее 2,2 до 1,3	свыше 7,2 до 9,0 или менее 1,3 до 0,5	свыше 9,0 или менее 0,5
Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (K+Li+Na) (в зависимости от текущей концентрации борной кислоты)	зона А на рисунке Ж.1.1	зона Б на рисунке Ж.1.1	зоны В и Г на рисунке Ж.1.1	зона Д на рисунке Ж.1.1
Диагностические показатели				
Наименование показателей	Контрольные уровни			
Удельная электропроводность, мкСм/см	от 20 до 200			
Концентрация аммиака, мг/дм <sup>3</sup> , не менее	5,0			
Концентрация железа, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,05			
Концентрация нитрат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,2			
Концентрация фторид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,05			
Концентрация сульфат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1			
Концентрация ООУ, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,5			
Величина рН	от 5,8 до 10,3			

Т а б л и ц а Ж.1.2 - Нормы качества теплоносителя при работе блока на мощности  $30\%N_{ном} < N \leq 50\%N_{ном}$

Нормируемые показатели				
Наименование показателей	Диапазон допустимых значений	Отклонения от допустимых значений		
		1-й уровень	2-й уровень	3-й уровень
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup>	не более 0,1	-	свыше 0,1 до 0,2	свыше 0,2
Концентрация растворенного кислорода, мг/дм <sup>3</sup>	не более 0,005	свыше 0,005 до 0,02	свыше 0,02 до 0,1	свыше 0,1
Концентрация растворенного водорода, мг/дм <sup>3</sup>	от 1,3 до 4,5	свыше 4,5 до 7,2	свыше 7,2 до 9,0 или менее 1,3 до 0,5	свыше 9,0 или менее 0,5
Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (K+Li+Na) (в зависимости от текущей концентрации борной кислоты)	зона А на рисунке Ж.1.1	зона Б на рисунке Ж.1.1	зоны В и Г на рисунке Ж.1.1	зона Д на рисунке Ж.1.1
Диагностические показатели				
Наименование показателей	Контрольные уровни			
Удельная электропроводность, мкСм/см	от 20 до 200			
Концентрация аммиака, мг/дм <sup>3</sup> , не менее	15,0			
Концентрация железа, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,05			
Концентрация нитрат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,2			
Концентрация фторид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,05			
Концентрация сульфат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1			
Концентрация ООУ, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,5			
Величина рН	от 5,8 до 10,3			

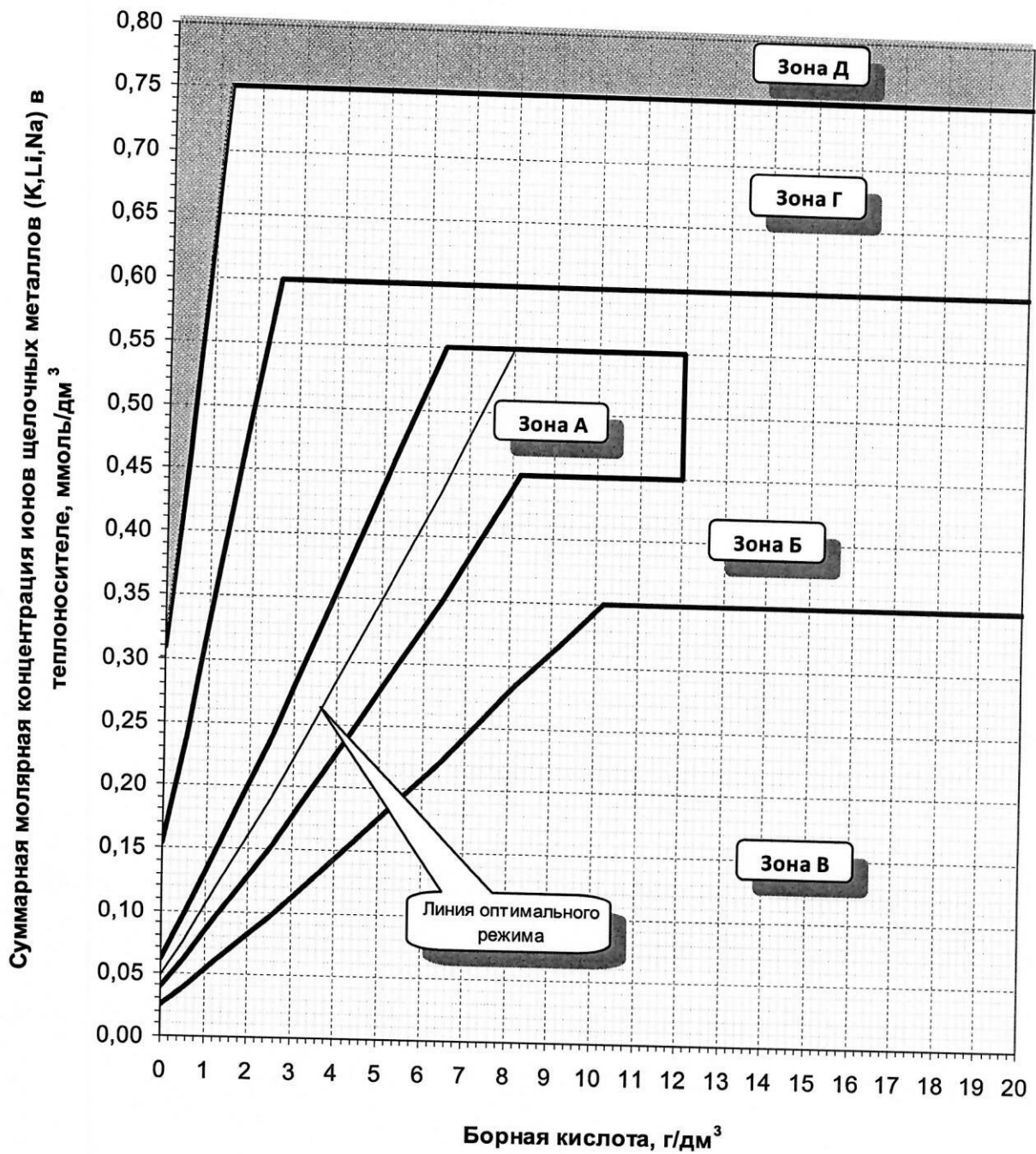


Рисунок Ж.1.1 – Зависимость суммарной молярной концентрации ионов щелочных металлов (калия, лития и натрия) в теплоносителе первого контура от текущей концентрации борной кислоты

### **Ж.1.3 Действия при отклонении нормируемых показателей качества теплоносителя при работе блока на мощности $30\%N_{ном} < N \leq 50\%N_{ном}$ и более $50\%N_{ном}$**

#### **Ж.1.3.1 Первый уровень**

Если продолжительность работы блока с отклонением одного или нескольких нормируемых показателей в пределах первого уровня, указанных в таблице Ж.1.1, при мощности более  $50\%N_{ном}$  и в таблице Ж.1.2 при мощности  $30\%N_{ном} < N \leq 50\%N_{ном}$ , превышает 7 суток с момента обнаружения отклонений, то фиксируется нарушение водно-химического режима с обязательным анализом причин нарушения и принимаются меры по устранению нарушения. Дальнейшая работа блока должна быть продолжена на уровне мощности не выше текущего.

#### **Ж.1.3.2 Второй уровень**

Продолжительность работы блока на мощностях более  $50\%N_{ном}$  и  $30\%N_{ном} < N \leq 50\%N_{ном}$  при отклонении одного или нескольких нормируемых показателей, указанных в таблицах Ж.1.1 и Ж.1.2 соответственно, в пределах второго уровня не должна превышать 24 часов с момента их обнаружения. Если в течение 24 часов не устранены отклонения нормируемых показателей, то блок планово переводится в состояние «реактор на МКУ мощности», а также должны быть приняты меры по устранению нарушения водно-химического режима. Последующий подъём мощности блока допускается после устранения отклонений показателей.

#### **Ж.1.3.3 Третий уровень**

При достижении одним или несколькими нормируемыми показателями значений третьего уровня, указанных в таблицах Ж.1.1 и Ж.1.2, блок должен быть в нормальной технологической последовательности переведен в «холодное» состояние, а также должны быть приняты меры по устранению нарушения водно-химического режима.

**Ж.1.4 Работа блока в «горячем» состоянии блока, в состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности менее или равной 30 % Nном**

Ж.1.4.1 При переводе блока с энергетических уровней мощности в «горячее» состояние концентрация борной кислоты в теплоносителе повышается до уровня, указанного в альбоме НФХ.

Ж.1.4.2 Нормы качества теплоносителя, включая диапазоны нормируемых значений и уровни отклонений, а также контрольные уровни диагностических показателей, приведены в таблице Ж.1.3.

Ж.1.4.3 При превышении в теплоносителе массовой концентрации растворенного кислорода более  $0,02 \text{ мг/дм}^3$  должно проводиться дозирование в подпиточную воду гидразин-гидрата в количестве, обеспечивающем не менее, чем двухкратный его избыток по отношению к фактическому уровню концентрации кислорода в теплоносителе.

Ж.1.4.4 Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (калия, лития и натрия) должна поддерживаться в зависимости от текущей концентрации борной кислоты в пределах зон А, Б, В, Г, указанных на рисунке Ж.1.1.

Ж.1.4.5 Установки очистки теплоносителя первого контура, оснащенные высокотемпературными и ионитными фильтрами, должны работать непрерывно при обеспечении необходимого расхода через фильтры.

Ж.1.4.6 Диагностические показатели качества воды бассейна выдержки топлива при работе блока в «горячем» состоянии, состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности  $30\%N_{ном}$  должны соответствовать значениям, приведенным в таблице Ж.1.4.

Ж.1.4.7 Действия при отклонении нормируемых показателей качества теплоносителя представлены в п. Ж.1.7.

Таблица Ж.1.3 - Нормы качества теплоносителя при работе блока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на минимально контролируемом уровне мощности» и на мощности менее или равной 30%N<sub>ном</sub>

Нормируемые показатели			
Наименование показателей	Диапазон допустимых значений	Отклонения от допустимых значений	
		1-й уровень	2-й уровень
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup>	не более 0,1	свыше 0,1 до 0,2	свыше 0,2
Концентрация растворенного кислорода, мг/дм <sup>3</sup>	не более 0,02	свыше 0,02 до 0,1	свыше 0,1
Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (K+Li+Na) (в зависимости от текущей концентрации борной кислоты)	зоны А, Б, В, Г на рисунке Ж.1.1	-	зона Д на рисунке Ж.1.1
Диагностические показатели			
Наименование показателей		Контрольные уровни	
Удельная электропроводность, мкСм/см		от 20 до 200	
Концентрация аммиака, мг/дм <sup>3</sup> , не менее		15,0*	
Концентрация железа, мг/дм <sup>3</sup> , не более		0,1	
Концентрация нитрат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более		0,2	
Концентрация фторид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более		0,1	
Концентрация сульфат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более		0,1	
Концентрация ООУ, мг/дм <sup>3</sup> , не более		0,5	
Величина рН		от 5,8 до 10,3	
<p>Примечание - При пуске блока после планово-предупредительного ремонта концентрация аммиака в теплоносителе первого контура должна поддерживаться в диапазоне от 20 мг/дм<sup>3</sup> до 30 мг/дм<sup>3</sup>. За сутки перед расхолаживанием блока с последующим проведением планово-предупредительного ремонта контрольные уровни концентрации аммиака в теплоносителе первого контура не устанавливаются. При нахождении блока в состоянии «реактор на МКУ мощности» с последующим расхолаживанием блока и в «горячем» состоянии с последующим расхолаживанием блока контрольные уровни концентрации аммиака в теплоносителе первого контура не устанавливаются.</p>			



### **Ж.1.5 Расхолаживание блока, «холодное» состояние блока и состояние «останов для ремонта» или «перегрузка топлива»**

Ж.1.5.1 За сутки перед началом расхолаживания РУ:

- прекращается ввод аммиака в подпиточную воду;
- ввод гидразин-гидрата в подпиточную воду допускается только в случае превышения контрольного уровня концентрации кислорода в подпиточной воде, в количестве, обеспечивающем не более чем двухкратный его избыток по отношению к концентрации кислорода.

Ж.1.5.2 В период расхолаживания блока производится очистка теплоносителя фильтрами систем очистки до прекращения принудительной циркуляции.

Ж.1.5.3 При останове блока с последующим разуплотнением оборудования первого контура в период расхолаживания производится дегазация теплоносителя за счет работы деаэратора подпиточной воды, водообмена и газовых сдувок.

Ж.1.5.4 В «холодном» состоянии блока концентрация борной кислоты должна определяться требованиями альбома НФХ.

Ж.1.5.5 В состоянии блока «перегрузка топлива» и «останов для ремонта» или при выполнении ядерно-опасных работ концентрация борной кислоты должна быть в диапазоне  $(16 \div 20)$  г/дм<sup>3</sup>.

Ж.1.5.6 При проведении расхолаживания энергоблока следует выполнять контроль: концентрации растворенного водорода и концентрации растворенного кислорода в теплоносителе первого контура непрерывно автоматически; концентрации растворенного водорода в подпиточной воде с периодичностью не менее одного раза в смену до достижения значения концентрации растворенного водорода в теплоносителе первого контура равного  $0,5$  мг/дм<sup>3</sup> или менее.

Отказ прибора автоматического контроля должен быть устранен в течение восьми часов. При невозможности включения прибора, по истечению указанного

срока, необходимо выполнять лабораторный контроль один раз в смену до восстановления автоматического контроля.

Контрольные уровни концентрации растворенного кислорода в теплоносителе первого контура не устанавливаются.

Периодичность контроля концентрации растворенного кислорода в подпиточной воде определяется требованиями, приведенными в таблице Ж.1.13.

Ж.1.5.7 Разуплотнение первого контура допускается после снижения концентрации растворённого водорода в теплоносителе первого контура до  $0,5 \text{ мг/дм}^3$  и менее. Контроль выполняется не более чем за четыре часа до разуплотнения.

Ж.1.5.8 При проведении расхолаживания блока после достижения значения концентрации растворенного водорода в теплоносителе первого контура значения меньше или равного  $0,5 \text{ мг/дм}^3$ , а также при нахождении блока в «холодном» состоянии выполняется:

- контроль концентрации газообразного водорода в верхней части КД с периодичностью не менее одного раза в смену. При отсутствии пробы в штатном пробоотборе отбор выполнять по месту на разуплотненном КД, или через линию контроля давления в КД; контрольный уровень концентрации водорода – 2 % (объемных);
- контроль концентрации растворенного водорода и растворенного кислорода в теплоносителе первого контура непрерывно автоматически.

В случае увеличения концентрации растворенного водорода в теплоносителе первого контура более  $0,5 \text{ мг/дм}^3$  должна проводиться дополнительная дегазация теплоносителя первого контура за счет включения деаэрата подпитки в паровой режим с одновременным увеличением продувки первого контура.

Отказ прибора автоматического контроля должен быть устранен в течение восьми часов. При невозможности включения прибора, по истечению указанного

срока, необходимо выполнять лабораторный контроль один раз в смену до восстановления автоматического контроля.

Ж.1.5.9 При невозможности отбора пробы теплоносителя первого контура из корпуса реактора, отбор пробы производится с напора насосов системы аварийного и планового расхолаживания.

Ж.1.5.10 Требования к качеству теплоносителя первого контура при нахождении блока в «холодном» состоянии и состояниях «останов для ремонта» и «перегрузка топлива», к качеству воды бассейнов перегрузки топлива, а также к качеству воды бассейнов выдержки топлива во всех состояниях блока представлены в таблице Ж.1.4.

Т а б л и ц а Ж.1.4 - Требования к качеству теплоносителя первого контура при нахождении блока в «холодном» состоянии и состояниях «останов для ремонта» и «перегрузка топлива», к качеству воды бассейнов перегрузки топлива, а также к качеству воды бассейнов выдержки топлива во всех состояниях блока

Диагностические показатели	Контрольные уровни
Величина рН, не менее	4,2
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1
Концентрация фторид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1
Концентрация сульфат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1
Концентрация железа, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1
Концентрация общего органического углерода, мг/дм <sup>3</sup> , не более	1,0
Прозрачность*, %, не менее	95
Примечание - Определяется в теплоносителе первого контура при состоянии блока «перегрузка топлива» и в воде бассейна перегрузки топлива.	

**Ж.1.6 Пуск блока АС из «холодного» состояния, а также из состояний «перегрузка топлива» или «останов для ремонта».**

Ж.1.6.1 Качество раствора борной кислоты, используемого для заполнения первого контура перед загрузкой активной зоны после проведения технологических операций, связанных с полной выгрузкой активной зоны или ремонтом, в том числе после проведения дезактивации оборудования первого контура, должно удовлетворять следующим требованиям:

- концентрация борной кислоты -  $(16 \div 20)$  г/дм<sup>3</sup>;
- водородный показатель рН - не менее 4,2;
- концентрация хлорид-иона - не более 0,1 мг/дм<sup>3</sup>;
- прозрачность - не менее 95%.

После уплотнения первого контура диагностические показатели качества теплоносителя должны соответствовать таблице Ж.1.4.

Контроль концентрации растворенного водорода в теплоносителе первого контура и газообразного водорода в верхней части КД выполняется не менее одного раза в смену до и после проведения испытаний ГО на плотность в связи с невозможностью отбора проб при проведении указанных испытаний в связи локализацией ГО.

Ж.1.6.2 После начала принудительной циркуляции и разогрева теплоносителя до температуры от 60 °С до 80 °С проводится дозирование гидроокиси калия из системы дозирования реагентов до достижения концентрации калия в теплоносителе в диапазоне от 15 мг/дм<sup>3</sup> до 20 мг/дм<sup>3</sup>. При достижении концентрации ионов калия в теплоносителе этого уровня дозирование гидроокиси калия прекращается.

Ж.1.6.3 После разогрева теплоносителя до температуры  $(80 \div 90)$  °С проводится снижение концентрации кислорода за счет ввода в первый контур гидразин-гидрата в количестве, обеспечивающем двух-трёхкратный его избыток по отношению к концентрации кислорода в теплоносителе.

Ж.1.6.4 Повышение температуры теплоносителя первого контура выше 120°С допускается при наличии в теплоносителе не менее чем двукратного избытка гидразин-гидрата по отношению к концентрации растворенного кислорода в теплоносителе.

Ж.1.6.5 При достижении температуры первого контура 150 °С концентрация растворённого кислорода в теплоносителе не должна превышать 0,02 мг/дм<sup>3</sup>. При превышении указанного значения стабилизируется температура в первом контуре и

вводится гидразин-гидрат до достижения требуемой концентрации растворённого кислорода.

Ж.1.6.6 Во время разогрева блока выполняется контроль концентрации растворенного водорода и концентрации растворенного кислорода в теплоносителе первого контура и подпиточной воде с периодичностью не реже одного раза в смену. Контрольные уровни концентрации растворенного водорода в теплоносителе первого контура и в подпиточной воде не устанавливаются.

Ж.1.6.7 Во время разогрева блока следует выполнять контроль концентрации газообразного водорода в верхней части КД с периодичностью не менее одного раза в смену. Контрольный уровень концентрации водорода – 2 % (объемных).

Ж.1.6.8 Насыщение борной кислотой анионитного фильтра системы очистки производится непосредственно перед водообменом за счёт поглощения её из теплоносителя первого контура.

Ж.1.6.9 При выводе блока в состояние «реактор на минимально контролируемом уровне мощности» нормы качества теплоносителя должны соответствовать требованиям таблицы Ж.1.3.

### **Ж.1.7 Действия при отклонении нормируемых показателей качества теплоносителя при работе блока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на минимально контролируемом уровне мощности» и на мощности менее или равной 30%Nном**

#### **Ж.1.7.1 Первый уровень**

Допустимая продолжительность работы блока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на минимально контролируемом уровне мощности» и на мощности менее или равной 30%Nном при отклонении одного или нескольких указанных в таблице Ж.1.3 нормируемых показателей в пределах первого уровня не должна превышать 24 часов с момента обнаружения. Если в течение 24 часов не устранены отклонения нормируемых показателей, то блок планово переводится в «холодное» состояние, а также должны быть приняты меры по устранению нарушения водно-химического режима.

#### **Ж.1.7.2 Второй уровень**

При достижении одним или несколькими нормируемыми показателями значений второго уровня, указанного в таблице Ж.1.3, блок должен быть планово переведен в «холодное» состояние, а также должны быть приняты меры по устранению нарушения водно-химического режима.

### **Ж.1.8 Требования к качеству подпиточной воды и воды вспомогательных систем**

1.8.1 Требования к качеству подпиточной воды первого контура и воды, направляемой на уплотнение главных циркуляционных насосов, должны удовлетворять требованиям, приведенным в таблице Ж.1.5.

Т а б л и ц а Ж.1.5 - Требования к качеству подпиточной воды первого контура и воды, направляемой на уплотнение главных циркуляционных насосов

Диагностические показатели	Контрольные уровни
Удельная электропроводность, мкСм/см	от 20 до 200 <sup>1)</sup>
Концентрация аммиака, мг/дм <sup>3</sup> , не менее	5,0 <sup>2)</sup>
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1
Концентрация растворенного кислорода, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,02 <sup>3)</sup>
Концентрация сульфат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1
Концентрация борной кислоты, г/дм <sup>3</sup> , не более	не менее текущей <sup>4)</sup>
Концентрация ООУ, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,5
Величина рН	от 5,8 до 10,3 <sup>5)</sup>

**П р и м е ч а н и я:**  
<sup>1)</sup> При введении в первый контур растворов борной кислоты, гидроокиси калия и аммиака для показателя «Удельная электропроводность» контрольные уровни не устанавливаются.  
<sup>2)</sup> В периоды проведения водообменов контрольные уровни показателя «концентрация аммиака» не устанавливаются.  
<sup>3)</sup> При вводе в первый контур «чистого» конденсата или растворов борной кислоты, гидроокиси калия концентрация кислорода не контролируется. При вводе в первый контур гидразин-гидрата контрольные уровни концентрации кислорода не устанавливаются.  
<sup>4)</sup> При проведении водообмена и вводе в первый контур борной кислоты контрольный уровень показателя «концентрация борной кислоты» не устанавливается.  
<sup>5)</sup> Допускается снижение величины рН подпиточной воды до значения не менее 3,8 в периоды дозирования в первый контур растворов борной кислоты. При введении в первый контур гидроокиси калия верхний предел значения величины рН подпиточной воды не устанавливается.

Ж.1.8.2 Требования к качеству «чистого» конденсата, используемого для подпитки первого контура, а также используемого при приготовлении борированных растворов для заполнения емкостей систем безопасности и бассейнов выдержки и перегрузки топлива, приготовлении регенерационных растворов для ионитных фильтров установки очистки теплоносителя, для отмывок загрузок катионитовых и анионитовых фильтров, представлены в таблице Ж.1.6.

Таблица Ж.1.6 - Требования к качеству «чистого» конденсата, используемого для подпитки первого контура, а также используемого при приготовлении борированных растворов для заполнения емкостей систем безопасности и бассейнов выдержки и перегрузки топлива, приготовлении регенерационных растворов для ионитных фильтров установки очистки теплоносителя, для отмывок загрузок катионитовых и анионитовых фильтров

Диагностические показатели	Контрольные уровни
Величина рН	от 5,6 до 10,0
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,05
Концентрация кремниевой кислоты (в пересчете на SiO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ), мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,2
Концентрация ООУ, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,5

Ж.1.8.3 При вводе на всас подпиточных насосов недеаэрированного «чистого» конденсата или недеаэрированной ХОВ или растворов борной кислоты, гидроокиси калия и аммиака для связывания кислорода производится дополнительное дозирование раствора гидразин-гидрата в количестве, обеспечивающем его двух-трехкратный избыток по отношению к концентрации растворенного кислорода в этих растворах или в «чистом» конденсате или в ХОВ.

Ж.1.8.4 В период подпитки «чистым» конденсатом не допускается дозаполнение бака, из которого ведется подпитка.

Ж.1.8.5 Для подпитки первого контура при приготовлении борированных растворов для заполнения емкостей систем безопасности и бассейнов выдержки и перегрузки топлива, приготовлении регенерационных растворов для ионитных фильтров установок очистки теплоносителя, а также для отмывок загрузок катионитовых и анионитовых фильтров применяется обессоленная вода, качество которой соответствует требованиям, указанным в таблице Ж.1.7.



Т а б л и ц а Ж.1.7 - Требования к качеству обессоленной воды

Диагностические показатели	Контрольные уровни
Величина рН	от 5,5 до 8,0
Удельная электропроводность, мкСм/см, не более	1,2
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,005
Концентрация кремниевой кислоты (в пересчете на SiO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ), мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,02
Концентрация ООУ, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,3

### Ж.1.9 Требования к качеству борированных растворов систем аварийного расхолаживания активной зоны реактора

Ж.1.9.1 Показатели качества борированного раствора в гидроемкостях системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ) должны соответствовать значениям, указанным в таблице Ж.1.8.

Ж.1.9.2 Показатели качества растворов в баках аварийного запаса борной кислоты должны соответствовать значениям, указанным в таблице Ж.1.9.

Ж.1.9.3 Показатели качества растворов в баках концентрированного раствора борной кислоты должны соответствовать значениям, указанным в таблице Ж.1.10.

Ж.1.9.4 Показатели качества раствора в баке запаса щелочного раствора, вводимого в борсодержащую воду при работе спринклерной установки, должны соответствовать значениям, указанным в таблице Ж.1.11.

Т а б л и ц а Ж.1.8 - Показатели качества раствора в гидроемкостях САОЗ

Наименование показателей	Уровни значений
Величина рН, не менее	6,5
Концентрация борной кислоты, г/дм <sup>3</sup>	от 16 до 20
Концентрация калия, мг/дм <sup>3</sup>	от 100 до 200
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,15
П р и м е ч а н и е - При заполнении гидроемкостей САОЗ в раствор должен вводиться гидразин-гидрат в количестве, соответствующем концентрации гидразина не менее 100 мг/дм <sup>3</sup> .	

Т а б л и ц а Ж.1.9 - Показатели качества раствора в баках аварийного запаса борной кислоты

Наименование показателей	Уровни значений
Величина рН, не менее	4,2
Концентрация борной кислоты, г/дм <sup>3</sup>	от 16 до 20
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,1

Т а б л и ц а Ж.1.10 - Показатели качества раствора в баке концентрированного раствора борной кислоты

Наименование показателей	Уровни значений
Величина рН, не менее	3,8
Концентрация борной кислоты, г/дм <sup>3</sup>	от 39,5 до 44,5
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,15

Т а б л и ц а Ж.1.11 - Показатели качества щелочного раствора борной кислоты

Наименование показателей	Уровни значений
Концентрация борной кислоты, г/дм <sup>3</sup>	от 39,5 до 160 <sup>1)</sup>
Концентрация калия, г/дм <sup>3</sup>	от 100 до 150 <sup>2)</sup>
Концентрация гидразина, г/дм <sup>3</sup> , более	10
Пр и м е ч а н и я:	
1) Для вновь вводимых в эксплуатацию блоков АС диапазон допустимых значений концентрации борной кислоты составляет от 39,5 г/дм <sup>3</sup> до 44,5 г/дм <sup>3</sup> .	
2) Для вновь вводимых в эксплуатацию блоков АС диапазон допустимых значений концентрации калия составляет от 100 г/дм <sup>3</sup> до 105 г/дм <sup>3</sup> .	

### Ж.1.10 Основные требования к организации химического контроля

Ж.1.10.1 Минимальный объём и периодичность химического контроля качества теплоносителя первого контура при работе блока на мощности, а также в «горячем» состоянии и состоянии «реактор на МКУ мощности» приведен в таблице Ж.1.12.

Ж.1.10.2 Минимальный объём и периодичность химического контроля качества подпиточной воды и воды, подаваемой в систему уплотнения вала главных циркуляционных насосов, приведены в таблице Ж.1.13.

Ж.1.10.3 Минимальный объем и периодичность химического контроля качества водной и паровой сред компенсатора давления при работе блока на мощности приведены в таблице Ж.1.14.

Ж.1.10.4 Минимальный объем и периодичность химического контроля качества теплоносителя первого контура при нахождении блока в «холодном» состоянии блока и состояниях «останов для ремонта» и «перегрузка топлива», воды бассейнов перегрузки топлива, а также воды бассейнов выдержки топлива, во всех состояниях блока приведены в таблице Ж.1.15.

Ж.1.10.5 Объем и периодичность химического контроля за работой ионообменных фильтров установки очистки теплоносителя первого контура устанавливается химической службой атомной электростанции, исходя из требований по обеспечению качества теплоносителя и подпиточной воды в соответствии с разделами Ж.1.1 - Ж.1.8 настоящего приложения.

Ж.1.10.6 Контроль концентрации борной кислоты в баках аварийного запаса борной кислоты, концентрированного раствора борной кислоты, щелочного раствора спринклерной установки и растворе в гидроемкостях САОЗ должен выполняться непрерывно с использованием автоматических анализаторов бора. При отсутствии автоматических анализаторов бора определение концентрации борной кислоты должно выполняться не реже одного раза в неделю, а также при заполнении и дозаполнении.

Контроль содержания изотопа  $^{10}\text{B}$  в баках аварийного запаса борной кислоты, концентрированного раствора борной кислоты, щелочного раствора спринклерной установки и раствора в гидроемкостях САОЗ должен выполняться перед пуском блока после ППР, а также при заполнении и дозаполнении.

Техническими мерами исключена возможность снижения концентрации борной кислоты в баках аварийного запаса борной кислоты, концентрированного раствора борной кислоты, щелочного раствора спринклерной установки и раствора в гидроемкостях САОЗ в процессе эксплуатации блока.

Качество раствора в баках аварийного запаса борной кислоты, концентрированного раствора борной кислоты, щелочного раствора спринклерной установки и раствора в гидроемкостях САОЗ должно контролироваться по остальным, указанным в таблицах Ж.1.8÷Ж.1.11, показателям не реже одного раза в месяц, а также при заполнении и дозаполнении.

Ж.1.10.7 В периоды пуска, расхолаживания и в переходных режимах работы блока, а также внеплановых остановов блока в случаях отклонений показателей качества теплоносителя от нормируемых значений и контрольных уровней, приведенных в настоящем документе, периодичность и объём химического контроля устанавливается эксплуатационной документацией по ведению водно-химического режима первого контура и систем безопасности.

Ж.1.10.8 Во время работы блока на мощности измерения содержания водорода и кислорода в паровой фазе из верхней части компенсатора давления выполняются при отклонениях концентрации растворенного водорода в теплоносителе от диапазонов допустимых значений, указанных в таблицах Ж.1.1 и Ж.1.2.

Во время работы блока на мощности измерения концентрации борной кислоты в водной фазе из нижней части компенсатора давления выполняются при проведении водообмена первого контура с изменением концентрации борной кислоты в теплоносителе более чем на 1 г/дм<sup>3</sup>. Минимальный объём и периодичность химического контроля качества водной и паровой сред КД при работе блока на мощности представлены в таблице Ж.1.14.

Ж.1.10.9 Периодичность контроля качества обессоленной воды и «чистого» конденсата определяется регламентом химического контроля на АС [82]. С целью получения данных, необходимых для расчета подпитки первого контура, выполняется контроль концентрации борной кислоты в «чистом» конденсате, используемом для подпитки первого контура.

Ж.1.10.10 При отклонении одного или нескольких показателей качества теплоносителя, воды бассейнов выдержки и перегрузки топлива, борированных растворов систем безопасности или водных сред вспомогательных систем от

диапазонов допустимых значений и контрольных уровней периодичность химического контроля этих и взаимосвязанных с ними показателей должна быть не менее одного раза в смену с целью поиска причин и устранения отклонения.

Т а б л и ц а Ж.1.12 - Минимальный объём и периодичность химического контроля качества теплоносителя первого контура при работе блока на мощности, а также в «горячем» состоянии и состоянии «реактор на МКУ мощности»

Показатели качества	Минимальная периодичность <sup>1)</sup>
Концентрация борной кислоты	непрерывно автоматически <sup>2)</sup>
Удельная электропроводность	непрерывно автоматически <sup>2)</sup>
Концентрация растворенного водорода <sup>3)</sup>	непрерывно автоматически <sup>2)</sup>
Концентрация растворенного кислорода	непрерывно автоматически <sup>2)</sup>
Концентрация хлорид-иона	1 раз в сутки
Концентрация калия	1 раз в сутки
Концентрация лития	1 раз в сутки
Концентрация натрия	1 раз в сутки
Концентрация аммиака	1 раз в сутки
Концентрация фторид-иона	один раз в неделю в течение первых 1000 часов работы после перегрузки топлива <sup>4)</sup>
Концентрация нитрат-иона	в течение суток после включения в работу катионитового фильтра со свежерегенерированной загрузкой
Концентрация сульфат-иона	1 раз в неделю
Концентрация кремниевой кислоты	1 раз в неделю
Концентрация железа	1 раз в неделю
Концентрация общего органического углерода	1 раз в неделю
Удельная активность радионуклидов коррозионного происхождения - <sup>60</sup> Co, <sup>54</sup> Mn, <sup>51</sup> Cr, <sup>58</sup> Co, <sup>59</sup> Fe, <sup>95</sup> Zr и <sup>95</sup> Nb	1 раз в месяц
Величина pH	1 раз в сутки
<p>Пр и м е ч а н и я:</p> <p>1) Если время нахождения на МКУ меньше периодичности выполнения измерений, то выполнение измерений каждого показателя следует проводить не менее одного раза. В дальнейшем измерения выполняются в соответствии с периодичностью, указанной в таблице.</p> <p>2) Отказ прибора автоматического контроля должен быть устранён в течение 8 часов. До восстановления автоматического контроля выполняется лабораторный контроль с минимальной периодичностью один раз в сутки.</p> <p>3) При работе блока в «горячем» состоянии, состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности менее или равной 30%Nном контроль концентрации растворенного водорода в теплоносителе выполняется с целью мониторинга накопления водорода в теплоносителе первого контура, контрольные уровни не устанавливаются.</p> <p>4) Отсчет 1000 часов начинается с переходом РУ в состояние «реактор на МКУ мощности».</p>	

Т а б л и ц а Ж.1.13 - Минимальный объём и периодичность химического контроля качества подпиточной воды первого контура и воды, подаваемой в систему уплотнения вала главных циркуляционных насосов

Показатели качества	Минимальная периодичность
Удельная электропроводность	непрерывно автоматически <sup>1)</sup>
Концентрация растворенного кислорода	непрерывно автоматически <sup>1)</sup>
Концентрация борной кислоты	непрерывно автоматически <sup>1)</sup>
Концентрация аммиака	1 раз в сутки <sup>2)</sup>
Концентрация хлорид-иона	1 раз в сутки
Концентрация сульфат-иона	1 раз в неделю
Концентрация ООУ	1 раз в неделю
Величина рН	1 раз в сутки

**П р и м е ч а н и я:**  
 1) Отказ прибора автоматического контроля должен быть устранён в течение 8 часов. До восстановления автоматического контроля выполняется лабораторный контроль с минимальной периодичностью один раз в сутки.  
 2) При непрерывном дозировании аммиака. При периодическом дозировании периодичность контроля должна быть увеличена до одного раза в смену.

Т а б л и ц а Ж.1.14 - Минимальный объём и периодичность химического контроля водной и паровой сред компенсатора давления при работе блока на мощности

Показатели качества	Минимальная периодичность	
	Водная фаза из нижней части	Паровая фаза из верхней части
Концентрация водорода	-	1 раз в смену <sup>1)</sup>
Концентрация кислорода	-	1 раз в смену <sup>2)</sup>
Концентрация борной кислоты	один раз в смену <sup>3)</sup>	-

**П р и м е ч а н и я:**  
 1) Контроль осуществляется при превышении верхнего нормируемого значения концентрации водорода в теплоносителе.  
 2) Контроль осуществляется при превышении нормируемого значения концентрации кислорода в теплоносителе.  
 3) При проведении водообменов теплоносителя первого контура с изменением концентрации борной кислоты более чем на 1 г/дм<sup>3</sup>.

Таблица Ж.1.15 - Минимальный объем и периодичность химического контроля качества теплоносителя первого контура при нахождении блока в «холодном» состоянии и состояниях «останов для ремонта» и «перегрузка топлива», воды бассейнов перегрузки топлива, а также воды бассейнов выдержки топлива во всех состояниях блока

Показатели качества	Минимальная периодичность		
	Теплоноситель при нахождении блока в «холодном» состоянии и состоянии «останов для ремонта»	Теплоноситель при нахождении блока в состоянии «перегрузка топлива», вода бассейна перегрузки топлива	Вода бассейна выдержки топлива во всех состояниях блока
Величина рН	один раз в сутки	один раз в сутки	один раз в неделю
Концентрация борной кислоты	непрерывно автоматически <sup>1)</sup>	непрерывно автоматически <sup>1)</sup>	непрерывно автоматически <sup>1)</sup>
Концентрация растворенного водорода <sup>2)</sup>	непрерывно автоматически <sup>1)</sup>	-	-
Концентрация растворенного кислорода <sup>2)</sup>	непрерывно автоматически <sup>1)</sup>	-	-
Концентрация хлорид-иона	один раз в сутки	один раз в сутки	один раз в сутки
Концентрация фторид-иона	один раз в неделю <sup>3)</sup>	один раз в сутки	-
Концентрация сульфат-иона	один раз в неделю	один раз в сутки	один раз в неделю
Концентрация ООУ	один раз в неделю	два раза за период нахождения блока в состоянии «перегрузка топлива»	один раз в неделю
Концентрация железа	один раз в неделю	один раз в сутки	один раз в неделю
Прозрачность <sup>4)</sup>		один раз в сутки	

**Примечания:**

- 1) Отказ прибора автоматического контроля должен быть устранён в течение восьми часов. При невозможности включения прибора, по истечению указанного срока, необходимо выполнять лабораторный контроль один раз в смену до восстановления автоматического контроля (для показателя «концентрация борной кислоты») - один раз в сутки).
- 2) Контролируется в «холодном» состоянии блока.
- 3) Контролируется с момента перехода блока в состояние «перегрузка топлива» до перевода блока в состояние «реактор на МКУ мощности».
- 4) Прозрачность воды определяется фотоколориметром с синим светофильтром с длиной волны 400 нм в кювете длиной 50 мм по отношению к обессоленной воде.

### **Ж.1.11 Требования к качеству используемых химических реагентов, ионитов и термостойкого сорбента**

Ж.1.11.1 Для приготовления растворов для заполнения емкостей систем безопасности, бассейнов выдержки и перегрузки топлива, коррекционной обработки теплоносителя и регенерации ионитных фильтров установок очистки допускается применение следующих реагентов, качество которых соответствует требованиям, указанным в таблице Ж.1.16:

- аммиак водный;
- борная кислота;
- калия гидроокись (калия гидроксид);
- едкий натр (гидроксид натрия);
- азотная кислота;
- гидразин-гидрат.

Ж.1.11.2 Для ионитных фильтров установок очистки теплоносителя допускается применение катионита и анионита ядерного класса, требования к качеству которых указаны в руководящем документе [48].

Ж.1.11.3 Для регенерации анионитовых фильтров допускается применение натрия гидроксида (едкого натра), качество которого удовлетворяет требованиям, указанным в таблице Ж.1.16. После включения в работу отрегенированных анионитовых фильтров концентрация натрия в фильтрате не должна превышать  $0,5 \text{ мг/дм}^3$ .

Ж.1.11.4. Для загрузки высокотемпературных фильтров установок очистки теплоносителя первого контура допускается применение термостойкого сорбента, качество которого удовлетворяет техническим характеристикам, указанным в таблице Ж.1.17.



Включение в работу высокотемпературного фильтра допускается после отмывки сорбента до остаточной концентрации хлорид-иона в фильтрате менее 0,05 мг/дм<sup>3</sup>.

Ж.1.11.5. Требования к качеству азота, применяемого для создания давления в компенсаторе давления и гидроемкостях САОЗ, указаны в таблице Ж.1.16.

Ж.1.11.6. Допускается использование азотной кислоты, аммиака водного, гидразин-гидрата, калия гидроокиси (калия гидроксида), едкого натра (гидроксида натрия) с содержанием основного вещества, менее указанного в таблице Ж.1.16.

Максимально-допустимое значение массовой доли каждой нормируемой примеси в реагенте  $C_{\text{прим}}$ , %, определяется в данном случае по формуле:

$$C_{\text{прим}} = (C_{\text{осн}} / C_{\text{осн, норм}}) \times C_{\text{прим, норм}} \quad (1),$$

где:  $C_{\text{осн}}$  - массовая доля основного вещества в реагенте по результатам входного контроля, %;

$C_{\text{осн, норм}}$  - минимально-допустимое значение массовой доли основного вещества в реагенте в соответствии с требованиями таблицы Ж.1.16, %;

$C_{\text{прим, норм}}$  - максимально-допустимое значение массовой доли примеси в реагенте в соответствии с требованиями таблицы Ж.1.16.

Т а б л и ц а Ж.1.16 - Требования к качеству реагентов, применение которых допускается в технологии ведения водно-химического режима первого контура

Реагент	Наименование показателя	Норма
Азотная кислота	Массовая доля азотной кислоты ( $\text{HNO}_3$ ), %, не менее	57
Аммиак водный	Массовая доля аммиака ( $\text{NH}_3$ ), %, не менее	25,0
	Массовая доля сульфатов ( $\text{SO}_4^{2-}$ ), %, не более	0,001
	Массовая доля хлоридов ( $\text{Cl}^-$ ), %, не более	0,0002
	Массовая доля железа, %, не более	0,00005
Борная кислота	Массовая доля борной кислоты ( $\text{H}_3\text{BO}_3$ ), %, не менее	99,9
	Массовая доля хлоридов ( $\text{Cl}^-$ ), %, не более	0,0001
	Массовая доля сульфатов ( $\text{SO}_4^{2-}$ ), %, не более	0,0005
	Массовая доля диоксида кремниевой кислоты (в пересчете на $\text{SiO}_2$ ), %, не более	0,001
	Массовая доля железа, %, не более	0,0002
	Массовая доля изотопа $^{10}\text{B}$ , %, не менее	19,5
Гидразин-гидрат	Массовая доля гидразина ( $\text{N}_2\text{H}_4$ ), %	от 64,0 до 67,0
	Массовая доля хлоридов ( $\text{Cl}^-$ ), %, не более	0,005
	Массовая доля сульфатов ( $\text{SO}_4^{2-}$ ), %, не более	0,005
	Массовая доля железа, %, не более	0,0005
Калия гидроокись	Массовая доля гидроокиси калия ( $\text{KOH}$ ), %, не менее	85
	Массовая доля хлоридов ( $\text{Cl}^-$ ), %, не более	0,004
	Массовая доля сульфатов ( $\text{SO}_4^{2-}$ ), %, не более	0,002
	Массовая доля железа, %, не более	0,0005
Натр едкий очищенный	Массовая доля едкого натра ( $\text{NaOH}$ ), %, не менее	46
	Массовая доля сульфатов, ( $\text{SO}_4^{2-}$ ), % (в пересчете на 100% едкий натр), не более	0,002
	Массовая доля хлористого натрия, % (в пересчете на 100% едкий натр), не более	0,007
Азот	Объемная доля азота, %, не менее	99,6
	Объемная доля кислорода, %, не более	0,4
	Массовая концентрация масла, $\text{мг/дм}^3$ , менее	0,01*
Пр и м е ч а н и е - Определяется в жидком азоте.		

Т а б л и ц а Ж.1.17 - Требования к качеству термостойкого сорбента, допускаемого к загрузке в высокотемпературные фильтры установок очистки теплоносителя первого контура

Наименование показателей	Допустимые значения
Размер зерен рабочей фракции, мм	от 1 до 3
Объемная доля рабочей фракции, %, не менее	95
Удельная шламоемкость по продуктам коррозии, кг/м <sup>3</sup> , не менее	20
Степень очистки от продуктов коррозии, %, не менее	80
Максимальная линейная скорость фильтрации, м/ч, не более	100
Окисляемость фильтрата в пересчете на O <sub>2</sub> , мг/дм <sup>3</sup> , не более	0,60
Массовая доля железа, %, не более	0,03
Массовая доля хлоридов, %, не более	0,004
Максимальная температура, °С, не более	350
Рабочий интервал показателя рН	от 1 до 14
Насыпная масса, г/дм <sup>3</sup>	от 700 до 740

## **Ж.2 Нормы качества рабочей среды второго контура**

### **Ж.2.1 Диагностические и нормируемые показатели качества рабочей среды 2-го контура**

Для 3 блока Балаковской АЭС применяется этаноламиновый водно-химический режим второго контура.

Нормы качества рабочей среды устанавливаются в зависимости от мощности, на которой в данный период работает блок АС:

- эксплуатация блока АС на энергетических уровнях мощности  $N > 50\%N_{ном}$ ;
- эксплуатация блока АС на энергетических уровнях мощности  $N \leq 50\%N_{ном}$ .

#### **Ж.2.1.1 Требования к качеству рабочей среды второго контура при работе блока на уровнях мощности более 50% $N_{ном}$**

Ж.2.1.1.1 Диагностические показатели качества конденсата турбин (за КН-I) и насыщенного пара ПГ при эксплуатации блока АС на энергетических уровнях мощности более 50% $N_{ном}$  приведены в таблице Ж.2.1.

Диагностические и нормируемые показатели качества рабочей среды и ограничения по эксплуатации при работе блока АС на энергетических уровнях мощности более 50% $N_{ном}$  при отклонении одного или нескольких нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды приведены в таблицах Ж.2.2, Ж.2.3 настоящего приложения.

Ж.2.1.1.2 При переходе блока АС на пониженный уровень мощности допускается увеличение в продувочной воде ПГ из «солевого» отсека концентрации хлорид-ионов, сульфат-ионов, натрия и удельной электропроводности Н-катионированной пробы. При этом допускается отклонение удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы питательной воды до второго уровня отклонений.

### **Ж.2.1.2 Требования к качеству рабочей среды при работе блока на уровнях мощности не более 50%Nном**

Ж.2.1.2.1 Диагностические и нормируемые показатели рабочей среды и ограничения по эксплуатации при работе блока АС на уровнях мощности не более 50%Nном при отклонении одного или нескольких нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды ПГ приведены в таблицах Ж.2.4, Ж.2.5.

Ж.2.1.2.2 До подключения турбоустановки обработку питательной воды следует производить гидразин-гидратом и этаноламином с подачей их во всасывающий коллектор вспомогательных питательных насосов. Концентрация гидразин-гидрата должна быть не менее 10 мкг/дм<sup>3</sup>, концентрация этаноламина от 3,0 до 3,5 мг/дм<sup>3</sup>. В период обработки рабочей среды этаноламином и гидразин-гидратом допускается увеличение величины рН в питательной воде ПГ до значений 9,5, в продувочной воде ПГ до значений 9,8.

Ж.2.1.2.3 После подключения турбоустановки подачу гидразин-гидрата и этаноламина необходимо осуществлять во всасывающие коллекторы конденсатных насосов второй ступени или перед группой ПНД.

Ж.2.1.2.4 При работе блока АС на энергетических уровнях мощности  $\leq 10\%Nном$  допускается, при соблюдении нормируемого качества питательной воды увеличение в продувочной воде ПГ концентрации хлорид-ионов, сульфат-ионов, натрия и удельной электропроводимости Н-катионированной пробы в пределах 1-го уровня отклонений, указанных в таблице Ж.2.5, в течении не более 30 суток за одну кампанию.

## **Ж.2.2 Действия при отклонениях нормируемых показателей качества рабочей среды 2-го контура**

Отклонения нормируемых показателей подразделяются на уровни. Для каждого уровня установлен диапазон отклонений показателей от допустимых значений, состояние и допустимое время работы блока АС.

Отсчет времени работы блока АС с отклонениями нормируемых показателей качества рабочей среды начинается с момента регистрации отклонения.

При отклонениях нормируемых и диагностических показателей качества рабочих сред должны выполняться поиск и устранение причин отклонений.

Критериями нарушения водно-химического режима 2-го контура являются:

- достижение одним или несколькими нормируемыми показателями качества питательной или продувочной воды ПГ предельных значений, соответствующих третьему уровню отклонений при работе блока АС на энергетических уровнях мощности  $> 50 \% N_{ном}$ , приведенных в таблицах Ж.2.2, Ж.2.3 и второму уровню отклонений при работе блока на энергетических уровнях мощности  $\leq 50 \% N_{ном}$ , приведенных в таблицах Ж.2.4, Ж.2.5;
- отклонения нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды ПГ от допустимых значений, не устраненные в течение установленного уровнями отклонений времени, приведенных в таблицах Ж.2.2 - Ж.2.5 и непринятие мер по переходу на соответствующие уровни действия, приведенные в настоящем Приложении;
- отклонения диагностических показателей качества питательной воды ПГ (концентрации железа, меди (при ее наличии) и величины рН) от контрольных уровней, не устраненные в течение 15 суток, начиная с момента их обнаружения.

Среднесуточные данные по ведению ВХР фиксируются и хранятся в течение 10 лет.

Данные по величине и продолжительности нарушений ВХР фиксируются и хранятся в течение срока службы ПГ.

### **Ж.2.2.1 Действия при отклонении нормируемых показателей качества рабочей среды от допустимых значений при работе блока на уровнях мощности более 50%Nном**

#### **Ж.2.2.1.1 Первый уровень**

Допустимая продолжительность работы блока АС на энергетических уровнях мощности более 50%Nном при отклонении одного или нескольких нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды ПГ в пределах первого уровня отклонений, приведенного в таблицах Ж.2.2, Ж.2.3 настоящего приложения не должна превышать 7 суток с момента обнаружения отклонения.

При невозможности в течение 7 суток выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей - снизить энергетический уровень мощности блока АС до значения не более 50%Nном.

Последующий подъём мощности до энергетических уровней более 50%Nном возможен после устранения причин отклонения и восстановления нормируемых показателей до допустимых значений согласно требованиям таблиц Ж.2.2, Ж.2.3 настоящего приложения.

#### **Ж.2.2.1.2 Второй уровень**

Допустимая продолжительность работы блока АС на энергетических уровнях мощности при отклонении нормируемых показателей в пределах второго уровня отклонений, приведенного в таблицах Ж.2.2, Ж.2.3 настоящего приложения, не должна превышать 24 часа с момента обнаружения отклонения.

При невозможности в течение 24 часов выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей - планово перевести блок АС на МКУ с нормальной скоростью.

Последующий подъём мощности возможен после устранения причин отклонения и восстановления нормируемых показателей до допустимых значений согласно требованиям таблиц Ж.2.4, Ж.2.5 настоящего приложения.

### **Ж.2.2.1.3 Третий уровень**

При достижении нормируемыми показателями качества питательной или продувочной воды парогенераторов значений третьего уровня отклонений, приведенных в таблицах Ж.2.2, Ж.2.3 - планово перевести блок АС в ГС с нормальной скоростью.

При невозможности в течение 24 часов выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей - планово перевести блок АС в ХС с нормальной скоростью.

**Ж.2.2.2 Действия при отклонении нормируемых показателей качества рабочей среды от допустимых значений при работе блока на мощности не более 50 %  $N_{ном}$**

#### **Ж.2.2.2.1 Первый уровень**

Допустимая продолжительность работы блока АС на уровнях мощности  $\leq 50\% N_{ном}$  при отклонении нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды ПГ в пределах первого уровня отклонений, приведенного в таблицах Ж.2.4, Ж.2.5 настоящего приложения, не должна превышать 15 суток с момента обнаружения отклонения.

При невозможности в течение 15 суток выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей - планово перевести блок АС на МКУ с нормальной скоростью.

Последующий подъём мощности до уровней  $\leq 50\% N_{ном}$  возможен после устранения причин отклонения и восстановления нормируемых показателей до допустимых значений согласно требованиям таблиц Ж.2.4, Ж.2.5.





### 2.2.2.2 Второй уровень

При достижении нормируемыми показателями качества питательной или продувочной воды парогенераторов значений второго уровня отклонений, приведенного в таблицах Ж.2.4, Ж.2.5 - планоно перевести блок АС в ГС с нормальной скоростью..

При невозможности в течение 24 часов выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей - планоно перевести блок АС в ХС с нормальной скоростью.

Т а б л и ц а Ж.2.1 - Диагностические показатели качества конденсата турбин (за КН-1) и насыщенного пара парогенераторов при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности  $> 50 \% N_{ном}$

Диагностические показатели	Конденсат турбины	Насыщенный пар
	Контрольные уровни показателей	
Удельная электропроводимость Н- катионированной пробы, мкСм/см, не более <sup>1)</sup>	0,3	0,3
Концентрация кислорода, мкг/дм <sup>3</sup> , не более	30	
Концентрация натрия, мкг/дм <sup>3</sup> , не более	1,5	-
<sup>1)</sup> Величина приведена для T=25 °С.		

Т а б л и ц а Ж.2.2 - Нормы качества питательной воды парогенераторов при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности > 50 %Nном

Нормируемые показатели				
Наименование показателя	Допустимые значения	Уровни отклонения от нормируемых значений		
		1-й уровень (ограничение работы на мощности >50%Nном не более 7 суток → снижение мощности ≤50% Nном)	2-й уровень (ограничение работы на мощности >50%Nном не более 24 часа → перевод на МКУ)	3-й уровень (перевод РУ в «горячее» состояние с ограничением 24 ч → «холодное» состояние)
Удельная электропроводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см	≤0,3	свыше 0,3 до 0,5 включительно	свыше 0,5 до 1,0 включительно	свыше 1,0
Концентрация кислорода, мкг/дм <sup>3</sup>	≤5 <sup>1)</sup>	свыше 5 до 10 включительно	свыше 10 до 50 включительно	свыше 50
<b>Диагностические показатели</b>				
<b>Наименование показателя</b>		<b>Контрольные уровни</b>		
Величина рН при 25 °С, ед. рН		9,0 ÷ 9,2		
Концентрация железа, мкг/дм <sup>3</sup> , не более		10		
Концентрация меди, мкг/дм <sup>3</sup> , не более		2,5 <sup>2)</sup>		
Концентрация этаноламина, мг/дм <sup>3</sup>		0,8 ÷ 1,2		
Концентрация гидразина, мкг/дм <sup>3</sup> , не менее		10		
Концентрация нефтепродуктов, мкг/дм <sup>3</sup> , не более		50		
<b>П р и м е ч а н и я:</b>				
1) Контроль кислорода - после деаэратаора.				
2) Контроль меди - за последним по ходу конденсата ПНД.				

Т а б л и ц а Ж.2.3 - Нормы качества продувочной воды парогенераторов из «солевого» отсека при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности  $>50\%N_{ном}$

Нормируемые показатели		Уровни отклонения от допустимых значений		
		1-й уровень (ограничение работы на мощности $>50\%N_{ном}$ не более 7 суток → снижение мощности $\leq 50\% N_{ном}$ )	2-й уровень (ограничение работы на мощности $>50\%N_{ном}$ не более 24 часа → перевод на МКУ)	3-й уровень (перевод РУ в «горячее» состояние с ограничением 24 часа → «холодное» состояние)
Допустимые значения				
Удельная электропроводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см	$\leq 5$	свыше 5 до 10 включительно	свыше 10 до 15 включительно	свыше 15
Концентрация натрия, мкг/дм <sup>3</sup>	$\leq 100$	свыше 100 до 300 включительно	свыше 300 до 500 включительно	свыше 500
Концентрация хлорид-ионов, мкг/дм <sup>3</sup>	$\leq 100$	свыше 100 до 300 включительно	свыше 300 до 500 включительно	свыше 500
Концентрация сульфат-ионов, мкг/дм <sup>3</sup>	$\leq 200$	свыше 200 до 500 включительно	свыше 500 до 1000 включительно	свыше 1000
<b>Диагностические показатели</b>				
<b>Контрольные уровни</b>				
Наименование показателя				
Величина рН при 25 °С, ед. рН	$9,0 \div 9,7$			

Т а б л и ц а Ж.2.4 Показатели качества питательной воды парогенераторов при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности  $\leq 50\%N_{ном}$

Нормируемые показатели		
Наименование показателя	Допустимые значения	Уровни отклонения от допустимых значений
		1-й уровень (ограничение работы на мощности $\leq 50\%N_{ном}$ не более 15 суток → перевод РУ на МКУ)
Удельная электропроводимость	$\leq 0,5$	свыше 0,5 до 1,0 включительно
Н-катионированной пробы, мкСм/см		
Концентрация кислорода, мкг/дм <sup>3</sup>	$\leq 5^1$	свыше 5 до 50 включительно
<b>Диагностические показатели</b>		
<b>Наименование показателя</b>		<b>Контрольные уровни</b>
Величина рН при 25 °С, ед. рН		8,8 ÷ 9,2
Концентрация железа, мкг/дм <sup>3</sup> , не более		10
Концентрация меди, мкг/дм <sup>3</sup> , не более		2,5 <sup>2)</sup>
Концентрация гидразина, мкг/дм <sup>3</sup> , не менее		10
Концентрация этаноламина, мг/дм <sup>3</sup>		0,7 ÷ 1,2
Концентрация нефтепродуктов, мкг/дм <sup>3</sup> , не более		50
<b>П р и м е ч и я:</b>		
1) Контроль кислорода - после деаэрагора.		
2) Контроль меди - за последним по ходу конденсата ПНД.		

Т а б л и ц а Ж.2.5 - Показатели качества продувочной воды парогенераторов при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности  $\leq 50\%N_{ном}$

Нормируемые показатели		
Наименование показателя	Допустимые значения	Уровни отклонения от допустимых значений
		1-й уровень (ограничение работы на мощности $\leq 50\%N_{ном}$ не более 15 суток → перевод РУ на МКУ)
Удельная электропроводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см	$\leq 6$	свыше 6 до 15 включительно свыше 15
Концентрация натрия, мкг/дм <sup>3</sup>	$\leq 150$	свыше 150 до 300 включительно свыше 300
Концентрация хлорид-ионов, мкг/дм <sup>3</sup>	$\leq 150$	свыше 150 до 300 включительно свыше 300
Концентрация сульфат-ионов, мкг/дм <sup>3</sup>	$\leq 300$	свыше 300 до 500 включительно свыше 500
<b>Диагностические показатели</b>		
<b>Наименование показателя</b>	<b>Контрольные уровни</b>	
Величина рН при 25 °С, ед. рН	8,7 ÷ 9,5	

## **Ж.2.3 Требования к системам обеспечения и методам поддержания водно-химического режима**

### **Ж.2.3.1 Общие положения**

Ж.2.3.1.1 К системам обеспечения водно-химического режима относятся:

- установка водоподготовки;
- баки дренажные и аварийного запаса;
- системы конденсации, дегазации и деаэрации;
- установка очистки турбинного конденсата (БОУ);
- установка коррекционной обработки рабочей среды второго контура;
- система продувки ПГ;
- установка очистки продувочной воды ПГ (СВО-5);
- система автоматизированного и лабораторного контроля качества рабочей среды второго контура;
- установка приготовления и подачи промывочных растворов в ПГ при проведении химической промывки.

Ж.2.3.1.2 Методы поддержания водно-химического режима включают в себя:

- заполнение ПГ и второго контура и подпитку конденсаторов турбины обессоленной водой требуемого качества;
- коррекционную обработку рабочей среды;
- обеспечение плотности вакуумной части конденсаторов турбоустановок по воздуху и гидравлической части по охлаждающей воде;
- очистку турбинного конденсата на фильтрах БОУ;
- вывод продувочной воды ПГ из «солевого» отсека, патрубков нижней образующей корпуса и «карманов» коллекторов теплоносителя ПГ;
- очистку продувочной воды ПГ на фильтрах СВО-5;

- химический контроль качества рабочей среды второго контура;
- предпусковые отмывки обессоленной водой КПТ;
- химические промывки ПГ;
- обработку рабочей среды перед остановом блока для консервации оборудования второго контура на период останова;
- вывод солей из ПГ при расхолаживании блока на ППР;
- защиту от коррозии ПГ в период пуска, останова и стоянки.

### **Ж.2.3.2 Водоподготовка, баки дренажные и аварийного запаса**

Ж.2.3.2.1 Обессоленная вода, подаваемая во второй контур для заполнения парогенераторов и другого оборудования перед пуском, проведением гидроиспытаний и для подпитки второго контура, должна удовлетворять следующим требованиям:

- удельная электропроводимость - не более 1,2 мкСм/см;
- величина рН, ед. рН - (5,5÷8,0);
- концентрация хлорид-ионов - не более 5 мкг/дм<sup>3</sup>;
- концентрация кремниевой кислоты - не более 20 мкг/дм<sup>3</sup>;
- концентрация общего органического углерода – не более 300 мкг/дм<sup>3</sup>.

Ж.2.3.2.2 Удельная электропроводимость Н-катионированной пробы воды дренажных баков не должна превышать 1,5 мкСм/см.

Ж.2.3.2.3 Удельная электропроводимость обессоленной воды в баках аварийного запаса не должна превышать значения 1,2 мкСм/см.

Ж.2.3.2.4 Удельная электропроводимость, измеренная непосредственно за ФСД ХВО, не должна превышать значения 0,3 мкСм/см.



### **Ж.2.3.3 Системы конденсации, дегазации и деаэрации**

Ж.2.3.3.1 Величина предельно допустимого присоса охлаждающей воды в гидравлической части конденсаторов турбины во время эксплуатации должна определяться конкретно для каждой АС с учетом реального качества охлаждающей воды для обеспечения имеющимися средствами норм качества питательной и продувочной воды ПГ.

Ж.2.3.3.2 При увеличении удельной электропроводимости Н-катионированной пробы турбинного конденсата на входе в систему очистки турбинного конденсата более 0,3 мкСм/см и концентрации натрия более 1,5 мкг/дм<sup>3</sup> принимаются оперативные меры по поиску и устранению причин превышения указанных показателей.

Ж.2.3.3.3 Системы конденсации, дегазации и деаэрации обеспечивают при наличии медьсодержащих сплавов концентрацию кислорода в конденсате турбины за КН-1 не более 30 мкг/дм<sup>3</sup> при отсутствии медьсодержащих сплавов - концентрацию кислорода в конденсате турбины за КН-1 не более 20 мкг/дм<sup>3</sup>, а в питательной воде после деаэратора - не более 5 мкг/ дм<sup>3</sup>.

### **Ж.2.3.4 Установка очистки турбинного конденсата**

Ж.2.3.4.1 Установка очистки турбинного конденсата должна быть подготовлена к работе к пуску блока АС после останова.

Ж.2.3.4.2 Загрузка фильтров смешанного действия установки очистки турбинного конденсата должна осуществляться ионообменными смолами с высокой степенью разделяемости в соответствии с требованиями типовой инструкции «Эксплуатация блочной обессоливающей установки атомных станций с реакторами ВВЭР-1000» (ТИ 1.2.2.01.999.0036-2010).

Требования к входному и эксплуатационному контролю ионообменных смол ионообменным смолам (ионитам), применяемым для работы в установках очистки турбинного конденсата на АС установлены в РД ЭО 1.1.2.25.0161-2009 «Требования

к входному и эксплуатационному контролю ионообменных смол для атомных электростанций с водо-водяным энергетическим реактором».

Ж.2.3.4.3 В период пуска блока АС после объединения питательного и конденсатного трактов ФСД БОУ должны полностью или частично включаться в работу для обеспечения качества конденсата, питательной и продувочной воды ПГ согласно требованиям разделов Ж.2.1, Ж.2.2.

После стабилизации показателей ВХР второго контура допускается выводить из работы электромагнитный фильтр БОУ.

Ж.2.3.4.4 При работе блока на энергетических уровнях мощности и соблюдении нормируемых показателей качества питательной и продувочной воды ПГ, установленных в таблицах Ж.2.2, Ж.2.3 ФСД БОУ могут полностью или частично выводиться из работы.

Ж.2.3.4.5 При ведении этаноламинового ВХР величина удельной электропроводимости Н-катионированной пробы на выходе из каждого ФСД не должна превышать 0,2 мкСм/см.

### **Ж.2.3.5 Установка коррекционной обработки рабочей среды второго контура**

Ж.2.3.5.1 Для снижения эрозионно-коррозионного износа оборудования и трубопроводов второго контура и поддержания величины рН в питательной воде, согласно требованиям таблиц Ж.2.2, Ж.2.4 производится коррекционная обработка рабочей среды этаноламином.

Для создания восстановительных свойств рабочей среды также производится коррекционная обработка рабочей среды путем дозирования гидразин-гидрата.

Ж.2.3.5.2 До подключения турбоустановки ввод корректирующих реагентов должен осуществляться в коллектор вспомогательных питательных насосов:

- при ведении этаноламинового ВХР проводится обработка рабочей среды этаноламином и гидразин-гидратом, с поддержанием в питательной воде концентрации этаноламина от 3,0 до 3,5 мг/дм<sup>3</sup> и концентрации гидразин-

гидрата не менее 10 мкг/дм<sup>3</sup>. В период проведения обработки рабочей среды этаноламином и гидразин-гидратом допускается увеличение величины рН в питательной воде ПГ до значений 9,5, в продувочной воде ПГ - до значений 9,8.

**Ж.2.3.5.3** После подключения турбоустановки:

- при ведении этаноламинового ВХР ввод этаноламина и гидразин-гидрата осуществляется во всасывающие коллекторы КН-II или перед группой ПНД.

### **Ж.2.3.6 Система продувки парогенераторов**

**Ж.2.3.6.1** Для поддержания качества продувочной воды ПГ производится продувка с целью выведения из ПГ растворимых и нерастворимых примесей.

**Ж.2.3.6.2** Вывод продувочной воды каждого ПГ по линиям непрерывной и периодической продувки организован таким образом, при котором исключается влияние продувки отдельных ПГ друг на друга, а также забивание продувочных линий шламом.

**Ж.2.3.6.3** Непрерывная продувка ПГ осуществляется из «солевого» отсека холодного торца с расходом не менее 7,5 т/ч и из патрубков нижней образующей корпуса ПГ и штуцеров «карманов» коллекторов с расходом 0,5÷2 т/ч из каждого ПГ для поддержания трубопроводов продувки в горячем состоянии.

**Ж.2.3.6.4** Периодическая продувка ПГ осуществляется из линий продувки с нижней образующей корпуса ПГ и «карманов» коллекторов как совместно, так и отдельно. Подключение периодической продувки, расход и длительность ее работы определяются регламентом работы системы продувки, при этом пропускная способность из линий продувки с нижней образующей корпуса ПГ и «карманов» коллекторов каждого ПГ до расширителей продувки должна быть не менее 20 т/ч.

При подключении периодической продувки одного ПГ суммарный расход продувки всех ПГ должен быть не менее 50 т/ч.

Ж.2.3.6.5 При переходных и пусковых режимах эксплуатации блока АС продувка ПГ поддерживается на максимально возможном уровне до достижения нормируемых показателей качества рабочей среды.

Ж.2.3.6.6 При отклонении нормируемых показателей качества продувочной воды из «солевых» отсеков от допустимых значений в пределах первого уровня (таблицы Ж.2.3, Ж.2.5) расход продувки из «солевых» отсеков ПГ должен быть увеличен до максимально возможного. При этом допускается временное прекращение периодической продувки с нижней образующей корпуса ПГ и «карманов» коллекторов до восстановления нормируемых показателей качества продувочной воды «солевых» отсеков до допустимых значений.

Ж.2.3.6.7 Длительность периодической продувки определяется по результатам химических анализов, подтверждающих требования к качеству теплоносителя 2-го контура.

### **Ж.2.3.8 Обработка рабочей среды перед остановом блока для консервации КПП на период останова**

Ж.2.3.8.1 При кратковременных остановах блока АС на срок до 3 суток или до 15 суток без разуплотнения оборудования обработка рабочей среды для консервации КПП может не проводиться.

Ж.2.3.8.2 Перед остановом блока АС на срок свыше, указанного в п. Ж.2.3.8.1 для консервации КПП проводится обработка рабочей среды этаноламином и гидразин-гидратом в течение от 24 до 48 часов с поддержанием в питательной воде концентрации этаноламина от 3 до 3,5 мг/дм<sup>3</sup> и концентрации гидразин-гидрата не менее 10 мкг/дм<sup>3</sup>.

ФСД БОУ отключаются с момента начала повышенного дозирования этаноламина и гидразин-гидрата.

В период проведения обработки рабочей среды этаноламином и гидразин-гидратом допускается увеличение величины рН (при 25 °С) в питательной воде ПГ до значений 9,5, в продувочной воде ПГ - до значений 9,8.

**Ж.2.3.8.3 Оборудование и трубопроводы, на которых не ведутся ремонтные работы, на время останова могут быть оставлены заполненными рабочей средой, после ее обработки КПТ в соответствии с требованиями п Ж.2.3.8.2. После ремонта оборудование КПТ должно быть заполнено обессоленной водой, качество которой должно удовлетворять требованиям п. Ж.2.3.2.1. После выполнения регламентных работ внутри ПГ они должны быть законсервированы в соответствии с рабочими программами, разработанными в соответствии с требованиями Инструкции по эксплуатации ПГ 320.05.00.00.000 ТО и согласованными с АО ОКБ «Гидропресс» и АО «ВНИИАЭС».**

### **Ж.2.3.9 Вывод солей из ПГ при расхолаживании блоков на плановый ремонт**

В процессе расхолаживания блока АС проводится вывод солей из ПГ с продувочной водой. После перевода блока АС «горячее» состояние и при последующем снижении температуры теплоносителя 1-го контура до 150 °С выполняется учащенный контроль (1 раз в 2 часа) показателей качества продувочной воды ПГ из «солевого» отсека и из объединённой линии продувки. Способы и методы вывода солей из отложений с продувочной водой определяются типовым регламентом ТР 1.2.1.01.0028-2011 «Продувка парогенераторов АЭС с ВВЭР-1000 в режиме возврата солей» и реализуются в соответствии с рабочей программой по удалению растворимых примесей из ПГ в период расхолаживания РУ при останове на ППР.

### **Ж.2.3.10 Применяемые реагенты**

Реагенты, применяемые для коррекционной обработки основного конденсата, питательной и продувочной воды, химических промывок ПГ и обработки рабочей среды перед останом блока АС для консервации КПТ, должны иметь качество не хуже указанного в таблице Ж.2.6.

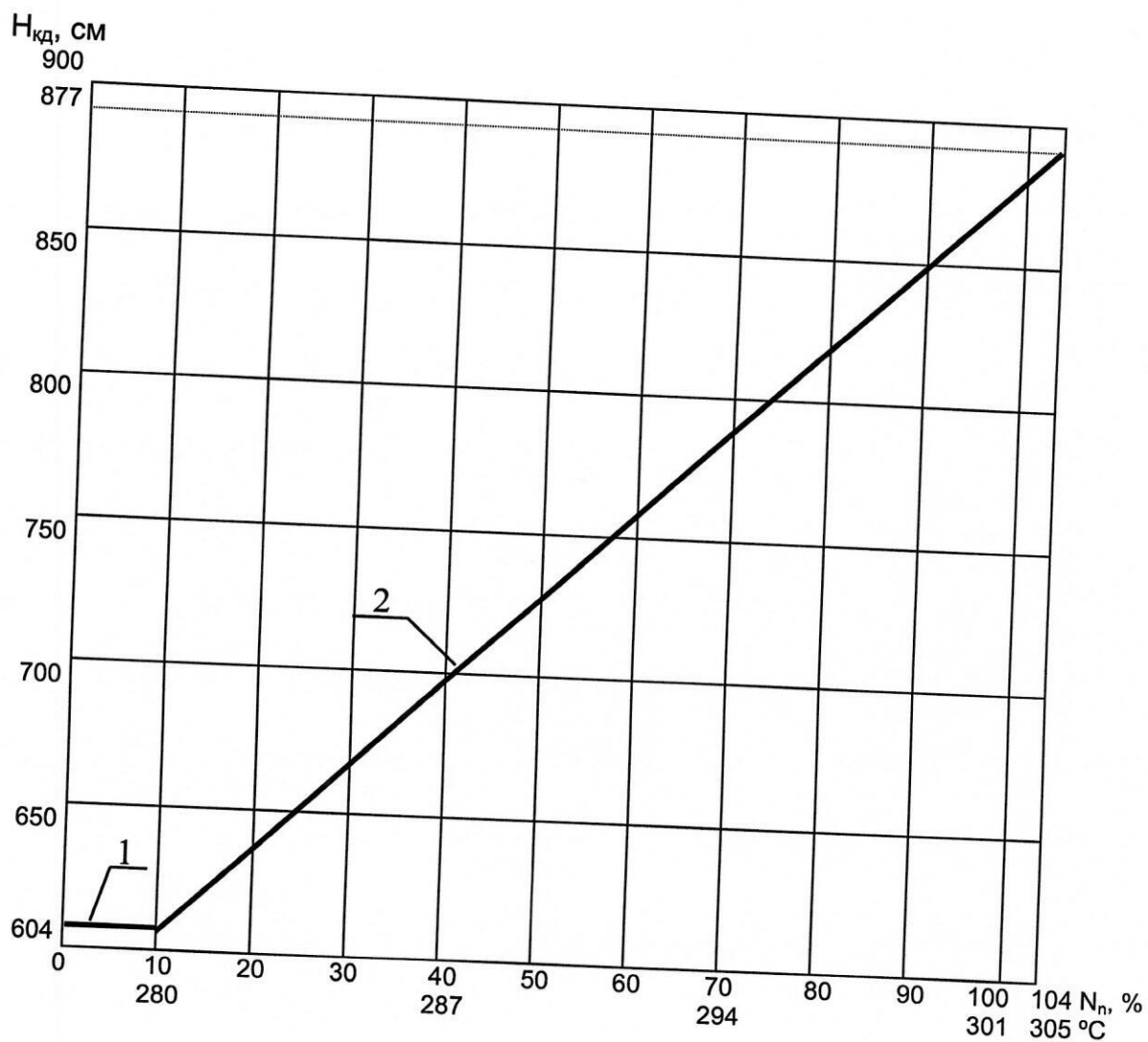
Т а б л и ц а Ж.2.6 - Физико-химические показатели реагентов, применение которых допускается при ведении ВХР 2-го контура

Реагент	Наименование показателя	Норма
Азотная кислота	Массовая доля азотной кислоты ( $\text{HNO}_3$ ), %, не менее	57
Аммиак водный	Массовая доля аммиака ( $\text{NH}_3$ ), %, не менее	25,0
	Массовая доля общей серы ( $\text{SO}_4$ ), %, не более	0,001
	Массовая доля хлоридов ( $\text{Cl}$ ), %, не более	0,0002
Аммоний уксуснокислый	Массовая доля уксуснокислого аммония ( $\text{CH}_3\text{COONH}_4$ ), %, не менее	97,0
	Массовая доля сульфатов ( $\text{SO}_4$ ), %, не более	0,005
	Массовая доля хлоридов ( $\text{Cl}$ ), %, не более	0,001
Водорода пероксид	Массовая доля пероксида водорода ( $\text{H}_2\text{O}_2$ ), %	29-32
Гидразин-гидрат	Массовая доля гидразина ( $\text{N}_2\text{H}_4$ ), %	64,0-67,0
	Массовая доля хлоридов ( $\text{Cl}$ ), %, не более	0,005
	Массовая доля железа, %, не более	0,0005
	Массовая доля сульфатов ( $\text{SO}_4$ ), %, не более	0,005
Кислота серная	Массовая доля моногидрата ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), %	От 92,5 до 94,0
Моноэтаноламин	Массовая доля моноэтаноламина ( $\text{C}_2\text{H}_7\text{ON}$ ), %, не менее	97,0
Морфолин	Массовая доля морфолина, %, не менее	99
Натрий азотисто-кислый	Массовая доля азотисто-кислого натрия ( $\text{NaNO}_2$ ) (из высушенного препарата), %, не менее	98,5
Натрия гидроксид	Массовая доля едкого натра ( $\text{NaOH}$ ), %, не менее	46
	Массовая доля сульфатов, % (в пересчете на 100% едкий натр), не более	0,002
	Массовая доля хлористого натрия, % (в пересчете на 100% едкий натр), не более	0,007
Этилендиаминтетра-уксусная кислота	Массовая доля этилендиаминтетрауксусной кислоты ( $\text{C}_{10}\text{H}_{16}\text{O}_8\text{N}_2$ ) в высушенном до постоянной массы продукте, %, не менее	95

## Приложение И

(обязательное)

Номинальное значение уровня в КД в зависимости от средней температуры теплоносителя первого контура



- 1 - работа регулятора YPC03  
2 - работа регулятора YPC02

Примечание - Включение регулятора YPC02 в работу производится при мощности реактора  $(8 \div 10) \% N_{\text{ном}}$ .

## Приложение К

### (обязательное)

# Алгоритм управления аксиальным распределением энерговыделения в активной зоне блоков с реакторной установкой типа ВВЭР-1000 (В-320)

## К.1 Область применения

«Алгоритм...» предназначен для управления аксиальным распределением энерговыделения (АРЭ) в стационарных и переходных режимах эксплуатации активной зоны реактора ВВЭР-1000 на энергетических уровнях мощности в диапазоне от 30 % до 104 % номинальной тепловой мощности.

При работе реактора на уровнях мощности ниже 30 % номинальной управление АРЭ может не выполняться.

**Примечание:** Данный "Алгоритм..." применим только для Балаковской АЭС. Для других блоков АС с реактором ВВЭР-1000 применяется усовершенствованный алгоритм управления (У-алгоритм), который отличается компоновкой управляющих групп ОР СУЗ и алгоритмом управления полем энерговыделения в реакторе.

## К.2 Режимы эксплуатации

### К.2.1 Стационарный режим

К стационарным относятся режимы характеризуемые следующей совокупностью условий:

- отклонения тепловой мощности от среднего значения не превышают  $\pm 2\%$  текущей мощности в течение не менее 24 часов работы реактора на энергетическом уровне мощности;
- все ОР СУЗ за исключением рабочей группы полностью извлечены из активной зоны;
- отклонения положения рабочей группы в регулировочном диапазоне от среднего значения не превышают  $\pm 3\%$  в течение не менее 24 часов работы реактора на заданном уровне тепловой мощности.



### К.2.2 Нестационарный режим

К нестационарным режимам относятся режимы с изменениями мощности, не отвечающие определению стационарного режима эксплуатации. Наиболее характерными являются нестационарные режимы, связанные со снижениями мощности при отключениях нерезервируемого оборудования блока.

### К.3 Цель управления

Цель управления АРЭ - обеспечение эксплуатации в пределах эксплуатационных ограничений на неравномерность энерговыделения в объёме активной зоны, включая обеспечение приемлемых условий для работы топлива путём предупреждения развития и подавления ксеноновых колебаний.

Достижение цели управления обеспечивается поддержанием АО близким к заданному. Под «заданным» значением АО на данный момент выгорания топлива понимается значение АО энерговыделения при работе реактора в стационарном режиме на номинальных параметрах. Заданное значение АО должно периодически корректироваться с учётом реальных эксплуатационных данных и условий эксплуатации реактора через 20÷30 эффективных суток работы реактора. Прогнозная оценка заданного значения АО определяется на основе нейтронно-физических расчётов.

### К.4 Контролируемые параметры и их ограничения

Источником информации о распределении энерговыделения в активной зоне является система внутрореакторного контроля реактора, которая по данным внутрореакторных детекторов позволяет оценить объёмный коэффициент неравномерности энерговыделения -  $K_v(i,j)$  и аксиальный офсет (АО) энерговыделения.

Во всех режимах работы реактора величины  $K_v(i,j)$  не должны превышать предельных значений, определённых в разделе 3 данного приложения.

При работе реактора на уровнях тепловой мощности менее  $75\%N_{ном}$ , после временного снижения мощности, следует стремиться к максимально-возможному ограничению диапазона изменения АО.

### **К.5 Управляющие воздействия и их ограничения**

Управление АРЭ осуществляется посредством перемещения группы ОР СУЗ (рабочей группы и группы управления АРЭ - V группы, состоящей из четырёх ОР).

Критичность реактора обеспечивается перемещением групп ОР СУЗ и изменением концентрации борной кислоты в теплоносителе 1-го контура.

Погружение группы управления АРЭ из четырёх ОР допускается не ниже 60% при уровне тепловой мощности более  $75\%N_{ном}$ . При мощности менее  $75\%N_{ном}$  глубина погружения группы управления АРЭ не ограничивается. Глубина погружения центрального ОР (координата 08-29) группы управления АРЭ не ограничивается в зависимости от уровня мощности.

### **К.6 Причины возникновения ксеноновых колебаний**

Причинами возникновения ксеноновых колебаний являются деформации в распределениях концентраций йода и ксенона в результате изменений мощности реактора более, чем на  $(10\div 20)$  % номинальной и перемещений рабочей группы более, чем на 3% относительно своего среднего стационарного положения на время, превышающее более, чем  $(0,5\div 1,0)$  часа. Наиболее неблагоприятным фактором, приводящим к возникновению ксеноновых колебаний, является длительное, более  $(0,5\div 1,0)$  часа, положение групп ОР СУЗ в диапазоне  $(40\div 60)$  %.

### **К.7 Управление в стационарном режиме**

При увеличении АО на 5% относительно заданного значения или при достижении  $K_v(i,j)$  предельных значений в нижней части активной зоны ( $j=1,2,3$ ) извлечь рабочую группу до положения, при котором АО отличается от заданного значения не более, чем на 5%, и  $K_v(i,j)$  находится в допустимых пределах. Извлечение рабочей группы допускается не выше 90%.

При уменьшении АО на 5% относительно заданного значения или при достижении  $K_v(i,j)$  предельных значений в верхней части активной зоны ( $j=5,6,7$ ) ввести рабочую группу до положения, при котором АО отличается от заданного не более, чем на 5%, и  $K_v(i,j)$  находится в допустимых пределах. Погружение рабочей группы допускается не ниже 60%. Если влияние рабочей группы на АРЭ недостаточно, в активную зону следует ввести группу управления АРЭ. Погружение данной группы осуществляется в установленных пределах до положения, при котором значение АО отличается от заданного не более, чем на 5%, и  $K_v(i,j)$  в верхней части активной зоны ( $j=5,6,7$ ) находится в допустимых пределах.

Компенсация реактивности при перемещении группы управления АРЭ осуществляется перемещением рабочей группы, а также изменением концентрации борной кислоты. Компенсация реактивности при перемещениях рабочей группы осуществляется изменением концентрации борной кислоты. Допускается для компенсации реактивности при извлечении рабочей группы с целью снижения АО вводить в активную зону центральный ОР группы управления АРЭ.

Длительность управляющего воздействия, осуществляемого за счёт перемещений групп ОР СУЗ, не должна превышать 24 часов.

Если управляющие воздействия окажутся недостаточными и значения параметров состояния активной зоны приблизятся к предельно-допустимым в соответствии с разделом 3, необходимо выполнять действия по п. К.9 настоящего Приложения.

### **К.8 Управление в нестационарном режиме**

При разгрузках реактора, после окончания разгрузки необходимо принять меры к извлечению введенных в активную зону групп ОР СУЗ.

Извлечение групп ОР СУЗ производится в штатной последовательности до достижения рабочей группой положения не ниже 60%.

Если разгрузка реактора осуществлялась системой УРБ, то после извлечения рабочей группы до положения не ниже 60%, необходимо начать извлечение группы ОР СУЗ, применяющейся для работы в системе УРБ.

Извлечение группы ОР СУЗ может производиться за счёт компенсации ксенонового отравления, путём ввода группы управления АРЭ, а также путём изменения концентрации борной кислоты.

В процессе извлечения групп ОР СУЗ следует стремиться к тому, чтобы длительность нахождения групп в диапазоне высот (40÷60) % не превышала (0,5÷1,0) часа.

После извлечения всех групп ОР СУЗ, введенных в активную зону при разгрузке реактора, кроме рабочей группы и группы управления АРЭ, если она была введена, и работе реактора на пониженном уровне мощности для управления АРЭ необходимо использовать рекомендации, изложенные в п. К.7 настоящего Приложения.

Извлечение введённой в активную зону группы управления АРЭ производить либо при последующем подъёме мощности, за счёт компенсации температурного и мощностного эффектов реактивности, либо при длительной, более 24 часов, работе реактора на пониженном уровне мощности, за счёт изменения концентрации борной кислоты в теплоносителе.

Если управляющие воздействия окажутся недостаточными и значения параметров состояния активной зоны приблизятся к предельно-допустимым в соответствии с разделом 7, необходимо выполнить действия по п. К.9 настоящего Приложения.

Повышение мощности производится в соответствии с разделом 7 в два этапа: до уровня мощности 78 % и, после выдержки не менее трёх часов на мощности 75%Nном, до 104%Nном. При работе на указанном промежуточном уровне, при необходимости, должны использоваться рекомендации п. К.7 настоящего Приложения. Дальнейшее повышение мощности допускается только при выполнении условий п. К.4 настоящего Приложения.

К.9 Если принятые меры по управлению АРЭ не привели к достижению цели управления, реактор должен быть разгружен до безопасного уровня тепловой мощности в соответствии с разделом 7, все группы ОР СУЗ, кроме рабочей и группы управления АРЭ, должны быть извлечены из активной зоны.

Подъем мощности реактора возможен только после достижения параметрами состояния активной зоны допустимых значений в соответствии с разделом 7.

**Приложение Л**  
**(обязательное)**

**Контроль наличия естественной циркуляции**

Л.1 Контролировать естественную циркуляцию (ЕЦ) по следующим признакам:

- запас до вскипания теплоносителя по температуре на выходе из ТВС более 15 °С;
- давление в ПГ - СТАБИЛЬНО ИЛИ СНИЖАЕТСЯ;
- температура в горячих нитках - СТАБИЛЬНА ИЛИ СНИЖАЕТСЯ;
- температура на выходе из ТВС - СТАБИЛЬНА ИЛИ СНИЖАЕТСЯ;
- температура в холодной нитке - БЛИЗКА К ТЕМПЕРАТУРЕ НАСЫЩЕНИЯ В ПГ.

Л.2 При отсутствии естественной циркуляции установить ее кратковременным увеличением сброса пара из ПГ.

Л.3 При ЕЦ не допускать за счёт поддержания уровня в ПГ и регулирования величины сброса пара:

- увеличения температуры на выходе из наиболее напряженных ТВС более 330 °С;
- подогрева теплоносителя на любой петле более 55 °С;
- увеличения разности температур в горячих нитках петель и под крышкой реактора более 50 °С;
- увеличения скорости расхолаживания более 15 °С/час.

**Приложение М**  
**(обязательное)**

**Перечень помещений, при пожаре в которых необходимо изменить режим работы блока**

М.1 Перечень помещений, при пожаре в которых необходим аварийный останов блока ключом АЗ с переводом в «горячее» состояние.

Сброс АЗ производить при подтверждении факта пожара при осмотре помещения персоналом. Для помещений ГА311, ГА605, ГА606/1,2 сброс АЗ производить при появлении сигнала «Тревога» на ППКП «Рубеж-10А». Для помещений А315/1(2) сброс АЗ производить при подтверждении факта пожара при осмотре помещения А315/1(2) и угрозе развития пожара в сторону помещения А315/2(1).

- 1) АЭ340 (БЩУ неоперативный);
- 2) АЭ341 (БЩУ оперативный);
- 3) АЭ438/1,2,3 (оборудование АКНП);
- 4) АЭ725/1,2 (оборудование 1-го и 2-го комплекта АЗ);
- 5) АЭ733 (оборудование СУЗ и ПЗ);
- 6) ГА605 (кабельные проходки СУЗ и СВРК);
- 7) ГА606/1,2 (кабельный коридор СУЗ и СВРК);
- 8) АЭ219/1,2 (кабельный полуэтаж БЩУ);
- 9) А315/1,2, ГА311 (маслосистема ГЦН).

М.2 Перечень помещений, при пожаре в которых необходимо в плановом порядке разгрузить блока до МКУ.

Разгрузку реактора до МКУ производить в том случае, если в течение 15-ти минут пожар не локализован и в течение одного часа не ликвидирован.

- 1) АЭ726 (оборудование СГИУ);

- 2) ЭК1202 (оборудование ИВС УСО МЗ);
- 3) ЭК1206 (оборудование УКТС МЗ);
- 4) ЭК1610 (КИП МЗ).

М.3 Перечень помещений, при пожаре в которых необходимо в плановом порядке перевести блок в «холодное» состояние.

Перевод блока в «холодное» состояние производить в том случае, если в течение 15-ти минут пожар не локализован и в течение одного часа не ликвидирован. Признаком пожара в помещениях ГА315/1,2,3 является появление сигнала «Тревога» на ППКП «Рубеж-10А».

- 1) АЭ128/1,2,3 (оборудование ИВС);
- 2) АЭ408/1,2,3 (оборудование УКТС СБ);
- 3) АЭ506,507,508/1,2 (кабельные этажи СБ);
- 4) АЭ607/1,2,3 и АЭ609/1,2,3 (электрочасть СБ);
- 5) РДЭС 1,2,3;
- 6) АЭ052 (помещение РЦУ);
- 7) ГА315/1,2,3 (при пожаре в двух и более помещениях);
- 8) А036/1,2,3, А038/1,2,3, А123/1,2,3 (оборудование СБ);
- 9) А119/1,2,3, А018/1,2,3 (система подпитки 1-го контура);
- 10) А317/1, 2, 3 (оборудование системы промконтура);
- 11) А820 (система питательной воды);
- 12) А327/1,2,3 (арматура СБ)
- 13) А423 (деаэратор подпитки и система дожигания водорода);
- 14) АВ812/1,2,3, А714/1,2,3 (система TL22) - при невозможности поддержания разряжения в ГО;
- 15) кабельные отсеки 1,2,3,4,5,6,7 МЗ.



## **Приложение Н**

### **(обязательное)**

### **Деградация СВРК**

#### **Н.1 Полная работоспособность СВРК**

СВРК в полной мере работоспособна, полностью выполняет свои функции, нормально функционируют все предусмотренные проектом составные части системы.

#### **Н.2 Выход из строя измерительной аппаратуры и вычислительной техники**

При отказе одного из блоков управления БУП или одного из магистральных блоков функция защиты выполняется исправным блоком управления и соответствующими магистральными блоками.

При кратковременном (до 200 мс) пропадании электропитания одного из каналов (УИ-174Р12), его работоспособность поддерживается энергонакопителем, входящем в состав данного канала (УИ-174Р12). При отсутствии электропитания больше указанного времени выходные цепи блоков выдачи дискретных сигналов устанавливаются в состояние, соответствующее формированию сигнала предупредительной защиты (принцип безопасного отказа) и выдаче сигнала «неисправность» канала.

При дублировании устройств магистрального интерфейса, включая блоки управления БУП, отказы отдельного устройства в одной из магистралей не влияют на выполнение каналом ПТК НУ и всей системой функции предупредительной защиты.

Дублирование ВК СВРК, а также коммутаторов СВРК и магистралей ЛС НУ и ЛС СВРК позволяет сохранить информационные функции, связанные с представлением информации в ИВС и архивирования, при наличии единичных отказов оборудования СВРК, при пропадании электропитания на отдельных каналах

и комплексах, обрывах линий связи. В каждом ВК СВРК предусмотрен источник бесперебойного питания, позволяющий, при пропадании внешнего электропитания, сохранять работоспособность ВК СВРК в течение 10 минут, после чего выполняется корректное завершение работы и выключение соответствующего оборудования.

В случае отказа одного канала (стойки) ПТК НУ в связи с уменьшением измеренной информации увеличивается погрешность определения расчетных параметров в ВК СВРК. При отказе всех каналов (стоек) ПТК НУ функция защиты активной зоны по локальным параметрам не выполняется.

При отказе одного клеммного шкафа функции ПТК НУ выполняются, но при этом ухудшается точность определения расчетных параметров. При отказе всех клеммных шкафов функции СВРК-М не выполняются.

При отказе одного из серверов ВК СВРК другой обеспечивает полное функционирование системы. При отказах обоих серверов ВК СВРК не выполняются информационные функции СВРК при сохранении функции защиты по локальным параметрам, реализуемой в ПТК НУ (метрологические характеристики гарантированно сохраняются в течение недели).

При отказе одного из коммутаторов СВРК-М система функционирует в полном объеме. При отказе обоих коммутаторов СВРК-М ПТК НУ обеспечивает выполнение своих функций в течение времени, необходимого для замены коммутаторов (2 часа). При этом функция передачи информации для представления оперативному персоналу на БЩУ, на ССДИ и УРМ не выполняется.

При отказе одного из РМОТ, расположенного на БЩУ, представление информации оперативному персоналу обеспечивается оставшимся в работе РМОТ. При отказе обоих РМОТ не выполняется функция представления информации оперативному персоналу на БЩУ.

При отказе ССДИ СВРК М функционирует в полном объеме, за исключением сервисных функций ВК СВРК.

При отказах УРМ ухудшается информационная поддержка эксплуатационного персонала. Так как отказы УРМ не влияют на безопасность, нет необходимости введения ограничений на эксплуатацию блока.

При отказе СК-НУ СВРК-М функционирует в полном объеме, за исключением детального контроля функционирования ПТК НУ и архивирования информации от ПТК НУ, осуществляемой в СК-НУ.

### **Н.3 Выход из строя внутрореакторных датчиков**

Проектом предусмотрено, что для осуществления информационной функции контроля распределения энерговыделения с целью защиты по локальным параметрам текущее энерговыделение каждого из семи призматических участков каждой из 163-х ТВС измеряется шестью ближайшими в горизонтальном плане ДПЗ, расположенными в зоне «функции влияния» (Рисунок Н.1) указанных участков. Под зоной «функции влияния» подразумевается окрестность активной зоны вокруг любой контролируемой ТВС, ограниченная «оптической видимостью» (величиной обратно пропорциональной ослаблению нейтронного потока в водоурановой среде активной зоны реактора ВВЭР-1000, не возмущенной поглотителями ОР СУЗ), в пределах которой возмущения поля энерговыделения в контролируемой ТВС гарантированно регистрируются размещенными в данной зоне детекторами ДПЗ (соотношение «сигнал-фон» не меньше 10).

На рисунке Н.2 представлены 9 слоев по высоте активной зоны. На уровне центров семи контролируемых слоев (исключены верхний и нижний «тонкие» слои) размещаются центры эмиттеров ДПЗ. В таблице Н.1 приведена привязка координат КНИ с ДПЗ и координат контролируемых участков.

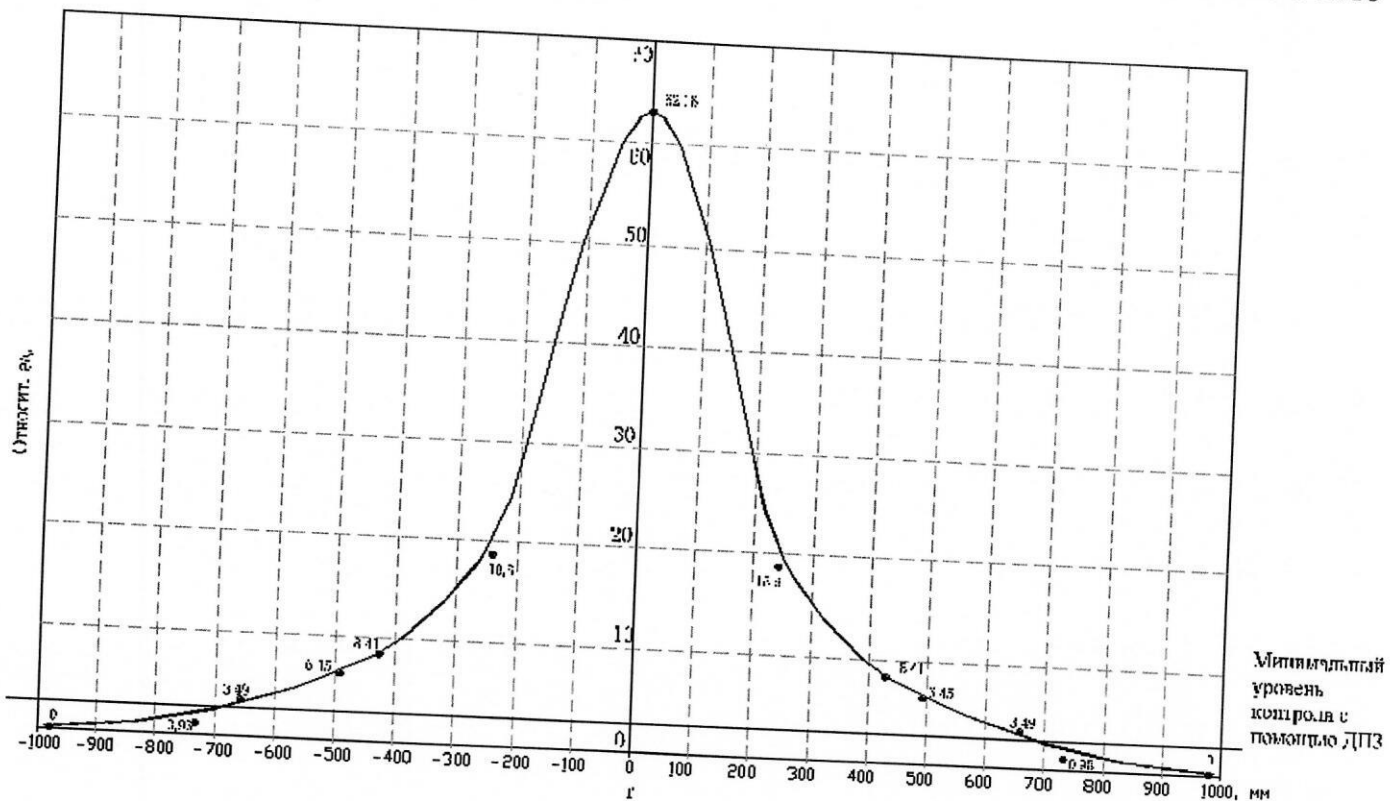


Рисунок Н.1 - Функция влияния

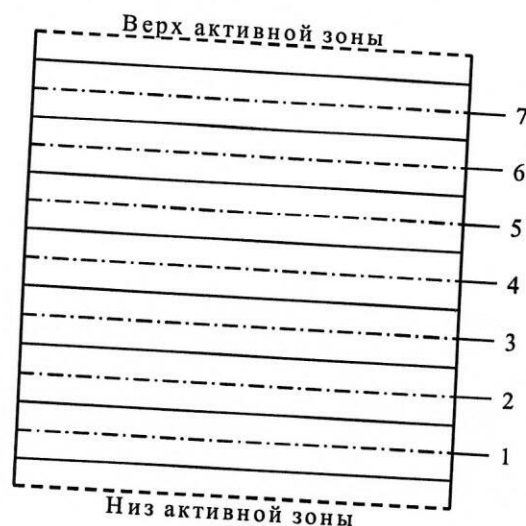


Рисунок Н.2 - Горизонтальные слои активной зоны, геометрические центры которых соответствуют центрам эмиттеров ДПЗ

Деградация проектного набора внутриреакторных датчиков (в зависимости от числа и мест размещения, вышедших из строя) может повлиять на точность выполнения функции контроля распределения поля в активной зоне, а также вызвать невыполнение данной функции.

#### Н.4 Степени деградации

Первая степень деградации - когда по причине уменьшения сопротивления изоляции или выхода из строя ДПЗ (ТП) или возникновения значительного уровня помех на кабельных трассах, или выходе из строя какого либо элемента аппаратуры ПТК НУ, некоторые измерительные каналы не способны выполнять свои измерительные функции с заданной точностью, либо по причине выхода из строя ДПЗ неконтролируемый объем составляет не более 13 ТВС при условии отсутствия «локальных неконтролируемых участков». «локальным неконтролируемым участком» называется участок активной зоны, в котором у неконтролируемой по причине выхода из строя КНИ ТВС все соседние ТВС, имеющие общую границу с данной ТВС, также являются неконтролируемыми по причине выхода из строя КНИ. ТВС считается неконтролируемой по причине выхода из строя КНИ, если среди шести контролирующих ее КНИ пять (или все шесть) неисправны. КНИ считается неисправным, если в нем вышло из строя более двух ДПЗ).

Вторая степень деградации - когда по причинам, описанным выше, неконтролируемый объем составляет не более 13 ТВС при условии наличия хотя бы одного «локального неконтролируемого участка».

Третья степень деградации наступает, когда неконтролируемый объем активной зоны составляет от 14 до 82 ТВС.

Четвертая степень деградации наступает, когда неконтролируемая ДПЗ часть активной зоны составляет 82 и более ТВС.

Т а б л и ц а Н.1 - координат КНИ с ДПЗ и координат контролируемых участков

№ п/п	Координата	Координата ближайших 6 КНИ и номера каналов (стоек) ПТК НУ, в которые они входят
1.	01-24	01-26(4); 02-23(3); 02-27(2); 01-24(1); 03-24(5); 04-25(6)
2.	01-26	01-24(1); 02-23(3); 02-27(2); 01-26(4); 03-24(5); 04-25(6)
3.	01-28	01-24(1); 02-27(2); 02-31(5); 01-32(6); 01-26(4); 02-23(3)
4.	01-30	01-26(4); 02-27(2); 02-31(5); 01-34(1); 01-32(6); 02-35(3)
5.	01-32	01-34(1); 02-35(3); 02-31(5); 03-34(2); 01-32(6); 01-26(4)
6.	01-34	03-34(2); 01-32(6); 02-35(3); 01-34(1); 04-33(4); 02-31(5)
7.	02-21	01-24(1); 01-26(4); 03-24(5); 04-21(2); 04-25(6); 02-23(3)
8.	02-23	01-24(1); 03-24(5); 04-21(2); 04-25(6); 01-26(4); 02-23(3)
9.	02-25	01-24(1); 02-23(3); 03-24(5); 02-27(2); 04-25(6); 01-26(4)
10.	02-27	01-24(1); 01-26(4); 04-27(3); 02-27(2); 04-25(6); 03-24(5)
11.	02-29	02-27(2); 01-32(6); 01-26(4); 01-24(1); 04-27(3); 02-31(5)
12.	02-31	02-35(3); 03-34(2); 01-32(6); 01-34(1); 04-33(4); 02-31(5)
13.	02-33	01-34(1); 03-34(2); 01-32(6); 04-33(4); 02-35(3); 02-31(5)
14.	02-35	01-34(1); 02-31(5); 03-34(2); 01-32(6); 04-33(4); 02-35(3)
15.	02-37	01-34(1); 02-31(5); 03-34(2); 04-33(4); 02-35(3); 04-37(6)
16.	03-20	02-23(3); 04-25(6); 03-24(5); 01-24(1); 05-24(4); 04-21(2)
17.	03-22	01-24(1); 03-24(5); 02-23(3); 04-21(2); 04-25(6); 05-24(4)
18.	03-24	01-24(1); 04-25(6); 02-23(3); 02-27(2); 05-24(4); 03-24(5)
19.	03-26	05-24(4); 02-27(2); 04-25(6); 04-27(3); 01-24(1); 03-24(5)
20.	03-28	01-26(4); 02-27(2); 04-31(6); 05-30(1); 04-27(3); 02-31(5)
21.	03-30	02-31(5); 04-33(4); 04-27(3); 02-27(2); 04-31(6); 05-30(1)
22.	03-32	04-33(4); 04-31(6); 02-31(5); 03-34(2); 05-30(1); 02-35(3)
23.	03-34	04-33(4); 02-35(3); 02-31(5); 03-34(2); 04-31(6); 01-34(1)
24.	03-36	02-35(3); 03-34(2); 02-31(5); 01-34(1); 04-33(4); 04-37(6)
25.	03-38	01-34(1); 02-35(3); 03-34(2); 04-33(4); 04-37(6); 02-31(5)
26.	04-19	06-19(1); 02-23(3); 03-24(5); 04-21(2); 04-25(6); 05-24(4)
27.	04-21	06-19(1); 05-24(4); 03-24(5); 04-21(2); 04-25(6); 02-23(3)
28.	04-23	05-24(4); 04-25(6); 03-24(5); 04-21(2); 06-19(1); 02-23(3)
29.	04-25	05-24(4); 04-27(3); 03-24(5); 05-30(1); 04-21(2); 04-25(6);
30.	04-27	05-24(4); 04-25(6); 03-24(5); 02-27(2); 05-30(1); 04-27(3)
31.	04-29	05-30(1); 04-27(3); 02-27(2); 04-33(4); 04-31(6); 02-31(5)

№ п/п	Координата	Координата ближайших 6 КНИ и номера каналов (стоек) ПТК НУ, в которые они входят
32.	04-31	05-30(1); 04-33(4); 05-34(2); 04-27(3); 04-31(6); 02-31(5)
33.	04-33	05-30(1); 03-34(2); 04-31(6); 04-33(4); 02-35(3); 02-31(5)
34.	04-35	05-30(1); 03-34(2); 04-37(6); 04-33(4); 02-35(3); 06-33(5)
35.	04-37	03-34(2); 04-33(4); 06-39(5); 07-36(1); 04-37(6); 02-35(3)
36.	04-39	07-36(1); 04-33(4); 06-39(5); 03-34(2); 04-37(6); 02-35(3)
37.	05-18	07-22(3); 04-21(2); 08-17(5); 06-19(1); 05-24(4); 08-19(6)
38.	05-20	04-21(2); 05-24(4); 07-22(3); 06-19(1); 04-25(6); 03-24(5)
39.	05-22	05-24(4); 04-25(6); 03-24(5); 04-21(2); 06-19(1); 07-22(3)
40.	05-24	04-27(3); 04-25(6); 03-24(5); 06-19(1); 05-24(4); 04-21(2)
41.	05-26	05-30(1); 04-25(6); 04-27(3); 07-24(2); 05-24(4); 03-24(5)
42.	05-28	06-27(4); 04-27(3); 04-25(6); 05-30(1); 07-30(2); 03-24(5)
43.	05-30	04-27(3); 07-30(2); 04-31(6); 05-30(1); 06-27(4); 06-33(5);
44.	05-32	04-33(4); 05-34(2); 06-33(5); 05-30(1); 04-31(6); 07-34(3)
45.	05-34	04-33(4); 04-31(6); 06-33(5); 05-30(1); 05-34(2); 07-34(3)
46.	05-36	04-33(4); 04-37(6); 06-39(5); 07-36(1); 05-34(2); 07-34(3)
47.	05-38	07-36(1); 05-34(2); 06-39(5); 04-37(6); 04-33(4); 02-35(3)
48.	05-40	07-36(1); 05-34(2); 04-37(6); 08-39(4); 02-35(3); 06-39(5)
49.	06-17	04-21(2); 08-19(6); 08-17(5); 06-19(1); 05-24(4); 07-22(3)
50.	06-19	07-22(3); 04-21(2); 08-19(6); 06-19(1); 05-24(4); 08-17(5)
51.	06-21	07-22(3); 04-21(2); 08-19(6); 06-19(1); 05-24(4); 08-17(5)
52.	06-23	05-24(4); 07-24(2); 04-25(6); 06-19(1); 07-22(3); 03-24(5)
53.	06-25	08-27(1); 07-22(3); 07-24(2); 05-24(4); 04-25(6); 03-24(5)
54.	06-27	05-30(1); 04-27(3); 07-30(2); 06-27(4); 04-25(6); 06-33(5)
55.	06-29	04-27(3); 07-30(2); 04-31(6); 05-30(1); 06-27(4); 06-33(5)
56.	06-31	05-30(1); 06-27(4); 07-30(2); 07-34(3); 04-31(6); 06-33(5)
57.	06-33	05-30(1); 07-34(3); 05-34(2); 04-33(4); 08-31(6); 06-33(5)
58.	06-35	07-36(1); 07-34(3); 05-34(2); 08-33(4); 04-37(6); 06-33(5)
59.	06-37	07-34(3); 05-34(2); 06-39(5); 07-36(1); 08-39(4); 04-37(6)
60.	06-39	08-41(1); 08-39(4); 04-37(6); 07-34(3); 05-34(2); 06-39(5)
61.	06-41	08-41(1); 08-39(4); 04-37(6); 05-34(2); 07-34(3); 06-39(5)
62.	07-16	06-19(1); 07-22(3); 08-19(6); 09-22(2); 10-19(4); 08-17(5)
63.	07-18	06-19(1); 07-22(3); 08-19(6); 09-22(2); 10-19(4); 08-17(5)
64.	07-20	07-22(3); 07-24(2); 08-19(6); 06-19(1); 05-24(4); 08-17(5)
65.	07-22	06-19(1); 07-24(2); 08-25(6); 05-24(4); 07-22(3); 09-24(5)
66.	07-24	08-27(1); 08-25(6); 07-22(3); 07-24(2); 06-27(4); 09-24(5)
67.	07-26	07-24(2); 08-25(6); 06-27(4); 08-27(1); 07-22(3); 09-24(5)
68.	07-28	08-27(1); 06-27(4); 08-25(6); 09-30(3); 07-30(2); 06-33(5)
69.	07-30	09-30(3); 08-31(6); 06-33(5); 08-27(1); 06-27(4); 07-30(2)
70.	07-32	08-33(4); 08-31(6); 06-33(5); 07-30(2); 07-34(3); 07-36(1)
71.	07-34	07-36(1); 08-33(4); 06-33(5); 09-34(2); 08-31(6); 07-34(3)
72.	07-36	08-33(4); 07-34(3); 06-33(5); 09-34(2); 08-31(6); 07-36(1)
73.	07-38	08-39(4); 07-34(3); 06-39(5); 07-36(1); 05-34(2); 04-37(6)
74.	07-40	08-41(1); 04-37(6); 06-39(5); 05-34(2); 08-39(4); 10-39(3);
75.	07-42	08-39(4); 10-39(3); 06-39(5); 08-41(1); 05-34(2); 04-37(6)
76.	08-17	06-19(1); 10-19(4); 08-19(6); 07-22(3); 09-22(2); 08-17(5)
77.	08-19	06-19(1); 10-19(4); 08-17(5); 09-22(2); 08-19(6); 07-22(3)
78.	08-21	09-22(2); 10-19(4); 07-22(3); 06-19(1); 08-19(6); 09-24(5)
79.	08-23	07-22(3); 09-24(5); 09-22(2); 08-27(1); 10-27(4); 08-25(6)

№ п/п	Координата	Координата ближайших 6 КНИ и номера каналов (стоек) ПТК НУ, в которые они входят
80.	08-25	08-25(6); 10-27(4); 07-22(3); 08-27(1); 07-24(2); 09-24(5)
81.	08-27	07-24(2); 08-25(6); 10-27(4); 08-27(1); 09-30(3); 09-24(5)
82.	08-29	08-27(1); 09-30(3); 07-30(2); 06-27(4); 08-31(6); 06-33(5)
83.	08-31	07-30(2); 08-33(4); 09-30(3); 08-27(1); 08-31(6); 06-33(5)
84.	08-33	07-34(3); 08-31(6); 06-33(5); 09-34(2); 07-36(1); 08-33(4)
85.	08-35	07-36(1); 07-34(3); 09-34(2); 08-33(4); 08-31(6); 09-36(5)
86.	08-37	07-36(1); 08-31(6); 07-34(3); 09-34(2); 08-39(4); 09-36(5)
87.	08-39	08-41(1); 10-39(3); 06-39(5); 09-34(2); 04-37(6); 08-39(4)
88.	08-41	08-39(4); 10-39(3); 06-39(5); 08-41(1); 09-34(2); 04-37(6)
89.	09-16	09-22(2); 08-19(6); 10-19(4); 06-19(1); 07-22(3); 08-17(5)
90.	09-18	09-22(2); 10-19(4); 08-17(5); 06-19(1); 08-19(6); 07-22(3)
91.	09-20	08-19(6); 08-17(5); 10-19(4); 06-19(1); 09-22(2); 07-22(3)
92.	09-22	10-19(4); 08-25(6); 09-24(5); 12-25(1); 09-22(2); 07-22(3)
93.	09-24	08-27(1); 09-22(2); 08-25(6); 10-27(4); 07-22(3); 09-24(5)
94.	09-26	08-27(1); 10-27(4); 09-24(5); 09-22(2); 08-25(6); 09-30(3)
95.	09-28	08-27(1); 10-27(4); 08-25(6); 09-30(3); 11-30(2); 09-24(5)
96.	09-30	08-27(1); 08-33(4); 07-30(2); 09-30(3); 08-31(6); 09-36(5)
97.	09-32	10-33(1); 08-33(4); 09-34(2); 09-30(3); 08-31(6); 09-36(5)
98.	09-34	10-33(1); 08-33(4); 09-36(5); 09-34(2); 08-31(6); 09-30(3)
99.	09-36	10-33(1); 10-39(3); 09-34(2); 08-33(4); 11-34(6); 09-36(5)
100.	09-38	08-39(4); 10-39(3); 09-34(2); 08-41(1); 11-34(6); 09-36(5)
101.	09-40	08-41(1); 08-39(4); 09-36(5); 09-34(2); 11-34(6); 10-39(3)
102.	09-42	08-39(4); 10-39(3); 06-39(5); 08-41(1); 09-34(2); 11-34(6)
103.	10-17	09-22(2); 08-19(6); 08-17(5); 12-21(1); 10-19(4); 07-22(3)
104.	10-19	12-21(1); 08-19(6); 08-17(5); 09-22(2); 10-19(4); 07-22(3)
105.	10-21	12-21(1); 09-24(5); 09-22(2); 08-19(6); 10-19(4); 07-22(3)
106.	10-23	12-25(1); 11-24(6); 09-24(5); 09-22(2); 10-27(4); 12-27(3)
107.	10-25	12-25(1); 11-24(6); 09-24(5); 09-22(2); 10-27(4); 12-27(3)
108.	10-27	11-30(2); 11-24(6); 09-24(5); 12-25(1); 10-27(4); 09-30(3)
109.	10-29	10-33(1); 09-30(3); 11-30(2); 10-27(4); 08-31(6); 12-31(5)
110.	10-31	09-30(3); 11-30(2); 11-34(6); 10-33(1); 10-27(4); 12-31(5)
111.	10-33	09-34(2); 11-34(6); 08-33(4); 10-33(1); 09-30(3); 09-36(5)
112.	10-35	09-34(2); 11-34(6); 09-36(5); 10-33(1); 08-33(4); 10-39(3)
113.	10-37	09-34(2); 11-34(6); 09-36(5); 10-33(1); 08-39(4); 10-39(3)
114.	10-39	08-39(4); 09-34(2); 09-36(5); 08-41(1); 11-34(6); 10-39(3)
115.	10-41	08-41(1); 08-39(4); 09-36(5); 09-34(2); 11-34(6); 10-39(3)
116.	11-18	12-21(1); 09-22(2); 08-17(5); 08-19(6); 10-19(4); 07-22(3)
117.	11-20	12-21(1); 09-22(2); 11-24(6); 10-19(4); 12-27(3); 09-24(5)
118.	11-22	12-21(1); 10-19(4); 09-22(2); 12-27(3); 11-24(6); 09-24(5)
119.	11-24	12-25(1); 09-24(5); 10-27(4); 09-22(2); 11-24(6); 12-27(3)
120.	11-26	12-25(1); 10-27(4); 12-27(3); 11-30(2); 11-24(6); 09-24(5)
121.	11-28	12-25(1); 10-27(4); 12-27(3); 11-30(2); 11-24(6); 12-31(5)
122.	11-30	10-27(4); 09-30(3); 12-31(5); 11-30(2); 11-34(6); 10-33(1)
123.	11-32	10-33(1); 12-33(4); 12-31(5); 11-30(2); 11-34(6); 09-30(3)
124.	11-34	10-33(1); 12-33(4); 12-31(5); 11-30(2); 11-34(6); 12-37(3)
125.	11-36	10-33(1); 12-37(3); 09-36(5); 09-34(2); 11-34(6); 12-33(4)
126.	11-38	13-34(1); 11-34(6); 09-36(5); 09-34(2); 08-39(4); 12-37(3)
127.	11-40	08-41(1); 11-34(6); 09-36(5); 14-35(2); 08-39(4); 10-39(3)

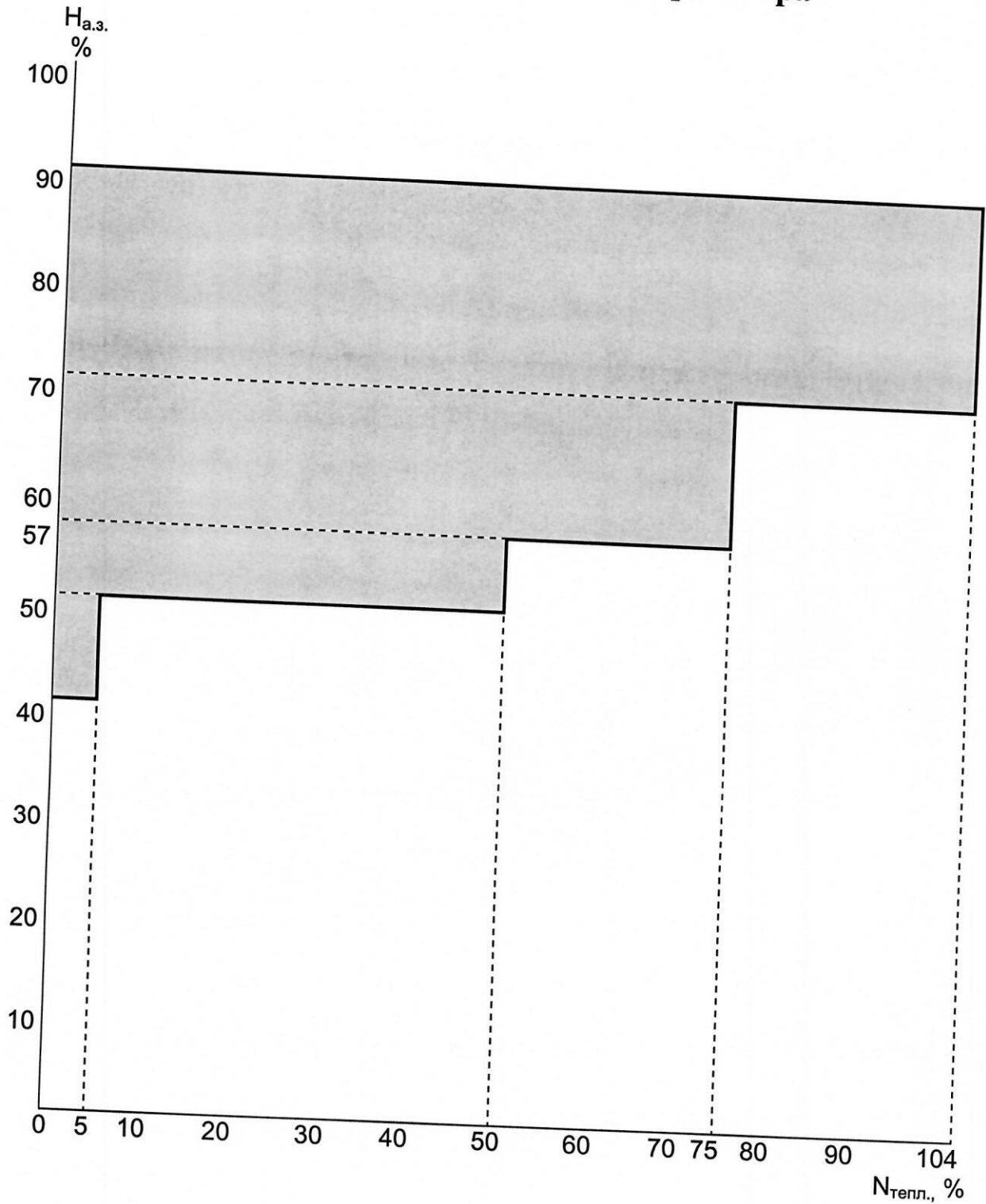


№ п/п	Координата	Координата ближайших 6 КНИ и номера каналов (стоек) ПТК НУ, в которые они входят
128.	12-19	10-19(4); 11-24(6); 13-24(5); 14-23(2); 12-21(1); 12-27(3)
129.	12-21	10-19(4); 11-24(6); 13-24(5); 12-21(1); 14-23(2); 12-27(3)
130.	12-23	12-27(3); 11-24(6); 13-24(5); 12-21(1); 10-19(4); 14-23(2)
131.	12-25	12-27(3); 11-24(6); 13-24(5); 12-25(1); 10-27(4); 14-23(2)
132.	12-27	12-25(1); 11-24(6); 13-24(5); 11-30(2); 10-27(4); 12-27(3)
133.	12-29	12-25(1); 12-31(5); 11-30(2); 11-24(6); 12-33(4); 12-27(3)
134.	12-31	12-33(4); 12-27(3); 11-30(2); 13-34(1); 11-34(6); 12-31(5)
135.	12-33	13-34(1); 11-34(6); 12-31(5); 11-30(2); 12-33(4); 12-37(3)
136.	12-35	13-34(1); 11-34(6); 12-37(3); 14-35(2); 12-33(4); 12-31(5)
137.	12-37	13-34(1); 12-33(4); 11-34(6); 12-37(3); 14-35(2); 12-31(5)
138.	12-39	13-34(1); 12-33(4); 11-34(6); 12-37(3); 14-35(2); 12-31(5)
139.	13-20	14-23(2); 10-19(4); 13-24(5); 12-21(1); 15-24(6); 12-27(3)
140.	13-22	12-21(1); 14-23(2); 11-24(6); 14-27(4); 12-27(3); 13-24(5)
141.	13-24	12-25(1); 12-27(3); 14-23(2); 14-27(4); 11-24(6); 13-24(5)
142.	13-26	12-25(1); 14-27(4); 12-27(3); 11-30(2); 11-24(6); 13-24(5)
143.	13-28	12-25(1); 14-27(4); 13-24(5); 11-30(2); 14-31(6); 12-27(3)
144.	13-30	12-33(4); 12-27(3); 14-31(6); 13-34(1); 11-30(2); 12-31(5)
145.	13-32	12-33(4); 14-31(6); 12-31(5); 13-34(1); 11-30(2); 12-27(3)
146.	13-34	12-33(4); 12-31(5); 14-35(2); 13-34(1); 11-34(6); 12-37(3)
147.	13-36	12-33(4); 12-37(3); 14-35(2); 13-34(1); 11-34(6); 12-31(5)
148.	13-38	13-34(1); 12-33(4); 14-35(2); 12-37(3); 11-34(6); 12-31(5)
149.	14-21	12-21(1); 15-24(6); 13-24(5); 14-23(2); 14-27(4); 12-27(3)
150.	14-23	14-27(4); 15-24(6); 13-24(5); 12-21(1); 12-27(3); 14-23(2);
151.	14-25	14-23(2); 15-24(6); 13-24(5); 12-25(1); 14-27(4); 12-27(3)
152.	14-27	12-25(1); 15-30(3); 15-28(5); 14-23(2); 15-24(6); 14-27(4)
153.	14-29	15-30(3); 14-31(6); 15-28(5); 12-25(1); 14-27(4); 14-23(2)
154.	14-31	13-34(1); 15-30(3); 15-28(5); 14-35(2); 14-31(6); 14-27(4)
155.	14-33	13-34(1); 15-34(5); 14-35(2); 14-31(6); 12-33(4); 15-30(3)
156.	14-35	13-34(1); 14-31(6); 15-34(5); 12-33(4); 15-30(3); 14-35(2)
157.	14-37	13-34(1); 12-37(3); 15-34(5); 14-35(2); 14-31(6); 12-33(4)
158.	15-24	14-27(4); 14-23(2); 15-28(5); 15-30(3); 15-24(6); 12-21(1)
159.	15-26	14-27(4); 14-23(2); 15-28(5); 15-30(3); 15-24(6); 12-25(1)
160.	15-28	14-27(4); 15-30(3); 15-24(6); 14-23(2); 12-25(1); 15-28(5)
161.	15-30	14-27(4); 14-31(6); 15-28(5); 15-30(3); 14-35(2); 13-34(1)
162.	15-32	14-35(2); 14-31(6); 15-34(5) 13-34(1); 14-27(4); 15-30(3)
163.	15-34	15-30(3); 14-35(2); 14-31(6); 13-34(1); 14-27(4); 15-34(5)

## Приложение П

(обязательное)

### Регламентное положение регулирующей группы ОР СУЗ в зависимости от мощности реактора



## Приложение Р

(справочное)

## Проектные значения характеристик отдельных СВБ (или их элементов) для нормальной эксплуатации блока АС

При нарушении ЭП, приведенных в данной таблице, оперативному персоналу выполнить действия, указанные в инструкции по эксплуатации для данной системы.

№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
<b>1.</b>	<b>YA - первый контур</b>			
1.1.	Скорость изменения температуры теплоносителя, °С/ч: 1) при разогреве 2) при расхолаживании		20 30	60 (для ускоренного расхолаживания)
1.2.	Скорость изменения давления 1-го контура, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) в минуту		менее 0,98 (10,0)	0,98 (10,0)
1.7.	При разогреве-расхолаживании 1-го контура запас до вскипания теплоносителя на выходе из ТВС, °С	15	более 15	
1.8.	Величина температурных перемещений трубопроводов ГЦТ в сравнении с контрольными значениями, полученными при ПНР, мм	$H_{ном}-3$	$H_{ном}$	$H_{ном}+3$
1.9.	Допустимое давление 1-го контура в плановых режимах разогрева и расхолаживания в зависимости от температуры 1-го контура, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			не более значений, указанных в табл. 6.1.1.2
<b>2.</b>	<b>РОМ</b>			
2.1.	Уровень ограничения мощности $N_{ном}$ % при частоте электропитания ГЦН большей 49 Гц: 1) при четырёх работающих ГЦН и двух работающих ТПН (при наличии дополнительных ограничений на допустимый уровень мощности на текущую кампанию, уставка выставляется на величину 106 % от разрешённого уровня мощности) 2) при трёх работающих ГЦН и двух работающих ТПН 3) при двух работающих ГЦН и одном или двух работающих ТПН			106  66 42

№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
	4) при отключении одного КЭН 2-й ступени и невключении резервного КЭН по АВР с выдержкой 30 секунд 5) при отключении одного ТПН из двух работающих и в работе не менее трех ГЦН 6) при закрытии двух из четырёх стопорных клапанов 7) при отключении блока от энергосистемы (отключение блочного выключателя) 8) при отключении генераторного выключателя 9) при двух отключенных ТПН			52 52 42 42 42
2.2.	При снижении частоты на трёх из четырёх секций электропитания ГЦН до 49 Гц уровень ограничения мощности снижается до 0,9 от номинального уровня ограничения мощности, определённого в зависимости от количества работающих ГЦН и ТПН при номинальной частоте электропитания. Разгрузка реактора устройством РОМ осуществляется до значения мощности на 2 % ниже уровня ограничения мощности.			5±2
<b>3.</b>	<b>УС - реактор</b>			
3.1.	Давление в межпрокладочной полости уплотнения главного разъёма, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	-	0	2,452 (25)
3.2.	Рассогласование ОР СУЗ в рабочей группе, мм			70
3.3.	Максимальный срок службы ТВС (пребывание ТВС в реакторе), год			4
3.4.	Срок службы ПС СУЗ не более, эфф.ч.: ПС СУЗ 0401.12.04.000: - в группе автомат. регулирования (АР) - в группах аварийной защиты (АЗ) (эксплуатация ПС СУЗ в группе АР после их использования в группе АЗ и наоборот не допускается) ПС СУЗ 0401.12.04.000-01;-03: - в т.ч. в регулирующей группе (допускаются перестановки ПС СУЗ из группы АР в группу АЗ и наоборот)		15150 52750  75600 25500	
3.5.	Количество перегрузок топлива за кампанию		3	
3.6.	Срок службы КНИ, КНИТ, ИНК реактора, лет		4	
3.7.	Срок службы ТК реактора, лет		6	

№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
3.8.	Температура окружающей среды электрических соединителей КНИ и ТК при эксплуатации, °С		105	200
3.9.	Отклонение плоскости главного разъёма реактора от горизонтали на базе 4000 мм (уклон 1:2000) за срок службы реактора, не более, мм	0	менее 2	2
3.10.	Перепад давления на реакторе, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,347 (3,54)	0,388 (3,96)	0,4266 (4,35)
3.11.	Температура наружной поверхности верхнего блока реактора, °С		45	60
3.12.	Глубина выгорания детектора КНИ, КНИТ, ИНК, Кл			140
<b>4.</b>	<b>УД - главные циркуляционные насосы</b>			
4.1.	Расход (расчёт по гидравлическим характеристикам при работе четырёх ГЦН), м <sup>3</sup> /ч	20800	21675	22325
4.2.	Температура воды автономного контура на входе в насос, °С	-	до 60	110
4.3.	Давление масла в камере ГУП, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,059 (0,6)		0,1226 (1,25)
4.4.	Температура масла в камере ГУП, °С	20		47
4.5.	Перепад давления запирающей воды и давления на напоре ГЦН, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,49 (5)	0,6374 (6,5)	1,177 (12)
4.6.	Напор ГЦН, соответствующий проектной точке характеристики ГЦН при расходе 20000 м <sup>3</sup> /ч при температуре воды 300 °С, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,6374 (6,5)	0,662 (6,75)	0,6865 (7,0)
4.7.	Перепад давления на ГЦН, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		0,621 (6,33)	0,667 (6,8)
4.8.	Характеристики вибрационного состояния ГЦН - граничное значение среднеквадратичной виброскорости в диапазоне частот 2÷160 Гц (мм/с): 1) район верхнего подшипника, щита двигателя 2) район верхней части блока уплотнения 3) район главного разъёма			Пригодно / еще допустимо: 4,5/7,1 4,5/7,1 4,5/7,1
<b>5.</b>	<b>УР - система компенсации давления</b>			
5.1.	Условия срабатывания ИПУ КД «СЕМПЕЛЛ»:			
	1) давление начала открытия ИПУ от пружины, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):			
	а) контрольного		18,14 (185)	
	б) рабочего		18,63 (190)	
	2) давление полного открытия ИПУ от пружины, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):			
	а) контрольного		18,83 (192)	
	б) рабочего		19,22 (196)	
	3) давление закрытия ИПУ от пружины, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):			

№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
	а) контрольного		15,98÷16,97 (163÷173)	
	б) рабочего		16,38÷17,36 (167÷177)	
	4) давление открытия ИПУ от электромагнитного клапана, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):			
	а) контрольного		18,14 (185±1)	
	б) рабочего		18,63 (190±1)	
	5) давление закрытия ИПУ от электромагнитного клапана, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):			
	а) контрольного		17,16 (175±2)	
	б) рабочего		17,46 (178±2)	
	6) давление включения ЭМ импульсных клапанов, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):			
	а) контрольного		17,65 (180±1)	
	б) рабочего		17,85 (182±1)	
	7) давление отключения ЭМ импульсных клапанов, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):			
	а) контрольного		18,83 (192±1)	
	б) рабочего		19,02 (194±1)	
5.2.	Давление в межпрокладочных полостях уплотнений люков, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	-	0	2,452 (25)
5.3.	Давление в межпрокладочных полостях уплотнений разъемов ТЭНов, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	-	0	2,452 (25)
<b>6.</b>	<b>УВ - парогенератор</b>			
6.1.	Влажность пара, %		0,2	0,2
6.2.	Давление в межпрокладочной полости коллектора ПГ при неплотности со стороны 1-го контура, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	-	0	5,884 (60) при наличии обосновывающих документов
6.3.	Давление в межпрокладочной полости коллектора ПГ при неплотности со стороны 2-го контура, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	-	0	2,942 (30)
6.4.	Давление в межпрокладочной полости уплотнения фланцевых соединений по 2-му контуру, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			2,942 (30)
6.5.	Давление в межпрокладочной полости уплотнения люков, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	-	0	2,452 (25)
6.6.	Перепад давления теплоносителя 1-го контура на ПГ, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		0,1324 (1,35)	0,1569 (1,60)

№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
<b>7.</b>	<b>УТ - система аварийного охлаждения активной зоны реактора (пассивная часть)</b>			
7.1.	Давление в межпрокладочной полости уплотнения люка гидроёмкости, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	-	0	2,452 (25)
7.2.	Уровень в ГЕ САОЗ, мм	6400	6500	6600
7.3.	Давление в ГЕ САОЗ, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	5,59 (57)	5,884 (60)	5,982 (61)
<b>8.</b>	<b>ТQ10(20,30) - бак-прямо́к аварийных систем (ТQ10(20,30)В01)</b>			
8.1.	Уровень в баке, мм	4200	4500	5000
8.2.	Температура в баке, °С: 1) с подогревом 2) без подогрева (срок службы корпуса реактора не более 40 лет; эксплуатацию корпуса реактора без подогрева воды в баке-прямо́ке ГА-201 САОЗ продолжить до окончания проектного срока службы корпуса реактора)	50 20	50	55
8.3.	Концентрация НзВОз в баке, г/дм <sup>3</sup>	16	16	20
<b>9.</b>	<b>ТQ11,21,31 - спринклерная система</b>			
9.1.	Уровень в баке спринклерного раствора (ТQ11,21,31В01), мм	2200	2300	
9.2.	Расход воды от спринклерных насосов (ТQ11,21,31D01), м <sup>3</sup> /ч	200	600	
<b>10.</b>	<b>ТQ12 - система аварийного и планового расхолаживания</b>			
10.1.	Расход воды от насосов (ТQ12,22,32D01), м <sup>3</sup> /ч: 1) при Р1к=1 кгс/см <sup>2</sup> 2) при Р1к=21 кгс/см <sup>2</sup>	16 при работе на рециркуляцию	не менее 750 не менее 230	860
10.2.	Температура на выходе из т/о САОЗ (ТQ10,20,30W01), °С	20	20 ÷ 55	65
<b>11.</b>	<b>ТQ13,23,33 - система аварийного ввода бора низкого давления</b>			
11.1.	Уровень воды в баке (ТQ13,23,33В01), мм	950	1050	
11.2.	Температура в баке (ТQ13,23,33В01), °С 1) с подогревом 2) без подогрева (срок службы корпуса реактора не более 40 лет; эксплуатацию корпуса реактора без подогрева воды в баке-прямо́ке ГА-201 САОЗ продолжить до окончания проектного срока службы корпуса реактора)	50 20	50 20	55 55
11.3.	Расход воды от насоса (ТQ13,23,33D01), не менее, м <sup>3</sup> /ч: 1) при Р1к=(15÷90) кгс/см <sup>2</sup> 2) при Р1к=100 кгс/см <sup>2</sup>	130 100		

№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
11.4.	Концентрация раствора $\text{HзВ0з}$ в баке (ТQ13,23,33В01), г/дм <sup>3</sup>	39,5	40	44,5
<b>12.</b>	<b>ТQ14,24,34 - система аварийного ввода бора высокого давления</b>			
12.1.	Уровень в баке (ТQ14,24,34В01), мм	3000	3100	-
12.2.	Температура в баке (ТQ14,24,34В01), °С 1) с подогревом 2) без подогрева (срок службы корпуса реактора не более 40 лет; эксплуатацию корпуса реактора без подогрева воды в баке-приямке ГА-201 САОЗ продолжить до окончания проектного срока службы корпуса реактора)	50 20	50 20	55 55
12.3.	Расход воды от насосов (ТQ14,24,34D01), м <sup>3</sup> /ч	6	6	6,3
12.4.	Концентрация раствора бора в баке (ТQ14,24,34В01), г/дм <sup>3</sup>	39,5	40	44,5
<b>13.</b>	<b>ТХ10,20,30 - система аварийной питательной воды парогенераторов</b>			
13.1.	Уровень в баке обессоленной воды (ТХ10,20,30В01), мм	5000	5000	5200
13.2.	Температура в баке (ТХ10,20,30В01), °С	5	40	
13.3.	Расход воды в ПГ от АПЭН (ТХ10,20,30D01), не менее, м <sup>3</sup> /ч: при Р2к=64 кгс/см <sup>2</sup> при Р2к=70 кгс/см <sup>2</sup> при Р2к=86 кгс/см <sup>2</sup>	20	80÷150 150 125 80	240
<b>14.</b>	<b>RL - система питательной воды</b>			
14.1.	Расход воды от ВПЭН в ПГ (УВ10,20,30,40W01), м <sup>3</sup> /ч	20	20÷75	75
<b>15.</b>	<b>VF - система технического водоснабжения ответственных потребителей</b>			
15.1.	Расход техводы на т/о САОЗ (ТQ10,20,30W01), м <sup>3</sup> /ч	2800	3000	
15.2.	Активность воды на сливе 3-х систем группы «А», Бк/кг (Ки/кг)		< 18,5 (5*10 <sup>-10</sup> )	18,5 (5*10 <sup>-10</sup> )
15.3.	Температура охлаждающей воды, °С	5	15 ÷ 20	33
<b>16.</b>	<b>ХА - герметичное ограждение</b>			
16.2.	Относительная утечка из герметичного ограждения, %		0,3	
16.3.	Параметры рабочей среды в помещениях герметичной оболочки: температура, °С влажность, %	30	60 90	75 100



№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
16.4.	Крен корпуса здания ГО и обстройки, мм на 1000 мм базы		≤0,0001	≤0,003 (при особых воздействиях)
<b>17.</b>	<b>ТХ - система главных паропроводов</b>			
17.1.	Параметры ПК ПГ: 1) давление открытия контрольного клапана, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ); 2) давление открытия рабочего клапана, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ); 3) давление закрытия контрольного и рабочего клапанов, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		8,238 (84±1,5) 8,434 (86±1,5) не менее 6,865 (70)	
17.2.	Параметры БРУ-А: время открытия (закрытия) клапана, с.			15
17.3.	Параметры БЗОК: время закрытия, с			10
<b>18.</b>	<b>ТФ - система промконтура</b>			
18.1.	Температура после т/о промконтура (TF21,22W01), °С		40	45
18.2.	Суммарная активность воды промконтура (после насоса), Бк/кг (Ки/кг)		1,85×10 <sup>3</sup> (5×10 <sup>-8</sup> )	1,85×10 <sup>4</sup> (5×10 <sup>-7</sup> )
<b>19.</b>	<b>ТГ - система расхолаживания бассейна выдержки</b>			
19.1.	Расход воды на напоре насоса расхолаживания (TG11,12,13D01), м <sup>3</sup> /ч	400	600	
19.2.	Температура воды в бассейне, °С	20	30 ÷ 50	70
19.3.	Концентрация борного раствора в бассейне, г/кг	16	16	20
19.4.	Уровень воды в бассейне при хранении отработанного топлива, мм	8030	8130	8150
19.5.	Уровень воды в бассейне при перегрузке топлива, мм	15350	15450	15520
<b>20.</b>	<b>РУ - система продувки ПГ</b>			
20.1.	Давление в расширителе продувки ПГ, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,7845 (8)	0,8336 (8,5)	
20.2.	Уровень в расширителе продувки ПГ, мм	300	700	850
<b>21.</b>	<b>ТК - система подпитки продувки 1-го контура</b>			
21.1.	Разность расходов подпитки и продувки в стационарном режиме, м <sup>3</sup> /ч		0 ÷ 2	3,5
21.2.	Разность температур теплоносителя в хол. нитках 1-го контура и подпиточной воды после смешения с теплоносителем СВО-1, °С	-	менее 30	30
<b>22.</b>	<b>ТС - установка СВО-1</b>			
22.1.	Перепад давления на ловушке сорбентов, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		0,049 (0,5)	0,4707 (4,8)

№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
22.2.	Давление в межпрокладочной полости, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		0	2,452 (25)
<b>23.</b>	<b>TN - система дистиллята</b>			
23.1.	Давление на напоре насосов дистиллята (TN21,22,23D01), МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,196 (2)	0,5394÷0,6865 (5,5÷7)	
23.2.	Уровень в баке дистиллята, мм	500		7800
<b>24.</b>	<b>TE - установка СВО-2</b>			
24.1.	Перепад давления на каждой нитке фильтров, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		0,196 (2)	0,4903 (5)
<b>25.</b>	<b>TP - система азота</b>			
25.1.	Давление азота в коллекторе перед ресивером, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		5,884 (60)	6,374 (65)
25.2.	Давление азота в трубопроводе подачи азота низкого давления в РО, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,0147 (0,15)	0.0196 (0,2)	0,049 (0,5)
25.3.	Концентрация водорода в помещениях ГО, %		0÷3	3,5
25.4.	Давление азота в трубопроводе подачи азота в КД, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		1.96 (20)	
<b>26.</b>	<b>TS - система дожигания водорода</b>			
26.1.	Концентрация водорода после контактных аппаратов, %		0 ÷ 0,3	0,3
<b>27.</b>	<b>TY - система организованных протечек</b>			
27.1.	Уровень в приемке (TY20B01), мм	250	1400	1450
27.2.	Давление в приемке (изб), МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0	0,00147 (0,015)	
<b>28.</b>	<b>US,UT - система воздухообеспечения пневмоприводов арматуры</b>			
28.1.	Давление воздуха в воздухооборнике (UT10,20,30B01), МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	3,923 (40)	4,413 (45)	5,394 (55)
<b>29.</b>	<b>VB - система технического водоснабжения неответственных потребителей</b>			
29.1.	Расход техводы в гермозону, м <sup>3</sup> /ч		500	
<b>30.</b>	<b>TL,UV - системы вентиляции и кондиционирования</b>			
30.1.	Параметры окружающей среды в помещениях БЦУ и РЦУ: 1) температура, °С 2) влажность, %	15 45	20 60	25 75
30.2.	Температура окружающей среды в помещениях АКНП, панелей УКТС, РОМ, АЗ, ПЗ, ИВС, °С	15	25	30
30.3.	Параметры охлаждающего воздуха на входе в приводы СУЗ: 1) расход, м <sup>3</sup> /ч 2) температура, °С	27700 30		60

№	Наименование параметра	Нижний предел	Номинальное значение	Верхний предел
1	2	3	4	5
31.	<b>Оборудование, используемое для проведения транспортно-технологических операций с ТВС, ПС СУЗ и пучками СВП при перегрузках</b>			
31.1.	Скорость перемещения: 1) горизонтальная, м/мин 2) вертикальная, м/мин	3,5 0,3		12,0 6,0
31.2.	Скорость перемещения вблизи оборудования: 1) горизонтальная, м/мин 2) вертикальная, м/мин 3) вертикальная внутри упаковочного комплекта, м/мин			3,5 0,6 0,6
31.3.	Скорость перемещения перегрузочной машины: 1) горизонтальная, м/мин 2) вертикальная, м/мин 3) вертикальная внутри ячеек чехла свежего топлива, ячеек стеллажа бассейна выдержки, в активной зоне реактора, м/мин: а) ТВС-2, ТВС-2М б) УТВС, ТВС-М 4) вертикальная в пеналах КГО и ГП 5) в ячейках БВ (СУХТ) и ТК-13 6) при перемещении ПС СУЗ и пучков СВП в каналах ТВС, м/мин: а) ТВС-2М, ТВС-2 б) УТВС, ТВС-М	0,3 0,3  0,3 0,3 0,3 0,3 0,3 0,3		21 12,5  1,2 0,6 0,6 2,0 2,0 0,6
31.4.	Усилие нажатия на ТВС, н (кгс)			9800 (1000)
31.5.	Усилие подрыва, развиваемое штангой перегрузочной машины, н (кгс)			32900 (4000)
31.6.	Тянущее усилие при операциях с ПС СУЗ и пучками СВП, н (кгс)			1470 (150)
31.7.	Изменение веса ТВС в результате трения о соседние ТВС при установке-извлечении ТВС в активную зону реактора, н (кгс)			735 (75)

## **Перечень нормативной, проектной и эксплуатационной документации**

В настоящем Регламенте использованы ссылки на следующие нормативные, проектные и эксплуатационные документы:

- 1 РБ-121-16. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендации к структуре и содержанию технологического регламента эксплуатации блока АС с реактором ВВЭР».
- 2 НП-001-15 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.
- 3 НП-082-07 Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций.
- 4 СТО 1.1.1.01.0678-2015 Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций.
- 5 НП-089-15 Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
- 6 НП-061-05 Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах использования атомной энергии.
- 7 НП-053-16 Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов.
- 8 НП-030-12 Основные правила учета и контроля ядерных материалов.
- 9 РД ЭО 1.1.2.01.0485-2012 Положение по учету и контролю ядерных материалов (с изменениями №1-4).
- 10 СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009.
- 11 СП 2.6.1.28-2000 Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций (ПРБ АС-99).
- 12 СанПин 2.6.1.24-03 Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных электростанций СП АС-03.

- 13 СП 2.6.6.1168-02 Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002) с изменениями 1,2.
- 14 ПБЯ-06-10-2017 Отраслевые правила проектирования и эксплуатации систем аварийной сигнализации о возникновении самоподдерживающейся цепной реакции и организации мероприятий по ограничению её последствий.
- 15 НП-004-08 Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций (с изменением 2011 г.).
- 16 СТО 1.1.1.07.003.0818-2016 «Водно-химические режимы второго контура АЭС с ВВЭР-1000. Нормы качества рабочей среды и средства их обеспечения».
- 17 СТО 1.1.1.02.005.0004-2012 с изменениями 1-3 Стандарт организации. Водно-химический режим первого контура энергоблоков атомных электростанций с реакторами ВВЭР-1000. Нормы качества теплоносителя и средства их обеспечения.
- 18 НП-087-11 Требования к системам аварийного электроснабжения атомных станций.
- 19 РД ЭО 1.1.2.99.0316-2012 Типовая инструкция по ведению водно-химического режима первого контура атомных электростанций с реакторами ВВЭР-1000.
- 20 РД ЭО 1.1.2.25.0501-2015 Номенклатура эксплуатационных нейтронно-физических расчетов и измерений для топливных загрузок ВВЭР-1000. Требования (с изменениями № 1-4).
- 21 РД ЭО 0224-00 Комплекс руководящих документов на системы оперативной диагностики для АЭС с реакторными установками ВВЭР. Методические указания.
- 22 РД ЭО-0333-02 Методика радиационного контроля протечки теплоносителя 1 контура в воду парогенераторов АЭС с ВВЭР-1000 (типовая МВК)».
- 23 МУ 2.6.5.026-2016 Дозиметрический контроль внешнего профессионального облучения. Общие требования. Методические указания.

- 24 ГОСТ 32137-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний.
- 25 РД ЭО 1.1.2.10.0521-2009 Сборки тепловыделяющие ядерных реакторов типа ВВЭР-1000. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов (с изменением №1,2).
- 26 ТРВ-1000-5 Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР-1000, ВНИИАЭС, 2008 г (с изменениями 1-18).
- 27 320.00.00.00.000 ТУ Установка реакторная В-320. Технические условия, ГКАЭ, ОКБ «Гидропресс», 1979 г.
- 28 320.00.00.00.000 ГЗ Установка реакторная В-320. Схема гидравлическая принципиальная, ГКАЭ, ОКБ «Гидропресс», 1979 г.
- 29 320.00.00.00.000 ИЭ Установка реакторная В-320. Инструкция по эксплуатации, ГКАЭ, ОКБ «Гидропресс», 1983 г.
- 30 ТОб РУ 320.00.00.00.000 Д61 Установка реакторная В-320., ГКАЭ, ОКБ «Гидропресс», 1988 г.
- 31 320.00.00.00.000 Д115 Установка реакторная В-320. Комплексная программа гидравлических испытаний. ОКБ «Гидропресс», 1993г.
- 32 Установка реакторная В-320. Программа и методика испытаний. Часть 7. Динамические испытания. 320.00.00.00.000 ПМ6, ГКАЭ, ОКБ «Гидропресс», 1982 г.
- 33 Комплекс аппаратуры контроля нейтронного потока АКНП-7-02. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ЖШ1.289.367 ТО.
- 34 Техническое описание и инструкция по эксплуатации механической части СУЗ. 320.07.00.00.000 ТО.
- 35 320.02.01.00.000 ТО Компенсатор объема. Техническое описание и инструкция по эксплуатации, ГКАЭ, ОКБ «Гидропресс», 1979 г.

- 36 195-00-0013 РЭ Главный циркуляционный насос ГЦН-195М. Руководство по эксплуатации, 1986 г.
- 37 320.05.00.00.000 ТО Парогенератор ПГВ-1000М с опорами. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. Часть 1, ОКБ «Гидропресс», 2000 г.
- 38 320.05.00.00.000 ТО4 Парогенератор ПГВ-1000М с опорами. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. Часть 5. Контроль протечек. ОКБ «Гидропресс», 2000 г.
- 39 335.04.00.00.000 ТО Гидроамортизаторы. Техническое описание и инструкция по эксплуатации, ОКБ «Гидропресс», 1984 г.
- 40 Информационно-вычислительная система (ИВС/СППБ) энергоблока №3 Балаковской АЭС. Пояснительная записка. КИФЮ.4252802.001.П2.М.
- 41 320-ТЗ-019 Техническое задание на разработку систем контроля, управления, регулирования, защит и блокировок, ГКАЭ, ОКБ «Гидропресс».
- 42 Б-52-ИЭ Инструкция по эксплуатации турбоустановки К-1000-60/1500-2, ПО ХТГЗ, Харьков, 1979 г.
- 43 320.100.00.00.000 Д199 Повышение надежности реакторной установки В-320. Перечень ядерно-опасных работ реакторной установки В-320. ОКБ «Гидропресс», 2016.
- 44 320.00.00.00.000.Д124 Установка реакторная В-320. Технические требования по контролю герметичности оболочек твэлов ВВЭР-1000 во время работы и после остановки реакторной установки. ОКБ «Гидропресс» 2004.
- 45 ТПРГ 1.1.8.10.1125-2016 Типовая программа. Контроль состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов при эксплуатации атомных электростанций с РУ ВВЭР-1000.
- 46 Установка реакторная В-320. Привод СУЗ шаговый электромагнитный. Программа и методика испытаний по проверке проходимости ПС СУЗ. 320-Пр-155. ОКБ «Гидропресс». 1993.

- 47 Типовой регламент проверок и испытаний систем и оборудования энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР, Приказ ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 16.04.2010 № 457 с 01.07.2010
- 48 Требования к входному и эксплуатационному контролю ионообменных смол для атомных электростанций с водо-водяным энергетическим реактором. РД ЭО 1.1.2.25.0161-2009.
- 49 Ионообменные смолы. Порядок применения на атомных станциях. ПОР 1.3.2.18.1103-2016.
- 50 Положение об эксплуатирующей организации ядерных установок – блоков АЭС, пунктов хранения ядерных материалов на АЭС, пунктов хранения радиоактивных веществ и хранилищ радиоактивных отходов на АЭС, радиационных источников (утв. приказом ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 01.04.2011 № 397) с изменениями №№1-11.
- 51 Положение о филиале АО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция» (утв. приказом ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 23.11.2009 № 1239).
- 52 П.ООиОТ/09. Положение об организационно-функциональной структуре управления филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция» и основных задачах структурных подразделений.
- 53 П.ОТИиПБ/02. Положение об организации и проведении проверки знаний персонала Балаковской АЭС.
- 54 П.УТЦ/03. Положение об управлении учётной и отчётной документацией процесса подготовки, поддержания и повышения квалификации персонала.
- 55 П.УТЦ/01. Положение о подготовке, поддержании и повышении квалификации персонала Балаковской АЭС.
- 56 П.УТЦ/04. Положение о разработке, согласовании, утверждении, внесении изменений и пересмотре программ подготовки и поддержания квалификации персонала Балаковской АЭС.



- 57 П.УТЦ/11. Положение о порядке обучения нормам и правилам в области промышленной безопасности персонала Балаковской АЭС.
- 58 И.УТЦ/01. Инструкция о процедуре согласования программ и оформления отчётных документов по обучению персонала Балаковской АЭС в институтах повышения квалификации и других общеобразовательных учреждениях.
- 59 И.УТЦ/02. Инструкции по разработке, согласованию, утверждению, внесению изменений и пересмотру программ подготовки и поддержания квалификации персонала Балаковской АЭС.
- 60 И.ОПОП/01. Инструкция по проведению проверки теоретических знаний и практических навыков для получения разрешения Ростехнадзора на право ведения работ в области использования атомной энергии оперативным персоналом Балаковской АЭС.
- 61 П.ОТИиПБ/16. Положение об организации работы оперативного персонала.
- 62 КП.СЭ/01. Карта процесса «Оперативная эксплуатация».
- 63 И.ОТИиПБ/01. Инструкция по ведению документации на рабочих местах оперативного персонала.
- 64 И.ОТИиПБ/02. Инструкция по ведению оперативных журналов и журналов чек листов приёма-сдачи смены.
- 65 П.ОППР/06 Положение по организации технического обслуживания и ремонта оборудования и систем Балаковской АЭС.
- 66 И.1,2,3,4.ХА.ОИТПЭ/55. Порядок доступа персонала в гермообъём при эксплуатации энергоблоков Балаковской АЭС.
- 67 И.1,2,3,4.ОППР/02. Инструкция работ на разуплотненном оборудовании Балаковской АЭС.
- 68 И.ОРБ/18. Инструкция. Радиационная безопасность при эксплуатации Балаковской АЭС.

- 69 И.З.ИЛА.ОЯБиН/06. Инструкция по ликвидации аварий на энергоблоке № 3 (в двух частях).
- 70 РК.З.ЗПА.ОЯБиН/01. Руководство по управлению запроектными авариями. Энергоблок 3.
- 71 И.З.ИЛА.ХС.ОЯБиН/01. Комплект СОАИ (ИЛА) для остановленного энергоблока 3 Балаковской АЭС.
- 72 ПР.ОЯБиН/10. Перечень ядерно-опасных работ на Балаковской АЭС.
- 73 И.ОЯБ/18. Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при транспортировке, перегрузке и хранении свежего и отработавшего ядерного топлива на Балаковской АЭС.
- 74 И.ОЯБ/16. «Инструкции по транспортно-технологическим операциям с ядерным топливом».
- 75 РП.0.УСТ.ОЯБ/15. «Рабочей программе. Входной контроль свежих ТВС, ПС СУЗ и их имитаторов (ядерно-опасные работы)».
- 76 И.ОЯБиН/08. «Инструкция по подготовке документации для работ с ядерным топливом на Балаковской АЭС».
- 77 П.ОЯБ/18. «Положение по учету и контролю ядерных материалов на Балаковской АЭС».
- 78 ИЭ.З.УА.РЦ-2/03. Инструкция по эксплуатации. Система 1-го контура реакторной установки.
- 79 КУ.З.ТЗБ.ЦТАИ/01. Карта уставок. Технологические уставки защит, блокировок и сигнализации реакторного отделения.
- 80 КУ.З.ТЗБ.ЦТАИ/02. Карта уставок. Технологические уставки защит, блокировок и сигнализации турбинного отделения.
- 81 И.З.ОТ/03. Инструкция по расхолаживанию энергоблока с РЦУ.
- 82 Р.ХЦ/02. «Регламент химического контроля качества технологических сред Балаковской АЭС».

83 И.1,2,3,4.ВХР.ХЦ/04. «Инструкция по организации и ведению водно-химического режима 1-го контура».