

**Министерство энергетики и электрификации СССР
ВПО "Союзатомэнерго"
Чернобыльская атомная электростанция имени В.И.Ленина**

**УТВЕРЖДАЮ
Начальник ВПО "Союзатомэнерго"
Г.А.Веретенников
"25" XI 1983г.**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ
по эксплуатации 3 и 4 энергоблоков Чернобыльской АЭС
с реакторами РБМК-1000
1Э-С-II**

**Введен в действие на основании
приказа № 953 от 15.12.1983г.**

Регламент обязаны знать в полном объёме:

- директор ЧАЭС,
- главный инженер станции,
- заместители главного инженера по эксплуатации, по науке,
- начальники смен станции,
- заместители начальников смен станции.

В объёме указанном в должностных инструкциях:

- начальники технологических цехов, их заместители, старшие инженеры и инженеры РЦ, ТЦ, ХЦ, ЦТАИ, ЦНИИ,
- начальники, заместители начальников отделов: ПТО, ОЯБиКН, ООТиТБ,
- начальники лабораторий ЦНИИ, ОЯБиКН,
- начальники смен цехов: РЦ, ТЦ, ХЦ, ЭЦ, ООТиТБ,
- старшие инженеры и инженеры управления БЩУ-О.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
Перечень сокращений	4
В в е д е н и е	9
1. Общие положения	10
2. Подготовка блока к разогреву после ППР. Разогрев КМПЦ от ГЦН и подъём мощности реактора до МКУ	12
3. Перечень аварийных защит реактора	25
4. Работы, разрешенные на МКУ	27
5. Подъём мощности реактора выше МКУ и вывод блока в энергетический режим после ППР	28
6. Подъём мощности реактора и пуск блока после кратковременной остановки и частичной разгрузки	33
7. Подъём мощности реактора и вывод блока в энергетический режим после остановки с прохождением "Йодной ямы"	37
8. Работа блока при мощности реактора выше МКУ	38
9. Нормальные параметры эксплуатации блока и допустимые отклонения	46
10. Действия персонала при отклонениях параметров от нормальных	55
11. Действия персонала при срабатывании аварийных защит реактора	70
12. Плановый останов блока и расхолаживание реактора	77
13. Аварийный останов блока и аварийное расхолаживание реактора	80
14. Заглушение реактора на длительный ППР	81
15. Прекращение циркуляции и опорожнение частей КМПЦ	84
16. Операции в основных технологических системах	87
17. Работа с защитами, блокировками и сигнализацией блока и их уставками	88
18. Работа в цепях СУЗ, СФКРЭ, СЦК и технологической автоматики	89
19. Контроль исправности систем безопасности блока	90
20. Перегрузка активной зоны реактора с помощью РЗМ	92
21. Управление блоком с РПУ	93

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АБ	- аккумуляторная батарея.
АБП	- агрегат бесперебойного питания.
АВР	- автоматический ввод резерва.
АЗ	- аварийная защита.
АЗМ	- аварийная защита по мощности в рабочем диапазоне ($N \geq 5\%N_n$)
АЗММ	- аварийная защита по мощности в диапазоне малой мощности
АЗС	- аварийная защита по скорости.
АКС	- азотно-кислородная станция.
АПЭН	- аварийный питательный электронасос.
АР	- автоматический регулятор.
АРМ	- автоматический регулятор малой мощности
АЭС	- атомная электростанция.
ББ	- бассейн-барботер.
БО	- байпасная очистка.
БС	- барабан-сепаратор.
БРУ-Д, К, ТК	- быстродействующее редуцирующее устройство – деаэратора, конденсатора, технологического конденсатора.
БЧК	- бак чистого конденсата.
БЩУ-О, Н	- блочный щит управления – оперативный, неоперативный.
ВД	- высокое давление.
ВК	- верхний концевик.
ВЛ	- воздушная линия
ВПО	- Всесоюзное промышленное объединение.
ВПУ	- валоповоротное устройство
ГЗ	- гидрозатвор.
ГПЗ	- главная паровая задвижка.
ГПК	- главный предохранительный клапан.
ГСП	- гидростатический подшипник.
ГЦН	- главный циркуляционный насос.
δ_{AZ}	- уставка аварийного превышения мощности реактора на стойках СФКРЭ.
ДГ	- дизель-генератор.
ДКЭ-(В, Р)	- датчик контроля энерговыделений – (по высоте, по радиусу)

ДРК	- дроссельно-регулирующий клапан.
ДП	- дополнительный поглотитель.
ДЭС	- дизель-электростанция.
ЗМ	- запорно-регулирующий клапан.
ЗРК	- запорно-регулирующий клапан.
ИВ	- индикатор выхода.
ИК	- ионизационная камера.
ИСС	- измеритель скорости счета.
КАЗ	- кнопка аварийной защиты.
КГК	- конденсатор газового контура.
КГО	- контроль герметичности оболочки.
КД	- камера деления.
КЗ	- короткое замыкание.
КМПЦ	- контур многократной принудительной циркуляции.
КН-I, II	- конденсатный насос – I, II ступени.
КНД	- конденсатор низкого давления.
КОО	- канал охлаждения отражателя.
КРБ	- контроль радиационной безопасности.
КРУ	- комплектное распределительное устройство.
КЦТК	- контроль целостности технологических каналов.
ЛАЗ	- локальная аварийная защита (стержни).
ЛАР	- локальный регулятор мощности.
ЛЭП	- линия электропередач.
МВ	- масляный выключатель.
МГ	- мокрый газгольдер.
МК	- металлоконструкции.
МКУ	- минимально-контролируемый уровень (мощности).
МТК	- мнемотабло контроля.
МТО	- мнемотабло отклонений.
МНУ	- маслонасос уплотнений.
МПА	- максимально-проектная авария.
НА	- насос технической воды аппаратного отделения.
НВК	- нижняя водяная коммуникация.
НД	- низкое давление
НОАП	- насос охлаждения аварийной половины (реактора).

НОНП	- насос охлаждения неаварийной половины (реактора).
НПК	- насос промконтура (аппаратного отделения).
НР	- насос расхоложивания.
НРБ	- нормы радиационной безопасности.
НСУЗ	- насос (контура охлаждения) СУЗ.
НТУ	- насосно-теплообменная установка.
НЧК	- насос чистого конденсата.
ООТиТБ	- отдел охраны труда и техники безопасности.
ОРУ	- открытое распределительное устройство.
ОУУ	- объединенный узел управления.
ОЯБиКН	- отдел ядерной безопасности и контроля надежности (реактора)
ПАП-ГПП	- пульт адреса параметров группового показывающего прибора
ПБЯ	- правила ядерной безопасности.
ПВК	- пароводяная коммуникация.
ПК-АЗ, РР	- перекомпенсация – АЗ, РР.
ПК-БРУ-Д, Д, СПП	- предохранительный клапан – БРУ-Д, деаэратора, СПП.
ПЛК	- промливневая канализация
ПНД	- подогреватель низкого давления.
ППР	- планово-предупредительный ремонт.
ПРА	- противорежимная автоматика.
ПРВ	- превышение расхода воды.
ПТО	- производственно-технический отдел.
ПТЭ ЭСС	- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.
ПЭН	- питательный электронасос.
РБ	- радиационная безопасность.
РБГ	- радиоактивные благородные газы.
РГК	- раздающий групповой коллектор.
РДЭС	- резервная дизельэлектростанция.
РП	- реакторное пространство.
РПУ	- резервный пульт управления.
РР	- ручной регулятор.
РЦ	- реакторный цех.
САОР	- система аварийного охлаждения реактора.
СВО	- спецводоочистка.
СК	- система контроля.

СОС	- спринклерно-охлаждающая система.
СП	- сервопривод
СПП	- сепаратор-пароперегреватель.
СПиР	- система продувки и расхолаживания.
СПУ	- система питания управления (ГЦН).
СРВ	- снижение расхода воды.
СРК	- стопорно-регулирующий клапан.
ССАГ	- система снижения активности газов.
СУЗ	- система управления и защиты.
СФКРЭ	- система физического контроля распределения энерговыделений.
СХВО	- спецхимводоочистка.
СЦК	- система централизованного контроля.
ТБ	- техника безопасности.
ТВС	- тепловыделяющая сборка.
ТВЭЛ	- тепловыделяющий элемент.
ТГ	- турбогенератор.
ТЗБ	- технологические защиты и блокировки.
ТК	- технологический канал.
Т/О	- теплообменник.
ТР	- трансформатор
ТПК	- тепловые подземные коммуникации.
ТСН	- трансформатор собственных нужд.
ТЦ	- турбинный цех.
УЗС	- усилитель защиты по скорости.
УП	- указатель положения.
УСГС	- установка сжигания гремучей смеси.
УСП	- укороченный стержень-поглотитель.
РЗМ	- разгрузочно-загрузочная машина.
ФГУ	- функционально-групповое управление.
ХЖО	- хранилище жидких отходов.
ХЦ	- химический цех.
ЦВД	- цилиндр высокого давления.
ЦЗ	- центральный зал.
ЦНД	- цилиндр низкого давления.
ЦТАИ	- цех тепловой автоматики и измерений.
ЦЩУ	- центральный щит управления.
ЭЦ	- электроцех.
	По персоналу:
ГИС	- главный инженер станции.

ЗГИС
ЗНСС
НС
НСС
НСБ
НСЦ
СИМ
СИУБ
СИУР
СИУТ

- заместитель главного инженера.
- заместитель начальника смены станции.
- начальник смены.
- начальник смены станции.
- начальник смены блока.
- начальник смены цеха.
- старший инженер-механик.
- старший инженер управления блоком.
- старший инженер управления реактором.
- старший инженер управления турбинами.

ВВЕДЕНИЕ

1. Технологический регламент эксплуатации АЭС с реакторами РБМК-1000 определяет правила, основные пределы и условия безопасной эксплуатации АЭС, а также общий порядок выполнения наиболее ответственных операций на станции, связанных с её безопасностью. Требования при эксплуатации отдельных видов оборудования, входящих в комплекс станции, не оговоренные в настоящем "Регламенте", определяются соответствующими положениями инструкций по эксплуатации систем и оборудования станции, составленных в соответствии с требованиями настоящего "Регламента", "Правилами ядерной безопасности атомных электростанций" (ПБЯ-04-74), "Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования АЭС и исследовательских ядерных реакторов и установок", "Общими положениями обеспечения безопасности атомных электростанций при проектировании, сооружении и эксплуатации" (ОПБ-82), "Общесоюзными санитарными нормами" (ОСТ 95 743-79), "Санитарными правилами проектирования и эксплуатации АЭС" (СП-АЭС-79) и "Нормами радиационной безопасности" (НРБ-76).

2. Выполнение "Регламента" обязательно для персонала цехов, отделов, служб и администрации ЧАЭС.

3. Изменения в настоящий регламент должны оформляться техническими извещениями согласно ЕСКД ГОСТ 2-503-74, которые подписываются Главным инженером ЧАЭС, Научным руководителем, Главным конструктором, Главным проектировщиком и утверждаются ВПО "Союзатомэнерго" и должны быть внесены в листки изменений регламента. Если изменения связаны с обеспечением ядерной безопасности, технические извещения дополнительно согласовываются с Госатомнадзором СССР.

4. Технологический регламент по эксплуатации 3, 4 блоков ЧАЭС составлен на основе "Типового регламента".

5. Срок действия "Регламента" – 3 года с момента ввода его в действие приказом директора ЧАЭС.

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Общее оперативное руководство технологическим процессом на II очереди ЧАЭС во всех режимах осуществляет НСС. Рабочее место – ЦЩУ. В отсутствие НСС его обязанности выполняют ЗНСС по соответствующему блоку.

1.2. Непосредственное оперативное руководство технологическими операциями на оборудовании блока осуществляет ЗНСС. Рабочее место ЗНСС – БЩУ-О. Распоряжения ЗНСС обязательны для оперативного персонала всех цехов и подразделений станции.

1.3. Непосредственное управление процессами в реакторе осуществляет СИУР. СИУР осуществляет контроль и управление с пульта "А" БЩУ-О за температурой графита, сигналами влажности, системой КЦТК, системами регулирования, контроля и защиты реактора, системой поканального контроля расхода воды в ТК и через персонал РЦ (в соответствии с должностной инструкцией) – системами регулирования расхода в каналах СУЗ, ТК, ДКЭ, КД и КОО.

1.4. Старший инженер управления турбинами (СИУТ) осуществляет непосредственный контроль и управление турбинами, вспомогательным оборудованием с пульта "Т" БЩУ-О и неоперативных панелей БЩУ-Н, а также генераторами и потребителями собственных нужд блока (в аварийной обстановке – самостоятельно, при плановых переключениях – под контролем НСЭЦ).

1.5. Старший инженер управления блока (СИУБ) осуществляет непосредственный контроль и управление режимами работы оборудования блока (КМПЦ с системами обеспечения, деаэрационно-питательной и паросбросной установками) с пультов "П" и "Д" БЩУ-О и неоперативных панелей БЩУ-Н, а также обеспечивает координацию действий СИУР и СИУТ в нормальной и аварийной обстановках на блоке.

1.6. Непосредственное управление элементами главной электрической схемы с ЦЩУ станции осуществляет старший дежурный электромонтер по главной схеме под контролем и руководством начальника смены электроцеха.

1.7. Под руководством начальников смен технологических цехов оперативный персонал обеспечивает безопасную и безаварийную работу подведомственного оборудования. Действия и взаимоотношения оперативного персонала определяются соответствующими эксплуатационными и должностными инструкциями.

1.8. При любом состоянии реактора за каждым из пультов БЩУ-О, "А", "П", "Т" должен находиться старший инженер управления БЩУ-О или лицо, имеющее право управления системами данного пульта.

1.9. При выходе из строя БЩУ-О останов реактора производится в соответствии с инструкцией по ликвидации аварийных ситуаций.

1.10. На предназначенные для работы в реакторе на мощности сборки, датчики, поглотители и другие устройства, не предусмотренные проектом реактора, дирекция АЭС обеспечивает разработку программ и чертежно-технической документации, согласовывает их **в** с Научным руководителем, Главным конструктором, Главным проектировщиком, Госатомнадзором СССР и утверждает в ВПО "Союзатомэнерго" СССР.

Любые изменения, вносимые в проектные узлы или системы реактора, должны быть согласованы с Научным руководителем, Главным конструктором, Главным проектировщиком и утверждены в ВПО "Союзатомэнерго".

Изменения, связанные с обеспечением ядерной безопасности, дополнительно согласовываются с Госатомнадзором СССР.

ГЛАВА 2. ПОДГОТОВКА БЛОКА К РАЗОГРЕВУ ПОСЛЕ ППР

Разогрев контура МПЦ от ГЦН и подъём мощности реактора до минимально-контролируемого уровня (МКУ)

2.1. Расхоложенным реактором считается реактор, находящийся в подкритическом состоянии при температуре воды контура МПЦ не выше 80°C и температуре графитовой кладки реактора не выше 100°C.

2.2. За минимально-контролируемый уровень (МКУ) принимается такой минимальный уровень нейтронной мощности реактора, при котором возможна стабильная работа АРМ, но не выше 100 мВт (теп) (3%Nном) по приборам, отградуированным по тепловому балансу.

2.3. До начала разогрева контура МПЦ начальники технологических цехов и отделов должны сделать запись в "Журнале технических распоряжений" об окончании ремонтных работ и готовности соответствующих систем.

По всем изменениям в технологических схемах и конструкции оборудования, выполненным в период ППР, должны быть оформлены стационарные распоряжения по корректировке инструкций, схем технологического оборудования станции и внесены изменения в документацию на рабочих местах оперативного персонала.

На изменения, требующие утверждения вышестоящих организаций, должны быть оформлены соответствующие технические решения и эти решения должны быть согласованы с Научным руководителем, Главным конструктором, Главным проектировщиком и утверждены ВПО "Союзатомэнерго".

Изменения, связанные с обеспечением ядерной безопасности, дополнительно согласовываются с Госатомнадзором СССР.

2.4. До начала разогрева контура МПЦ и вывода реактора на мощность до МКУ должны быть окончены ремонтные работы по основным системам блока в объёме, достаточном для работы в планируемом режиме, а именно:

2.4.1. Собственно реактору, КМПЦ, ГЦН со вспомогательными системами, СПиР, контуру охлаждения СУЗ, газовому контуру, системе КЦТК, промконтуре реакторного отделения, НТУ схем "Л" и "Д", сброса пара от ГПК, системам охлаждения строительных конструкций, системам безопасности в полном объёме (в том числе: САОР, системе локализации аварий, СОС, систем контроля и удаления водорода, бассейну-барботеру, герметичным помещениям, управляющим системам безопасности, обеспечивающим системам безопасности).

2.4.2. Паропроводам от БС с системой их дренирования и приема дренажей, ГПЗ, паросбросным и пароприемным устройствам, турбоустановкам, деаэраторам с системой подачи пара через БРУ-Д, питательному тракту с двумя АПЭН, оборудованию технического водоснабжения блока.

2.4.3. Химводоочистке, очистке контура МПЦ и контура СУЗ, конденсатоочистке турбин, системам опорожнения и заполнения основных контуров блока, системе пробоотбора и химконтроля, а также очистке вод оргпротечек, замасленного конденсата, вод взрыхления, бассейновых вод, вод системы локализации и других малосолевых вод, системе приема и переработки трапных вод.

2.4.4. СФКРЭ и СУЗ.

2.4.5. Системам технологической и общеобменной вентиляции.

2.4.6. Азотнокислородной и компрессорной станциям.

2.4.7. Вспомогательному оборудованию, обеспечивающему работоспособность оборудования, перечисленного в п.п. 2.4.1÷2.4.6.

2.4.8. Системам дозиметрического контроля, системе КГО.

2.4.9. Устройствам технологического контроля, управления и защиты оборудования, названного в п.п. 2.4.1÷2.4.7.

2.4.10. СЦК "Скала" в объеме, обеспечивающем контроль и сигнализацию отклонения параметров на панелях и пультах "А", "П", "Т" и "Э" БЩУ-О.

2.4.11. ОРУ-330 кВ и ОРУ-750 кВ с автотрансформатором связи и пуско-резервными трансформаторами 2ТР, 3ТР.

2.4.12. Схемам питания собственных нужд на напряжение 6 кВ и 0,4 кВ от пуско-резервных трансформаторов.

2.4.13. Схемам надежного питания 6 кВ и 0,4 кВ, дизельгенераторной станции (ДЭС), питающим общецлочные системы и системы безопасности.

2.4.14. Управляющим системам безопасности и системам контроля и управления с РПУ.

2.5. Подготовка с включением в работу систем и оборудования, перечисленного в п. 2.4, разогрев контура и подъем мощности реактора до МКУ должны выполняться в соответствии с настоящим "Регламентом", действующими эксплуатационными инструкциями по соответствующим "Бланкам подготовки оборудования к пуску". Бланки подготовки оборудования к пуску должны быть разработаны в реакторном, турбинном, химическом цехах.

Разогрев контура МПЦ и подъём мощности до МКУ производится по письменному распоряжению ответственного руководителя пуска в "Журнале технических распоряжений". Вывод реактора на МКУ до включения автомата малой мощности производится в присутствии руководителя пуска. Ответственным руководителем пуска может быть главный инженер станции, его заместитель по эксплуатации или заместитель по науке.

2.6. Перед началом разогрева КМПЦ:

2.6.1. Должны быть окончены операции по перегрузке активной зоны реактора, произведена проверка уплотнения технологических каналов, на которых производились работы, и соответствие загрузки активной зоны картограмме, согласованной с научным руководством станции и утвержденной главным инженером станции.

2.6.2. После производства ремонтных работ, связанных с разгерметизацией контура по разъёмным соединениям, проверяется герметичность контура рабочим давлением и устраняются течи.

2.6.3. Проверяется исправность и готовность к пуску реактора системы регулирования расхода теплоносителя через ТК. В том числе:

а) Проверяется надежность соединения приводов ЗРК визуальным осмотром полноты посадки шлицевой втулки штока на хвостовик ЗРК и покачиванием штока вручную. Проверку производит НСРЦ и ЗНСС (НСС) блока лично.

б) После КПР или СПР проверяется величина, плавность хода и правильность выставки "нулей" лимбов всех ЗРК реактора устанавливаются ограничители хода ЗРК в положение, исключающее закрытие ЗРК менее 3 мм хода штока для ТК с ТВС и 2 мм – для ТК с ДП и столбом воды; выставляется исходная степень открытия ЗРК в соответствии с утвержденной главным инженером станции "Картограммой положений ЗРК" с фиксацией в "Журнале положений ЗРК".

в) Если в период ППР проводились работы в помещениях групповых коллекторов, связанные с расштоковкой части ЗРК (до 20 шт.) на каждой стороне НВК, работы по п. 2.6.3 (б) проводятся только на расштокованных и окружающих их ЗРК.

г) Устраняются обнаруженные неисправности в системе регулирования расхода через ТК реактора. Пуск реактора с заклиненными ЗРК запрещается.

д) Проверяется соответствие отличительной маркировки ячеек ТК на МТК и крышек указателей положения ЗРК по типу загрузки (ТВС, ДП и столб воды), утвержденной главным инженером станции "Картограмме загрузки реактора". Проверку производит ЗНСС или НС РЦ лично,

е) Проверяется соответствие исходной степени открытия ЗРК во всех ТК утвержденной "Картограмме положений ЗРК". Проверку производит НСРЦ или ЗНСС лично.

ж) По окончании работ ЗНСС делает запись в оперативном журнале о готовности систем регулирования расходов через ТК к пуску реактора.

2.6.4. Заполняются барабан-сепараторы водой до уровней, не менее - 600 мм и не более - 400 мм по уровнемеру со шкалой + 400÷- 1200 мм, заполнение контура МПЦ допускается водой, качество которой должно соответствовать качеству питательной воды в период послемонтажного пуска реактора, согласно ОСТ 95 743-79, то есть:

Таблица 2.1.

Наименование показателей	Показатели
Значение рН при 25°С	6,5÷7,8
Удельная электрическая проводимость при 25°С, мкСм/см, не более	1,0
Жесткость, мкг-экв/кг, не более	10,0
Кремниевая кислота, мкг/кг, не более	100
Продукты коррозии железа, мкг/кг,	50
Продукты коррозии меди, мкг/кг, не более	5
Хлорид-ион-фторид-ион, мкг/кг, не более	10
Масло, мкг/кг, не более	200

2.6.5. Арматура по системам блока приводится в состояние согласно инструкциям по эксплуатации этих систем.

2.6.6. Подготовлена к работе СОС с проверкой работы эжекторно-охладительных установок до закрытия прочно-плотных боксов.

2.6.7. Проверяются все технологические помещения с высоким температурным режимом на предмет отсутствия сгораемых и взрывоопасных предметов (баллонов и т.д.), людей.

По окончании проверки помещения закрываются на замок и опломбируются. Перед опломбированием необходимо еще раз убедиться в отсутствии людей путем многократного объявления по мегафону.

2.6.8. Заполнен бассейн-барботер до уровней:

- нижний этаж – 1200 мм (от отметки пола)
- верхний этаж – 1200 мм (от отметки пола).

ПРИМЕЧАНИЕ: Уровни в ББ указаны по приборам БЦУ.

2.6.9. Система локализации парогазовых выбросов приведена в рабочее состояние:

а) созданы уровни в выгородках ББ:

- нижний этаж – 2200 мм
- верхний этаж – 2200 мм

Примечание: Уровни указаны от отметки пола.

б) **приведена** исправность арматуры и ее цепей управления узла поддержания уровня в ББ,

в) проверена работа схемы отсоса водорода, в работе две из 3-х подсистем.

2.6.10. Включена в работу продувка графитовой кладки азотом с расходом не менее 300 $\text{нм}^3/\text{ч}$ при отсутствии влаги в кладке не менее 400 $\text{нм}^3/\text{ч}$ при наличии влаги в кладке.

2.7. Пуск ГЦН производится в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации ГЦН". Перед включением ГЦН проверяется:

2.7.1. Готовность к включению в работу не менее 2 ГЦН в каждой насосной.

2.7.2. Прохождение сигналов от включения 3-х, 2-х, 1-го ГЦН каждой насосной в цепи аварийной защиты реактора, а также работу блокировок на отключение ГЦН.

2.7.3. Подготовлены к работе и включены в соответствии с эксплуатационными инструкциями системы охлаждения строительных инструкций и воздушного охлаждения герметичных проходов.

2.7.4. Проверена плотность обратных клапанов РГК по методике, утвержденной ГИС. Проверка производится после ППР, один раз в 4 года. Запрещается выход на мощность **в** неисправными обратными клапанами.

2.8. Включить в работу не менее 2 ГЦН в каждой насосной, работающих с расходом 6500-7000 $\text{м}^3/\text{ч}$ каждый. После включения ГЦН проверить:

- плотность обратных клапанов на перемычках между напорными и всасывающими коллекторами. По окончании проверки задвижки на перемычке открыть и разобрать электросхемы приводов,
- плотность обратных клапанов на напорных патрубках ГЦН.

По окончании проверки напорные задвижки резервных ГЦН открыть;

- работоспособность всех элементов системы поканального измерения расходов и устранить обнаруженные неисправности.

Проверку прохождения сигналов СРВ на МТК и работоспособности расходомеров производить изменением общего расхода в контуре МПЦ и сравнением расходов в каждом ТК по распечаткам расходов для исходного и измененного общего расхода в контуре МПЦ. Проверить прохождение на МТК сигналов СРВ и ПРВ перезаписью уставок.

Работу расходомеров на трактах ТК, на которых в период ППР производились ремонтные работы, проверить вращением ЗРК по месту с контролем изменения расхода по вызывному устройству. Начинать разогрев контура при неисправностях в системе "Шторм" не допускается.

2.9. При разогреве КМПЦ необходимо строго выдерживать следующие параметры:

- скорость изменения температуры воды в контуре МПЦ – не более $10^{\circ}\text{C}/\text{ч}$.

- разность температур металла верха и низа барабан-сепараторов не более $40^{\circ}\text{C}/\text{ч}$,

- разность температур между ребром схемы "Е", "ОР" и трактом ТК не более 50°C в центральной части и не более 120°C – в периферийной части по показаниям исправных термомпар (с 21 по 24 радиусы).

Излишки воды из контура МПЦ при разогреве сбрасывать в бак оргпротечек только после обработки на БО контура. Температура воды, поступающей на БО контура не выше 50°C . При этом расход продувочной воды сбрасываемой в бак оргпротечек не должен превышать следующих величин от расхода прямой продувочной воды через регенератор:

(продувочная вода на сброс в %)

при $T_{\text{кмпц}} < 170^{\circ}\text{C}$ – 50%

при $T_{\text{кмпц}} = 170\div 240^{\circ}\text{C}$ – 30%

при $T_{\text{кмпц}} > 240^{\circ}\text{C}$ – 25%

В случае отклонения параметров немедленно приостановить разогрев контура и восстановить требуемые значения.

Изменение температуры контролировать по штатным точкам контроля температуры во всасывающих коллекторах ГЦН. (Дополнение 1 от 11.11.1984)

2.10. До начала повышения температур контура МПЦ выше 100°C должно быть выполнено:

2.10.1. Проверена исправность систем и включение технологических защит и блокировок в соответствии с эксплуатационными инструкциями и перечнем блокировок и защит, в том числе:

- от попадания газа в контур из САОР,
- от повышения температуры воды промконтура доохладителей,
- фильтров байпасной очистки контура МПЦ от повышения температуры воды перед ними.

2.10.2. Проверена готовность системы эксплуатационной подпитки контура, включающей в себя емкости, насосы и установки очистки.

2.10.3. Контур охлаждения СУЗ включен в работу по штатной схеме с номинальным расходом через него (один насос находится в резерве).

2.10.4. В работу включена байпасная очистка КМПЦ с расходом не менее 150 т/ч.

2.10.5. Проверена работа арматуры и автоматики САОР, СОС, СЛА по сигналам МПА, наличие аварийного запаса воды для расхолаживания реактора: (БЧК-2000 м³ и во всех других емкостях с аварийным запасом воды). САОР, СОС и СЛА приведены в состоянии готовности.

Остальные элементы безопасности также приведены в состояние готовности в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

2.10.6. Проверено отсутствие наличия воды в коллекторах (Ду800) паровых сбросов в бассейн-барботер. Запрещается работа блока на мощности при наличии воды в паровом коллекторе. После срабатывания ГПК допускается наличие уровня воды в этих коллекторах не выше 300 мм от нижней образующей на время не более 15 мин.

2.10.7. На технологические конденсаторы и конденсатор газового контура (КГК) подана техническая вода.

8.10.8. Система приема дебалансной воды при разогреве контура МПЦ имеет свободный объем, обеспечивающий прием этой воды до выхода на заданную мощность. Объем воды в БППР – 700÷800 м³.

2.10.9. Деаэраторы заполнены до уровня не менее 1 м. от дна бака.

2.10.10. Система приема пара высокого давления подготовлена к работе.

2.10.11. Открыты все дренажи паропроводов острого пара.

2.10.12. Качество воды в контуре МПЦ должно соответствовать ОСТ 95.743-79 и доведено (очисткой на фильтрах БО) до показателей:

Таблица 2.2.

Наименование показателей	Показатели
Значение рН при 25°С	6,5÷8,5
Удельная электрическая проводимость при 25°С, МкСм , не более	2
Жесткость, мкг-эquiv/кг, не более	50
Кремниевая кислота, мкг/кг, не более	2000
Продукты коррозии железа, мкг/кг, не более	500
Продукты коррозии меди мкг/кг, не более	50
Хлорид-ион+фторид-ион, мкг/кг, не более	200
Масло, мкг/кг	200

В противном случае разогрев контура производить запрещается.

2.10.13. ДЭС подготовлена к автоматическому запуску дизель-генераторов, топливные баки заправлены до номинального уровня.

2.10.14. Введена автоматика на запуск ДЭС от сигнала АЗ-5 по исчезновению напряжения на секциях собственных нужд.

2.10.15. Указанные в п.2.10 проверки и подготовки производит оперативный персонал соответствующих цехов под руководством начальников смен цехов и ЗНСС, о чем делаются записи в оперативных журналах начальников смен цехов и ЗНСС.

Записи по проверке защит и блокировок производятся в "Журнале проверки защит и блокировок".

2.11. Перед началом извлечения стержней для подъема мощности до МКУ должно быть проверено:

2.11.1. Наличие питания всех элементов системы СУЗ по рабочей схеме. Исправность аварийной и предупредительной сигнализации и сигнализации неисправностей СУЗ.

2.11.2. Положение ионизационных камер и камер деления, их корректоров тока. Камеры должны находиться в районе средней части активной зоны, корректоры тока – в положении, зафиксированном в "Журнале состояния СУЗ". (1.0).

2.11.3. Включение, как минимум, 2-х каналов ИСС.

2.11.4. Включение технологических защит и блокировок, а также прохождение аварийных и предупредительных сигналов всех технологических защит блока в цепи АЗ в соответствии с эксплуатационными инструкциями, перечнем блокировок и аварийных защит, указанных в главе 3 настоящего "Регламента".

2.11.5. Введение следующих блокировок в системе СУЗ реактора:

а) запрет увеличения уставки заданной мощности реактора при:

- не всех взведенных стержнях АЗ,
- наличия аварийных сигналов АЗ 1÷5,

б) запрет извлечения из активной зоны стержней РР при невзведенных стержнях АЗ,

в) запрет ручного погружения в активную зону стержней РР и УСП при снижении расхода в каналах этих РР и УСП до установки СРВ;

г) запрет одновременного перемещения вверх более 4-х стержней в режиме ручного регулирования.

2.11.6. Наличие штатных и дополнительных поглотителей в активной зоне

12 стержней ЛАР

12 стержней АР

24 стержня АЗ

24 стержня ПК-АЗ

12 стержней ПК-РР

103 стержня РР

24 стержня УСП

Количество ДП согласно картограмме загрузки, согласованной зам. главного инженера по науке и утвержденной главным инженером станции, 24 стержня АЗ должны находиться на верхних концевиках.

2.11.7. Исправность дистанционного управления стержней АР – поочередным взводом и опусканием каждой группы стержней на 1 м от нижнего концевика. Исправность РР, АЗ, ПК-АЗ – поочередным взводом и опусканием каждого стержня на 1 метр от нижнего положения (стержни СУЗ, на которых производился ремонт, проверяются на полный двойной ход), стержней УСП на 1 м от верхнего концевика.

2.11.8. Сброс стержней по сигналу АЗ-5 от одного из сигналов, перечисленных в главе 3. Для проверки взвести по 1 стержню АЗ, ПК-АЗ, ПК-АР, ЛАР, РР в каждой из групп, срабатывающих от различных трактов логики. Для проверки срабатывания стержней АР взвести стержни АР на 0,5 м от нижних концевиков.

2.11.9. Компенсация тока ионизационных камер КНК-56 до уровня 10^{-10} А – 10^{-11} А.

2.11.10. Стержни СУЗ и дополнительные поглотители на холодном разотравленном реакторе при стержнях АЗ на верхних концевиках и стержнях УСП в наиболее эффективной части активной зоны реактора при сухом СУЗ должны обеспечивать подкритичность системы не менее 0,01. При этом сервоприводы УСП, введенных в зону, переведены на ручное управление и питание с них снято.

2.11.11. В случае, если реактор был остановлен для устранения дефектов в технологических системах на время не более 72 часов, а ремонтные работы в цепях СУЗ не производились, повторный пуск реактора, разрешается делать без проверок по пп 2.11.3÷2.11.9.

2.11.12. Наличие расходов через технологические каналы не менее $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ в ТК с ТВС и не менее $8 \text{ м}^3/\text{ч}$ в ТК с ДП и столбом воды. Выставленные минимальные зональные уставки СРВ должны быть не ниже этих значений. Данная проверка производится под личным контролем ЗНСС блока или НСС.

Если блок пускается после КПР или СПР, а также после ППР, в который производилось вскрытие трубопроводов КМПЦ большого диаметра, необходимо в течение времени не менее 24 часов вести промывку КМПЦ при включенных в работу не менее 3-х ГЦН в каждой насосной. Одновременно с промывкой разрешается вести работы по регулировке расходов через ТК и устранению сигналов СРВ и ПРВ по зонам профилирования. После промывки производится дополнительная проверка наличия расхода по всем ТК, величина которого должна быть не менее указанной выше. Произвести промывку конденсатно-питательного тракта по линии эксплуатационной промывки.

2.11.13. Отсутствие ТК с повышенной степенью открытия ЗРК:

- для ТК с ТВС на 3 мм и более превышающую степень открытия ЗРК ТК максимальной мощности центральной зоны;
- для ТК с ДП и столбом воды на 3 мм и более превышающую среднезональную степень открытия ЗРК.

Проверку производит НСРЦ лично.

В случае обнаружения ТК, ЗРК которых имеют повышенную степень открытия при нормальном или пониженном расходе через канал (значение расхода находится между заданными зональными уставками СРВ и ПРВ или ниже СРВ), принять меры по устранению несоответствия вплоть до замены ЗРК.

2.11.14. Включение в работу системы СФКРЭ при положении баз 30%.

2.11.15. Прохождение всех аварийных сигналов на БЩУ-О через устройство СЦК. Прохождение предупредительных сигналов должно проверяться по специальному годовому графику цеха ТАИ, а сигналов, в цепях которых проводились работы, – до выхода на МКУ.

2.11.16. Графитовая кладка реактора высушена до снятия сигналов влаги по системе КЦТК. Уставка срабатывания сигнализаторов влажности должна быть выставлена на 70%, по Т газа – 40°C.

2.11.17. Режим вентиляции кладки и металлоконструкций реактора. Разрешается подъем мощности реактора до МКУ при расходе через кладку азота 200÷400 нм³/ч. Допускается подача воздуха (влажность 0,5 г/м³) с расходом 200÷400 нм³/ч, если температура графита не превышает 250°C.

2.11.18. Включенное состояние следующих технологических защит:

а) от обезвоживания КО СУЗ:

- по снижению расхода воды в контуре,

- от снижения уровня в аварийном баке,

б) от повышения давления в реакторном пространстве,

в) от повышения и снижения уровня в БС,

г) от обесточивания собственных нужд 6 кВ,

д) по отключению 3-х, 2-х ГЦН из 3-х работающих в любой насосной,

е) от разрывов трубопроводов КМПЦ;

- по повышению давления в помещениях КМПЦ (пом. НВК, РГК, ППБ),

- по повышению давления в помещениях БС,

ж) по повышению давления в БС

2.11.19. Указанную в п. 2.11 проверку и подготовку проводит оперативный персонал цехов под непосредственным руководством начальников смен цехов (НСЦ) и ЗНСС, СИУР (кроме пунктов, специально оговоренных), о чем должны быть сделаны записи в оперативных журналах).

2.11.20. НСС дает письменное распоряжение НСРЦ в оперативном журнале СИУР о начале подъема мощности после получения рапортов от НСЦ, ЗНСС. В распоряжении должно быть указано, что собственные нужды блока обеспечены надежным питанием, оборудование и системы подготовлены в соответствии с требованиями главы 2 "Регламента".

2.12. Порядок подъема мощности реактора.

2.12.1. В процессе извлечения стержней и подъема мощности необходимо непрерывно контролировать нейтронную мощность по показаниям всех приборов пусковой и штатной аппаратуры.

2.12.2. В течение всего периода подъема мощности до включения АРМ на "автомат" НСС (ЗНСС) должен находиться на БЩУ-О и контролировать

действия СИУР. Подъем мощности и выход на МКУ производится в соответствии с "Инструкцией по управлению реактором".

2.12.3. Во всех случаях при пуске реактора с нуля начинать извлечение следует со стержней ПК-АЗ (ст. АЗ всегда на ВК).

После полного извлечения всех стержней ПК-АЗ, извлекать АРМ, 1АР, 2АР, на половину хода стержней.

Последовательность извлечения оставшихся стержней ЛАР и РР определяется инструкцией "Порядок извлечения стержней СУЗ при выводе реактора на МКУ". В процессе подъема мощности ответственный руководитель пуска имеет право корректировать порядок извлечения стержней с записью в оперативном журнале СИУР.

2.12.4. Извлечение стержней производить не более, чем по 4 стержня через 2 минуты до тех пор, пока не будет замечено начало подъема мощности.

Разрешается для перекрытия диапазонов контроля ИСС и УЗС поочередное перемещение подвесок КД вверх, пока не выйдут на показания индикаторы тока и периода УЗС.

На каждой ступени перемещения КД показания ИСС не должны уменьшаться менее половины от максимального значения по шкале.

В дальнейшем перемещение стержней производить, поддерживая период удвоения мощности не менее 60 сек. Снять с ручного управления сервопривода УСП, подать питание.

2.12.5. Если показания приборов, по которым ведется подъем мощности, противоречивы (один отмечает подъем мощности, а другие не отмечают), с помощью стержней СУЗ приостановить дальнейший подъем мощности до стабилизации показаний приборов. Возобновление подъема мощности разрешается только после устранения неисправности. Работы в системе СУЗ и пусковой аппаратуры в процессе подъема мощности запрещаются.

2.12.6. Если реактор в течение 15 минут не удастся вывести в критическое состояние, несмотря на то, что все стержни СУЗ (кроме УСП) извлечены из активной зоны, заглушить реактор всеми стержнями РР, ПК-АЗ и АР до нижних **конечников**. Время начала повторного подъема мощности и порядок извлечения стержней определяет ответственный руководитель по пуску.

2.12.7. При достижении мощности, близкой к минимальной уставке задатчика АРМ, скомпенсировать мощность реактора. После установления показаний ИВ АРМ около нуля (зона включения) включить АРМ

в автоматическую работу. Проверить работу АРМ перемещением одного из стержней РР.

2.12.8. С момента вывода реактора на мощность, включения в работу электролизерной установки, перевода генераторов на водород должна быть обеспечена сдувка гремучей смеси (продувка) в количествах, обеспечивающих безопасные условия эксплуатации оборудования:

- со всех теплообменных аппаратов, расширителей и баков, в которых происходит конденсация пара, выработанного в реакторе,
- с системы снижения активности газа, бакового хозяйства контура СУЗ и схем "Л" и "Д",

- маслобаков турбин, картеров подшипников, гидрозатворов на генераторах,

- из бассейна-барботера и помещений локализации аварии.

2.12.9. При давлении в барабан-сепараторах 3 кгс/см²:

- произвести визуальную проверку уплотнений ТК. При обнаружении течей произвести подтяжку пробок, не превышая усилия затяжки 200 кгм. Если течь не ликвидируется, установить на канал герметизирующий "колпак",

- произвести **первую** продувку уровнемеров барабан-сепараторов.

2.12.10. При давлении в барабан-сепараторах 1÷3 кгс/см² начать прогрев БРУ-Д и деаэраторов согласно эксплуатационных инструкций.

2.12.11. При достижении температуры воды КМЩ 180°С выполнить следующее:

- а) отключить НР, расхолодить и разобрать на них электросхемы,

- б) СПиР перевести в режим "продувки" и установить расход через байпасную очистку КМЩ в пределах:

120-140 т/ч при работе 2-х ГЦН на стороне,

180-200 т/ч при работе 3-х ГЦН на стороне.

2.12.12. При давлении пара в барабан-сепараторах 15 кгс/см²:

- приступить к выводу на режим испарительной установки, включению эжекторов турбоустановки;

- произвести вторую продувку уровнемеров барабан-сепараторов.

2.12.13. В процессе разогрева контура МЩ произвести опробование и настройку ГПК, ПК-Д, ПК-БРУ-Д и их импульсных клапанов, если в период ремонта производилось их вскрытие или была нарушена их настройка.

Проверка производится давлением пара в соответствии с требованиями главы 19 п. 3.

2.12.4. Для сохранения скорости разогрева поднимать мощность реактора, но не выше 100 мВт(т) (~3% Nном).

ГЛАВА 3. ПЕРЕЧЕНЬ АВАРИЙНЫХ ЗАЩИТ РЕАКТОРА

При работе блока на мощности должны быть включены следующие технологические аварийные защиты по реактору:

АЗ-1 – снижение мощности реактора до 60% $N_{ном}$ от следующих причин:

1) Отключение одного из трех работающих ГЦН в любой насосной,

2) снижение расхода питательной воды до 0,75 текущего;

3) снижение уровня в барабан-сепараторах на 200 мм ниже геометрической оси (-600 по уровнемерам со шкалой +400÷-1200 мм),

4) снижение расхода воды в КМППЦ по сигналу снижения расхода воды через любой из 3-х ГЦН в любой насосной до 5000 м³/ч,

АЗ-2 – снижение мощности реактора до 50% $N_{ном}$ при отключении или сбросе нагрузки одним из двух работающих турбогенераторов.

АЗ-3 – снижение мощности реактора до 20% $N_{ном}$ при аварийном сбросе нагрузки двумя ТГ или единственным работающим турбогенератором (отделение от энергосистемы).

АЗ-4 – резервная.

АЗ-5 – снижение мощности реактора до момента снятия аварийного сигнала, либо до полного заглушения реактора от следующих причин:

а) появление условий, требующих срабатывания АЗ-1, 2, 3, 4 и невозможности его осуществления из-за неисправности СУЗ;

б) уменьшение периода разгона до 10±2 сек при мощности реактора до 160 МВт(т) (~5% $N_{ном}$) и до 20 сек в остальном диапазоне мощности;

в) повышение уровня мощности на 0,5% $N_{ном}$ над заданным уровнем при мощности до 160 МВт(т) (5% $N_{ном}$);

г) повышение уровня мощности на 10% $N_{ном}$ над за заданным при мощности 160÷3200 МВт(т) (5÷100% $N_{ном}$);

д) неисправности по одному каналу АЗ по мощности рабочего диапазона каждой из 2-х групп;

е) останов 2-х из 3-х работающих ГЦН в любой насосной;

ж) исчезновение напряжения на 4-х секциях собственных нужд 6 кВ;

з) повышение давления в реакторном пространстве до аварийной уставки – 0,15 кгс/см²,

и) повышение давления в помещениях ПВК, НВК и шахтах опускных трубопроводов до 500 кгс/м^2 ;

к) снижение уровней в барабан-сепараторах любой стороны при любой мощности реактора до величины -1100 мм по уровнемерам со шкалой $+400 \div -1200 \text{ мм}$,

л) повышение уровней в барабан-сепараторах любой стороны до $+250 \text{ мм}$ по уровнемерам со шкалой $+400 \div -1200 \text{ мм}$,

м) обезвоживание каналов СУЗ, КД, ДКЭ (по снижению уровня воды в расходном аварийном баке для гравитационной схемы) ($3,7 \text{ м}$)

н) снижение расхода воды в напорный коллектор СУЗ до аварийной уставки ($800 \text{ м}^3/\text{ч}$)

о) повышение давления в барабан-сепараторах до 75 кгс/см^2 (абсолютного);

п) закрытие стопорных клапанов турбин обоих турбогенераторов (импульс в АЗ-5 подается в течение 30 сек);

р) снижение расхода питательной воды на 50% Гтек значения

Защита от обезвоживания контура МПЦ действует на срабатывание САОР при наличии сигналов от:

- снижения уровней в барабан-сепараторах хотя бы одной стороны и одновременного повышения давления в любом из помещений ПВК, НВК или шахтах опускных трубопроводов свыше 500 кгс/м^2 , или

- снижения перепада давлений между напорным коллектором ГЦН и барабан-сепаратором и одновременного повышения давления в помещениях контура МПЦ.

Примечание: состояние защит оборудования блока определяется настоящим "Регламентом", инструкциями по эксплуатации оборудования блока, "Инструкцией по эксплуатации и проверке технологических защит и блокировок" и "Регламентом переключения ключей и накладок".

ГЛАВА 4. РАБОТЫ, РАЗРЕШЕННЫЕ НА МИНИМАЛЬНО-КОНТРОЛИРУЕМОМ УРОВНЕ МОЩНОСТИ РЕАКТОРА

При мощности реактора не выше 100 мВт(т) (~3% $N_{ном}$) разрешается проводить следующие работы:

4.1. Физическое взвешивание стержней по специальной программе, утвержденной главным инженером станции.

4.2. **Откладку** расходов по рабочим каналам реактора. При этом запрещается закрывать ЗРК ТК с ТВС менее 3,0 мм хода штока и на ТК с ДП и столбом воды менее 2,0 мм хода штока.

Разрешить на МКУ снятие сигнала ПРВ при регулировке расходов после ППР без контроля КГО в 2-х ТК одновременно (по 1 на сторону).

4.3. **Откладку** расходов по каналам СУЗ, КД, ДКЭ и охлаждения отражателя. При этом полное перекрытие вентилях каналов СУЗ и прекращение расхода воды в каналах охлаждения отражателя запрещается.

4.4. Все работы, разрешенные на уровне мощности выше МКУ.

При этом порядок выполнения работ должен быть таким, как это установлено для работы на мощности выше МКУ, кроме работ, оговоренных особо.

ГЛАВА 5. ПОДЪЁМ МОЩНОСТИ РЕАКТОРА ВЫШЕ МКУ И ВЫВОД БЛОКА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ПОСЛЕ ППР

5.1. Подъём мощности реактора и вывод блока в энергетический режим до приема электрической нагрузки на одном из включенных в работу турбогенераторов (150÷200 мВт) и загрузки ГЦН должны производиться в присутствии ответственного руководителя пуска.

5.2. Подготовка, включение и режим работы оборудования и систем в процессе вывода блока в энергетический режим должны выполняться в соответствии с требованиями настоящего "Регламента" и действующими на станциях инструкциями.

5.3. До начала подъёма мощности реактора выше МКУ должно быть проверено, что:

5.3.1. В работу включено не менее 2-х ГЦН в каждой насосной с расходом по 6500÷7000 м³/ч, отсутствуют сигналы СРВ и ПРВ.

5.3.2. Включен в работу газовый контур реактора. Допускается вывод реактора на мощность при продувке графитовой кладки азотом с расходом 200÷400 нм³/ч при чистоте не хуже 99,99%.

5.3.3. Система СФКРЭ и СЦК включены в работу в полном объеме. Произведен прогнозный физрасчет активной зоны с введением его результатов в программу "Призма", если производилась перегрузка активной зоны. Выставлены абсолютные установки СФКРЭ (R) согласно журналу СФКРЭ (переключатели δ_{AZ} установлены в положение 30%).

5.3.4. Уровни в барабан-сепараторах и бассейне-барботере, установлены в пределах величин, указанных в инструкциях по эксплуатации контура МПЦ и бассейна-барботера.

5.3.5. Окончены работы, разрешенные на МКУ.

5.3.6. По согласованию с диспетчером энергосистемы в работе находятся:

- ОРУ-750 кВ, ОРУ-330 кВ,

- ВЛ-750 кВ и (или) ЗАТ, ЗТП,

- один (или два) резервных трансформатора 2, ЗТР.

5.3.7. Запас воды в системе подпитки поддерживается на номинальном уровне, в БЧК не менее – 2000 м³.

для компенсации объёма воды КМПЦ при расхолаживании, а в деаэраторах – на уровне не менее 1,5 метра от дна бака.

5.4. Подъём мощности реактора выше МКУ и вывод блока в энергетический режим должен производиться после:

5.4.1. Окончания ремонтных работ по всему оборудованию блока в соответствии с графиком ППР.

5.4.2. Окончания подготовки оперативным персоналом всех систем и оборудования блока к приему нагрузки.

5.4.3. Записи начальников технологических цехов о готовности блока к приему нагрузки и разрешения ответственного руководителя пуска с указанием максимально-разрешенной тепловой мощности реактора в "Журнале технических распоряжений" соответствующего блока.

5.4.4. Получения НСС разрешения от диспетчера энергосистемы.

5.4.5. Распоряжения НСС на подъём мощности в "Журнале технических распоряжений". В распоряжении должно быть указано, что собственные нужды блока обеспечены надежным питанием, система аварийного охлаждения реактора готова к включению, через технологические каналы реактора обеспечен расход воды не ниже предельных для разрешенного уровня мощности, проверены и включены защиты реактора и пускаемого турбогенератора.

5.5. Порядок подъёма мощности реактора:

5.5.1. Подъём мощности после ППР должен производиться определенными и последовательными ступенями, позволяющими перед подъёмом на очередную ступень принять меры по исключению отклонений параметров за пределы диапазона, предусмотренного "Регламентом".

5.5.2. Подъём мощности после ППР производить ступенями в соответствии с таблицей 5.1.

Таблица 5.1.

№№ пп	№ ступени, уровень мощности, выдержка на ступени	1	2	3	4	5
1.	Мощность (МВт.э)	МКУ	200	500	700	1000
2.	Время выхода на ступень не менее (часов)	0,5	1,5	1,0	1 час. 40 мин.	12,0
3.	Длительность работы на ступени не менее (час.)	-	5,0	3,0	24,0	-

Длительность работы на 1 ступени определяется скоростью разогрева КМПЦ, набора вакуума на турбинах, прогревом паропроводов и пуском турбоустановки.

На 2 ступени производится нагрузка ГЦН до расхода через реактор, заданного картограммой загрузки реактора, проверка по системе КГО соответствия загрузки реактора исполнительной картограмме загрузки.

Подъем мощности на 4 ступень производится по 50 МВт(э) с временем подъема не менее 10 минут и продолжительностью работы на каждой ступени не менее 20 минут. При работе на 4 ступени производится физический расчет для введения в программу "Призма".

Подъем мощности на 5 ступень (до $N_{ном}$) производится ступенями 50 МВт(э) с временем подъема не менее 20 минут продолжительностью работы на каждой промежуточной ступени не менее 2 часов.

На всех ступенях мощности производится подрегулировка расходов воды в ТК в соответствии с уставками СРВ и ПРВ и выравнивание полей энерговыделения. (Техническое извещение № 1 от 13.03.1985)

5.5.3. После перехода на рабочий автомат опробовать его действие изменением положения одного из стержней РР.

5.5.4. В процессе подъема мощности реактора не допускать перекосов поля энерговыделения, ориентируясь на показания измерительных каналов АР и сигнализацию СФКРЭ.

Выставить переключатели $\delta_{АЗ}$ в положение 70% перед подъемом мощности реактора на II ступень (50% $N_{ном}$) и в положение 100% перед подъемом мощности на III ступень (70% $N_{ном}$). При появлении аварийных сигналов ДКЭ(Р) действия персонала регламентируется п.п. 8.7(е), 10.8.1 и 10.8.2.

5.6. Пуск турбоустановки производится согласно инструкции по эксплуатации турбоустановки при достижении давления в барабан-сепараторах не менее 50 кгс/см².

5.6.1. Перед толчком турбогенератора (ТГ) и на соответствующих уровнях мощности должны быть проверены и включены в работу защиты и блокировки турбогенератора согласно эксплуатационным инструкциям, в том числе:

- от осевого сдвига ротора ТГ;
- от повышения уровня в БС;
- от одновременного открытия регулирующих и стопорных клапанов при пуске;
- от снижения давления масла на всасе насосов регулирования;
- от снижения вакуума в КНД;
- от повышения уровня до II предела в сепараторосборнике СПП;
- от понижения давления пара в БС;
- от закрытия двух стопорных заслонок с любой стороны ЦВД при незакрытом регулирующем клапане;
- от повышения давления пара в одном из выхлопов ЦВД;
- от отключения трех МНУ;
- от снижения расхода охлаждающей воды через статор генератора;
- от снижения уровня в демпферном маслобаке;
- от повышения уровня в ПНД до II предела;
- от повышения уровня питательной воды в испарителях;
- от снижения расхода воды через контур газоохладителя генератора;
- от повышения уровня в бойлерах промконтур парогенератора;
- от внутренних повреждений генератора.

Проверены и включены в работу электрические защиты блока "генератор-трансформатор".

Проверено автоматическое закрытие обратных клапанов на отборах пара турбин при:

- закрытии 2-х из 4-х стопорных клапанов;
- закрытии всех регулирующих клапанов;
- отключении генератора.

Проверена и включена в работу защита по снижению расхода и повышению температуры охлаждающей воды шкафов тиристорных преобразователей рабочего возбуждения.

5.6.2. При давлении в барабан-сепараторах $15 \div 20$ кгс/см² и вакууме в КНД не хуже 600 мм рт.ст. опробовать БРУ-К; сдвуха гремучей смеси с технологических конденсаторов, деаэраторов, выпарной установки должна быть переведена в конденсаторы пускаемой турбоустановки, согласно эксплуатационным инструкциям.

5.6.3. Подключение системы снижения активности газа к УСГС разрешается с момента достижения температуры после контактного аппарата не менее 200°C и содержания водорода менее 0,4% по газоанализатору, проверенному к этому моменту лабораторным анализом. До включения УСГС выхлоп эжекторов должен быть направлен в атмосферу, сброс газа в систему снижения активности газа закрыт.

5.6.4. Переводом пара с БРУ-К на ТГ осуществить толчок ТГ и вывести его на холостой ход, строго соблюдая требования "Инструкции по эксплуатации турбоустановки К-500-65/3000".

5.6.5. Произвести синхронизацию ТГ и включить его в сеть. **Припятть** нагрузку не менее 15 мВт(эл). Поднимая мощность реактора, нагружать ТГ со скоростью, 2 мВт/мин, не допуская повышения давления в БС выше 70 кгс/см². Скорость подъема мощности реактора не выше 12 мВт/мин.

5.7. При электрической нагрузке блока 150÷200 мВт после окончания операции по загрузке ГЦН перевести питание собственных нужд пускаемой турбоустановки с пускорезервного трансформатора на отпаечный без перерыва питания.

5.8. Нагрузка каждого ГЦН и зональные пределы СРВ и ПРВ устанавливаются "Заданием", утвержденным главным инженером станции, в зависимости от уровня мощности, на которую будет выведен реактор.

Производительность ГЦН по условиям кавитации должна быть при расходе питательной воды на каждую сторону:

- менее 500 т/ч – не более 7000 м³/ч,
- в диапазоне 500÷1000 т/ч – не более 9000 м³/ч;
- более 1000 т/ч – не более 10300 м³/ч.

5.9. В процессе подъема мощности реактора контролировать уровни в БС по уровнемерам БЩУ-О со шкалой ±315 мм и +400÷(-1200) мм, не допуская отклонения уровня за уставки срабатывания предупредительной сигнализации.

5.10. В случае отклонения параметров при подъеме мощности до предельных, указанных в главе 9, немедленно приостановить подъем мощности, восстановить нормальные параметры. Если восстановить параметры не удастся, действовать в соответствии с указаниями гл. 8, 10.

В случае останова блока решение о начале повторного подъема мощности принимается ответственным руководителем пуска после выяснения и устранения причин, вызвавших останов блока.

ГЛАВА 6. ПОДЪЕМ МОЩНОСТИ РЕАКТОРА И ПУСК БЛОКА ПОСЛЕ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ОСТАНОВКИ И ЧАСТИЧНОЙ РАЗГРУЗКИ

6.1. Под кратковременной остановкой блока понимается снижение мощности реактора до нулевого уровня без расхолаживания контура МПЦ. При этом для подъема мощности не требуется проведение ремонтных работ, за исключением работ в цепях защит по устранению неисправностей, вызвавших остановку реактора, и прохождения "иодной ямы".

6.2. Подъем мощности реактора после кратковременной остановки без прохождения "иодной ямы" разрешается при наличии необходимого запаса реактивности, определяемого по запасу до останова реактора. Необходимый запас реактивности в зависимости от уровня мощности, на котором работал реактор до остановки, приведен в таблице.

Таблица 6.1.

Уровень мощности реактора, % ном	Необходимый оперативный запас стержней РР, шт
80÷100	50
50÷80	45
50	30

6.3. Во время кратковременной остановки запрещается проводить какие-либо работы, связанные с изменением нормальных технологических и электрических схем.

6.4. Подъем мощности блока после кратковременной остановки производится после устранения причин снижения мощности по письменному распоряжению НСС в журнале технических распоряжений и в оперативном журнале СИУР на подъем мощности реактора.

6.5. Перед подъемом мощности должно быть обеспечено следующее:

6.5.1. Включение в работу не менее 2-х ГЦН в каждой насосной. Если в процессе остановки блока произошло отключение ГЦН, то их повторное включение разрешается после стабилизации давления в КМПЦ.

При работе 2-х ГЦН в каждой насосной тепловая мощность реактора должна быть не более 1920 мВт(т) (60% Nном).

6.5.2. Установлен уровень в барабан-сепараторах каждой стороны по уровнемерам в пределах величин, указанных в эксплуатационных инструкциях для ЧАЭС, в деаэраторах – $1,5 \pm 0,2$ м от дна бака.

6.5.3. Устранение всех причин, вызывающих появление аварийных сигналов на БЩУ-О.

6.5.4. Ключи защиты реактора по скорости и по малой мощности установлены в положение "включено".

6.5.5. Если во время остановки производились работы в цепях аварийной защиты реактора, то после их окончания проверить прохождение сигналов от защит, в которых производились работы, и от кнопки АЗ-5 на сброс взведенных из нижнего положения на 1 метр по 1 стержню АЗ, ПК-АЗ, РР в каждой из двух групп, срабатывающих от различных трактов логики.

6.5.6. Режимы работы оборудования блока приведены в соответствие с действующими инструкциями по эксплуатации.

6.5.7. СИЦК "Скала" и система СФКРЭ включены в работу.

6.6. Порядок подъема мощности:

6.6.1. Перед началом извлечения стержней каждой группы переключатели гальванометров АР и самописцев мощности должны быть установлены на минимальный диапазон контроля потока в подкритическом состоянии реактора.

6.6.2. Перед подъемом мощности радиальный задатчик (РЗ) СФКРЭ должен быть установлен в положение $\delta_{АЗ}$ 30%.

6.6.3. Извлекать по 4 **стержня** без перерыва, пока оставшееся в реакторе количество стержней будет на 30 стержней больше запаса реактивности до остановки.

Далее извлекать по 2 стержня с выдержкой времени не менее одной минуты, пока не **бедет** замечено начало подъема мощности по приборам УЗС. Последовательность извлечения стержней остается той же, что и при подъеме мощности реактора до МКУ после ППР.

6.6.4. Минимальный запас реактивности в процессе подъема мощности после кратковременной остановки должен составлять не менее 15 стержней.

Если при извлечении стержней СУЗ во время выхода реактора в критическое состояние запас реактивности уменьшится до 15 стержней и будет продолжать падать – сбросить до нижних концевиков все стержни АР, РР, ПК-АЗ, стержни УСП ввести в зону их

наибольшей эффективности. По кривым разотравления определить время простоя.

6.6.5. Как только будет замечено начало подъема мощности, извлечение стержней вести таким образом, чтобы период удвоения мощности реактора по указаниям УЗС был не менее 60 сек.

6.6.6. Если во время подъема мощности происходит срабатывание одного аварийного сигнала ДКЭ (R), подъем мощности прекратить и принять меры для устранения сигнала. При невозможности его устранения снизить мощность реактора до исчезновения сигнала.

6.6.7. При появлении в процессе подъема мощности двух и более аварийных сигналов ДКЭ (R) снизить мощность реактора до уровня, при котором останется не более одного аварийного сигнала и в дальнейшем действовать в соответствии с п. 6.6.6.

6.6.8. В диапазоне мощности (15÷100)% Nном оператор обязан устранять высотные перекосы энерговыделения, регистрируемые высотными датчиками ДКЭ(В).

6.6.9. На номинальном уровне нейтронной мощности, но не выше 100 МВт(т), когда возможна стабильная работа АРМ, скомпенсировать систему, включить регулятор.

Допускается с разрешения НСС вести подъем мощности реактора с периодом не менее 60 сек. до уровня мощности, соответствующего включению АР основного диапазона.

6.6.10. Подъем мощности после кратковременной остановки вести в соответствии с таблицей 6.2.

Таблица 6.2.

№№ пп	№ ступени, уровень мощности, выдержка на ступени	1	2	3	4	5
1.	Мощность (МВт.э)	МКУ	200	500	700	1000
2.	Рекомендуемое время выхода на ступень (час.)	0,5	0,5	0,5	1 час. 40 мин.	5 час. 15 мин.
3.	Длительность работы на ступени не менее (часов)	без выдер- жки	0,5	3,0	5,0	-

Если кратковременная остановка произошла с уровня мощности ниже номинальной, то подъем мощности выше уровня перед остановкой вести как после ППР в соответствии с п. 5.5.2 (глава 5).

На 2 ступени производится нагрузка ГЦН до расхода через реактор, заданного картограммой загрузки реактора.

Подъем мощности на 4 ступень производится ступенями по 50 МВт(э) с временем подъема не менее 10 минут и продолжительностью работы на каждой промежуточной ступени не менее 20 мин.

Подъем мощности на 5 ступень (до $N_{ном}$) производится ступенями по 50 МВт(э) с временем подъема не менее 15 мин. и продолжительностью работы на каждой промежуточной ступени не менее 45 мин.

На всех ступенях производится подрегулировка расходов воды в ТК с обеспечением коэффициента запаса до кризиса, необходимого для выхода на мощность следующей ступени и устранение лимитирующих значений параметров. (Техническое извещение № 1 от 13.03.1985)

6.6.11. До начала подъема мощности реактора выше 700 мВт(т) (1 ступень) радиальный задатчик СФКРЭ должен быть выставлен на уровень 70%, перед подъёмом мощности выше 50% уровня мощности перед остановкой (II ступень) – радиальный задатчик должен быть выставлен на уровень 100%.

6.7. Частичная разгрузка блока – снижение мощности по сигналу АЗ или вручную до любого уровня мощности, но не ниже МКУ.

При частичной разгрузке до уровня ниже 500 МВт(э) восстановление мощности вплоть до номинальной осуществлять по регламенту подъема мощности после кратковременной остановки без прохождения "йодной ямы" в соответствии с п. 6.6.10.

При частичной разгрузке до уровня мощности не ниже 500 МВт(э) (ложная работа защит АЗ-1, АЗ-2 или оперативное устранение причин, вызвавших срабатывание указанных защит) восстановление вплоть до номинальной осуществляется по регламенту подъема мощности после кратковременной остановки без прохождения "йодной ямы" п. 6.6.10 с выдержкой на уровне мощности 700 МВт(э) не менее 1 часа. (Техническое извещение № 1 от 13.03.1985)

ГЛАВА 7. ПОДЪЕМ МОЩНОСТИ РЕАКТОРА И ВЫВОД БЛОКА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ПОСЛЕ ОСТАНОВКИ С ПРОХОЖДЕНИЕМ "ИОДНОЙ ЯМЫ"

7.1. По истечении времени простоя с письменного разрешения ответственного руководителя пуска приступить к выводу реактора в критическое состояние, при этом порядок извлечения стержней должен соответствовать требованиям главы 2.

В случае невыхода реактора в критическое состояние к моменту, когда в реакторе осталось 15 стержней, заглушить реактор введением в зону всех стержней АР и 4-х стержней РР в каждом квадранте. Повторный пуск реактора разрешается проводить через 1 час. Если через 1 час повторный пуск не проводится, ввести дополнительно в активную зону все стержни РР, ПК-А3 и УСП.

7.2. При остановке с прохождением "иодной ямы" запрещается изменять состав активной зоны. Ремонтные работы вести как на работающем энергоблоке с подготовкой и проверкой работоспособности оборудования и приборов.

Если за время прохождения "иодной ямы" проводились работы во вторичных цепях автоматических устройств, защит, сигнализации, технологических схемах, то они должны быть подготовлены и проверены до вывода реактора на мощность согласно требованиям "Регламента" и инструкций.

7.3. Подъем мощности после остановки с прохождением "иодной ямы" вести в соответствии с таблицей 7.1.

Таблица 7.1.

№№ пп	№ ступени, уровень мощности, выдержка на ступени	1	2	3	4	5
1.	Мощность (МВт.э)	МКУ	200	500	700	100 0
2.	Время выхода на ступень не менее (часов)	0,5	1,5	1,0	1 час. 40 мин.	12,0
3.	Длительность работы на ступени не менее (час.)	-	2,0	3,0	3,0	-

Длительность работы на 1 ступени определяется временем, необходимым для восстановления давления в контуре МПЦ, деаэраторах, набора вакуума турбин, прогрева паропроводов к турбинам и т.п.

На 2 ступени производится нагрузка ГЦН до расхода через реактор, заданной картограммой загрузки реактора.

Подъем мощности на 4 ступень производится ступенями по 50 МВт(э) с временем подъема не менее 10 минут и продолжительностью работы на каждой промежуточной ступени не менее 20 минут.

Подъем мощности на 5 ступень производится ступенями по 50 МВт(э) с временем подъема не менее 20 минут и продолжительностью работы на каждой промежуточной ступени не менее 2 часов.

На всех ступенях мощности производится подрегулировка расходов воды в ТК в соответствии с уставками СРВ и ПРВ и выравнивание полей энерговыделения. (Техническое извещение № 1 от 13.03.1985)

7.4. Вывод блока в энергетический режим производится в соответствии с пп 5.2; 5.3; 5.3.1; 5.3.2; 5.3.4; 5.3.7; 5.4.4; 5.4.5; 5.6; 5.6.2; 5.6.3; 5.6.4; 5.7; 5.8; 5.9; 5.10.

7.5. Разогрев контура МПЦ вести со скоростью 10°С/час.

ГЛАВА 8. РАБОТА БЛОКА ПРИ МОЩНОСТИ РЕАКТОРА ВЫШЕ МКУ

8.1. Все работы в системах блока при мощности реактора выше МКУ должны производиться в соответствии с положениями "Регламента" (гл. 16, 17, 18, 19) и производственных инструкций по эксплуатации.

8.2. При любых режимах работы реактора на мощности необходимо поддерживать равномерное распределение энерговыделения по активной зоне реактора в пределах допустимых отклонений, ориентируясь на сигнализацию СФКРЭ и на разбаланс ионизационных камер.

8.3. В соответствии с положениями гл. 19 и соответствующим графиком необходимо производить контрольные проверки и опробование систем безопасности и резервного оборудования.

8.4. Нормальным эксплуатационным состоянием блока при работающих турбоустановках считается наличие исправно действующего следующего оборудования и систем:

8.4.1. ОРУ-750 кВ, ВЛ-750 кВ в необходимом количестве в зависимости от режима работы АЭС и энергосистемы и (или) 3АТ, 3ТП, один (или два) резервных трансформатора 2, 3ТР.

Введены в работу пусковые устройства ПРА на ВЛ-330, 750 кВ для предотвращения нарушения динамической устойчивости при К.З. и отключениях ВЛ.

8.4.2. Системы надежного питания:

- напряжение на всех секциях надежного питания 6 кВ и 0,4 кВ,
- ДЭС с тремя рабочими ДГ (на каждый блок),
- три АБ САОР и 3 АБП, 2 общеблочные АБ с 2-я АБП и двумя АБ СУЗ (на каждый блок).

8.4.3. Не менее двух работающих ГЦН в каждой насосной на уровнях мощности реактора до 1920 мВт(т) (60% Nном) и трех работающих ГЦН на уровнях мощности до 100% Nном. Один ГЦН в каждой насосной может быть выведен в ремонт.

8.4.4. Оборудования контура охлаждения СУЗ, КД, ДКЭ и КОО в следующем объеме и состоянии:

а) не менее 2-х насосов контура СУЗ в работе, обеспечивающих номинальный режим, и один в резерве, обеспечивающий не менее 50% номинального расхода. При этом находящийся в резерве насос должен иметь надежное питание;

б) двух пар теплообменников, (третью пару теплообменников разрешается выводить в ремонт);

в) включенной установки очистки воды контура охлаждения СУЗ.

8.4.5. Оборудование газового контура.

8.4.6. Системы очистки гелия и системы КЦТК.

8.4.7. Байпасной очистки контура МПЦ.

8.4.8. Системы приема пара высокого давления в бассейн-барботер и всех других систем безопасности.

8.4.9. Не менее 4-х ПЭН.

8.4.10. Двух насосов АПН, готовых к автоматическому пуску. Резервный АПН может быть выведен в ремонт.

8.4.11. Система подпитки с баками и насосами чистого конденсата (НЧК).

8.4.12. Номинальных уровней в баках, ППР в соответствии с инструкцией по сбору, переработке и возврату вод второй очереди.

8.4.13. Не менее 2-х насосов технической воды. Резервный насос может быть выведен в ремонт при любой нагрузке блока.

8.4.14. Системы сжигания гремучей смеси и системы снижения активности газа.

8.4.15. Конденсатоочисток работающих турбин со вспомогательными системами.

8.4.16. Химводоочистки с постоянной готовностью к включению с проектной производительностью 100 т/ч (общая на станцию).

8.4.17. Азотно-кислородной станции с проектной производительностью, обеспечивающей подачу не менее 120 л/ч жидкого азота, 550 м³/ч газообразного азота с качеством не хуже 99,99% с постоянной готовностью подачи 12 нм³/ч сжатого воздуха давлением 45 кгс/см² и 240 нм³/ч сжатого азота давлением 100 кгс/см² для САОР, также прочих систем обеспечения технологических нужд станции сжатым воздухом и азотом высокого давления.

8.4.18. Компрессорной станции с проектной производительностью осушенного сжатого воздуха давлением 6 кгс/см².

8.4.19. Двух БРУ-К на каждую работающую турбоустановку.

8.4.20. Предохранительных устройств паропроводов от БС на турбину, деаэраторов, БРУ-Д, БРУ-ТК и СПП, обеспечивающего пропуск пара при номинальной производительности установок.

8.4.21. Прочего технологического и электротехнического оборудования блока, в соответствии с действующими на станции производственными инструкциями.

8.4.22. При мощности реактора, меньшей 160 мВт(т) (5% Nном), одного автоматического регулятора малой мощности (АРМ) реактора, подключенного не менее, чем к трем ионизационным камерам.

8.4.23. Двух автоматических регуляторов мощности реактора рабочего диапазона, подключенных не менее, чем к трем измерительным и исполнительным каналам каждый.

8.4.24. Самописца мощности реактора, работающего по сигналам датчика СФКРЭ и самописца мощности реактора, работающего по сигналам не менее, чем от трех ИК.

8.4.25. Системы СФКРЭ в полном объеме.

8.4.26. Системы СЦК "Скала" в полном объеме.

8.4.27. Не менее 2-х каналов системы измерения периода разгона реактора в рабочем диапазоне и не менее 3-х каналов в пусковом диапазоне, подготовленных к включению при снижении мощности до 160 мВт(т) (5% Nн).

8.4.28. Авторегулятора давления пара в барабан-сепараторах с воздействием на синхронизатор одной из работающих турбин и автоматикой включения второго регулятора с воздействием на синхронизатор второй турбины при сигналах АЗ реактора.

8.4.29. Двух авторегуляторов поддержания уровня в барабан-сепараторах на каждой стороне блока: один – в работе, второй – в "горячем" резерве.

8.4.30. Авторегуляторов прочих систем блока в соответствии с действующими инструкциями.

8.4.31. Автоматика ускоренной разгрузки турбин.

8.5. Должна быть включена аварийная и предупредительная сигнализация. Состояние защит оборудования блока определяется регламентом АЭС, инструкциями по эксплуатации оборудования блока и "Перечнем технологических защит, блокировок и сигнализации блока А, Б, В, Г и вспомогательных сооружений",

8.6. При работе блока на мощности должны быть включены аварийные технологические защиты по реактору: АЗ-1, АЗ-2, АЗ-3, АЗ-4, АЗ-5 в соответствии с проектом.

8.7. Допускается временная работа блока при мощности реактора выше МКУ с отключением на время, необходимое для проверки, ремонта или замены следующих систем или их частей, участвующих в контроле параметров и авторегулировании (отключение авторегуляторов допускается только при исправности приборов контроля регулируемого параметра):

а) 4-х каналов аварийной защиты по мощности из одной группы. При этом на реакторе должны быть прекращены все плановые работы, связанные с изменением поля энерговыделения по активной зоне или реактивности системы;

б) самописца нейтронной мощности реактора или самописца мощности по сигналам датчиков СФКРЭ, но не более чем на 2 часа;

в) не более 5 сервоприводов (СП) стержней СУЗ (в том числе не более одного СП стержня АЗ), при этом в 9 смежных ячейках периодичности разрешается отключать не более 1 стержня. Из числа отключенных стержней разрешается извлекать из реактора не более одного стержня;

г) 1-го авторегулятора АР на мощности более 5% $N_{ном}$ на время не более 30 мин. или регулятора АРМ на стационарном уровне мощности. При этом запрещается проводить работы на реакторе, связанные с изменением реактивности;

д) измерительной части одного АР рабочего диапазона;

е) радиальных датчиков СФКРЭ, отсутствие которых не приводит к появлению в реакторе ТВС, удаленных от ближайшего работающего датчика более, чем на 1,5 м;

высотных датчиков СФКРЭ, отсутствие которых не приводит к появлению в реакторе ТВС, удаленных от ближайшего работающего датчика более, чем на 4,4 м (высотный датчик считается неисправным при отказе в нем 2-х рядом расположенных секций или более 2-х любых секций).

Состояние системы СФКРЭ с превышением вышеуказанных допустимых отказов датчиков считается полным отказом СФКРЭ соответственно по радиусу или по высоте.

В случае полного отказа СФКРЭ по радиусу разрешается поддерживать мощность на прежнем уровне в течение 1 часа.

Контроль за равномерностью распределения энерговыделения по радиусу реактора в этом случае вести по индикаторам разбаланса АР, появлению сигналов СРВ и ПРВ и температуре графита. По истечении указанного времени реактор должен быть заглушен.

В случае полного отказа СФКРЭ по высоте разрешается работа на прежнем уровне мощности в течение 3-х часов при условии контроля за температурой графита по термопарам. По истечении указанного

времени мощность реактора должна быть снижена до 2080 мВт(т) (65% ном) на время не более 2-х суток, после чего реактор заглушить. При этом на реакторе должны быть прекращены все плановые работы, связанные с изменением поля энерговыделения по активной зоне.

ж) одного из двух автоматических регуляторов уровня в барабан-сепараторах каждой стороны реактора и регулятора давления пара. При выходе из строя авторегуляторов и неисправности резерва, неисправность должна быть оперативно устранена. При этом должны быть прекращены все плановые переключения в основных технологических схемах реактора и машзала;

з) авторегуляторов уровня в технологических конденсаторах и других автоматических регуляторов систем.

Отключение авторегуляторов допускается только при исправных приборах контроля регулируемых параметров и включенных защитах и блокировках, при этом прекращаются все плановые переключения в соответствующих схемах и оборудовании;

комплексов СЦК, обеспечивающих обегание датчиков расхода технологических каналов, при исправной системе опроса каждого ТК, с помощью ПАП с пульта "А".

Длительная (более 1 часа) работа без системы обегания расхода в ТК может быть разрешена главным инженером станции только в исключительных случаях, но не более, чем на 2 часа.

Отключение полностью СЦК допускается на время не более 30 минут

к) расходомеров каналов СУЗ, КД, ДКЭ и КОО.

При этом стержни СУЗ должны быть извлечены из активной зоны и в канал должен быть подан полный расход воды;

л) отказ программы "Призма" по функции определения запасов до предельно-допустимой мощности ТК на время не более 8 час. при исправно действующей СФКРЭ по радиусу; по истечении указанного срока мощность реактора должна быть снижена до 2080 мВт(т) (65% ном);

м) 5-ти термопар измерения температуры графита реактора в центре кладки и 2-х термопар на периферии;

н) 30% термопар металлоконструкций реактора допускается длительная работа на номинальной мощности при 70% исправных термопар);

о) датчиков влажности КЦТК не более 1-го на 1 квадрант;

п) датчиков температуры газа системы КЦТК – не более 20 шт., при этом датчики влажности групп ремонтируемых термопар должны быть исправны;

р) отдельных датчиков цепей измерения и коммутации параметров СЦК с сохранением косвенного контроля по данному параметру;

с) отдельных устройств химпробоотбора;

т) поканальной системы КГО при условии, что по данному ряду ПВК отсутствуют ТК с сигналами СРВ и исправна система пробоотбора КГО, а также пробоотборной части КГО при исправной поканальной системе контроля КГО;

у) системы КРБ и СК поочередно при исправных системах пробоотбора и наличии необходимого количества радиометрических и переносных дозиметрических приборов для производства замеров.

8.8. Допускается работа реактора на мощности до очередного ППР при неисправности части расходомеров ТК, вышедших из строя во время работы реактора, при обеспечении поканального контроля за расходом с помощью системы КГО не реже одного раза в сутки.

8.9. На всех уровнях мощности блоков, с момента включения соответствующего оборудования в работу, должны контролироваться следующие параметры:

8.9.1. По энергоблоку:

а) реактивность;

б) расход воды через технологические каналы;

в) распределение энерговыделения по высоте и радиусу реактора при мощности реактора выше МКУ с сигнализацией о превышении уровней локального энерговыделения;

г) расход через все каналы СУЗ, ДКЭ, КД, температуры воды на сливе каналов охлаждения отражателя и каналов СУЗ;

д) коэффициент запаса до предельно-допустимой мощности ТК – Кз, обеспечиваемый математической программой СЦК;

е) температура графита реактора;

ж) температура металлоконструкций реактора (сх. ОР и Е), металла барабан-сепаратора;

з) влажность газа в кладке реактора по группам и температура газа по каналам;

и) давление и расход гелиевой смеси (азота) на входе в реактор и разрежение на выходе из реактора;

- к) давление в реакторном пространстве и м/к;
- л) уровень в циркуляционном и аварийном баке СУЗ;
- м) расход технической воды на т/о СУЗ;
- н) показания поканальной системы КГО по всем трубам ПВК и непрерывного контроля пробоотборной части КГО;
- о) уровень в БЧК, БППР;
- п) расход питательной воды на все барабан-сепараторы на каждую сторону в отдельности от ПЭН и АПН;
- р) перепад давления на фильтрах питательной воды;
- с) давление и уровень в барабан-сепараторах;
- т) температура и давление на всасе и напоре ГЦН;
- у) расход воды через напорные трубопроводы работающих ГЦН;
- ф) давление воздуха в помещениях НВК, барабан-сепараторов, шахте опускных трубопроводов, подапаратного пространства;
- х) расход, давление и температура по контуру байпасной очистки и контуру расхолаживания реактора;
- ц) тепловая и электрическая мощности блока;
- ч) частота в энергосистеме.

8.9.2. По системам КРБ и СК:

- а) концентрация р/а газов и а/з в воздухе помещений и вентсистем;
- б) мощность дозы γ -излучений в помещениях;
- в) активность воздуха, сбрасываемого через вытяжную трубу в атмосферу;
- г) активность воды, сбрасываемой в ПЛК;
- д) активность технической воды в т/о СУЗ, холодильника установки очистки гелия, холодильников газового контура, т/о промконтура;
- е) активность промконтурной воды холодильников газового контура и после доохладителя продувки;
- ж) активность воды контура МПЦ и контура СУЗ, а также до и после байпасной очистки контура МПЦ и контура СУЗ;
- з) активность чистого азота т/о газового контура и на линии выброса в атмосферу;
- и) активность сбрасываемого газа до и после системы снижения активности газа по шатной схеме.

Примечание: Параметры КРБ и СК контролируются в соответствии с журналом радиационной обстановки.

8.9.3. По системам пробоотбора воды и газового анализа в соответствии с утвержденными нормами и объёмом их контроля.

8.9.4. Прочие параметры по остальному тепломеханическому и другому оборудованию согласно действующим на станции инструкциям.

8.10. Выход из строя оборудования и средств контроля параметров по п.п. 8.4., 8.5, 8.6, 8.9, обеспечивающих нормальное эксплуатационное состояние систем и оборудования, считается аварийным положением на блоке.

В случае невозможности устранения неисправности оборудования и систем блока в сроки, указанные в п.п. 8.7, 8.8, необходимо снизить мощность блока или заглушить реактор в соответствии с главой 10 регламента.

ГЛАВА 9. НОРМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЛОКА И ДОПУСТИМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ

Приведенные ниже основные параметры должны контролироваться на всех уровнях мощности с момента включения оборудования в работу; при нормальной эксплуатации блока они должны поддерживаться в указанных пределах; в случае отклонения параметров от этих норм действовать согласно "Регламенту", "Инструкции по ликвидации аварий" и инструкциям по эксплуатации оборудования блока.

На номинальной мощности в стационарном режиме величина оперативного запаса реактивности должна составлять не менее $26 \div 30$ стержней.

Работа реактора при запасе менее 26 стержней допускается с разрешения главного инженера станции.

При снижении оперативного запаса реактивности до 15 стержней реактор должен быть немедленно заглушен.

Научное руководство станции должно периодически (1 раз в год) рассматривать конкретные условия устойчивого поддержания полей энерговыделения на данном блоке и при необходимости пересматривать их в сторону ужесточения по согласованию с Научным руководителем и Главным конструктором.

9.1. Электрическая мощность блока – согласно диспетчерскому графику.

9.2. Номинальная тепловая мощность реактора 3200 мВт(т) по показаниям самописца – сумматора СФКРЭ, отградуированного по тепловому балансу.

9.3. Коэффициент запаса до предельно-допустимой мощности ТК(Кз), рассчитанный по программе "Призма", не менее 1,0.

Уставки СФКРЭ по радиусу корректируются в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации СФКРЭ".

Предельная тепловая мощность штатного ТК реактора $N_{пред} = 3000$ кВт

9.4. Значения расчетной критической мощности ТК ($N_{крит}$) в зависимости от расхода воды через ТК и величины недогрева воды на входе в реактор при номинальном давлении в БС приведены в таблице № 9.1.

Таблица 9.1

Расход воды через ТК, м ³ /ч	Величина недогрева $\Delta t_{н}$, °С				
	20	15	10	5	0
10	1910	1850	1800	1740	1680
17	2590	2500	2410	2320	2230

продолжение таблицы 9.1

Расход воды через ТК, м ³ /ч	Величина недогрева Δt_n , °C				
	20	15	10	5	0
24	3200	3070	2940	2820	2690
31	3730	3570	3410	3250	3090
38	4190	4000	3810	3610	3420
45	4660	4430	4210	3980	3760

Значения предельно-допустимой мощности канала ($N_{\text{пред.-доп}}$) и запаса до критической мощности рассчитываются по программе "Призма".

Значения $N_{\text{пред.-доп}}$ можно рассчитать с использованием данных таблицы 1 по формуле (для сведения и ориентации):

$$N_{\text{пред.-доп.}} = \frac{N_{\text{крит.}}}{K_{3\text{кр}}};$$

$$\Delta t_n = ts(Pbc) - tvx, \text{ где:}$$

$N_{\text{крит.}}$ – критическая мощность канала;

$K_{3\text{кр}}$ – коэффициент запаса между предельно-допустимой и критической мощностями, равный 1,35÷1,5;

$ts(Pbc)$ – температура воды в барабан-сепараторах;

tvx – температура воды на входе в ТК.

9.5. Максимальное значение коэффициента аксиальной неравномерности поля энерговыделения в местах расположения ДКЭ по высоте не должно превышать величины, рассчитанной по формуле:

$$K_z = \frac{4,2}{N_k^{\text{тах}}}$$

где: $N_k^{\text{тах}}$ – максимальная мощность канала в МВт в реакторе, рассчитанная по программе "Призма"

Во всех случаях при работе реактора в энергетическом режиме коэффициент аксиальной неравномерности не должен превышать значения 1,7.

9.6. Максимально-допустимая мощность реактора в процессе ее освоения и соответствующие ей:

- разбивка ТК по зонам;
- зональные уставки СРВ и ПРВ;
- допустимая разница расходов по сторонам реактора в зависимости от числа работающих ГЦН (2 или 3 на сторону) и достигнутого радиального коэффициента неравномерности поля энерговыделения задаются "Программой вывода реактора на разрешенный уровень мощности", согласованной главным инженером АЭС, Научным руководителем, Главным конструктором и утвержденной ВПО "Союзатомэнерго". Профилирование расходов по ТК производится в соответствии с программой, представленной Главным конструктором.

9.7. Расходы воды через каналы СУЗ, КД, ДКЭ, КОО должны быть следующими:

Таблица 9.2

Общий расход через контур СУЗ, т/ч	Расход через каналы, м ³ /ч		Пределы СРВ, м ³ /ч		Пределы ПРВ, м ³ /ч	
	СУЗ, КД, ДКЭ	КОО	СУЗ, КД, ДКЭ	КОО	СУЗ, КД, ДКЭ	КОО
1030÷1200	3,6÷4,5	1,5÷2,5	3,3÷3,5	1,0	5,0	3,5

9.8. Давление воды в напорном коллекторе контура СУЗ в пределах 3,8÷4,2 кгс/см².

9.9. Расходы воды через ТК с ДП или столбом воды 10÷12 м³/ч, уставки СРВ – 8 м³/ч, ПРВ – 15 м³/ч.

9.10. Температура на сливе из каналов СУЗ, ДКЭ, КД и КОО – в пределах 50÷75°С, допускается кратковременное повышение температуры на сливе из отдельных каналов до 95°С. Температура воды после теплообменников СУЗ 40-50°С, температура воды в циркуляционном баке СУЗ должна быть не более 75°С. Максимальная температура нагрева внутри сервопривода канала СУЗ должна быть не выше +85°С.

9.11. Уровень в циркуляционном баке контура СУЗ – в пределах, 850-1050 мм от дна бака.

9.12. Запас воды в аварийном баке контура СУЗ должен обеспечивать охлаждение каналов СУЗ в течение 3-х минут.

9.13. Максимальная температура графита кладки реактора, определенная расчетным методом на основе замеров термопарами в углах блоков, должна быть не более 750°C при качестве азота не хуже 99,99% или азотно-гелиевой смеси не хуже указанного в п.п. 9.18, 9.19.

Примечание:

1. Рекомендуемая температура эксплуатации графитовой кладки реактора, обеспечивающая ее оптимальную работоспособность, составляет 650°C в углах блоков.
2. Расчетная температура в углах блоков определяется по методике Главного конструктора "Определение максимальной температура графитовой кладки", инв. № E4.529-4089.

Допускается кратковременная (не более 6 часов) работа с подачей азота в реактор с качеством 99,98% при максимальной температуре графита 500°C до устранения неисправности в системе продувки азотом. Во всех режимах газовой продувки концентрация CO+CO₂ на выходе из реактора должна быть не более 0,02% объемных, сигналы повышения влажности и вода в дренажах должны отсутствовать, а активность выбросов в венттрубу должна быть не выше допустимой согласно таблице 9.30.1.

9.14. Расход гелиевой смеси или азота через кладку 200÷400 нм³/ч.

9.15. Давление гелиевой смеси на входе в аппарат – в пределах 50÷200 мм вод.ст. Разрежение в конденсаторе газового контура не более 150 мм вод.ст.. Уровень воды в выгородке ББ:

- верхний этаж – 2200 мм (от отметки пола)
- нижний этаж – 2200 мм (от отметки пола)

9.16. Давление азота, подаваемого в полости металлоконструкций реактора при продувке реакторного пространства гелиевой смесью 100÷300 мм вод.ст., на 50÷100 мм вод.ст. больше, чем давление газа на входе в реактор.

9.17. Допустимое содержание примесей азотно-гелиевой смеси на входе в реактор в % объемных:

	$H_2 \leq 0,3\%$
$O_2 \leq 0,01\%$	NH_3 – следы
$CH_4 \leq 0,1\%$	Cl_2 – отсутствие
$CO+CO_2 \leq 0,01\%$	$N_2 \div He$ – остальное

9.18. Допустимое содержание примесей в азотно-гелиевой смеси на выходе из реактора в % объемных:

(при отсутствии протечек воды в кладку)

$$\begin{array}{ll} \text{H}_2 \leq 0,3\% & \\ \text{O}_2 \leq 0,01\% & \text{Cl}_2 - \text{следы} \\ \text{CH}_4 \leq 0,1\% & \text{N}_2 \div \text{He} - \text{остальное} \\ \text{CO} + \text{CO}_2 \leq 0,02\% & \end{array}$$

9.19. Качество азота, подаваемого в полости металлоконструкций реактора, должно быть не хуже 99,98%.

9.20. Номинальный расход воды контура МПЦ на байпасную очистку при работе 3-х ГЦН на сторону – 180÷200 т/ч, при работе 2-х ГЦН – 120÷140 т/ч при равенстве расходов с каждой половины контура МПЦ. Температура воды, поступающей на байпасную очистку должна быть в интервале 20÷50°C.

Длительность работы байпасной очистки с сокращенным расходом не ограничивается при условии выполнения норм качества воды контура МПЦ в каждой половине. Необходимо периодически проверять работу механических фильтров блока очистки воды контура МПЦ.

9.21. Нормы водно-химического режима, соответствующие ОСТ 95.743-79 таб. 4, приведены на стр. 52 в таб. 9.3.

9.22. Уровень в бассейне-барботере:

- нижний этаж – 1200 мм (от отметки пола)
- верхний этаж – 1200 мм (от отметки пола)

9.23. Уровень в барабан-сепараторах в пределах величин 0±50 мм по приборам со шкалой ±315 мм.

Допускается кратковременное (5-10 мин.) снижение уровня до -80 мм или повышение уровня до +130 мм по уровням со шкалой ±315 мм.

9.24. Давление пара в барабан-сепараторах 69_{-4}^{+1} кгс/см² и давление перед стопорными клапанами турбин 65_{-3}^{+2} кгс/см² при номинальной нагрузке турбины.

9.25. Уровень в деаэраторах 2,3-2,5 м от дна бака, давление 5,5÷6,4 кгс/см².

Свободный объем находящихся в работе деаэраторов должен обеспечивать прием воды из контура МПЦ при замещении ее паром в процессе увеличения мощности и исключить возможность опрессовки деаэраторов насосами КН-II.

9.26. Запас воды в баках системы подпитки:

ППР – не менее 800 м^3 , БЧК – не менее 2000 м^3

9.27. Температура бетона шахты реактора – не выше 150°C .

9.28. Содержание водорода в газе на входе в систему снижения активности газа – $0,05\%$ объёмных.

Допускается кратковременное увеличение до $0,4\%$ на время перехода по контактными аппаратам УСГС.

9.29. Расход парогазовой смеси, подаваемой на контактный аппарат УСГС $1800 \div 2200 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Примечание к таблице 9.3.

1. Допускается отклонение рН в контуре МПЦ до $8,5$ на время не более 3-х суток один раз в квартал.

Допускается периодическое повышение рН до $7,2$ после одного из ФСД конденсатоочистки.

2. Допускается временная работа реактора (не более 1 суток) с увеличением содержания хлорид-иона+фторид-иона в контуре МПЦ до 150 мкг/кг , но не чаще одного раза за 1000 часов. В конденсате турбин после конденсатоочистки и в питательной воде нормируют только содержание хлорид-иона, его значение не должно быть более 4 мкг/кг . Нормируемое содержание хлорид-иона 10 мкг/кг турбинного конденсата обусловлено чувствительностью применяемого метода контроля.

3. При работе на мощности меньше номинальной допускается повышение концентрации железа в питательной воде в пределах:

$25\% \text{ Nном} - 30 \text{ мкг/кг}$,

$50\% \text{ Nном} - 20 \text{ мкг/кг}$, $75\% \text{ Nном} - 15 \text{ мкг/кг}$

4. Допускается подпитка конденсаторов турбин из системы СХВО (спецхимводоочистка) с превышением показателей по железу до 200 мкг/кг и по жесткости до 15 мкг/кг в течение суток 1 раз в месяц.

5. Допускается концентрация продуктов коррозии меди 50 мкг/кг в воде КМПЦ на переходные периоды и на первые 5 месяцев эксплуатации

6. Допускается снижение производительности или переменное отклонение установки очистки воды контура СУЗ при соблюдении нормируемых показателей качества воды в контуре при наличии непрерывного автоматического контроля удельной электропроводности воды.

9.30. Выброс радиоизотопов в атмосферу, приведенный к выбросам в венттрубу станции и удельная активность сбросных вод в промливневую канализацию (ПЛК) – не более величины, указанных в "Общесоюзных санитарных нормах". Среднесуточный допустимый выброс газоаэрозольных радионуклидов приведен в таблице 9.30.1.

Таблица 9.3

Показатель	Размерность	Вода контура МПЦ		Питательная вода		Турбинный конденсат ^{xx)}		Насыщ. пар	Вода контура СУЗ	
		Нормир. величина	Контр. параметр	Нормир. величина	Контр. параметр	Норм. величина	Контр. параметр	Контр. параметр	Норм. величина	Контр. параметр
РН (25°C)		6,5÷		6,8÷		6,8÷			5,5÷	
æ 25°C	мкСм/	8,0 ^{x1)}		7,1		7,1			6,5	
уд. электропр.	см	≤1,0		≤0,1		≤0,1				
Жо, жесткость	мкг-эquiv/	≤5		≤1,0		≤1,0				
	КГ									
SiO ₂	мкг/кг		500÷					5÷		
кремниевая кислота			1000					10		
Fe	мкг/кг		≤50	≤10 ^{x3)}		≤10			≤100	
Си	мкг/кг	≤20 ^{x5)}		≤2		≤2				
Cl ⁺ +F ^{1*}) ²⁾	мкг/кг	≤100		≤4,0		≤10			≤50	
Na	мкг/кг					≤3,0				
O ₂	мкг/кг			≤20		≤50				
Al	мкг/кг								≤100	
масло	мкг/кг	≤200		≤100						

х) См. примечание к таблице 3 стр. 51

xx) Турбинный конденсат после конденсатоочистки

Среднесуточный допустимый выброс

Табл. 9.30.1

Нуклиды	Блок	Блок 3	Блок 4	II очередь
		Ки/ сут.1000МВт(э)	Ки/ сут.1000МВт(э)	Ки/ сут.2000МВт(э)
ИРГ (любая смесь инертных радиоактивных газов)		500	500	1000
I ¹³¹ (газовая и аэрозольная фазы)		0,01	0,01	0,02
Смесь долгоживущих нуклидов (ДЖН)		0,015	0,015	0,030
Смесь короткоживущих нуклидов (КЖН)		0,2	0,2	0,4

ПРИМЕЧАНИЕ: Допускается однократный (или суточный) выброс радионуклидов, превышающий в 5 раз, приведенный в табл. 9.30.1 среднесуточный допустимый выброс при условии, что суммарный выброс за один квартал не превысит соответствующего расчетного значения.

Среднемесячный допустимый выброс газоаэрозольных радионуклидов приведен в таблице 9.30.2.

Среднемесячный допустимый выброс

Табл. 9.30.2

Б л о к Нуклиды	Блок 3	Блок 4	II очередь
	мКи/ мес.1000МВт(э)	мКи/ мес.1000МВт(э)	мКи/ мес.2000МВт(э)
Sr 90	1,5	1,5	3
Sr 89	15	15	30
Cs 137	15	15	30
Co 60	15	15	30
Mn 54	15	15	30
Cr 51	15	15	30

ПРИМЕЧАНИЕ: Среднемесячное значение выброса в исключительных случаях может быть превышено в 5 раз при условии, что не будет превышен годовой предел выброса.

Сброс р/а веществ в пруд-охладитель должен быть на уровне установленных на станции норм рабочих сбросов определенной достигнутой степени очистки радиоактивных стоков, не более допустимых сбросов, рассчитанных из предела дозы в соответствии с СП АЭС-79. и положением об организации сброса дебалансных вод (суммарная β -активность пробы не более $2 \cdot 10^{-10}$ Ки/л).

9.31. Предельный уровень активности воды в контуре МПЦ (по сухому остатку через 2 часа после отбора пробы) – $2 \cdot 10^{-3}$ Ки/л.

9.32. Все остальные параметры систем и оборудования блока должны поддерживать в пределах, определяемых соответствующими инструкциями по эксплуатации и распоряжениями, утвержденными главным инженером станции.

9.33. Предельно-допустимый уровень тепловой мощности реактора при котором разрешена длительная его работа:

- для блоков № 1, 2 – 3360 МВт (105%),
- для блоков № 3, 4 – 3264 МВт (102%).

В процессе работы энергоблоков на повышенной тепловой мощности контрольные величины показателей их работы не должны превышать предельных значений, оговоренных в проектах реакторной установки и вспомогательного оборудования. (Техническое извещение № 2 от 01.08.1985)

ГЛАВА 10. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОТКЛОНЕНИЯХ ПАРАМЕТРОВ ОТ НОРМАЛЬНЫХ

10.1. Во всех случаях отклонения параметров от нормальных, когда производится сброс мощности реактора ниже 700 мВт(т) (~22% $N_{ном}$):

- немедленно разгрузить работающие ГЦН до расхода 6500÷7000 м³/ч на каждом;
- без перерыва питания, при включенных выключателях генератора перевести питание собственных нужд останавливающихся турбогенераторов на пуско-резервный трансформатор (кроме случаев, когда используется выбег турбин).

10.2. Реактор должен быть немедленно заглушен кнопкой АЗ-5 (логика), а при непрохождении сигнала от нее – ключем АЗ-5 (муфты) в случаях:

- а) наличия сигналов и признаков АЗ-5 и несрабатывании защиты;
- б) разрыва технологического канала или канала СУЗ;
- в) обнаружения течей и свищей в помещениях пароводяных коммуникаций и нижних водяных коммуникаций реактора;
- г) попадания воды в кладку при обнаружении текущего канала или при расходе воды в кладку более 10 кг/час;
- д) разрыва труб контура МПЦ, питательного тракта и паропроводов острого пара, вызвавшего утечку, некомпенсируемую максимальной подпиткой;
- е) аварийного выброса топливной кассеты из технологического канала, а также аварийного выброса кассеты из ТК в РЗМ;
- ж) возникновения пожара в помещениях БЩУ, угрожающего оборудованию контроля за технологическими параметрами блока и цепям защиты реактора;
- з) при снижении расхода питательной воды до нуля при мощности реактора до 50% $N_{ном}$ (на уровнях мощности свыше 50% $N_{ном}$ предусмотрен автоматический ввод аварийных защит в работу по снижению расхода питательной воды);
- и) при отключении одного из работающих насосов и невозможности включения резервных насосов контура СУЗ с БЩУ или снижении общего расхода в контуре СУЗ на 20% от номинального и невозможности восстановления его в течение 30 минут;

к) снижении расхода воды в канале СУЗ до $2,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ и менее (или неисправен расходомер) и невозможности извлечения стержня или обнаружения отсутствия воды в головке канала СУЗ (п. 10.18);

л) обнаружении отсутствия расхода воды в любом технологическом канале реактора (п. 10.11);

м) при парении из головки канала СУЗ или при отсутствии воды в головке канала и невозможности извлечения стержня;

н) аварийных ситуаций в процессе перегрузки кассет с ТВС машиной РЗМ на мощности реактора;

о) выхода из строя всех манометров барабан-сепараторов или водоуказательных приборов барабан-сепараторов на любой стороне реактора или обеих групп деаэраторов и невозможности определить давление или уровень в них по другим приборам;

п) при появлении одновременно или с интервалом менее 5 мин. более 2-х сигналов СРВ в ТК, подключенных к одному групповому коллектору и появлении признаков течи, связанных с разрывом группового коллектора.

10.3. Реактор должен быть заглушен до нулевой мощности с разрешения главного инженера станции в случае:

а) нарушения герметичности оболочки твэл и достижения активности контурной воды $2 \cdot 10^{-3} \text{ Ки/л}$ сухого остатка;

б) обнаружения на неотключаемых участках трещин, свищей в трубах контура МПЦ, паропроводах острого пара и питательного тракта, а также течей в арматуре этих трубопроводов;

в) снижения уровня в циркуляционном резервуаре контура СУЗ до предельно-допустимой отметки и невозможности его восстановления;

г) снижения уровня в аварийном баке СУЗ до предельно-допустимой отметки и невозможности его повышения до номинального;

д) выхода из строя СЦК полностью на время более 30 мин.;

е) повышения температуры воды на выходе 10-ти и более каналов охлаждения отражателя на любой стороне до 95°C (п. 10.19);

ж) при повышении температуры сливного трубопровода любого канала охлаждения отражателя до 100°C (п. 10.19);

з) при повышении концентрации хлор-иона $\geq 1000 \text{ мгк/кг}$, при понижении $\text{pH} \leq 4,0$ или повышении $\text{pH} \geq 9,0$ (для воды КМПЦ);

и) при невозможности извлечь стержень из канала СУЗ с расходом более $2,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ при наличии воды в головке канала;

к) при полном отказе СФКРЭ по радиусу на время более 1 часа;

10.4. Блок должен быть переведен на пониженный уровень мощности в случаях:

а) выхода из строя всех АР реактора. Реактор перевести на мощность 50% $N_{ном}$; при невозможности восстановления их работоспособности в течение 1 часа – разгрузить до мощности включения АРММ – 5% $N_{ном}$;

б) появления двух и более аварийных сигналов ДКЭ по радиусу; появления одного аварийного сигнала ДКЭ по радиусу и невозможности устранения его на данном уровне мощности;

в) изменения реактивности реактора на величину более 0.3 м по указателю АР (за время 3÷5 с);

г) снижения расхода воды через технологические каналы до предела СРВ и невозможности снятия сигнала дополнительным открытием ЗРК при подтверждении системой КГО;

д) повышения, снижения уровней в барабан-сепараторах или деаэраторах из-за нарушения баланса между паропроизводительностью реактора и расходом питательной воды или конденсата турбин;

е) роста давления в барабан-сепараторах более, чем на 2 кгс/см² сверх рабочего;

ж) повышения температуры графита выше величин, указанных в п. 9.13;

з) превышения сверх допустимой активности газа, сбрасываемого в венттрубу;

и) повышения удельной активности воды, сбрасываемой в ПЛК до аварийных уровней в соответствии с п. 9.30 стр. 51.

к) увеличения содержания кислорода или CO_2 в газе после кладки реактора;

л) при устойчивом повышении концентрации хлорид-иона+фторид-иона ≥ 150 мкг/кг не позднее, чем через 1 сутки работы (для коды КМПЦ);

м) при устойчивом повышении $pH \geq 8,5$ (для воды КМПЦ);

н) полного отказа СФКРЭ по высоте на время более 3-х часов (п. 8.7.е);

о) отказа программы "Призма" на время более 8 часов при работающей СФКРЭ по радиусу (п. 8.7.л);

В каждом конкретном случае (кроме п.п. н), о)) мощность реактора снижается до уровня, необходимого для обеспечения безопасности эксплуатации блока.

По п.п.), о) – мощность реактора снижается до 65% $N_{ном}$; при невозможности устранения неисправности СФКРЭ по высоте в течение 2-х суток – реактор заглушить.

10.5. Порядок действий при отклонении параметров от номинальных, не указанных в пп 10.6÷10.25, должен быть определен в действующих на станции инструкциях по эксплуатации систем и оборудования.

10.6. Колебания частоты в энергосистеме.

10.6.1. Наброс нагрузки на ТГ, вызванный снижением частоты в системе.

При снижении частоты до 49,0 Гц и ниже проследить за снижением нагрузки турбины, на синхронизатор которой включен регулятор давления, нагрузку второй турбины снизить до первоначальной величины. По требованию диспетчера системы допускается увеличение электрической нагрузки блока в пределах допустимых режимом работы блока.

Не допускать повышения уровня в сепараторах до аварийной уставки.

Если частота продолжает снижаться до 48,0 гЦ и ниже, снизить мощность реактора кнопкой АЗ-3 до уровня собственных нужд, запустить дизель-генератор. Вывести один ТГ на нагрузку собственных нужд, отключить выключателями блочных трансформаторов оба ТГ от системы, отключить второй ТГ закрытием стопорного клапана, восстановить давление на сепараторах до 65÷69 кгс/см².

Работа ТГ с частотой 48,0÷49,0 гЦ допускается в течение не более 2-х минут одновременно (при общей продолжительности 12 мин. в год).

10.6.2. Сброс нагрузки ТГ, вызванный повышением частоты в системе. При повышении частоты в системе до 50,5 гЦ снизить мощность реактора до восстановления давления в барабан-сепараторах, не допуская при этом его роста выше 72 ати. Если частота продолжает расти выше 50,5 гц запустить дизель-генераторы, вывести один ТГ на нагрузку собственных нужд и отключить блочные трансформаторы обоих генераторов, а второй ТГ отключить стопорными клапанами.

Работа ТГ с частотой 50,5÷51 Гц допускается в течение 10 сек одновременно (при общей продолжительности 60 сек. в год).

10.6.3. Работа блоков синхронно с сетью при частоте в энергосистеме выше 51 Гц и ниже 48 Гц запрещается.

10.6.4. После восстановления частоты в системе поднять мощность блока до прежнего уровня, действуя в соответствии с настоящим "Регламентом".

В случае, если после снижения нагрузки реактор теряет реактивность или по истечении 4 часов режим оставшейся в работе турбины не позволяет работать дальше, а частота в системе не восстановилась, заглушить реактор, действуя в соответствии с положениями гл. 12, предварительно обеспечив электропитание собственных нужд блока.

10.7. Увеличение реактивности реактора.

При увеличении реактивности на величину более 0,3 метра по указателю положения хода стержней АР за время 3÷5 с необходимо:

а) при появлении аварийных сигналов по УЗМ снизить мощность реактора на 10%. Если изменение реактивности было вызвано изменением технологических параметров (изменение расхода питательной воды, расхода по контуру МПЦ, качества газа в графитовой кладке реактора и т.д.) устранить отклонение в режиме и восстановить мощность;

б) если технологические параметры не изменились, с помощью СФКРЭ определить район с пониженной энергонапряженностью;

в) в "холодных районах" определить каналы СУЗ с "упавшими" стержнями;

г) одновременно с мероприятиями по отысканию "упавших" стержней СУЗ ликвидировать перекося перераспределением стержней;

д) при обнаружении канала СУЗ с "упавшим" стержнем извлечь стержень вручную, поставить привод на "защелку", устранить неисправность в приводе или схеме, включить привод в работу.

Если в канале обнаружен стержень с оборвавшимся тросом – извлечение и осмотр его выполнять в очередной ППР;

е) при обнаружении оборванного стержня в канале СУЗ действовать в соответствии с п. 10.18.2, 10.18.4;

ж) проверить состояние графитовой кладки: температуру графита, дренаж конденсатора газового контура (КГК), сигналы влажности и

температуру газа. При обнаружении течей выше допустимых действовать согласно п. 10.21.

10.8. Срабатывание сигнализации СФКРЭ.

10.8.1. При появлении одного аварийного сигнала от ДКЭ по радиусу взять датчик на непрерывный контроль и, регулируя распределение энерговыделения стержнями СУЗ, добиться исчезновения сигнала. Если это не удается, проверить исправность датчика. При исправном датчике мощность реактора снизить до исчезновения сигнала.

10.8.2. При появлении двух и более аварийных сигналов ДКЭ по радиусу немедленно снизить мощность реактора до оставления не более одного аварийного сигнала, дальнейшие действия производить в соответствии с п. 10.8.1.

10.8.3. При появлении на МТО СЦК сигнала " $K_3 \leq 1$ " и отсутствии в этом районе аварийных сигналов от ДКЭ по радиусу увеличить расход в ТК с $K_3 \leq 1$ и, если при этом не удастся восстановить значение K_3 , проверить исправность расходомера и близ расположенных ДКЭ по радиусу. При исправности расходомера и ДКЭ по радиусу снижением общей мощности реактора восстановить значение K_3 .

10.8.4. При одновременном появлении аварийных сигналов от ДКЭ по радиусу и сигналов " $K_3 \leq 1$ " в одном районе на МТО СЦК немедленно снизить мощность реактора до исчезновения сигналов СФКРЭ, а затем увеличением расходов в ТК устранить сигналы " $K_3 \leq 1$ ".

10.8.5. При появлении одного и более предупредительных сигналов от датчиков контроля энерговыделения по радиусу реактора (ДКЭ) устранить их путем перераспределения энерговыделения стержнями РР или УСП.

10.8.6. Мощность аксиальной половины реактора считается завышенной, если число предупредительных сигналов ДКЭ по высоте в этой половине реактора на 2 больше, чем в другой.

При обнаружении такого перекоса устранить его стержнями СУЗ (УСП, РР). Для сохранения радиально-азимутального распределения энерговыделения в процессе устранения высотных перекосов регулирование стержнями СУЗ производить путем эквивалентного размена перемещаемых стержней УСП на участки ближайших к ним стержней РР.

10.9. При повышении общей нейтронной мощности на 5% и более восстановить мощность с помощью задатчика.

Если с помощью задатчика мощность восстановить не удастся, снизить мощность до заданной кнопкой АЗ-3.

Проверить исправность автоматических регуляторов мощности реактора. Устранить неисправность.

10.10. При появлении сигналов от датчика СФКРЭ по высоте действовать согласно "инструкции по эксплуатации реактора РБМК-1000"

10.11. Снижение расхода воды через технологический канал (ТК).

10.11.1. Появление сигнала СРВ в отдельном канале с ТВС:

а) при расходе воды по указывающему прибору в пределах $СРВ \pm 2 \text{ м}^3/\text{ч}$ восстановить расход воды открытием ЗРК. Проверить показания показывающего прибора осциллографом. При неисправности показывающего прибора контроль за расходом воды вести периодически (через 2 часа) по осциллографу до устранения неисправности;

б) при расходе воды ниже уставки СРВ, но выше $10 \text{ м}^3/\text{час}$ немедленным приоткрытием ЗРК вплоть до полного открытия восстановить расход, проверить расходомер осциллографом и состояние кассеты в канале с помощью системы КГО. Если расход стабилизировался ниже уставки СРВ, снизить мощность реактора до предельного значения, соответствующего установившемуся расходу воды в данном ТК согласно таблице п. 9.4, выгрузить из канала ТВС и восстановить мощность реактора;

в) при снижении показаний расхода воды ниже $10 \text{ м}^3/\text{час}$ немедленно открыть ЗРК полностью, взять расход воды через канал на контроль по осциллографу и поканальной системе КГО.

При отсутствии расхода по осциллографу, но при наличии пика азотной активности в ТК с СРВ такого же или большего по сравнению с соседними ТК и отсутствии осколочной активности прикрыть ЗРК канала мощностью более 2000 кВт до 15 мм открытия, мощностью 2000 кВт и менее до 9 мм открытия (по ходу штока).

При отсутствии расхода по осциллографу, если пик азотной активности в ТК с СРВ в два или более раза меньше пика в соседних каналах или при неисправной поканальной системе КГО, - немедленно зашлупить реактор кнопкой АЗ-5.

При наличии расхода воды в ТК по осциллографу и пика азотной активности, как в соседних каналах, контролируя расход по осциллографу, прикрыть ЗРК до положения, которое на 1 мм хода штока больше значения, предшествующего операции открытия.

В дальнейшем контроль расхода через ТК с неисправными расходомерами вести по поканальной системе КГО один раз в сутки в режимах "разность" и "интеграл".

В случае выхода из строя поканальной системы КГО усилить контроль за осколочной активностью в барабан-сепараторах и гамма-фоном от паропроводов, принять необходимые меры для устранения неисправности поканальной системы КГО в кратчайший срок.

Если в течение 2-х часов в поканальной системе КГО не устранена неисправность и система не введена в работу или в случае заметного роста осколочной активности в барабан-сепараторах или гамма-фона от паропроводов, – заглушить реактор кнопкой АЗ-5.

10.11.2. Появление СРВ в ТК с ДП или столбом воды.

Проверить наличие расхода воды по осциллографу, поставить на контроль наличие расхода воды в ТК (по азотной активности системы КГО), проверить исправность расходомера.

При отсутствии расхода по осциллографу открыть ЗРК полностью, контролируя появление пика азотной активности, прослушать стуки в канале из ЦЗ.

При наличии пика азотной активности или стука прикрыть ЗРК до исходного положения, но не менее 3 мм открытия (по ходу штока).

Если пик азотной активности отсутствует и стуки в ТК не появились даже при полном открытии ЗРК, что свидетельствует о возможном отсутствии расхода – заглушить реактор кнопкой АЗ-5.

10.11.3. Подъём мощности реактора при наличии сигнала СРВ допускается только после установления и ликвидации причин снижения расхода воды через ТК по п.п. 10.11.1÷10.11.2 с разрешения главного инженера станции.

10.12. Повышение расхода воды в ТК до предела ПРВ:

а) проверить наличие признаков разрыва трубопроводов контура МПЦ;

б) проверить исправность расходомера;

в) проверить распределение поля энерговыделения, при необходимости выровнять распределение.

При наличии признаков разрыва трубопроводов КМПЦ немедленно заглушить реактор кнопкой АЗ-5, действуя в соответствии с гл. 13;

г) в случае отсутствия признаков по п.п. а, б, в действовать в соответствии с "Инструкцией по организации и производству работ при регулировании расходов теплоносителя через технологические каналы реактора".

10.13. Увеличение давления пара в барабан-сепараторах более, чем на 2 кгс/см^2 сверх рабочего:

а) в случае увеличения давления в барабан-сепараторах в связи со сбросом нагрузки одного из 2-х работающих ТТ или обоих по причинам аварий проследить за снижением мощности реактора до уровня, соответствующего оставшейся нагрузке или до нуля. Излишки пара сбросить через БРУ-К или БРУ-ТК (возможно срабатывание ГПК) или при отказе автоматики выполнить операцию дистанционно,

б) проверить исправность авторегулятора давления пара в барабан-сепараторах, при неисправности его перейти на резервный.

В случае, если реактор не удается удержать на новом уровне мощности из-за отравления, заглушить реактор, поддерживая нормальное давление в контуре за счет сокращения расхода из барабан-сепараторов.

10.14. Если при работе блока на мощности произошло аварийное снижение давления в барабан-сепараторах, но не ниже 35 кгс/см^2 , разрешается восстановить давление (вплоть до первоначального) за время не менее 5 минут, при условии, что с момента начала снижения давления и до восстановления прошло не более 60 минут. По истечении этого времени разогрев контура вести со скоростью 30°C/час , не превышая допустимой разности температур по металлоконструкциям схем "Е", "ОР" и барабан-сепараторам.

10.15. Снижение уровня в барабан-сепараторах любой стороны реактора:

а) в случае снижения уровня в барабан-сепараторах из-за утечки воды из контура МПЦ или разрыва питательных трубопроводов, не дожидаясь срабатывания аварийной защиты по уровню, заглушить реактор кнопкой АЗ-5 и закрыть СРК турбин.

Если отсечь поврежденный участок или устранить неисправность не удастся, приступить к расхолаживанию для производства ремонтных работ;

б) в случае резкого увеличения сопротивления фильтров питательного узла открыть полностью резервную нитку питательного узла и линию пускового регулятора. При невозможности удержать уровни за счет принятых мер – снизить мощность блока до стабилизации номинального уровня в барабан-сепараторах;

в) если уровень снизился из-за неисправности автоматических регуляторов уровня в барабан-сепараторах – отключить регуляторы, восстановить уровень ручным регулированием, устранить неисправность в цепях автоматических регуляторов;

г) в случае потери контроля за уровнем по всем приборам обоих барабан-сепараторов, хотя бы с одной стороны контура МПЦ реактора, немедленно, с помощью электромагнитных защитных устройств, отключить оба турбогенератора, проверить срабатывание АЗ-5, одновременно полностью открыть два регулирующих клапана той стороны реактора, где потерян контроль за уровнем. Проверить закрытие и обжечь главные паровые задвижки обеих турбин.

В дальнейшем, если контроль за уровнем в барабан-сепараторах не удалось восстановить, питание барабан-сепараторов вести ориентировочно по балансу воды и пара по сторонам реактора и замеру уровня воды в контуре МПЦ по образцовому манометру (при давлении в контуре близком к атмосферному);

д) если снижение уровня в барабан-сепараторах явилось следствием сброса мощности реактора по причинам, не связанным с утечкой теплоносителя из контура МПЦ или питательно-парового тракта блока, то во избежание последующей перепитки барабан-сепараторов за время 1,5÷2 мин. с момента срабатывания АЗ снизить расход питательной воды до 100÷150 т/ч на сторону реактора, в работе оставить один ПЭН, в дальнейшем уровень отрегулировать согласно требованиям гл. 2 или гл. 6 в зависимости от величины простоя блока.

10.16. Повышение уровня в барабан-сепараторах:

а) при повышении уровня отключить авторегулятор, восстановить уровень вручную;

б) если уровень достиг уставки срабатывания защиты и она не сработала, немедленно воздействием на электромагниты защитных устройств остановить ТГ и заглушить реактор кнопкой АЗ-5.

10.17. Снижение уровня в деаэраторах:

а) при снижении уровня из-за сброса мощности реактора отключить регулятор уровня в деаэраторе, подпитку химически очищенной воды в конденсаторы турбин оставить на прежнем уровне;

б) в случае снижения уровня в деаэраторах по причинам утечки пара, воды из контура блока, превышающих производительность подпиточных устройств, действовать в соответствии с гл. 13;

в) в случае снижения уровня по причинам уменьшения расхода конденсата от турбин, действовать согласно "Инструкции по эксплуатации турбоустановки";

г) в случае потери контроля уровня по всем приборам, в том числе и водомерным стеклам обеих групп деаэраторов, заглушить реактор кнопкой АЗ-5 и действовать в соответствии с гл. 12.

10.18. Отклонение расхода воды по отдельным каналам СУЗ, КД, ДКЭ (появление сигналов СРВ и ПРВ).

10.18.1. При снижении расхода воды через канал менее $3,3 \div 3,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ (сигнал СРВ):

- извлечь стержень из активной зоны на ВК;
- проверить наличие воды в головке канала и исправность расходомера;
- проверить открытие вентиля подачи воды в канал, в допустимых пределах увеличить общий расход по контуру.

10.18.2. Реактор должен быть заглушен кнопкой АЗ-5, если:

- а) из головки канала идет пар;
- б) расход воды через канал менее $2 \text{ м}^3/\text{ч}$ (или неисправен расходомер) и нет воды в головке канала;
- в) невозможно извлечь стержень из активной зоны:
 - при расходе более $2\text{-}x \text{ м}^3/\text{ч}$ и отсутствии воды в головке канала;
 - при расходе $2\text{-}x \text{ м}^3/\text{ч}$ и менее (или неисправен расходомер) и наличии воды в головке канала.

Блок должен быть заглушен до нулевой мощности в соответствии с гл. 12 "Регламента" с разрешения главного инженера при невозможности извлечь стержень из активной зоны при расходе воды более $2 \text{ м}^3/\text{ч}$ и наличии воды в головке канала.

10.18.3. Допускается временная работа реактора до устранения причин снижения расхода при извлеченном из активной зоны стержне, если:

- а) расход воды через канал менее $2 \text{ м}^3/\text{ч}$ (или неисправен расходомер), а вода в головке канала имеется;
- б) расход воды через канал более $2 \text{ м}^3/\text{ч}$, а воды в головке канала нет и при этом не происходит перегрева сервопривода.

10.18.4. Действия при повышении расхода выше $5 \text{ м}^3/\text{час}$ (сигнал ПРВ):

- а) проверить отсутствие сигналов по системе КЦТК и исправность расходомера;
- б) проверить целостность магистралей контура охлаждения СУЗ.

При обнаружении течей проследить за всеми параметрами контура охлаждения СУЗ и при обнаружении недопустимых отклонений приступить к разгрузке блока в соответствии с гл. 12 "Регламента";

в) если течь не обнаружена, проверить визуально наличие воды в головке канала; при отсутствии воды в головке канала допускается временная работа реактора с извлеченным стержнем до устранения причин повышения расхода; при невозможности извлечь стержень – заглушить реактор кнопкой АЗ-5;

г) если течь не обнаружена, вода в головке канала есть и все параметры по контуру охлаждения СУЗ и КЦТК в норме, извлечь стержень из активной зоны, с помощью регулирующего клапана снизить расход до нормального с контролем наличия воды в головке канала; при невозможности извлечь стержень – разгрузить блок до нулевой мощности с разрешения главного инженера.

10.19. Повышение температуры на выходе из каналов охлаждения отражателя.

10.19.1. При повышении температуры до 95°C на выходе из канала охлаждения отражателя проверить исправность прибора, общий расход через все КОО, проверить показания системы КЦТК, проверить температуру на всех каналах. При обнаружении течи действовать согласно гл. 13 "Регламента".

10.19.2. При повышении температуры воды до 95°C на выходе 10 и более каналов охлаждения отражателя любой стороны реактора или повышении температуры сливного трубопровода любого КОО до 100°C – заглушить блок до нулевой мощности с разрешения главного инженера станции.

10.20. Повышение температуры графита.

Определить причины повышения температуры. Проверить наличие перекаса поля энерговыделений. В случае роста температуры графита из-за увеличения % содержания в смеси азота, что свидетельствует о неисправностях в системе гелиевой очистки, снизить мощность реактора до уровня, при котором температура графита будет не выше предельной, устранить неисправность в системе очистки гелия, восстановить мощность.

10.21. Течь технологического канала (ТК) реактора.

10.21.1. При появлении сигнала влажности на табло влажности или сигнала повышения температуры газа на МТК-1 включить табло МТК-2 на контроль температуры газа, определить канал с повышенной

температурой, тщательно фиксировать в оперативных журналах последовательность появления сигналов температуры газа, область повышенной влажности включить на глубокий отсос вакуум-системой КЦТК.

10.21.2. Измерить по вызывному устройству и осциллографу расходы в каналах с повышенной температурой газа в системе КЦТК. Если одновременно с сигналами влажности или температуры газа в этом районе обнаружен ТК с расходом выше уставки ПРВ вплоть до зашкаливания расходомера, – заглушить реактор кнопкой АЗ-5.

10.21.3. Определить суммарную величину течи по мерному бачку конденсатора газового контура, увеличению уровня в баке водокольцевого компрессора, по мерному бачку дренажей со схемы ОР, по дренажу из полостей нижних трактов каналов СУЗ, КД и ДКЭ.

10.21.4. После определения ячейки с текущим каналом или при течи в кладку более 10 кг/час – заглушить реактор кнопкой АЗ-5.

10.21.5. Если одновременно с сигналами влажности или температуры газа в системе КЦТК обнаружены:

- рост течи в кладку реактора;
- или рост давления газа на входе и выходе реактора;
- или срабатывание гидравлических предохранительных затворов;
- или резкое изменение реактивности;
- или перекос мощности;
- или одновременное появление 2-х и более сигналов влажности с одновременным быстрым увеличением количества каналов с повышенной температурой газа,
- немедленно заглушить реактор кнопкой АЗ-5 и действовать в соответствии с главой 13.

10.22. Ухудшение качества газовой смеси на входе в реактор.

10.22.1. Увеличение содержания азота в гелиевой смеси;

- а) устранить неисправность в системе гелиевой смеси;
- б) если неисправность устранить не удастся, а содержание азота продолжает расти, снижать мощность, поддерживая температуру графита не более 750°С. При неработоспособности системы очистки гелия перейти на азотную продувку графитовой кладки. Проверить активность сбрасываемого в вентрубу азота, и в случае превышения допустимого суточного выброса РБГ, снизить расход азота не менее, чем до 200 нм³/ч. Если в этом случае суточный выброс превышает допустимый, снизить мощность реактора до уровня, при котором выброс не превышает норму.

10.22.2. Увеличение содержания примесей в газе на входе в реактор.

Восстановить нормальную работу системы очистки гелиевой смеси и АКС.

10.23. Увеличение содержания примесей в газе на выходе из реактора:

а) проверить состояние импульсных труб КЦТК и элементов газового контура от реактора до компрессоров газового контура;

б) проверить наличие течей в кладку реактора;

в) проверить качество газа, подаваемого в реакторе в металлоконструкции реактора; увеличение содержания аргона может произойти из-за ухудшения качества азота, подаваемого на продувку полостей и металлоконструкций реактора, либо из-за ухудшения работы системы очистки гелия;

г) в случае увеличения содержания примесей в газе выше норм, указанных в п. 9.18, и при отсутствии течи воды в кладку в течение 2-х часов путем изменения режимов работы системы очистки гелия и увеличения давления газовой смеси в реакторном пространстве попытаться снизить содержание кислорода или CO_2 в кладке.

Если принятые меры не дали желаемого результата, снизить мощность реактора до уровня, при котором температура графита не превышает 500°C . В случае дальнейшего повышения содержания кислорода и CO_2 в течение последующих 12 часов работы, снизить мощность реактора до уровня, при котором температура графита не превышает 350°C . Принять меры по обнаружению источников присосов.

10.24. Ухудшение качества воды контура МПЦ.

По химанализам определить источник загрязнения, принять меры, исключая попадание "плохой" воды в контур вплоть до отключения потоков и оборудования:

а) при повышении удельной электропроводности турбинного конденсата (после конденсатоочистки) более $0,1 \text{ мксим/см}$ должен быть выявлен и отключен в течение суток текущий конденсатор;

б) если содержание хлор-иона+фторид-иона увеличилось до 150 мкг/кг и не снижается в течение 24 часов, приступить к разгрузке блока с разрешения главного инженера до уровня, при котором расход питательной воды позволит удерживать содержание хлорид-иона+фторид-иона в воде контура МПЦ не более 100 мкг/кг .

10.25. Ухудшение качества воды контура СУЗ.

При ухудшении качества воды контура СУЗ за пределы установленных норм необходимо за время не более одних суток привести качество воды в допустимые пределы.

10.26. Повышение содержания водорода в газе (в парогазовой смеси после эжекторов).

Независимо от мощности реактора и нагрузки турбин при содержании водорода в газе за контактными аппаратами УСГС более 0,05%, но не выше 0,4% объёмных, перейти на резервный контактный аппарат.

В случае быстрого увеличения содержания водорода в газе за контактным аппаратом до 0,4% объёмных немедленно перевести сброс выхлопа эжекторов в атмосферу, при этом суммарный выброс РБГ не должен превышать допустимых величин (п. 9.30). Повторное включение в работу УСГС разрешается после устранения причин, приведших к проскоку водорода.

В случае, если произошел выброс газа в систему снижения активности газа с содержанием водорода более 0,4% объёмных, немедленно сделать продувку трубопровода и ССАГ воздухом с доведением содержания водорода в газе на выходе и входе системы снижения активности газа ниже 0,4% объёмных.

10.27. При обнаружении осколочной активности по показаниям поканальной системы КГО выгрузить кассету с помощью РЗМ, загрузить свежую кассету.

ГЛАВА 11. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ СРАБАТЫВАНИИ АВАРИЙНЫХ ЗАЩИТ РЕАКТОРА

11.1. Общие положения.

11.1.1. Установить причину срабатывания АЗ.

11.1.2. Контролировать работу системы управляемого снижения мощности и ПК. При обнаружении неисправностей в системах управляемого снижения мощности и ПК – снижать мощность с помощью АЗ-3 (кнопки) или АЗ-5. При любых условиях запрещается уменьшать скорость снижения мощности, установленную для соответствующего сигнала АЗ.

11.1.3. После полного заглушения реактора ввести защиты по периоду разгона и малой мощности, переключением диапазонов поддерживать показания гальванометров и самописца нейтронной мощности в пределах шкалы.

11.1.4. Контролировать давление пара в барабан-сепараторах, не допуская резких изменений давления – срабатывания предохранительных клапанов высокого давления или упуска давления ниже 60 кгс/см².

11.1.5. При срабатывании защит реактора работы с накладками аварийных защит проводятся в соответствии с эксплуатационными и режимными картами.

11.1.6. При сбросе мощности реактора до 700 Мвт(т) (22% Nном) немедленно разгрузить ДРК работающих ГЦН до расхода 6500÷7000 м³/ч на каждом. При срабатывании АЗ-5 со сбросом мощности реактора до нуля, закрыть ДРК до расхода не менее 5500÷6000 м³/ч, предварительно убедившись в снижении нейтронной мощности без переключения шкал.

Управление ДРК ГЦН ключом группового управления в остальных случаях запрещается.

При неисправности ДРК разгрузку ГЦН производить напорными задвижками, в случае невозможности разгрузить ГЦН и напорной задвижкой – ГЦН отключить (в работе остается не менее 1 ГЦН на сторону).

11.1.7. После стабилизации мощности на новом уровне в соответствии с сигналом АЗ при частичной разгрузке извлечь стержни ПК-АЗ на верхние концевики и выровнять поле энерговыделения по датчикам СФКРЭ.

11.1.8. Во всех случаях запрещается вмешиваться в работу защит, автоматики и блокировок, кроме случаев их неисправности или неправильном срабатывании. Исключение могут составлять регуляторы уровня и давления в барабан-сепараторах, которые можно отключить от автоматики и управлять дистанционно с целью исключения перерегулирования.

11.1.9. При срабатывании АЗ-5 со сбросом мощности реактора до нуля, не связанным с неисправностью турбогенераторов и потерей питания собственных нужд, разгрузку блока вести в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не допуская потери питания собственных нужд блока.

В случае предполагаемой длительной остановки режим работы контура МПЦ определяет главный инженер станции.

11.1.10. До ввода быстродействующей автоматики разгрузки турбин при срабатывании защиты или сбросе мощности реактора вручную не допускать глубокого и быстрого снижения давления пара в барабан-сепараторах (более 5 ати от установившегося за время менее 10 мин) воздействием на синхронизаторы турбин вручную, вплоть до отключения работающих турбин электромагнитами защитных устройств.

11.2. Срабатывание АЗ-1.

Автоматическое снижение мощности реактора до 1920 мВт(т) (60% Nном).

11.2.1. При отключении одного из трех работающих ГЦН в любой насосной:

- а) проконтролировать снижение мощности до 60% Nном;
- б) выяснить причину отключения ГЦН и, при невозможности включения остановившегося ГЦН или резервного, остановить один ГЦН в другой насосной, оставив в работе по два ГЦН на сторону реактора;
- в) проверить отсутствие обратного вращения остановившихся ГЦН и соответствие расхода через ТК загрузке ГЦН. При наличии пропуска обратного клапана насоса закрыть напорную задвижку (при необходимости, всасывающую) и разобрать электросхему двигателя ГЦН;
- г) снизить зональные уставки СРВ и ПРВ в соответствии с установившейся мощностью;
- д) распределить нагрузку между турбогенераторами согласно указаниям НСС;

е) после включения в работу 3-х ГЦН в каждой насосной выставить прежние уставки СРВ и ПРВ и восстановить мощность блока с разрешения главного инженера.

11.2.2. При снижении расхода питательной воды до 0,75 G текущего значения:

а) проконтролировать снижение мощности до 60% Nном;

б) выяснить причину срабатывания защиты и при невозможности быстрого восстановления уровня мощности до прежнего значения снизить зональные уставки СРВ и ПРВ в соответствии с установившейся мощностью;

в) распределить нагрузку между ТГ согласно указаниям НСС;

г) после устранения причин снижения мощности, выставить прежние уставки СРВ, ПРВ и восстановить мощность блока с разрешения главного инженера станции.

11.2.3. При снижении уровня в барабан-сепараторах до -600 мм по уравнерам со шкалов +400÷-1200 мм:

а) проконтролировать снижение мощности до 60% Nном,

б) выяснить причину срабатывания защиты и при невозможности быстрого восстановления уровня мощности до прежнего значения снизить зональные уставки СРВ и ПРВ. В соответствии с установившейся мощностью;

в) распределить нагрузку между ТГ согласно указаниям НСС;

г) после устранения причины снижения мощности, выставить прежние уставки СРВ, ПРВ и восстановить мощность блока с разрешения главного инженера станции.

11.3. Срабатывание АЗ-2.

Снижение мощности реактора до 1600 мВт(т) (50% Nном) при отключении или сбросе нагрузки одним из 2-х работающих турбогенераторов:

а) проконтролировать снижение мощности реактора до 50% Nном;

б) проконтролировать изменение давления в барабан-сепараторах, в случае отклонения давления от номинального значения обеспечить его поддержание в соответствии с инструкциями;

в) проследить за работой автоматики подключения автоматического регулятора давления пара в барабан-сепараторах на синхронизатор оставшейся в работе турбины и затем, в течение 2-х минут, переключить регулятор на оставшуюся в работе турбину;

г) в течение 2-х минут работы генератора в "моторном" режиме без перерыва питания перевести питание секций собственных нужд 6 кВ на резервный трансформатор. В случае отключения генератора без выдержки времени проконтролировать работу АВР питания ГЦН (запитываются с секцией работающего турбогенератора) и АВР секций собственных нужд 6 кВ (запитываются от резервного трансформатора). При отказе АВР выполнить операции дистанционно;

д) останов турбины вести в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации турбины К-500-65/3000".

11.4. Срабатывание АЗ-3.

Снижение мощности реактора до 640 мВт(т) (20% Nном) при снижении **нагрузки** обоими или единственным работающим турбогенератором (снижение давления пара за регулирующими клапанами ниже 15 кгс/см²):

а) проконтролировать снижение мощности реактора до 20% Nном;

б) на работающих ГЦН снизить расход до 6500÷7000 м³/ч на каждом, согласно п. 11.1.6;

в) привести в соответствие тепловую мощность реактора и электрическую нагрузку блока (собственные нужды блока);

г) при невозможности ликвидировать аварию в течение 1 часа перевести питание секций собственных нужд 6 кВ без перерыва питания на один турбогенератор, второй вести на останов;

д) при невозможности ликвидировать аварию в течение 4-х часов перевести питание секций собственных нужд 6 кВ без перерыва питания на резервный трансформатор, а турбогенератор вести на останов в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации турбины К-500-65/3000".

Примечание:

Разрешенное время работы турбины в зависимости от нагрузки:

- на холостом ходу – 15 мин,
- при нагрузке 35 мВт(э) – 1 час,
- при нагрузке 70 мВт(э) – 4 часа,
- при нагрузке 150 мВт(э) – длительно

11.5. Срабатывание АЗ-4 (резервная).

11.6. Срабатывание АЗ-5.

Снижение мощности реактора до момента снятия аварийного сигнала, либо до полного заглушения реактора от следующих причин:

11.6.1. Срабатывание АЗ-5 по сигналу закрытия стопорных клапанов обеих турбин или единственной работающей турбины:

а) убедиться в снижении мощности реактора и вводе всех стержней СУЗ в активную зону;

б) в течение 2-х минут работы генераторов в "моторном" режиме без перерыва питания перевести питание секций собственных нужд 6 кВ на резервный трансформатор.

В случае срабатывания защит турбины или генератора с мгновенным воздействием на выключатели блока "генератор-трансформатор" проконтролировать работу АВР или, при отказе АВР, выполнить операции дистанционно;

в) с интервалом 30 сек включить ГЦН, питавшиеся с секций отключившегося турбогенератора.

11.6.2. Срабатывание АЗ-5 по сигналу отключения 2-х из 3-х работающих ГЦН в одной насосной или 3-х из 3-х в одной насосной:

а) проконтролировать снижение мощности реактора и ввод всех стержней СУЗ в активную зону;

б) немедленно приступить к восстановлению давления в КМПЦ;

в) при невозможности быстрого включения остановившихся ГЦН остановить в другой насосной такое же количество ГЦН;

г) в случае отключения всех ГЦН, с момента начала роста давления в КМПЦ, включить по 1 ГЦНу на сторону;

д) блок переводится в режим расхолаживания в соответствии с гл. 11 настоящего "Регламента".

11.6.3. Срабатывание АЗ-5 по сигналу полного обесточивания собственных нужд блока.

При полном обесточивании собственных нужд необходимо:

а) проконтролировать заглушение реактора всеми стержнями СУЗ, в крайнем случае, ввести стержни в активную зону ключом "Пит. МУФТ", стержни УСП ввести в активную зону в положение их максимальной эффективности;

б) проконтролировать закрытие СРК, ГПЗ и байпасов ГПЗ обеих турбин;

в) проверить наличие напряжения на секциях неотключаемых потребителей,

г) убедиться в запуске необходимого количества источников надежного питания. Режим дизель-генераторов при подключении нагрузки и в дальнейшем вести согласно "Инструкции по эксплуатации дизель-генераторов",

д) давление в барабан-сепараторах поддерживать номинальным;

е) убедиться в подаче воды через каналы СУЗ, КД, ДКЭ и КОО;

ж) проверить отключение выключателей рабочих и резервных вводов на секции надежного питания собственных нужд 6 кВ и включение фидеров от ДЭС. В случае отказа автоматики выполнить операции дистанционно;

з) после разворота дизель-генераторов проследить за самозапуском НА, НС и рабочих АПН. Во всех случаях обеспечить включение 2-х НА, 2-х НС, 2-х АПН, маслонасосов и валоповорота турбин;

и) остаточные тепловыделения реактора снимать сбросом пара через БРУ-ТК при наличии расхода охлаждающей воды на ТК, поддерживая номинальное давление в барабан-сепараторах. Уровни в деаэраторах поддерживать подачей воды согласно технологической схеме;

к) не позднее чем через 20 минут после начала разрядки аккумуляторной батареи, перевести нагрузку секций надежного питания категории "А" на дизель-генераторы;

л) после подачи напряжения от системы нагрузку ДЭС перевести на пуско-резервные трансформаторы, дизель-генераторы остановить;

м) решение о подъёме мощности реактора принимается главным инженером станции с ведома ВПО "Союзатомэнерго".

11.6.4. Срабатывание АЗ-5 по сигналу снижения расхода питательной воды до 0,5 G текущего значения. При этом необходимо:

а) убедиться в снижении мощности реактора и вводе всех стержней СУЗ в активную зону, в случае несрабатывания АЗ-5 заглушить реактор вручную;

б) вести контроль за уровнями в БС, не допуская их снижения до аварийных уставок путем подачи в БС необходимого расхода воды от ПЭН и минимального сброса пара из БС для расхолаживания, проследить за остановом ГЦН,

в) если отключились все ПЭНЫ, проследить за включением или немедленно включить в работу не менее двух АПН и НЧК с подачей в барабан-сепараторы горячей воды или холодной воды с подачей в РГК или барабан-сепаратор;

г) если в работе остался хотя бы один ПЭН или включился резервный, уровни в БС поддерживать за счет подачи питательной воды от ПЭН.

ГЛАВА 12. ПЛАНОВЫЙ ОСТАНОВ БЛОКА И РАСХОЛАЖИВАНИЕ РЕАКТОРА

12.1. Плановый останов блока производится в сроки, согласованные с диспетчерской заявкой. Операции по системам блока, опробование оборудования производится в соответствии с графиком ППР, утвержденным главным инженером станции, настоящим "Регламентом" и производственными инструкциями по эксплуатации.

12.2. Разрешение на начало разгрузки блока и режим снижения мощности дает НСС АЭС после согласования с диспетчером энергосистемы.

12.3. Снижение мощности блока производить при установившемся перед началом разгрузки давлении пара в барабан-сепараторах, как правило, путем снижения мощности реактора и разгрузкой одной из работающих турбин до нуля с последующей разгрузкой второй турбины.

При снижении нагрузки останавливаемого турбогенератора до 150 мВт(э) перевести собственные нужды, запитанные от его генератора, без перерыва питания на резервный трансформатор.

12.4. Снижение мощности реактора производить с помощью задатчиков регуляторов АР до 160 мВт(т) (5% Nном), а затем АРМ или кнопкой АЗ-5. Скорость снижения мощности реактора определяется режимом разгрузки турбин.

12.5. В процессе снижения мощности реактора включить защиту АЗММ, АРМ на мощности 160 мВт(т) (5% Nном) и АЭС на мощности 100 мВт(т) (~3% Nном).

12.6. По достижении мощности реактора 700 мВт(т) (~22% Nном) разгрузить ГЦН до расхода 6500÷7000 м³/ч.

12.7. Включение и отключение защит, автоматики и блокировок производить в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации и проверке технологических защит и блокировок" и "Регламентом переключения ключей и накладок".

12.8. Разгрузку турбогенераторов, их останов вести согласно требованиям "Инструкции по эксплуатации турбогенераторов". После посадки стопорных клапанов контролировать время выбега турбогенератора.

12.9. После заглушения реактора проверить, что все стержни СУЗ вошли в активную зону до нижних концевиков. Стержни УСП ввести в эффективную область. Взвести до верхних концевиков стержни АЗ.

12.10. После полного заглушения реактора ввести защиты по периоду разгона и малой мощности, переключением диапазонов поддерживать показания гальванометров и самописца нейтронной мощности в пределах шкалы.

12.11. Расхолаживание реактора и контура МПЦ должно производиться после отключения турбогенераторов путем постепенного снижения давления за счет регулируемого сброса пара из барабан-сепараторов.

12.12. Подключение насосов расхолаживания и включение их в работу, открытие байпасов на регенераторах производить в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации контура МПЦ".

12.13. После заглушения реактора допускается отключение по одному из трех работающих ГЦН в каждой насосной. После включения насоса НР допускается оставить в работе по одному ГЦН на сторону реактора, останов всех ГЦН и переход на естественную циркуляцию разрешается при снижении температуры воды в контуре МПЦ до 100°C.

Во время отключения питания электродвигателей ГЦН фиксировать время выбега ротора для проверки срабатывания и плотности обратного клапана на напоре ГЦН и состояния насосной части ГЦН (ГСП, уплотнения, проточная часть и пр.).

Проверить плотность обратного клапана на напоре ГЦН по изменению суммарного расхода через ТК после закрытия напорной задвижки остановившегося насоса.

12.14. В процессе останова и расхолаживания контура необходимо обеспечить поддержание в допустимых пределах следующих величин:

а) скорости снижения температуры воды в контуре МПЦ – не выше 10°C/ч. Изменение температуры контролировать по штатным точкам контроля температуры во всасывающих коллекторах ГЦН. (Дополнение 1 от 11.11.1984);

б) разности температур металла "верх-низ" барабан-сепаратора – не более 40°C;

в) перепад температур "ребро-тракт" схемы "Е" и "ОР" не более 50°C – в центральной части и не более 120°C – в периферийной части, (с 21 по 24 радиусы).

г) разности температур между низом барабан-сепараторов и питательной водой – не более 130°C.

В случае выхода любого из этих параметров за указанные значения немедленно принять меры к восстановлению параметра вплоть до временного прекращения расхолаживания контура.

12.15. Минимальная температура воды в контуре МПЦ не должна быть ниже 70°C . При необходимости производства ремонтных работ на контуре, в НВК, ПВК, барабан-сепараторах, коллекторах допускается расхолаживание контура МПЦ до 30°C .

ГЛАВА 13. АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ БЛОКА И АВАРИЙНОЕ РАСХОЛАЖИВАНИЕ РЕАКТОРА

13.1. Под аварийным расхолаживанием блока понимается процесс отвода остаточных тепловыделений от активной зоны полностью заглушенного реактора со скоростью снижения температуры воды в контуре МПЦ $30^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ с целью сохранения оборудования и сведения последствий аварий к минимальным.

13.2. Основными причинами аварийного расхолаживания блока являются следующие:

- возникновение угрозы обезвоживания активной зоны;
- течи и разрывы трубопроводов контура МПЦ, сопровождающиеся радиоактивными выбросами в помещения станции;
- течи и разрывы главных паропроводов;
- течи и разрывы трубопроводов питательной воды;
- течи и разрывы трубопроводов контура охлаждения каналов СУЗ, КД, ДКЭ, КОО;
- разгерметизация и разрывы технологических каналов;
- пожар на БЩУ;

13.3. Аварийное расхолаживание производится со скоростью снижения температуры воды в контуре МПЦ до $30^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ (и соответствующим снижением давления в барабан-сепараторах), за исключением случая, когда персонал не в состоянии управлять снижением давления, что имеет место при разрывах трубопроводов большого диаметра, непосадке предохранительных клапанов высокого давления, незакрытии БРУ-К, БРУ-ТК, а также при ликвидации перекосов температуры по сторонам аппарата сверх регламентированных значений захолаживанием аварийной стороны питательной водой. Изменение температуры контролировать по штатным точкам контроля температуры во всасывающих коллекторах ГЦН. (Дополнение 1 от 11.11.1984)

13.4. В любых аварийных режимах, в том числе и на заглушенном реакторе на ППР, должен быть обеспечен отвод остаточных тепловыделений от активной зоны.

Обезвоживание активной зоны не допускается.

13.5. Во избежание травмирования и повышенного воздействия активности на персонал во время аварий, связанных с образованием течей из контура МПЦ, должны быть приняты меры, предусмотренные инструкциями по ТБ и РБ.

13.6. Действия персонала при авариях по п. 13.2 на блоке должны производиться согласно "Инструкции по ликвидации аварий на тепломеханическом оборудовании реакторной установки", согласованной с Научным руководителем, Главным конструктором и Главным проектантом.

ГЛАВА 14. ЗАГЛУШЕНИЕ РЕАКТОРА НА ДЛИТЕЛЬНЫЙ ППР

14.1. Штатная система СУЗ РБМК должна обеспечивать заглушение реактора при всех условиях.

14.2. На время остановки на длительный ППР:

а) реактор должен быть заглушен всеми стержнями РР, ПК-АЗ, АР-1, 2, АРМ, ЛАР;

б) на верхние концевики должны быть извлечены 24 стержня АЗ;

в) все стержни УСП вводятся в зону их максимальной эффективности, с сервоприводов снимается питание, управление переводится на "ручное".

14.3. При снижении показаний указателей логарифма мощности до 10^{-9} А (не позднее 8-ми часов с момента заглушения реактора) включить приборы ИСС-ЗМ и БП-30М с предварительной проверкой исправности каждого измерительного канала вместе с камерами деления (КД). Опустить три камеры деления в каналы КД до отметки центра активной зоны.

14.4. В центральном зале постоянно должны быть готовы к постановке в реактор ДП в количестве не менее числа незагруженных каналов.

14.5. Во время ППР разрешается извлекать из активной зоны для работы с исполнительной частью СУЗ поочередно не более 5-ти стержней СУЗ, расположенных друг от друга не ближе 2-х метров.

14.6. Запрещается при любых условиях одновременно отключать все приборы контроля нейтронной мощности реактора.

Во время ППР должны быть в работе:

- не менее 2-х каналов ИСС;
- самописец мощности, подключенный к 2-м ИК или гальванометр, подключенный не менее, чем в 2-м ИК;
- не менее 2-х каналов АЗС;
- не менее 3-х каналов аварийной защиты малой мощности.

Отключение отдельных приборов контроля или защит из числа указанных допускается после прекращения всех операций, приводящих к изменению реактивности, с особого разрешения главного инженера станции и согласования зам. главного инженера по науке.

14.7. В течение всего ППР должна контролироваться температура графита не менее, чем в 1 точке на периферии и в 2-х точках по центру 3-х зонными термопарами на каждой стороне реактора.

14.8. В случае обнаружения увеличения нейтронной мощности реактора немедленно нажать кнопку АЗ-5 и сбросить все стержни СУЗ, поднятые для ремонтных работ, заполнить водой все обезвоженные каналы и сдренированные части контура МПЦ, приступить к установке ДП в пустые ячейки реактора.

14.9. Операции с активной зоной реактора должны производиться при выполнении следующих условий:

14.9.1. Перегрузка активной зоны реактора производится согласно "картограмме загрузки активной зоны", согласованной с научным руководством станции и утвержденной главным инженером станции.

14.9.2. Перегрузка активной зоны реактора производится оперативным персоналом реакторного цеха под непосредственным руководством начальника смены реакторного цеха и контролем НСС, согласно "Оперативного задания", утвержденного главным инженером станции и согласованного заместителем главного инженера по науке.

В процессе перегрузки НС РЦ заполняет

"Маршрутную карту замены ДП на ТВС и работ с ТК" и осуществляет контроль всех работ в соответствии с "Инструкцией по организации и проведению работ в ЦЗ блоков "А" и "Б" II очереди".

14.9.3. Не допускается одновременное проведение 2-х и более потенциально ядерноопасных работ из числа следующих:

- извлечение ДП;
- извлечение стержня СУЗ;
- загрузка ТВС;
- опорожнение контура СУЗ;
- слив, залив воды в ТК;
- опорожнение одного коллектора КМПЦ (всасывающего или напорного);
- опорожнение барабан-сепаратора одной стороны.

При проведении ядерноопасной работы должен быть обеспечен непрерывный контроль за состоянием реактора по штатным приборам ИСС, АЗС, гальванометру АЗМ или самописцу нейтронной мощности при исправнодействующей двухсторонней оперативной связи между пультом "А", БЩУ, ЦЗ, помещением, из которого производится операция.

14.9.4. Перед перегрузкой активной зоны реактора без РЗМ:

- реактор должен быть расхоложен до такого состояния, при котором температура воды контура МПЦ не более 80°C и температура графита не более 100°C;

- держать уровень воды в реакторе на отметке 1 м ниже верха головки ТК в ЦЗ и обеспечить подпитку активной зоны водой.

В процессе перегрузки допускается рост температуры графита до 140°C. Действия персонала должны быть в соответствии с производственной "Инструкцией по организации и проведению работ в ЦЗ блоков "А" и "Б" II очереди".

14.9.5. При проведении всех работ с активной зоной и по окончании перегрузки должна быть обеспечена подкритичность реактора не менее 0,01 при взведенных стержнях АЗ и введенных в зону максимальной эффективности стержнях УСП, а также при обезвоженных каналах контура СУЗ.

14.9.6. Извлечение ДП или загрузка ТВС допускается на малой скорости крана ЦЗ. В случае обнаружения роста нейтронной мощности реактора немедленно погрузить в ячейку извлекаемый ДП или извлечь ТВС, дальнейший порядок работ по перегрузке и дополнительные меры безопасности определяет главный инженер станции по согласованию с заместителем главного инженера по науке.

14.9.7. Слив воды из каналов контура СУЗ допускается не ранее, чем через 3 суток после заглушения реактора с предварительной проверкой подкритичности при температуре графита не выше 120°C, при этом должен быть обеспечен отвод тепла от сервоприводов СУЗ за счет работы вентиляции плитного настила.

ВНИМАНИЕ! Слив воды из каналов контура СУЗ приводит к высвобождению положительной реактивности, эквивалентной порядка 20÷50 стержням СУЗ в зависимости от состояния активной зоны.

При увеличении температуры графита до 150°C произвести расхоложивание графита за счет циркуляции по контуру МПЦ, в противном случае включить в работу контур СУЗ.

14.9.8. Одновременное опорожнение контура СУЗ и всасывающего или напорного коллектора на любой стороне контура МПЦ запрещается.

14.10. Система КРБ должна находиться в работе во время выполнения работ по п. 14.9.3.

ГЛАВА 15. ПРЕКРАЩЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ И ОПОРОЖНЕНИЕ ЧАСТЕЙ КОНТУРА МПЦ

15.1. Прекращение циркуляции в контуре МПЦ через проточные части ГЦН или байпасы их коллекторов.

15.1.1. Закрытие всасывающих или напорных задвижек на всех ГЦН и байпасе коллекторов ГЦН любой стороны контура или на обеих сторонах одновременно допускается через 24 часа после полного заглушения реактора при температуре контура не выше 100°C, графита не выше 100°C и уровней в барабан-сепараторах не ниже отметки геометрической оси при атмосферном давлении в БС.

15.1.2. Охлаждение активной зоны в этом случае должно производиться в барботажном режиме. При этом сброс пара из барабан-сепараторов производится в технологические конденсаторы, поддержание уровней в барабан-сепараторах обеспечивается подпиткой контура МПЦ.

Снижение или прекращение сброса пара из барабан-сепараторов осуществляется захлаживанием воды в БС с помощью доохладителей СПиР при включенных насосах НР.

15.2. Разрешается закрытие ремонтных задвижек на групповых коллекторах или ЗРК на трактах ТК в любом количестве, опорожнение напорных и групповых коллекторов не ранее, чем через 72 часа после заглушения реактора при выполнении следующих условий:

- наличие уровня воды в барабан-сепараторах выше уровня врезки верхнего ряда патрубков ПВК;
- температура воды в барабан-сепараторах не ниже 80-90°C (из-за гидроударов в ПВК);
- давление в барабан-сепараторах – атмосферное.

15.3. Опорожнение барабан-сепараторов и снижение уровня воды в контуре МПЦ на одной (или обеих) половинках реактора:

15.3.1. Снижение уровня в барабан-сепараторах ниже врезки трубопроводов ПВК разрешается при выполнении следующих условий:

- отсутствуют каналы, загруженные ТВС, с закрытыми ЗРК;
- открыты задвижки на входе в РГК;
- открыты задвижки на напоре и всасе как минимум 2-х ГЦН и байпасе коллекторов ГЦН.

15.3.2. Закрытие задвижек на всех ГЦН и байпасае коллекторов ГЦН при этом разрешается только при наличии подпитки активной зоны самотеком водой из ремонтного бака, который должен быть подключен к напорному коллектору ГЦН (или ко всем РГК).

15.3.3. Закрытие задвижки на входе в любой РГК разрешается только при наличии подпитки каналов данного РГК самотеком водой из ремонтного бака, который должен быть подключен непосредственно к РГК.

15.3.4. Во всех случаях уровень воды в контуре МПЦ не должен снижаться более, чем на 1 метр ниже головки каналов.

15.4. Во время ППР должен контролироваться уровень воды в контуре МПЦ или реакторе, как минимум, двумя способами на каждой стороне реактора:

а) при наличии уровня воды в барабан-сепараторах – по двум уровнемерам;

б) при отсутствии уровня по уровнемерам – по давлению в напорном коллекторе ГЦН, измеряемом манометром на БЩУ-О, со шкалой 0-4,0 кгс/см², дополнительно проградуированному в метрах от нулевой отметки (с дублированием показаний на регистрирующем приборе), и визуальному наблюдению за течью через подорванную пробку ТК, подлежащего перегрузке;

- при снижении уровня воды в контуре ниже головки технологического канала – по манометру на БЩУ (согласно п. 15.5б) и спецуровнемеру с выдачей предупредительного и аварийного сигналов в ЦЗ и на БЩУ-О.

15.5. При прекращении циркуляции воды через активную зону реактора на каждой стороне реактора должна контролироваться температура воды, как минимум, в 2-х ТК по датчикам термометрических кассет или специально для этого опущенным термопарам в полости кассет под гамма-камеры.

Разность температур воды в ТК по сторонам реактора не должна превышать 30°С, допускается кратковременное повышение разности температуры до 50°С на время не более 1,0 часа.

15.6. Во всех случаях снижения уровня воды в контуре МПЦ ниже контролируемого по уровнемерам барабан-сепаратора вся выходная дренажная арматура контура должна быть дотянута в закрытом

положении, заперта на цепь, электрические схемы приводов разобраны, кабели от электродвигателей к электроприводам отсоединены, вывешены плакаты, проверка состояния ее по списку должна производиться старшим инженером-механиком один раз в смену с записью в оперативном журнале НСРЦ.

15.7. Ремонтные работы по замене ЗРК или "Шадр" на ТК с ТВС должны производиться без опорожнения ТК.

Допускается, при необходимости, для замены "Шадр" или ЗРК опорожнение ТК на 5 минут не ранее, чем на четвертые сутки после заглушения реактора, перед **проведение** замены температура воды в каналах реактора не должна превышать 50°C . Замена ЗРК или "Шадр" в пустых ТК или ТК с ДП производится без ограничения по времени при температуре графита не более 150°C и температуре воды в контуре МПЦ перед опорожнением канала не более 50°C .

15.8. Во всех случаях опорожнения части КМПЦ должно быть обеспечено следующее:

15.8.1. Подпитка неопорожненных частей КМПЦ.

15.8.2. Готовности, как минимум, одного насоса АПН к включению в работу.

15.8.3. Готовность 2-х из следующих схем подпитки частей КМПЦ:

а) через АПН, на всас которого подается вода по любой из следующих схем:

- от любой пары деаэраторов с уровнем воды в них $2,3 \div 2,7$ м, при этом запас воды в баках ППР, в пределах $1300-1500$ м³,

- от БЧК с запасом воды в них не менее 2000 м³,

б) не менее одного НОНП от БЧК с запасом воды в них не менее 2000 м³,

в) не менее одного НОАП от ББ с уровнями в нем:

- верхний этаж – 1200 мм (от отметки пола)

- нижний этаж – 1200 мм (от отметки пола)

г) системы ремонтного бака (для опорожненных частей).

15.9. Операции по опорожнению и заполнению частей контура МПЦ должны выполняться по бланку переключений под руководством НС РЦ.

15.10. В процессе проведения ППР во всех случаях не допускается превышение рабочей температуры сервоприводов каналов СУЗ ($>85^{\circ}\text{C}$). Охлаждение сервоприводов осуществляется системой вытяжной вентиляции из-под плитного настила или периодическим включением в работу контура охлаждения СУЗ.

ГЛАВА 16. ОПЕРАЦИИ В ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

16.1. Для обеспечения безопасности и исключения возможности нарушения режима работающего оборудования сложные и ответственные переключения в схемах должны производиться по оперативным бланкам переключений согласно "Инструкции по оперативным переключениям в технологических системах блока".

16.2. При переключениях в технологических системах, которые могут привести к изменению реактивности реактора (переходы по ГЦН, ПЭН, т/о контура охлаждения СУЗ и т.п.), в эксплуатационных инструкциях должны быть предусмотрены меры дополнительной автоматической или ручной компенсации быстрых изменений реактивности.

16.3. На уровне мощности выше МКУ запрещается одновременная подрегулировка расхода теплоносителя более, чем в 1-ом ТК.

Подрегулировку расхода в ТК производить согласно эксплуатационной инструкции по организации и производству работ при регулировании расходов теплоносителя через технологические каналы реактора".

16.4. Распоряжение на выполнение переключений в основных технологических системах дает НСС. ЗНСС определяет ответственного исполнителя и осуществляет контроль за проведением операций.

ГЛАВА 17. РАБОТА С ЗАЩИТАМИ, БЛОКИРОВКАМИ И СИГНАЛИЗАЦИЕЙ БЛОКА И ИХ УСТАВКАМИ

17.1. Ввод и вывод защит и блокировок, отключение и включение сигнализации производятся в соответствии с эксплуатационными инструкциями и "Регламентом переключений ключей и накладок технологических защит и блокировок".

17.2. Пороговые значения уставок срабатывания защит, блокировок, аварийной и предупредительной сигнализации на оборудовании блока должны быть выставлены в измерительных устройствах в соответствии с "Таблицей уставок технологических защит, блокировок и сигнализации АЭС". утвержденной главным инженером станции. Действия персонала станции должны быть в соответствии с производственной инструкцией "Работа с уставками защит, блокировок и сигнализации блока" и "Регламентом переключений ключей и накладок технологических защит и блокировок".

17.3. Изменение уставок СФКРЭ производится в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации СФКРЭ".

ГЛАВА 18. РАБОТЫ В ЦЕПЯХ СУЗ, СФКРЭ, СЦК И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ АВТОМАТИКИ

18.1. Плановые работы в цепях СУЗ, СФКРЭ, СЦК и технологической автоматики во время работы блока на мощности проводятся по соответствующей программе, утвержденной ГИС, с оформлением заявки.

Операции по отключению в ремонт и включению после ремонта элементов систем СУЗ, СФКРЭ, СЦК проводит только оперативный персонал цеха ТАИ в соответствии с эксплуатационными инструкциями по распоряжению ЗНСС и НСС с согласия оператора (СИУБ, СИУТ, СИУР), в ведении которого находится отключаемая часть системы: аналогично и по системам технологической автоматики.

18.2. Схема питания систем СУЗ, СФКРЭ, СЦК "Скала" при работе блока в энергетическом режиме должна соответствовать "Эксплуатационной схеме питания СУЗ, СФКРЭ и СЦК "Скала", утвержденной ГИС.

18.3. Вывод в ремонт СЦК "Скала" с работой в конфигурации 1,5 допускается только на стационарном режиме работы блока на время не более 2 часов в смену при исправно действующей СФКРЭ по радиусу.

ГЛАВА 19. КОНТРОЛЬ ИСПРАВНОСТИ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ Б Л О К А

19.1. Системы и их отдельные элементы, от которых зависит безопасность эксплуатации блока (оборудование 1 контура, системы аварийной защиты, устройства противоаварийной автоматики, системы аварийного охлаждения активной зоны реактора и т.д.), должны подвергаться периодической проверке для определения их исправного функционирования и соответствия требованиям "Регламента" по графику проверок, утвержденному главным инженером станции.

19.2. Во время работы блока на мощности проверка исправности элементов систем безопасности производится с разрешения ЗНСС и в присутствии начальника смены цеха, в ведении которого находится проверяемое оборудование. Результаты проверки записываются в оперативные журналы НС соответствующих цехов и НС ЦТАИ.

Действия персонала должны быть в соответствии с производственной инструкцией "Контроль исправности систем безопасности блока".

19.3. Проверка исправности предохранительных клапанов ГПК, ПК-Д, ПК-СПП, ПК-БРУ-Д должна производиться не реже одного раза в шесть месяцев, а также после проведения ремонтных работ на предохранительных клапанах. При зависании ГПК во время проверки или после срабатывания в процессе работы, руководствоваться "Инструкцией по ликвидации аварий".

19.4. Проверка исправности автоматики и оборудования системы аварийного приема пара в ББ, технологические конденсаторы и системы аварийного приема пара из помещений должна производиться не реже одного раза в три месяца.

19.5. Проверка исправности БРУ-К, БРУ-ТК должна производиться не реже одного раза в месяц поочередным приоткрытием клапанов с БЩУ-О на 10-15% по УП.

19.6. Опробование АПЭН – не реже одного раза в месяц на рециркуляцию.

19.7. Опробование НЧК – не реже одного раза в месяц с контролем суммарного расхода от НЧК.

19.8. Переходы в работе на резервные насосы производить в соответствии с "Графиком работы оборудования блока".

19.9. Проверку исправности цепей логики СУЗ производить перед каждым подъёмом мощности после ППР.

19.10. Проверка движения стержней СУЗ должна производиться на любом уровне мощности не реже одного раза в три месяца путем поочередного погружения каждого стержня в активную зону из крайнего верхнего положения на 1,5-2,0 м.

В процессе проверки перемещений стержней контролировать:

- отработку АР изменением реактивности;
- плавность хода проверяемого стержня по УП.

19.11. Проверка плотности герметичных помещений, штоковых проходов, уплотнений кабелей и трубопроводов, клапанов системы вентиляции, люков, шлюзов и других проходов через стены герметичных помещений системы локализации аварий – не реже одного раза в год, а также после проведения ремонтных работ в этих помещениях, при которых возможно нарушение герметичности.

ГЛАВА 20. ПЕРЕГРУЗКА АКТИВНОЙ ЗОНЫ РЕАКТОРА С ПОМОЩЬЮ РЗМ

20.1. Перегрузка активной зоны реактора с помощью РЗМ производится в соответствии с производственной инструкцией "Перегрузка технологического канала с ТВС разгрузочно-загрузочной машиной на мощности реактора".

20.2. При разуплотнении ТК с вырывом пробки (сб. 15) создается аварийная ситуация с сильным запариванием ЦЗ, выбросом ТВС из активной зоны и утечкой теплоносителя из КМПЦ до 300 т/ч.

В этом случае необходимо выполнить следующее:

- а) немедленно с пульта РЗМ заглушить реактор кнопкой АЗ-5, сообщить по громкоговорящей связи на БЦУ;
- б) приступить к аварийному расхолаживанию реактора. При этом всеми доступными средствами обеспечить поддержание уровней в барабан-сепараторах и подпитку деаэраторов;
- в) действия персонала определяются положениями "Инструкции по ликвидации аварий".

Глава 21. УПРАВЛЕНИЕ БЛОКОМ С РПУ

21.1. Останов реактора и расхолаживание блока с РПУ производится при выходе из строя БЩУ-О и когда нахождение персонала на блочном щите недопустимо, а именно:

- а) пожар на пультах и панелях БЩУ-О,
- б) в других случаях, когда невозможно пребывание оперативного персонала на БЩУ-О (угроза жизни людей).

21.2. Действия оперативного персонала с РПУ определяются положениями "Инструкции по ликвидации аварий".

21.3. В нормальном эксплуатационном режиме обслуживание, профилактика и охрана помещения РПУ производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации резервного пульта управления.

21.4. Все виды ремонтных работ в помещении РПУ производятся по нарядам под наблюдением оперативного персонала реакторного цеха -2.

21.5. Уборка помещения РПУ производится только в присутствии лица из числа оперативного персонала РЦ-2.

Директор Чернобыльской АЭС

В.П.БРЮХАНОВ

Главный инженер

Н.М.ФОМИН

Зам. главного инженера
по эксплуатации

А.С.ДЯТЛОВ

Зам. главного инженера
по науке

М.А.ЛЮТОВ

Начальник ПТО

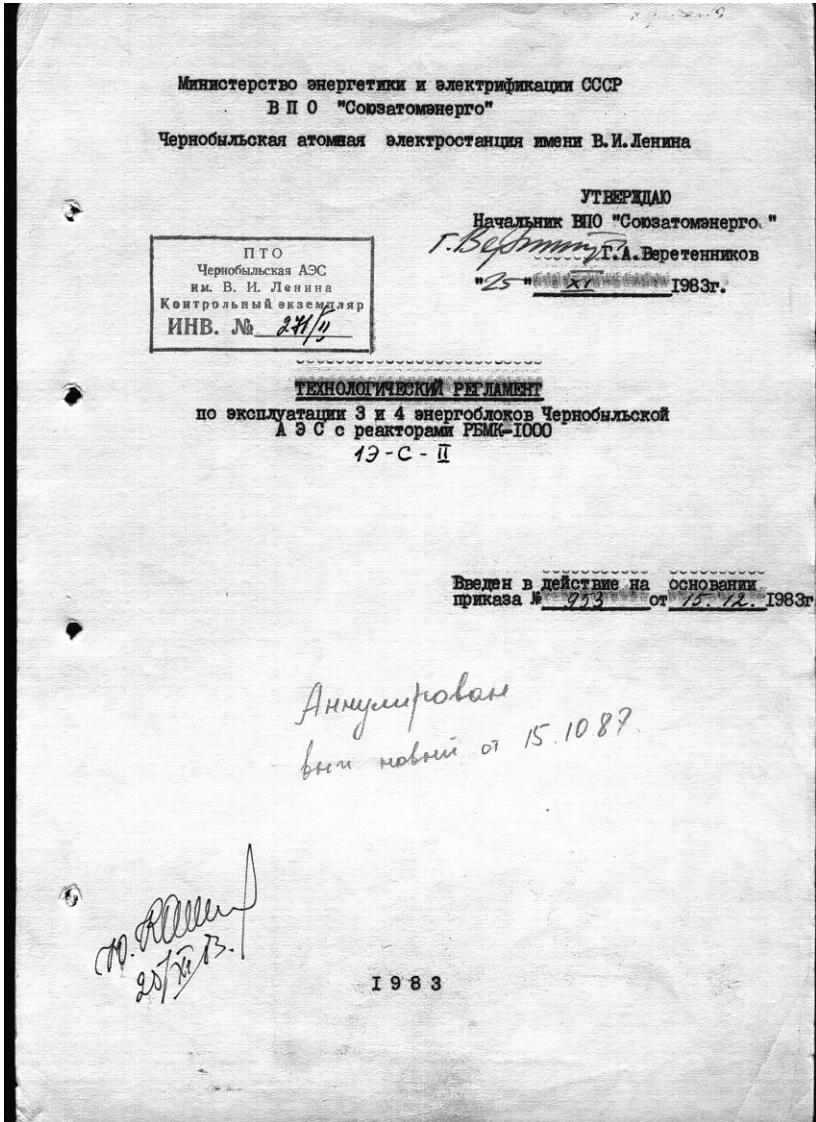
А.Д.ГЕЛЛЕРМАН

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

№ п/п	Дата	№ стр	№ разд. (подразж дела)	Содержание изменения (дополнения)	Основание	Под-лица внесш. измен.	Под-нач. цеха
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	15.11.84	17 78 80	2.9 12.14а) 13.3	Доп. 1 от 11.11.84. "Изменение температуры контролировать по штатным точкам контроля температуры во всасывающих коллекторах ГЦН."	Техрешение № 194 от 11.11.84.		
2.	10.07.85г.	29 35 35 36 37	5.5.2 6.6.9 6.6.10 6.7 7.3	Техническое извещение № 1 от 13.03.85г. Расп. ЧАЭС № 134 от 25.06.85г.			
3.	20.09.85	54	9.33	Технич. изв. № 2			

ИЛЛЮСТРАЦИИ

Титульный лист регламента:



Лист согласования регламента:

93

Глава 21. УПРАВЛЕНИЕ БЛОКОМ С РПУ

21.1. Останов реактора и расхолаживание блока с РПУ производится при выходе из строя БЦУ-0 и когда нахождение персонала на блочном щите недопустимо, а именно:

- а) пожар на пультах и панелях БЦУ-0,
- б) в других случаях, когда невозможно пребывание оперативного персонала на БЦУ-0 (угроза жизни людей).

21.2. Действия оперативного персонала с РПУ определяются положениями "Инструкции по ликвидации аварий".

21.3. В нормальном эксплуатационном режиме обслуживание, профилактика и охрана помещения РПУ производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации резервного пульта управления.

21.4. Все виды ремонтных работ в помещении РПУ производятся по нарядам под наблюдением оперативного персонала реакторного цеха -2.

21.5. Уборка помещения РПУ производится только в присутствии лица из числа оперативного персонала РЦ-2.

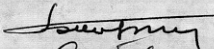
Директор Чернобыльской АЭС

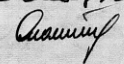
Главный инженер

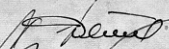
Зам. главного инженера
по эксплуатации

Зам. главного инженера
по науке

Начальник П Т О

 В.П. БРИХАНОВ

 Н.М. ФОМИН

 А.С. ДЯГЛОВ

 М.А. ЛИТОВ

 А.Д. ГЕЛЛЕРМАН

Лист регистрации изменений регламента:

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ							
№ п/п	Дата	№ стр	Бразд. (подраз. дела)	Содержание изменений (дополнения)	Основание	Под-пись	Под-пись
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	15.11.84	17	2.9	Изменили темпе- ратуры контролей по штатным таблицам температуры контроля температуры в базах вагонных коллекторах ГИИ.	Док. 1 от 11.11.84 № 194 от 11.11.84	<i>Л. К.</i>	
		78	12.14.2				
		80	13.3				
2.	10.07.85	29	5.5.2	техническое изменение № 1 от 10.07.85 г. РАСМ. УПС № 134 от 25.08.85 г.		<i>Генерал</i>	
		35	6.6.9				
		35	6.6.10				
		36	6.7				
		37	7.3				
3.	20.09.85	54	9.33	Технич. изм. № 2		<i>Л. К.</i>	
4.	30.11.86		2-8	Расширение от 30.11.86 г.	Тр. № 066 от 26.11.86	<i>В. С.</i>	

Лист ознакомления НСС с регламентом:

Л и с т о з н а к о м л е н и я .

№	Должности :	Ф. И. О.	Дата	Роспись	Примечание
1	инструктором НСС	Водопьянов	08.10.84	<i>[Signature]</i>	
2	«	Березко	18.10.84.	<i>[Signature]</i>	
3	«	Жук	18.10.84.	<i>[Signature]</i>	
4	«	Сорокин Б.С.	19.10.84	<i>[Signature]</i>	
5	«	Ильинский	22.10.84.	<i>[Signature]</i>	
6	«	Сладков	22.10.84	<i>[Signature]</i>	
7	«	Березнов	27.10.84.	<i>[Signature]</i>	
8	«	Рачин	10.02.84	<i>[Signature]</i>	
9	«	Борисов	11.08.87	<i>[Signature]</i>	

АННОТАЦИЯ

Текст регламента соответствует его состоянию 26.04.1986, текст приведен по экземпляру регламента с рабочего места начальника смены станции и сверен с оригиналом регламента Чернобыльской АЭС (<http://www.chnpp.gov.ua>).

Дополнения и изменения, внесенные в регламент до 26.04.1986 включительно, выделены **синим цветом**.

Выявленные опечатки выделены **красным цветом**.

Текст, удаленный из проекта регламента до его утверждения, выделен **серым цветом**.

PDF-файл подготовил Konstantin (<http://slavutich.kiev.ua/~sheffer>)