

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЯДЕРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
«МИФИ»

---

Р.П. Баклушин

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ АЭС

Часть I  
РАБОТА АЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Часть II  
ОБРАЩЕНИЕ С РАДИОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ

*Рекомендовано УМО «Ядерные физика и технологии»  
в качестве учебного пособия  
для студентов высших учебных заведений*

Москва 2011

УДК 621.311.25(075)  
ББК 31.47я7  
Б 19

*Баклушин Р.П.* Эксплуатация АЭС. Ч. I. Работа АЭС в энергосистемах.  
**Ч. II. Обращение с радиоактивными отходами:** Учебное пособие. М.: НИЯУ  
МИФИ, 2011. – 304 с.

Учебное пособие предназначено студентам вузов, специализирующихся в области атомной энергетики; может быть полезно работникам АЭС и специалистам, связанным с проектированием их.

В части I пособия обсуждаются условия работы энергосистем, характеристики станций, образующих системы, организация управления электроэнергетическими системами, требования к маневренности станций, входящих в системы, а также рассматриваются маневренные характеристики энергоблоков, работающих на российских АЭС, и то, как эти характеристики удовлетворяют требованиям энергосистемы.

В части II рассматриваются принципы обращения с радиоактивными отходами, неизбежно образующимися при эксплуатации атомных станций, технические решения, средства и системы, обеспечивающие снижение выхода их в окружающую среду, исключаящие недопустимое воздействие их на человека.

Подготовлено в рамках Программы создания и развития НИЯУ МИФИ.

Рецензент К.В. Куценко

ISBN 978-5-7262-1441-2

© *Национальный исследовательский  
ядерный университет «МИФИ», 2011*

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие .....	7
<b>Часть I. РАБОТА АЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ</b>	
Введение .....	12
Глава 1. ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	15
1.1. Понятие об энергосистемах и их роли в энергетике.....	15
1.2. Развитие электроэнергетических систем .....	18
1.3. Выгоды создания энергосистем.....	20
1.4. О проблемах, возникающих при создании систем .....	26
1.5. Управление энергосистемами .....	27
1.6. О качестве электрической энергии.....	33
1.7. Автоматика энергосистем .....	36
Глава 2. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	40
2.1. Неравномерность графика нагрузок .....	40
2.2. Показатели маневренных свойств электростанций .....	42
2.3. Типы электростанций и их маневренные возможности .....	43
Глава 3. ПОДДЕРЖАНИЕ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ.....	53
3.1. Общие положения .....	53
3.2. Физическая суть процессов регулирования частоты .....	54
3.3. Принципы регулирования частоты .....	57
3.4. Некоторые сведения из электротехники.....	64
3.5. Системные аварии. Устойчивость энергосистемы .....	66
3.6. Примеры системных аварий .....	73
Глава 4. АЭС И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	77
4.1. Место и роль АЭС в энергосистемах .....	77
4.2. Технические аспекты включения АЭС в энергосистемы.....	80
4.3. Взаимоотношения АЭС и энергосистемы .....	86
Глава 5. ТРЕБОВАНИЯ К МАНЕВРЕННОСТИ БЛОКОВ АЭС .....	90
5.1. Требования к маневренности АЭС для нормального режима работы энергосистемы .....	91

5.2. Требования к участию блоков АЭС в первичном регулировании частоты.....	94
5.3. Требования к АЭС при аварийных и нестационарных режимах работы энергосистемы .....	96
5.4. Некоторые итоги .....	105
Глава 6. ПОКАЗАТЕЛИ МАНЕВРЕННЫХ СВОЙСТВ АЭС .....	107
6.1. Диапазоны изменения мощности блока.....	107
6.2. Переходные режимы блоков.....	112
6.3. Приемистость .....	120
Глава 7. МАНЕВРЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР .....	121
7.1. Мощностные диапазоны.....	121
7.2. Переменные режимы блока.....	127
7.3. Приемистость .....	134
7.4. Соответствие маневренных характеристик блоков ВВЭР требованиям энергосистемы .....	134
Глава 8. МАНЕВРЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ РБМК.....	136
8.1. Мощностные диапазоны.....	137
8.2. Переходные режимы блока.....	143
8.3. Соответствие маневренных характеристик блоков РБМК требованиям энергосистемы .....	146
Глава 9. МАНЕВРЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ БН .....	149
9.1. Мощностные диапазоны.....	150
9.2. Переходные режимы блока.....	152
9.3. Соответствие маневренных характеристик блоков БН требованиям энергосистемы .....	153
Глава 10. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННОСТИ АЭС .....	155
10.1. Улучшение характеристик оборудования и твэлов .....	155
10.2. Тепловые аккумуляторы.....	164

10.3. Внешние аккумуляторы энергии .....	169
<i>Список литературы к части I</i> .....	175
<i>Сокращения, принятые в части I</i> .....	179

## **Часть II. ОБРАЩЕНИЕ С РАДИОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ**

Введение .....	182
Глава 1. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АЭС .....	184
1.1. Обеспечение радиационной безопасности .....	184
1.2. Образование РАО .....	186
1.3. Пути распространения радионуклидов в природной среде .....	191
Глава 2. ОБЩИЕ ПОДХОДЫ К ОБРАЩЕНИЮ С РАО .....	195
2.1. Основные принципы обращения с РАО .....	195
2.2. Нормирование радиационного воздействия АЭС .....	198
2.3. Классификация радиоактивных отходов .....	200
2.4. Общая схема обращения с РАО .....	202
2.5. Реализация принципов обращения с РАО на АЭС .....	209
Глава 3. ТВЕРДЫЕ РАДИОАКТИВНЫЕ ОТХОДЫ И ОБРАЩЕНИЕ С НИМИ	
3.1. Источники и виды ТРО .....	213
3.2. Обработка ТРО .....	215
3.3. Хранение ТРО .....	220
Глава 4. ОБРАЩЕНИЕ С ЖИДКИМИ РАДИОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ .....	222
4.1. Общие положения .....	222
4.2. Источники ЖРО на АЭС .....	224
4.3. Принципы обращения с ЖРО .....	227
4.4. Классификация ЖРО .....	230
4.5. Требования нормативных документов к системам обращения с ЖРО на АЭС .....	231
4.6. Системы для обращения с ЖРО .....	234
4.7. Обращение с ЖРО .....	246

Глава 5. ОБРАЩЕНИЕ С ГАЗООБРАЗНЫМИ ОТХОДАМИ .....	254
5.1. Требования нормативных документов.....	254
5.2. Источники газовых радиоактивных отходов.....	256
5.3. Способы снижения активности ГРО.....	263
5.4. Очистка технологических сдувок.....	279
5.5. Вентиляция рабочих помещений.....	289
5.6. Газоаэрозольные выбросы при авариях на АЭС.....	297
<i>Список литературы к части II.....</i>	<i>298</i>
<i>Сокращения, принятые в части II .....</i>	<i>302</i>

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В связи с развертываемой в нашей стране программой развития атомной энергетики всё более важное значение приобретает подготовка для АЭС квалифицированных кадров, хорошо и всесторонне знающих особенности энергоблоков и реакторных установок, ими управляемыми, понимающих требования к их эксплуатации, и условия, в которых они работают, в том числе это касается и вопросов, излагаемым в настоящей книге.

Она входит в серию учебных пособий по курсу «Эксплуатация АЭС», которая намечена к изданию Национальным исследовательским ядерным университетом «МИФИ». Полный курс, который автор читает в Обнинском институте атомной энергетики, включает темы, раскрывающие различные стороны эксплуатации атомных станций:

1. Введение (Развитие атомной энергетики: история, проблемы, перспективы).
2. Правовые основы эксплуатации АЭС.
3. Организация эксплуатации АЭС.
4. Эксплуатация и безопасность.
5. Стационарные режимы нормальной эксплуатации.
6. Переходные режимы нормальной эксплуатации.
7. **Работа АЭС в энергосистемах.**
8. Перегрузка топлива и обращение с ним на АЭС.
9. Ремонты и техническое обслуживание.
10. Контроль состояния твэлов.
11. **Обращение с радиоактивными отходами.**
12. Техничко-экономические показатели эксплуатации.
13. Режимы АЭС при нарушениях нормальной эксплуатации.
14. Ввод АЭС в эксплуатацию.
15. Продление эксплуатации; вывод из эксплуатации.

По замыслу автора весь курс будет изложен в 5–6 книгах, объемом примерно совпадающим с той, которую Вы держите в руках. В настоящей работе же представлены две не связанные друг с другом, но важные темы курса (в списке они выделены).

Одна посвящена вопросу, который слабо разработан и мало описан в литературе, – работе АЭС в энергосистемах, взаимодейст-

вию станций и систем, требованиям к АЭС и их маневренности, которые в связи с этим возникают, и тому, как эти требования могут быть удовлетворены современными энергоблоками.

Текст, относящийся к этой теме, можно разделить на две части. В первой (главы 1–5) дается понятие об энергетических системах, обсуждаются условия их работы, организация управления ими и, наконец, характеристики станций, входящих в состав систем, и требования к их маневренности. Во второй (главы 6–10) рассматриваются маневренные характеристики энергоблоков, работающих на российских АЭС, то, как эти характеристики удовлетворяют требованиям энергосистемы, и, наконец, пути повышения маневренности атомных станций.

Автор попытался систематизировать материалы, часто противоречивые, опубликованные в разных источниках, сопоставить маневренные характеристики реальных блоков АЭС с требованиями энергосистем, обосновать используемую терминологию. Насколько это удалось, судить читателю.

Во второй теме – «Обращение с радиоактивными отходами» – рассматривается важный, до конца не решенный вопрос, влияющий на безопасность АЭС и привлекающий большое внимание общественности. Он близко стыкуется с проблемой обеспечения радиационной безопасности станций, но не всегда полностью раскрывается в соответствующем курсе.

В этой части пособия излагаются принципы обращения с разными видами радиоактивных отходов, неизбежно образующимися при эксплуатации атомных станций, технические решения, средства и системы, обеспечивающие снижение выхода их в окружающую среду и исключают недопустимое воздействие их на человека.

Пособие написано на основе курса «Эксплуатация АЭС», который автор более 30 лет читает студентам дневного и заочного отделений, а также слушателям курсов переподготовки и повышения квалификации персонала АЭС в Обнинском институте атомной энергетики (ИАТЭ), входящем сейчас в состав НИЯУ МИФИ.

В читаемом курсе рассматриваются вопросы применительно к энергоблокам, работающих на отечественных АЭС или проектировавшихся российскими организациями – ВВЭР-440 и ВВЭР-1000, РБМК-1000, БН-350 и БН-600. Но материал может быть использо-



ван и при подготовке персонала установок с ядерными реакторами другого типа и назначения.

Курс «Эксплуатация АЭС» посвящен: изучению работы энергоблока АЭС как единой большой человекомашинной системы и обращения с ним, как с такой системой; критериям и принципам, которыми при этом руководствуются; порядку управления блоком, проведения различных технологических операций, технического обслуживания и т.п. Данная особенность курса сравнительно слабо проявляется в настоящей работе; в большей мере это будет заметно в других темах. Во всяком случае в курсе нет возможности рассмотреть особенности всех систем и оборудования блоков. Поэтому отдельные виды оборудования и системы рассматриваются только в той степени, в которой они важны для блока в целом и определяют его эксплуатацию, в частности характер эксплуатационных режимов.

В курсе сравнительно мало используется математика. Но зато обращается большее внимание на феноменологическое описание процессов, на те физические, теплофизические, материаловедческие или другие явления и процессы, которые определяют подходы, режимы, ограничения или характер изменения параметров.

Настоящая работа рассчитана на студентов выпускного курса энергетического вуза и работников АЭС или во всяком случае *на подготовленных читателей*, которые знакомы с основными инженерными дисциплинами в области энергетики, с физикой ядерных реакторов, оборудованием и схемами станций, в том числе с электрической частью АЭС и вопросами радиационной безопасности. Если говорить применительно к атомной станции, то она, как и весь курс, ориентирована в первую очередь на персонал, ведущий основной технологический процесс – начальников смен станции, блока, реакторного цеха, ведущих инженеров по управлению реактором и блоком.

Подробность изложения отдельных вопросов во всех разделах курса определяется практикой преподавания. Более обстоятельно объясняются те положения, которые наиболее часто вызывают вопросы у обучаемых. Автор готов признать, что в ряде случаев в пособии приводится несколько избыточный материал, но считает целесообразным его сохранить, так как поясняющие примеры

должны помочь студентам, особенно при заочном обучении, освоить принципы и требования, понять их важность, необходимость и целесообразность. Представляется, что форма учебного пособия (а не учебника!) позволяет это сделать.

Надо принимать во внимание также, что сама эксплуатация АЭС не есть нечто застывшее, осуществляемое по раз и навсегда установленным правилам. Практика эксплуатации постоянно совершенствуется как с учетом опыта работы станций (в том числе зарубежных), так и в связи с усовершенствованием или изменением конструкций, решением новых задач; пример этого – развертывание работ по обеспечению маневренности российских энергоблоков, лучшей приспособляемости их к условиям работы и требованиям энергосистем.

В конце каждой темы, представленной в работе, приведен полный перечень литературы, использовавшейся при подготовке пособия. Но ссылки на него даются только в тех случаях, когда автор желает подчеркнуть источник того или иного положения, цифры, мысли.

**Часть I**

**РАБОТА АЭС  
В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ**

## ВВЕДЕНИЕ

Энергоблок атомной электрической станции представляет собой сложный технический комплекс. В его состав входят десятки технологических и электротехнических систем, сотни единиц различного оборудования, тысячи единиц арматуры и приборов контроля. Но работа этого комплекса как единого целого, выполнение им задачи, для которой он был создан, т.е. производства энергии, становятся возможными только благодаря персоналу, им управляющему и его обслуживающему. Поэтому АЭС относят к сложным человекомашинным системам.

Эффективность и безопасность работы такой системы определяются надежностью как технических средств, так и персонала. Мировой опыт эксплуатации АЭС показывает, что почти 50% всех нарушений на АЭС связаны в той или иной мере с ограниченными возможностями или ошибками персонала. К каким тяжелым последствиям могут приводить ошибки человека показали аварии на атомных станциях, особенно тяжелые аварии, имевшие место на АЭС «Три-майл-айленд» в США (1979 г.) и Чернобыльской АЭС в СССР (1986 г.).

Но АЭС входят составной частью в другие, не менее сложные человекомашинные системы – энергетические. Все АЭС России работают в составе таких систем, и поэтому при их эксплуатации необходимо учитывать условия работы последних, в частности неравномерный график нагрузки, и те положения, требования, ограничения, которые из этих условий вытекают. Хотя, и это надо признать, не все они благоприятны для АЭС.

Единство режима всех элементов энергосистемы, их тесная взаимосвязь (о чем говорится ниже в пособии) приводят к необходимости при выборе режимов АЭС, включая текущую мощность, принимать во внимание не только возможности оборудования ее блоков, но и возможности системы по передаче выработанной электроэнергии потребителям с учетом сохранения устойчивости системы, т.е. ее способности противостоять нарушениям режима (отказам оборудования станций, коротким замыканиям в линиях электропередач и т.п.). Только в этом случае будет выполнена ос-

новая задача энергосистемы – бесперебойное энергоснабжение потребителей.

Персонал станций, работники проектных и конструкторских организаций иногда, к сожалению, слабо представляют условия работы станций в системе, подоплеку различных ограничений и требований. Одной из причин такого положения является, по-видимому, то, что в литературе по атомной энергетике преобладающее внимание уделяется ядерно-физическим и технологическим особенностям станций, их тепломеханическому оборудованию. Однако значимость обеспечения постоянной и надежной связи АЭС с энергосистемой, а также обеспечения надежности системы электроснабжения ее собственных нужд давно понята специалистами [41]. Она обязательно учитывается при проектировании электрической части атомных станций.

Очень важно понимать, что не только система заинтересована в бесперебойном получении энергии от АЭС, но и для станции в наименьшей мере необходима максимально надежная связь с системой, возможность получения от нее энергии в любой момент и в необходимом количестве. Особенно это важно при авариях, чтобы обеспечить отвод остаточных тепловыделений и работу локализуемых систем безопасности.

Тяжелые последствия, к которым может привести разрыв связи с системой, наглядно продемонстрировала авария на АЭС «Фукусима» (Япония).

Одной из задач пособия является преодоление чувства некоторой исключительности у работников АЭС, считающих свои станции настолько уникальными, что им всегда должен предоставляться «режим наибольшего благоприятствования». Автор неоднократно сталкивался с такими взглядами, преподавая курс «Эксплуатация АЭС» на курсах переподготовки и повышения квалификации персонала станций, при занятиях с заочниками, являющихся, как правило, работниками АЭС. Этот взгляд, в частности, проявляется при любой попытке обсудить вопросы о правомерности требований по привлечению АЭС к регулированию нагрузки в энергосистеме, о необходимости периодического снижения их мощности по условиям работы системы и т.п. Сразу вспоминают о безопасности, о снижении экономических показателей, о возможности повреждения оборудования при переходных режимах и т.д.

Исторически первым АЭС действительно предоставлялся упомянутый режим. Станции работали на такой мощности, которую могли нести по состоянию своего оборудования или активной зоны. Им разрешалось в любой момент останавливаться или снижать мощность. Причины ясны. Во-первых, все понимали, что овладение новой сложной и опасной технологией требует максимально благоприятных условий. Во-вторых, вклад АЭС в суммарную выработку энергии системой был мал и отключение станции практически не влияло на режим системы. Но с освоением атомной энергии, с ростом доли «атомного» электричества причин и возможностей для сохранения режима наибольшего благоприятствования не осталось. Это время безвозвратно ушло в прошлое.

Автор надеется, что пособие хотя бы в какой-то части исправит устаревший взгляд на этот вопрос. Поэтому в начале работы уделяется большое внимание особенностям эксплуатации энергосистем и управления ими.

# Глава 1. ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

---

## 1.1. Понятие об энергосистемах и их роли в энергетике

В настоящее время за редким исключением все электростанции, в том числе и атомные, работают в составе энергетических систем.

*Энергосистема* – это совокупность электрических станций, подстанций, котельных, электрических и тепловых сетей, связанных между собой общностью режима в непрерывном процессе производства и распределения электрической и тепловой энергии и имеющих централизованное оперативное управление, осуществляемое диспетчерской службой.

Отметим сразу, что процесс производства и распределения электроэнергии не может быть завершен на отдельной станции, он завершается в системе, которая поэтому является основным технологическим звеном в энергетической отрасли.

Далее будет говориться в основном об электроэнергетических системах, поскольку тепловую энергию атомные станции производят, как правило, только для теплоснабжения производственных корпусов на своей площадке и пристанционных поселков и не связаны по тепловым сетям с другими станциями.

Техническую основу электроэнергетики России составляют примерно 450 тепловых, гидравлических и атомных электростанций, общей мощностью более 200 ГВт, а также более 2,5 млн км линий электропередачи (ЛЭП), в том числе более 150 тыс. км системообразующих ЛЭП напряжением более 220 кВ.

Установленные мощности электростанций трех основных типов показаны в табл. 1.1.

Таблица 1.1  
Установленная мощность электростанций, ГВт / % (2005 г.)\*

Тепловые электростанции (ТЭС)	143 / 66,4
Гидравлические электростанции (ГЭС, ГАЭС)	46 / 21,4
Атомные электростанции (АЭС)	23,2 / 10,8
Всего	215,4 / 100

\*Журнал «Энергия», № 2, 2008.

Электрические сети, включающие линии электропередачи и подстанции, являются второй важнейшей составляющей электроэнергетической системы. Они не только соединяют электростанции и потребителей, но во многом определяют возможности системы, надежность и устойчивость ее работы, способность противостоять аварийным ситуациям. Говоря иными словами, режим системы как совокупности станций, подстанций и ЛЭП определяется не только возможностями выработки энергии на электростанциях, но и необходимостью гарантированно довести эту энергию до потребителей при сохранении ее качественных показателей.

Каждая ЛЭП рассчитывается на пропуск определенной мощности. Ее превышение не только вызовет большие потери и недопустимое снижение напряжения у потребителей, но и может привести к нарушению устойчивости параллельной работы станций, к системной аварии (подробнее – в разделе 3.5).

Чтобы уменьшить потери, ведется постоянная работа по повышению напряжения на ЛЭП, передающих большие мощности на дальние расстояния. Тем не менее общие потери в линиях электропередач составляют заметную (около 10 %) величину вырабатываемой энергии.

Основную задачу электроэнергетической системы можно сформулировать как обеспечение полного и бесперебойного удовлетворения потребностей в энергии предприятий промышленности, сельского хозяйства и электрофицированного транспорта, а также коммунально-бытовых нужд населения. Выполнение этой задачи обеспечивается, с одной стороны, плановым развитием системы с учетом перспектив роста потребности в электроэнергии, с другой – правильной эксплуатацией оборудования и оптимальным планированием сроков проведения его ремонтов.

Поскольку АЭС работают в составе энергосистем при их эксплуатации приходится учитывать особенности технологического процесса в электроэнергетике, отличающие этот процесс от неэнергетических производств.

Важнейшей из особенностей является **неразрывность процесса производства, передачи и потребления** электроэнергии в связи с невозможностью аккумулярования ее в сколь-либо крупных масштабах (в других отраслях промышленности возможно складирование промежуточной и (или) конечной продукции). Это значит,



что нельзя произвести электроэнергию, не имея потребителя ее. Неразрывность процесса вызывает необходимость поддерживать суммарную нагрузку электростанций в любой момент времени в точном соответствии с потреблением (включая и потери в электросетях, расход энергии на собственные нужды станций, перетоки мощности в другие энергосистемы и т.п.). Учитывая, что нагрузка потребителей не остается неизменной, приходится постоянно менять суммарную нагрузку станций. Несоответствие генерации с потреблением недопустимо, так как оно приводит к нарушению показателей качества энергии – отклонениям частоты и напряжения от установленных значений, а в отдельных случаях – к возникновению в энергосистеме аварийных ситуаций. Это обстоятельство вынуждает постоянно согласовывать режим работы каждой электростанции с режимом системы.

Другая особенность технологического процесса энергосистемы – **тесная взаимосвязь** режима работы **всех элементов**, входящих в систему. Изменение нагрузки любой электростанции (отключение блока, агрегата) вызывает изменение нагрузки других станций, зачастую отстоящих на десятки и сотни километров, аналогично влияет включение или отключение транзитной линии электропередачи, крупного потребителя. В результате таких событий могут измениться и параметры противоаварийной готовности системы. При этом оперативный персонал конкретной станции не всегда может знать и судить о процессе, происходящем в системе.

Именно поэтому процесс производства, распределения и потребления электроэнергии не может быть завершен на отдельной станции, он завершается в системе, которая является единым непрерывно действующим организмом, могущим успешно работать только при взаимосогласованной работе всех его частей. А это, в свою очередь, может быть достигнуто только при круглосуточном руководстве режимом как системы в целом, так и наиболее важных ее элементов из единого центра. Такими центрами являются диспетчерские службы энергосистем.

Следует отметить также **быстротечность переходных процессов** в электроэнергетической системе, длящихся от тысячных долей секунды до секунд. Обслуживающий персонал не в состоянии своевременно обнаружить начало и предотвратить развитие таких процессов. Поэтому контроль и управление режимами энергосис-

темы требуют обязательного применения специальных автоматических устройств. К ним относятся в первую очередь устройства, обеспечивающие предотвращение и эффективную локализацию аварий. Для регулирования и управления режимом системы, его оптимизации в последние десятилетия всё больше используют электронные вычислительные машины. С их помощью осуществляются сбор, обработка, отображение и документирование оперативной информации, контроль за выходом текущих параметров режима (включая вычисляемые) за установленные пределы, сигнализация об отклонениях, наконец, формируются команды автоматического управления, где это возможно.

## **1.2. Развитие электроэнергетических систем**

На первой стадии развития электроэнергетики станции не были связаны между собой и работали отдельно (изолированно), т.е. каждая станция через собственную сеть снабжала своих потребителей. Но очень скоро была понята выгода от объединения станций. Поэтому стали создаваться энергетические системы, в которых электростанции соединялись линиями электропередачи и включались на параллельную работу.

В нашей стране впервые такое включение станций было реализовано еще в 1914 г. в Москве. С начала 1920-х гг. создаются и другие объединения станций, в дальнейшем получившие название районных энергосистем. В плане ГОЭЛРО (Государственный план электрификации России), принятом в это же время, предусматривалось строительство государственных районных электростанций (ГРЭС) и электрических сетей. И в настоящее время в нашей стране такие энергосистемы, как правило, объединяют станции, подстанции и сети в пределах одного административного региона (области, республики). Они так и называются «Мосэнерго», «Воронежэнерго» и т.п. Общее название региональных систем – «АО-энерго».

В 1940-х гг. районные энергосистемы в свою очередь стали объединять, строя ЛЭП между ними и постепенно образуя более мощные – объединенные – энергосистемы (ОЭС), обслуживающие такие крупные регионы, как Центр, Среднее Поволжье, Урал (табл. 1.2). Например, в ОЭС Центра сегодня входит 22 региональ-

ных энергосистемы, обслуживающих значительную часть Европейской части России от Воронежа на юге до Вологды на севере, от Твери и Смоленска на западе до Нижнего Новгорода на востоке.

Таблица 1.2

Состав и установленная мощность  
некоторых объединенных энергосистем России (1999 г.)\*

Регион	Установленная мощность, ГВт			
	Тепловые станции	Гидро-станции	Атомные станции	Всего
Центр	41,3	4,4	10,8	56,5
Северо-Запад	6,6	2,7	5,7	15,0
Средняя Волга	13,5	6,4	4,0	23,9
Урал	38,0	1,8	0,6	40,4
Северный Кавказ	8,3	2,0	–	10,3
Сибирь	22,3	22,3	–	44,6

\*Журнал «Энергия», № 11, 2000 г.

В 1950-60 гг. после ввода крупных волжских ГЭС (Куйбышевской, ныне Жигулевской, – 2300 МВт и Сталинградской, ныне Волжской, – 2540 МВт) и мощных высоковольтных (500 кВ) ЛЭП, связывающих их с ОЭС Центра и Урала, начала формироваться Единая энергосистема (ЕЭС) страны. Создание ее было завершено в 1970-е гг. ЕЭС объединяла станции на пространстве от Байкала до Калининграда. В 1976-м на территории СССР действовали 93 энергосистемы, из них 85 работали параллельно в составе ЕЭС с суммарной мощностью электростанций, составляющей более 90 % общей мощности электростанций страны.

Тенденция к образованию по возможности более крупных энергетических объединений имеет место во всех странах мира. Даже в США, где электроэнергетика находится в частной собственности, после ряда серьезных аварий в энергосистемах начали образовывать энергетические «пулы» (объединения) с единым диспетчерским управлением.

В феврале 2008 г. Правительство России одобрило «Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года»

[49] (далее – Генеральная схема). Поскольку это решение определяет развитие на ближайшее десятилетие электроэнергетики, в том числе и атомной энергетики, необходимо кратко остановиться на нем. Внимание к электроэнергетике объясняется тем, что она, являясь базовой отраслью экономики страны, во многом определяет устойчивое развитие всех других отраслей экономики. Опережающее развитие энергетики – необходимый фактор успешного экономического развития России.

Генеральная схема представляет собой сбалансированный план размещения электростанций и электросетевых объектов на период до 2020 г. на основе оценки прогнозов электропотребления страны и ее регионов. Будучи документом федерального уровня, Генеральная схема и рассматривает объекты только федерального уровня, к которым отнесены АЭС, конденсационные электростанции мощностью свыше 500 МВт, гидроэлектростанции мощностью более 300 МВт, электросетевые объекты (ЛЭП и подстанции) напряжением 300 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности этих объектов, а также формирующие межсистемные связи в ЕЭС.

Главная задача схемы – формирование надежной, экономически эффективной и оптимальной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов, создание условий для предотвращения наиболее эффективным способом прогнозируемых дефицитов электрической энергии. При этом приоритетами территориального развития генерирующих мощностей являются:

- в европейской части России – максимальное развитие атомных и гидроаккумулирующих электростанций, техническое перевооружение электростанций, использующих газомазутное топливо;
- в Сибири и на Дальнем Востоке – развитие гидроэлектростанций и тепловых электростанций, использующих уголь.

### **1.3. Выгоды создания энергосистем**

Стремление к созданию и дальнейшему объединению энергосистем вызвано значительными технико-экономическими преимуществами, которые оно дает по сравнению с работой изолированных станций. Эти преимущества, между прочим, тем больше, чем более различны характеристики объединяемых станций и потребителей. Создание крупных энергосистем позволяет:

- 1) уменьшить суммарную установленную мощность электростанций в системе;
  - 2) увеличить единичные мощности агрегатов;
  - 3) повысить экономичность выработки электроэнергии;
  - 4) более полно и рационально использовать гидроэнергетические ресурсы;
  - 5) повысить надежность электроснабжения потребителей;
  - 6) повысить качество электроэнергии.
- Кратко поясним указанные положения.

1.3.1. Снижение суммарной установленной мощности. Это снижение объясняется рядом причин.

**Во-первых**, установленная мощность системы должна быть достаточной для покрытия максимальных нагрузок потребителей. Каждый из них имеет свой график изменения нагрузки в течение суток со своим максимумом. Однако **максимум суммарной нагрузки**, т.е. максимум нагрузки системы, **меньше, чем сумма максимумов** нагрузок отдельных потребителей. Это объясняется

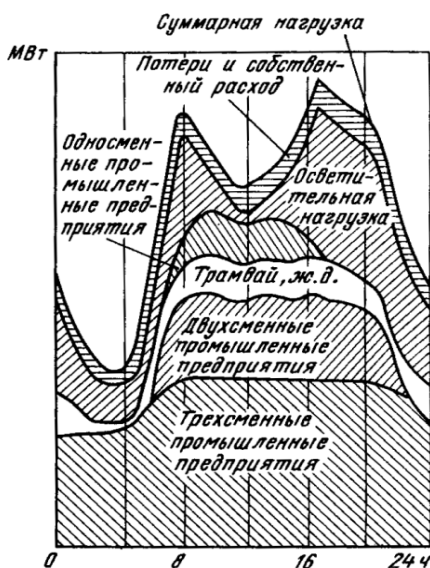


Рис. 1.1. График суточной электрической нагрузки промышленного района

несовпадением во времени отдельных максимумов из-за различных условий работы потребителей (рис. 1.1). Поэтому чем большая совокупность потребителей электрической энергии объединяется энергосистемой, чем больше различаются характеристики этих потребителей, тем относительно меньше максимум ее графика нагрузки, т.е. тем меньше может быть суммарная установленная мощность станций.

Кстати, чтобы не возвращаться к этому вопросу. На рис. 1.1 изображена типичная двугорбая кривая

суточной нагрузки энергосистемы с вечерним и утренним максимумами и небольшим дневным и глубоким ночным провалами; показаны основные потребители. Ясно, что в зависимости от того, какого вида нагрузка преобладает в данном регионе, суточный график этой региональной системы и ОЭС, в состав которой она входит, может заметно отличаться от представленного на рис 1.1.

В идеальном случае всякая энергосистема должна располагать энергетическим оборудованием, способным работать в условиях своего графика нагрузок.

Поясним некоторые термины, которые будут употребляться в дальнейшем. В суточном графике нагрузки обычно выделяются три характерные зоны: базовая, полупиковая и пиковая (рис. 1.2).

Базовая зона лежит ниже уровня минимальной нагрузки. Отношение минимальной нагрузки к ее максимальному значению называется коэффициентом неравномерности графика нагрузки. Для графика на рис. 1.2 он равен 0,6.

Если на графике провести линию, соответствующую средней нагрузке, то область, лежащая выше ее, называется пиковой зоной. Отношение средней нагрузки к максимальной называется плотностью графика. Для графика, представленного на рис. 1.2, плотность составляет 0,83. В некоторых источниках (в частности, [26]) предлагается считать нижней границей пиковой области минимальную мощность во время дневного спада нагрузки.

Наконец, область графика, расположенная между пиковой и базовой зонами, называется полупиковой.

**Во-вторых**, в энергетических системах, охватывающих обширные географические районы, **несовпадение по времени максимумов** нагрузки потребителей вызывается также расположением нагрузок **в различных часовых поясах**. Так, вечерний максимум нагрузки в ОЭС Урала наступает на 2 ч раньше, чем в ОЭС Центра,

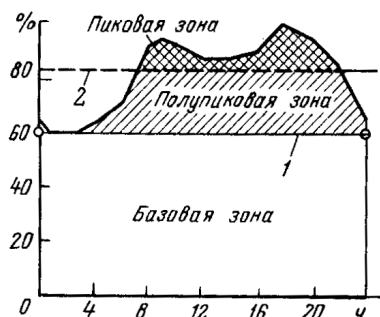


Рис. 1.2. Зоны графика электрической нагрузки:  
1 – минимальная нагрузка;  
2 – средняя нагрузка

поэтому упоминавшиеся выше ЛЭП-500 позволяют производить маневр энергией. В целом такое перераспределение энергии позволяет сэкономить в ЕЭС до 5–6 ГВт мощности.

**В-третьих**, исходя из требований, предъявляемых к надежности обеспечения потребителей энергией, в системе должен предусматриваться **резерв мощностей** на случай ремонтов агрегатов, отказов оборудования или энергоблоков станций, аварий в системе. Обычно считается, что величина этого резерва должна составлять 13–15 % мощности системы. Очевидно, что при параллельной работе электростанций резервные мощности будут общими. Поэтому относительную величину резерва можно уменьшить, не поступаясь надежностью электроснабжения.

Наконец, **в-четвертых**, возможна взаимная помощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений мощности станций, в частности гидростанций, находящихся в разных регионах, а также неодинаковых сезонных изменениях нагрузки.

1.3.2. Возможность увеличения мощности агрегатов. В энергетике имеется постоянная тенденция увеличения мощности блоков или отдельных агрегатов. Это объясняется тем, что с возрастанием мощностей блоков улучшаются их технико-экономические характеристики, снижается как стоимость сооружения станций, так и удельная стоимость выработки электроэнергии. Например, по оценкам, увеличение мощности блока в два раза дает снижение капитальных вложений на ~ 20 %.

Однако внезапное неплановое отключение какого-либо мощного энергоблока, станции или линии электропередачи вызовет возмущение в системе и переходной процесс, связанный с необходимостью перераспределения нагрузки между оставшимися в работе станциями, агрегатами, ЛЭП. Возмущение будет тем меньше, чем меньшую долю от общей мощности системы составляет отключившаяся часть.

С учетом требований к устойчивости и надежности работы энергосистемы мощность наиболее крупного агрегата в ней, как показывает практика, не должна превышать 2–2,5 % установленной мощности системы [19]. Именно поэтому мощность блоков и агрегатов, работающих в энергосистемах, растет вместе и вслед за

мощностью систем. При большей мощности последних можно использовать и более мощные энергоблоки.

Отметим сразу, что на допустимую величину мощности блока влияют также состояние электрических сетей и пропускная способность линий электропередачи. В случае отключения крупного энергоблока необходимо компенсировать «выпавшую» мощность за счет перераспределения потоков энергии, перетока ее из других систем, может быть, отключения части потребителей. Важно, чтобы сетевое хозяйство могло выдержать возникающие в таких ситуациях переходные и аварийные режимы, а они, очевидно, также напрямую связаны с величиной исходного возмущения.

1.3.3. Надежность электроснабжения потребителей. Надежность электроснабжения при наличии системы заметно повышается за счет работы большего числа агрегатов, закольцовывания линий электропередачи, внедрения систем релейной защиты и автоматики, диспетчерского управления, а также правильного выбора оперативной схемы электрических соединений с учетом реального состояния элементов энергосистемы (станций, подстанций, ЛЭП). Пояснения, по-видимому, требует только термин «закольцовывание».

Его не надо понимать буквально. Он означает только то, что от каждой станции отходит две-три, а иногда и больше ЛЭП, которые сообщают станцию с разными участками энергосистемы; к каждому ответственному потребителю энергия поставляется по двум-трем ЛЭП, также подключенным к разным участкам системы. Так образуются как бы кольца, при разрыве которых в какой-то одной точке энергия потребителю может быть подана с другой стороны. Поэтому аварийное отключение одной линии не может нарушить стабильность энергоснабжения, хотя возможно вызовет ограничение отдаваемой или потребляемой мощности.

На повышение надежности благоприятно влияет уже упоминавшаяся возможная взаимопомощь систем при неодинаковых сезонных изменениях нагрузки и располагаемой мощности электростанций, в частности ГЭС.

1.3.4. Повышение экономичности выработки энергии. Это повышение объясняется следующим.



Мощность агрегатов изолированной станции, как уже говорилось, должна быть рассчитана на покрытие максимума нагрузки. Но вследствие неравномерности графиков нагрузки агрегаты такой станции в течение **значительной части времени** будут **работать с недогрузкой**, т.е. в неэкономичном режиме (с ухудшенным КПД, с большими удельными затратами на выработку энергии).

В энергосистемах при снижении (или, как говорят, провалах) нагрузки, во-первых, можно **маневрировать числом и мощностью** включенных в сеть агрегатов или блоков. Часть блоков (агрегатов) станций на время провала можно отключить, зато для оставшихся в работе обеспечить более экономичный режим. Во-вторых, следует учитывать, что различные электростанции и энергоблоки имеют неодинаковые экономические характеристики выработки электроэнергии. В системе с возрастанием нагрузки стремятся в первую очередь загружать блоки и агрегаты с лучшими экономическими показателями, улучшая тем самым и показатели системы в целом.

1.3.5. Улучшение использования ГЭС. Как известно, расход воды в реках в течение года колеблется в больших пределах. ГЭС, работающие изолированно, могут обеспечить надежное снабжение потребителей электроэнергией только в том случае, когда их суммарная мощность определена по минимальному гарантированному расходу воды, который, кстати, колеблется от года к году. Для ГЭС европейской части России минимальный расход приходится на лето и определяется количеством осадков. При этом в период весеннего паводка значительную часть воды придется сбрасывать мимо турбин.

Включение ГЭС в систему, параллельная работа их с ТЭС и АЭС позволяют использовать гидроэнергию наилучшим способом, поддерживая нагрузку потребителей при снижении расхода воды за счет ТЭС и АЭС, и максимально использовать водоток в период паводка, отключая блоки ТЭС.

Кроме того, агрегаты ГЭС обладают хорошей маневренностью, облегчая режимы работы ТЭС и АЭС при необходимости изменения нагрузки системы.

#### 1.4. О проблемах, возникающих при создании систем

Нельзя не сказать о том, что объединение станций в энергосистемы вносит определенные осложнения в их эксплуатацию, связанные с необходимостью обеспечивать надлежащее качество отпущаемой энергии, надежность и экономичность работы всех звеньев системы. К числу задач, возникающих в связи с объединением электростанций, относятся, в частности:

- 1) регулирование частоты и связанное с ним перераспределение активной мощности в системе;
- 2) регулирование напряжения в сетях, связанное с перераспределением реактивной мощности в системе;
- 3) обеспечение устойчивой параллельной работы электростанций, соединенных между собой линиями электропередачи большой протяженности;
- 4) экономически оправданное распределение потоков активной и реактивной мощности в сложных сетях системы, направленное на снижение потерь электрической энергии в сетях;
- 5) быстрая ликвидация ненормальных и аварийных режимов в системе.

Активной принято считать мощность, непосредственно потребляемую из сети, которая затем преобразуется в механическую, тепловую, химическую и другие виды энергии. Характеризуя систему электроснабжения, всегда имеют в виду активную мощность.

Величина реактивной мощности (см. раздел 3.4) связана с емкостными и индуктивными свойствами системы передачи и потребления электрической энергии. А поскольку пропускная способность и потери мощности в линиях связи зависят от суммарной величины передаваемой активной и реактивной мощности, то последнюю необходимо учитывать и при проектировании энергосистем, и при разработке их суточных режимов.

Частично указанные проблемы будут рассмотрены ниже.

## 1.5. Управление энергосистемами

Как уже упоминалось, особенностью электроэнергетики является то, что процесс производства, распределения и потребления энергии не может быть закончен на отдельной станции, он завершается в энергосистеме, все части которой, включая АЭС, работают в тесной взаимосвязи между собой. Взаимосогласованную работу этих частей обеспечивают диспетчерские службы энергосистем.

### 1.5.1. Создание диспетчерских служб

Диспетчерское управление в энергосистемах развивалось вместе с самими системами. Сначала диспетчерские службы создавались в районных (региональных) энергосистемах. Сейчас они называются региональными диспетчерскими управлениями (РДУ) соответствующего АО-энерго. Затем создание объединенных энергосистем (ОЭС) потребовало организации объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), координирующих работу соответствующих региональных систем. Наконец, создание единой энергосистемы страны – центрального диспетчерского управления (ЦДУ ЕЭС), координирующего в свою очередь работу ОЭС. Сейчас ЦДУ называется так: «Системный оператор – центральное диспетчерское управление ЕЭС». РДУ и ОДУ являются филиалами СО–ЦДУ ЕЭС.

В СССР диспетчерские службы в энергетике впервые были созданы в 1926 г. в Московской и Ленинградской энергосистемах, а затем в Донбасской, Свердловской и др. Для оперативного управления параллельной работой Днепровской и Донбасской энергосистем в 1940-м была организована диспетчерская служба Юга, в 1942-м – Объединённое диспетчерское управление (ОДУ) Урала (Свердловская, Челябинская, Пермская энергосистемы), в 1945-м – ОДУ Центра (Московская, Горьковская, Ивановская, Ярославская энергосистемы). Сооружение в 1956 г. линии электропередачи Куйбышевская ГЭС – Москва послужило началом формирования ЕЭС европейской части СССР. Создание ОЭС Сибири и Средней Азии, присоединение на параллельную работу к ЕЭС ОЭС Закавказья

зья, Казахстана и Сибири вызвало необходимость в организации центрального диспетчерского управления ЕЭС СССР (1967).

### 1.5.2. Структура и функции диспетчерских служб

Оперативно-диспетчерское управление организовано по иерархическому принципу, предусматривающему разделение функций оперативного контроля и управления между отдельными уровнями, а также подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим. Управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами.

Функции оперативно-диспетчерского управления выполняют (применительно к АЭС):

- в единой энергосистеме – СО–ЦДУ ЕЭС;
- в объединенной энергосистеме – ОДУ;
- в региональной энергосистеме – РДУ;
- на атомных станциях – начальник смены АЭС (НС АЭС), на некоторых станциях он называется дежурным диспетчером АЭС (ДД АЭС).

Принципиальная схема такого четырехуровневого диспетчерского управления на примере к Смоленской АЭС представлена ниже на рис. 1.3.

Задачи диспетчерского управления (согласно ОПЭ АС):

- планирование и ведение режимов работы электростанций, сетей и энергосистем, обуславливающих бесперебойность энергообеспечения потребителей;
- обеспечение устойчивости энергосистем;
- выполнение требований к качеству электрической энергии и тепла;
- обеспечение экономичности работы энергосистем и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- предотвращение и ликвидация аварий и других технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и распределении электрической энергии и тепла.

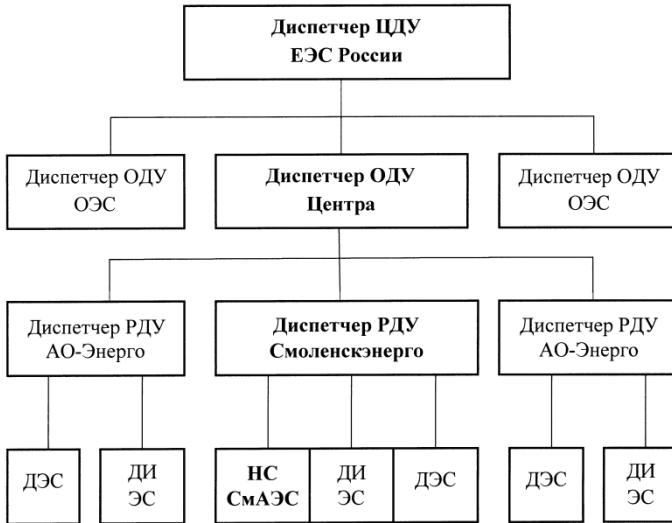


Рис. 1.3. Принципиальная схема диспетчерского управления на примере Смоленской АЭС:

ДЭС – диспетчер электросетей, ДИ – дежурный инженер электростанции (должность на ТЭС, соответствующая НС АЭС)

Соответственно и на каждой АЭС организовано круглосуточное управление оборудованием, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварий и восстановление режима работы энергоблоков, тепловых сетей;
- подготовка к производству ремонтных работ, вывода оборудования и последующего ввода в работу.

Наконец, в эксплуатирующей организации АЭС России – ОАО «Концерн Росэнергоатом» – также организован круглосуточный оперативный контроль за работой АЭС в части:

- обеспечения выполнения объема производства электроэнергии и тепловой энергии атомными станциями;
- состояния основного оборудования энергоблоков;
- выполнения графиков ремонтных работ и соответствия графиков ремонтных работ поданным заявкам;

- организации системы оказания экстренной помощи АС;
- непревышения пределов безопасной эксплуатации энергоблоков АС, состояния систем безопасности и радиационной обстановки на промплощадке АС, в санитарно-защитной зоне (СЗЗ) и зоне наблюдения (ЗН);
- выполнения расчетных диспетчерских графиков несения электрической нагрузки, баланса Федеральной службы тарифов (ФСТ) по выработке электроэнергии.

Диспетчер ЦДУ ЕЭС России несет ответственность за поддержание частоты в ЕЭС России. При этом диспетчеры ОЭС, работающие в составе ЕЭС России, и энергосистем, входящих в состав ОЭС, отвечают за выполнение заданий по рабочей мощности электростанций, несение ими заданной нагрузки и непревышение потребителями заданного предельного потребления в часы максимума нагрузок. А начальники смен (дежурные инженеры) электростанций отвечают за выполнение заданий по рабочей мощности и несение электростанциями заданной нагрузки.

### 1.5.3. Взаимоотношения диспетчерской службы и персонала электростанций

Взаимоотношения персонала различных уровней диспетчерского управления регламентированы типовыми положениями и местными инструкциями. В частности, взаимоотношения между АЭС и региональной энергосистемой устанавливаются «Положением о технических, производственных и оперативно-диспетчерских отношениях АЭС с [соответствующим] РДУ», разработанным на основе «Типового положения о технических, производственных и оперативно-диспетчерских отношениях АС и концерна «Энергоатом» с энергосистемами, ОДУ, СО–ЦДУ ЕЭС». Для конкретной АЭС Положение о взаимоотношениях утверждается руководителями станции и региональной энергосистемы. Чтобы в диспетчерской службе знали возможности АЭС (максимальная и минимальная мощность, скорость ее изменения и т.п.), им заранее передаются соответствующие документы, в частности эксплуатационный регламент.

Руководство оперативной работой (задачи которой названы выше) лежит на диспетчере РДУ энергосистемы, которому подчинены в оперативном отношении начальники смен (дежурные инженеры) электростанций и других объектов. Соответственно и начальник смены АЭС (или ДД АЭС) в оперативном отношении подчиняется диспетчеру РДУ энергосистемы, в составе которой работает данная АЭС. Только его оперативные распоряжения он может выполнять. При приеме смены НС АЭС обязан в течение 0,5 ч отдать рапорт установленной формы диспетчеру РДУ о состоянии основного оборудования, схеме и режиме работы станции.

Но это оперативное подчинение, конечно, не отменяет административно-технического подчинения НС АЭС руководству АЭС. Двойная подчиненность не приводит к недоразумениям благодаря строгой и четкой регламентации прав и обязанностей оперативного персонала.

Основа регламентации – разделение всего оборудования станций и электросетей на две категории управления, установленные для каждого диспетчерского уровня: **оперативное управление** и **оперативное ведение**.

В *ведении* диспетчера энергосистемы состоит оборудование, находящееся в пределах одной станции (одного объекта), действия с которым не требует согласования с оперативным персоналом других объектов. В этом случае диспетчеру не требуется детализировать свои распоряжения НС соответствующей станции или другого объекта. Если же для производства операций требуется согласование действий персонала нескольких объектов (например, вывод в ремонт ЛЭП), то диспетчеру приходится отдавать распоряжения пооперационно, детализировать их. Такое оборудование отдается диспетчеру в *оперативное управление*.

Для определенности процитируем положения ОПЭ АС:

*«11.1.1.6. В оперативном управлении дежурного диспетчера СО должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми оперативно-диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно или операции с которым требуют координации дей-*

*ствий подчиненного оперативного персонала, согласованных изменений на нескольких объектах.*

*Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться по распоряжению или непосредственно диспетчером, в оперативном управлении которого находятся данные оборудование и устройства.*

**11.1.1.7. В оперативном ведении дежурного диспетчера СО** должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв электростанций и энергосистемы в целом, режим и надежность сетей, а также настройку противоаварийной автоматики.

*Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения дежурного диспетчера».*

Соответственно для каждого объекта энергосистемы, в том числе для АЭС, устанавливается перечень оборудования, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, автоматики разгрузки по частоте и мощности (АРЧМ), средств диспетчерского и технологического управления, которые находятся в оперативном управлении или ведении диспетчера соответствующей энергосистемы, ОДУ, СО–ЦДУ ЕЭС. Перечни такого оборудования и устройств утверждаются главными инженерами энергосистемы и АЭС.

**Применительно к АЭС:** в управление СО–ЦДУ ЕЭС и ОДУ относят, как правило, мощные линии электропередач напряжением 330 и более кВ, отходящие от станции и уходящие за пределы региональной системы; в управлении диспетчера региональной энергосистемы, как правило, находятся линии электропередачи напряжением 220 кВ и ниже, не выходящие за пределы районной системы, средства релейной защиты и автоматики. Все остальное оборудование и устройства находятся в управлении персонала АЭС, причем основное оборудование (реакторные установки, турбогенераторы, блочные трансформаторы, вспомогательное оборудование, влияющее на мощность блока) – в управлении НС блока (очереди). Одновременно оборудование блока, как имеющего из-за своей



мощности большое влияние на режим всей энергосистемы, находится в ведении диспетчеров СО–ЦДУ ЕЭС, ОДУ и (или) энергосистемы и, соответственно, операции по изменению мощности энергоблоков АЭС можно проводить только с ведома и разрешения соответствующего диспетчера.

## 1.6. О качестве электрической энергии

Качество электрической энергии стандартизовано (ГОСТ 13109-97). Оно определяется значением напряжения, формой кривой напряжения и тока (должна быть синусоидальной), симметрией векторов напряжения трехфазной системы, частотой и некоторыми другими показателями. Электростанции обязаны поддерживать в первую очередь два параметра: напряжение на шинах генераторов и частоту тока.

### 1.6.1. Напряжение

В простейшем случае напряжение вдоль нагруженной ЛЭП, идущей от генератора электростанции к потребителю, меняется из-за потерь в сопротивлениях (рис. 1.4). При нормальном режиме работы сети подводимое к электроприемникам напряжение не должно отличаться от номинального  $U_n$  (на рис. 1.4 это 6 кВ) больше чем на  $\pm 5\%$ .

Соответственно, как это показано на рис. 1.4, для поддержания нормального напряжения у потребителей напряжение на шинах

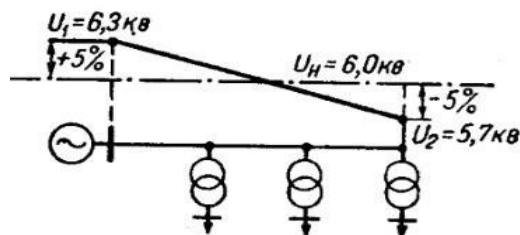


Рис. 1.4. График изменения напряжения в простейшей сети с передачей электроэнергии на генераторном напряжении

генераторов держится на 5% выше номинального, а на входных зажимах потребителя оно может быть ниже его также на 5%. В реальных сетях используются трансформаторы, повышающие генераторное напряжение. В этом

случае напряжение на выходных зажимах вторичной обмотки этих трансформаторов может быть  $U_n + 5\%$ .

Ограничения допустимого отклонения напряжения связаны с тем, что каждый потребитель электроэнергии рассчитывается для работы при определенном номинальном напряжении. При снижении его показатели работы потребителя ухудшаются. Например, при снижении напряжения на 5% уменьшается производительность электрических печей и в 1,5–2 раза удлиняется время плавки; у асинхронных двигателей при снижении напряжения на 10% вращающий момент уменьшается на 19%, следовательно, снижаются скорость и производительность механизмов; при снижении напряжения на 10% световой поток ламп накаливания снижается на 30%, а при повышении на то же значение срок службы ламп укорачивается в три раза. Поэтому установлены допустимые отклонения напряжения у зажимов разных электроприемников. Эти допустимые отклонения в нормальном режиме показаны в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Допустимые отклонения напряжения, %

Электродвигатели	-5 ... +10
Лампы внутреннего освещения	-2,5 ... +5
Остальные электроприемники	-5 ... +5

В энергосистемах с несколькими станциями регулирование напряжения затруднено тем, что напряжение в отдельных точках сети зависит не только от работы той или другой электростанции, но и распределения активной и реактивной мощностей между ними (см. раздел 3.4), от характеристик энергоприемников потребителей. Задачу поддержания требуемого напряжения в системе сводят в этом случае к задаче поддержания напряжения в контрольных (иногда говорят – узловых) точках сети. Ее решают диспетчерские службы, задавая, в частности, режимы работы станций.

### 1.6.2. Частота

Частота в электроэнергетической системе определяется скоростью вращения роторов генераторов, а следовательно, и турбин.

Стандартным значением частоты в нашей стране является 50 Гц. Частота в системах поддерживается автоматическими регуляторами и изменяется при нормальной эксплуатации в узких пределах.

Отклонения частоты приводят к ухудшению работы потребителей. Это связано прежде всего с существенным влиянием частоты на число оборотов электродвигателей, а следовательно и на производительность механизмов. Снижение частоты приводит к ухудшению их технико-экономических показателей. Особо чувствительны к изменениям частоты механизмы с «вентиляторным» моментом, поскольку их производительность пропорциональна квадрату частоты.

Снижение частоты происходит при недостатке генерируемой мощности в системе и часто сопровождается и понижением напряжения. В специальной литературе подчеркивается опасность снижения частоты из-за падения производительности механизмов собственных нужд для ТЭС. Например, при снижении ее на 3–5 Гц подача воды в конденсаторы турбин циркуляционными насосами понижается на 30–40%. При таком же снижении частоты питательные насосы почти полностью прекращают подачу воды в котлы. Вследствие снижения производительности механизмов собственных нужд резко уменьшается располагаемая мощность ТЭС, особенно высокого давления, усугубляя аварийный режим в системе. Аналогичные процессы могут иметь место и на АЭС.

Более подробно вопрос о регулировании частоты рассматривается в разделе 3.3. Пока же отметим следующее.

ГОСТ 13109-97 (2002) предусматривает такие нормы отклонения частоты переменного тока в электрических сетях: «– *нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны  $\pm 0,2$  и  $\pm 0,4$  Гц соответственно*».

В 2002 г. были разработаны и введены в действие «Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России» [6], устанавливающие более жесткие требования к регулированию частоты. Согласно им регулирование должно обеспечивать:

- выполнение заданий по поставкам мощности;
- поддержание средней частоты в ЕЭС с отклонениями за любые полчаса от номинала не больше  $\pm 10$  мГц;

- удержание колебаний текущей частоты в полосе  $50 \pm 0,05$  Гц в нормальных условиях и в допустимой полосе  $50 \pm 0,2$  Гц при нормативных нарушениях баланса с возвратом к нормальной частоте за время не более 15 мин;

- предотвращение перегрузки транзитных линий электропередачи.

«Основные положения... по регулированию частоты» отражают европейский опыт первичного регулирования частоты, которое организуется с учетом современных технических требований на базе специально для этой цели модернизируемых тепловых и гидравлических электростанций.

## **1.7. Автоматика энергосистем**

Указанные в разделе 1.1 особенности энергетического производства определили необходимость широкой автоматизации энергосистем. Системная автоматика нормального режима обеспечивает регулирование частоты и потоков активной мощности (АРЧМ), напряжения на шинах станций и подстанций и т.п. При нарушениях нормального режима используются устройства, обеспечивающие предотвращение и эффективную локализацию аварий: устройства форсировки возбуждения генераторов, автоматической частотной разгрузки (АЧР), противоаварийной автоматики. К системной автоматике относят также устройства автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического ввода резерва (АВР). Автоматика регулирования частоты и потоков активной мощности рассматривается в главе 2. Здесь же кратко остановимся на некоторых других устройствах.

*Устройства автоматического повторного включения (АПВ)* используются для борьбы с неустойчивыми короткими замыканиями (к.з.) на линиях электропередачи (ЛЭП), в трансформаторах, открытых распределительных устройствах (ОРУ) станций и подстанций. Замыкания могут быть вызваны перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами. При достаточно быстром отключении поврежденного участка релейной защитой повреждения самоустраняются, электрическая дуга, возникшая в месте к.з., гаснет, не успев вызвать сколь-либо существенных повреждений. Такие самоустраняющиеся повреждения называют не-

устойчивыми. Статистика повреждаемости воздушных ЛЭП показывает, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 до 90 %, трансформаторов и шин – 70–90 %.

Поскольку отыскание места повреждения на ЛЭП путем ее обхода требует длительного времени, а многие повреждения носят неустойчивый характер, для ликвидации аварии производят опробование линии путем ее повторного включения под напряжение, обычно автоматического. Если нарушение действительно было неустойчивым, линия остается в работе. В обратном случае автоматика опять ее отключит. Время АПВ зависит от вида к.з., конкретных характеристик объекта защиты, элементов автоматики и составляет от десятых долей секунды до нескольких секунд.

**Автоматическое включение резервного питания и оборудования (АВР)** используется для повышения надежности энергоснабжения потребителей при использовании схемы одностороннего питания. АВР широко используется как в технологических схемах электростанций (в том числе АЭС), схемах питания собственных нужд их, так и в схемах питания потребителей в энергосистемах. Простейший пример представлен на рис. 1.5.

Питание подстанции А осуществляется на рис. 1.5 по линии Л1 от ОРУ станции Б. Линия Л2, связывающая подстанцию А со станцией В, играет роль резерва – она находится под напряжением, но выключатель В3 отключен (на рис. 1.5 показано зачернением). Однако при отключении линии Л1 он автоматически включается, подавая энергию потребителям.

Принципиально любая из линий Л1 и Л2 может быть рабочей, а вторая – резервной.

Время срабатывания АВР рассчитывается исходя из конкретных условий, но обычно составляет от десятых долей до 2–3 с.

**Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)** служит для сохранения работоспособности системы при аварийном снижении частоты, вызванном возникновением значительного дефицита

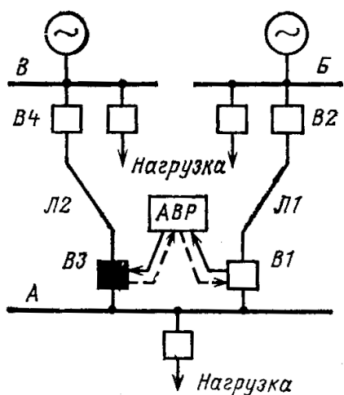


Рис. 1.5. Пример использования АВР в энергосистемах

мощности. Глубина снижения зависит в первую очередь от величины дефицита. Снижение частоты на  $\sim 2$  Гц уже представляет опасность и может привести к полному расстройству работы энергосистемы. Снижение протекает очень быстро, поэтому ликвидация аварийного режима возлагается на автоматику. Для предотвращения развития аварии немедленно мобилизуются все резервы активной мощности, имеющиеся на станциях. Но при исчерпании или отсутствии вращающегося резерва единственным возможным способом восстановления частоты в сети является отключение части наименее ответственных потребителей. Оно и осуществляется устройствами АЧР, срабатывающими при достижении заданного снижения частоты в сети. Отключение потребителей всегда связано с определенным экономическим ущербом, но на него приходится идти, чтобы предотвратить существенно больший ущерб из-за развала системы.

Чтобы суммарная нагрузка потребителей, отключаемых действием АЧР хотя бы приблизительно соответствовала возникшему дефициту, АЧР делается многоступенчатой. Очереди отличаются уставками по частоте срабатывания.

Иллюстрационный пример изменения частоты при действии АЧР представлен на рис. 1.6 [16]. Если АЧР отсутствует, то снижение частоты идет по кривой I и будет продолжаться до значения, при котором за счет регулирующего эффекта нагрузки и действия автоматики турбин не будет восстановлен баланс генерируемой и потребляемой мощности. Для восстановления частоты 50 Гц необходимо вручную отключить часть потребителей.

При наличии АЧР процесс протекает по иному (кривая II). Пусть, например, АЧР состоит из трех ступеней с уставками срабатывания 48, 47,5 и 47 Гц. Тогда при снижении частоты до 48 Гц сработает первая ступень (точка 1 на рис.) и отключит часть потребителей; дефицит

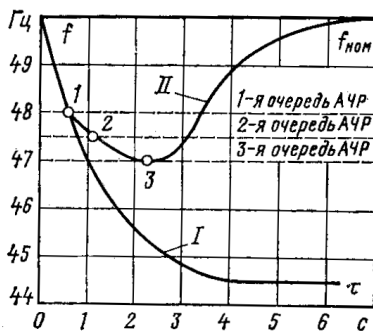


Рис. 1.6. Изменение частоты при возникновении дефицита мощности в системе:

- I – при отсутствии АЧР;
- II – при наличии АЧР

мощности уменьшится и скорость падения частоты тоже. Аналогично точка 2. После срабатывания третьей ступени (точка 3) генерируемой мощности уже достаточно не только для прекращения снижения, но и восстановления частоты.

При восстановлении режима системы потребители вновь включаются в порядке, обратном отключению. Используются также автоматические устройства АПВ после АЧР, называемые частотным автоматическим повторным включением (ЧАПВ).

**Противоаварийная автоматика (ПА)** предназначена для ограничения развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме. Важнейшей ее задачей является обеспечение стабильности работы системы, предотвращение возможности развития общесистемных аварий, сопровождающихся нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории, и минимизации последствий аварии, если она все же произошла.

Для решения этих задач применяют современные системы ПА, построенные на базе микропроцессорной техники и современных информационных технологий, что позволяет использовать весь потенциал быстродействия, точных расчетов места повреждения и т.д.

ПА находится во взаимодействии с релейной защитой и другими средствами автоматического управления в энергосистеме, включая АПВ, АВР, автоматическое регулирование возбуждения, автоматическое регулирование частоты и активной мощности (вместе с автоматическим ограничением перетока), и выполняет следующие автоматические функции:

- предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы;
- ликвидацию асинхронного режима;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение повышения напряжения;
- ограничение перегрузки оборудования.

Некоторые из этих функций будут обсуждаться ниже.

## Глава 2. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

### 2.1. Неравномерность графика нагрузки

Нагрузка в энергосистемах характеризуется суточной, недельной и сезонной неравномерностью. В зависимости от состава потребителей конкретной энергосистемы, от соотношения промышленной нагрузки разных видов, транспортной и бытовой, от равномерности, с которой потребители пользуются электроэнергией в течение суток, недели, года, вид графика нагрузки может заметно меняться от одной системы к другой.

На рис. 2.1 приведен характерный суточный график для типовой энергосистемы, но в отличие от рис. 1.1 на нем показаны не потребители энергии, а распределение нагрузки между электростанциями разных типов для случая, когда суммарная мощность АЭС невелика и они работают в базовой части графика.

Коэффициент неравномерности (отношение минимальной суточной нагрузки к максимальной) составляет, например для системы Центра, около 0,55 и, вообще говоря, как и для других систем, имеет тенденцию к уменьшению за счет роста осветительно-бытовой нагрузки. Более высокие значения (0,80–0,85) коэффициент неравномерности имеет в ОЭС Урала и Сибири, где преобладает трехсменная промышленная нагрузка.

Помимо суточной имеет место недельная неравномерность. Она вызывается в основном общим понижением потребления промышленными предприятиями в выходные дни (субботу и воскре-

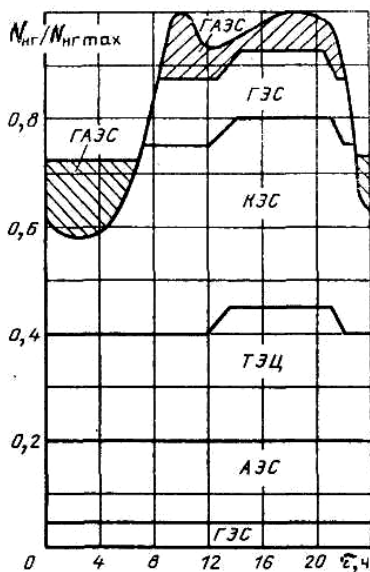


Рис. 2.1. Суточный график нагрузки энергосистемы



сенью) и может быть охарактеризована недельным коэффициентом неравномерности, представляющим собой отношение суточного минимума нагрузки выходного дня к максимуму для рабочего дня. Но, по-видимому, более показательным в этом смысле является соотношение максимумов: в субботу максимум нагрузки понижается на 10–12 %, а в воскресенье на 20–25 % по отношению к обычным будним дням. В эти же дни снижается и дневная нагрузка.

Наконец, сезонная неравномерность. Максимум суточной нагрузки летом составляет около 0,8 зимнего максимума; минимальные нагрузки приходится на июль-август.

Суточные графики нагрузки дают возможность определить два важных параметра, из которых следуют требования к маневренным характеристикам электростанций, работающих в энергосистеме:

- **наибольшую разность** между максимальной и минимальной нагрузками энергосистемы, которая определяет необходимый диапазон регулирования мощности и соответственно требуемую глубину разгрузки работающего оборудования электростанций;

- **требуемую скорость** изменения нагрузки станций в различных режимах. Эта скорость обычно выражается в процентах от включенной мощности станции или соответственно системы за минуту и достигает при прохождении утреннего или вечернего пиков единиц процентов. В некоторых случаях (например, при сбросе мощности одной из регулирующих станций или отключении межсистемной линии связи) наблюдались скорости до 20–25 % в минуту.

Недельные графики определяют долю останавливаемого и пускаемого оборудования, возможные условия проведения кратковременных ремонтов. Наконец, сезонная неравномерность имеет важное значение для проведения капитальных и средних ремонтов и оказывает влияние на определение ремонтного резерва.

Вообще говоря, обеспечить реализацию графиков нагрузки можно двумя путями: либо каждая станция меняет свою мощность по задаваемому потребителями графику, либо выделяются специальные станции и (или) агрегаты, регулирующие нагрузку системы, а остальная часть последней работает в так называемом базовом (базисном) режиме. Естественно, что при выборе варианта должны учитываться как технические возможности оборудования станций

того или иного типа, так и экономические соображения. И те, и другие диктуют использование второго варианта решения. Причем для регулирования нагрузки может использоваться и вариант полной остановки части блоков (агрегатов) на время ночного провала.

При этом реальные возможности конкретной энергосистемы обеспечить требуемые величины глубины разгрузки и скорости изменения нагрузки определяются тем набором станций (по типам и мощностям), которыми она располагает и которые могут быть выделены для регулирования нагрузки. Соответственно от этого в значительной мере зависят и требования, предъявляемые к маневренности АЭС.

Однако ситуации в энергосистемах европейской части страны, где и строятся АЭС, такова, что требование привлечения последних к регулированию нагрузки становится настоятельно необходимым.

## **2.2. Показатели маневренных свойств электростанций**

Выше было упомянуто, что из графиков нагрузки вытекают требования к маневренным характеристикам электростанций и входящих в их состав энергоблоков. Поскольку с терминами «маневренность», «маневренные характеристики» в настоящей работе придется сталкиваться неоднократно, следует, по-видимому, сформулировать, какой смысл в них вкладывается.

В понятие *маневренности* энергоблоков входит комплекс их свойств, определяющих в итоге возможность и эффективность работы блока в целом и его оборудования в переменных, пускоостановочных и аварийных режимах, возможность, в частности, привлечения блоков к регулированию нагрузки в энергосистеме в суточном или недельном графиках.

Показатели маневренных свойств электростанций (энергоблоков) как тепловых, так и атомных в настоящее время не стандартизированы. Поэтому в различных документах и литературных источниках называются несколько различающиеся наборы этих показателей, а для одинаково называемых показателей иногда даются принципиально разные определения.

К основным маневренным характеристикам энергоблоков относят [31]:

- **диапазон допустимых нагрузок** – интервал нагрузок (мощностей), которые энергоблок может нести неограниченное технологическое время;

- **регулируемый диапазон** – интервал нагрузок, внутри которого мощность может изменяться автоматически за счет действия систем авторегулирования или технологических защит без изменения состава основного и вспомогательного оборудования;

- **характеристики переходных режимов** – допустимые скорости изменения мощности и (или) технологических параметров, включая скорости разогрева и расхолаживания оборудования, время пуска блока (время от начала пусковых операций до включения турбогенератора в сеть) из различных исходных состояний блока и его оборудования и т.д.;

- **допустимое число циклов изменения режима** – показатель, связанный с влиянием пусковых, аварийных и других переходных режимов на долговечность оборудования;

- **приемистость** – скорость изменения нагрузки блока при изменении задания регулятора;

- **допустимая длительность работы блока** на нагрузке собственных нужд и холостом ходу

- и ряд других.

Выделяют также **мобильность** блоков, понимая под ней способность реализовать в течение секунд их вращающийся резерв.

Требования к маневренным характеристикам станций разного типа, реальные маневренные возможности блоков и пути их улучшения обсуждаются в литературе [20, 26, 31, 39]. Применительно к энергоблокам АЭС они рассматриваются более подробно в последующих главах.

### 2.3. Типы электростанций и их маневренные возможности

В составе энергетических систем работают станции разных типов. Основная часть электроэнергии (табл. 2.1) производится на тепловых электрических станциях (ТЭС), сжигающих органическое топливо: газ, нефть, уголь и др. При этом около половины ее выдают теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), совмещающие выработку электричества и тепла для промышленных и бытовых нужд, а остальное – конденсационные станции (КЭС). Оставшуюся часть вы-

рабатывали гидроэлектрические станции (ГЭС) и АЭС (в 2009 г., как видно из табл. 2.1, доля последних составила 17,1%). Небольшой вклад (доли процента) дают также дизельные (ДЭС) и газотурбинные электростанции (ГТЭС). Все остальные типы электростанций, о которых так много сегодня разговоров как об альтернативе, – ветровые, солнечные, приливные, геотермальные и т.д. – существовали и существуют в единичных опытных экземплярах и никакого сколь-либо реального вклада в выработку электроэнергии в нашей стране не вносят.

Таблица 2.1

Структура производства электроэнергии ЕЭС России

Тип станции	2009 г. (факт)		2016 г. (прогноз Минэнерго)	
	млрд кВт · ч	%	млрд кВт · ч	%
ТЭС	626,8	65,5	773,5	65,7
ГЭС	166,8	17,4	183,9	15,6
АЭС	163,5	17,1	219,5	18,7
Всего	957,1	100	1176,9	100

Страна Росатом, № 2, 2010.

Необходимо обратить внимание, что хотя доля ГЭС составляет 22 % установленных мощностей электростанций (см. табл. 1.1), их доля в выработке энергии значительно меньше, так как ГЭС работают в основном в регулирующем режиме.

Рассмотрим характерные особенности и маневренные возможности электростанций разных типов.

### 2.3.1. Конденсационные электростанции (КЭС)

Как видно из рис. 2.1, уже сегодня КЭС привлекаются к регулированию нагрузки в полупиковой части графика.

Современные КЭС достигают мощности 4000–6000 МВт. На этих станциях используются экономичные энергоблоки мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт с критическими параметрами пара 24 МПа и 540–560 °С и двукратным промежуточным перегревом пара. КПД нетто их составляет около 40 %. Эти блоки рассчитыва-

лись при проектировании на работу в базисной части графика нагрузок с продолжительностью использования установленной мощности 5000 ч/год и более.

Минимальная возможная нагрузка энергоблоков КЭС, работающих на твердом топливе (главным образом, раздробленный до состояния пыли уголь), определяется устойчивостью горения в топке при минимальных нагрузках и температурным режимом поверхностей нагрева и составляет при сжигании донецкого антрацита 75–80 %, каменного угля – 65–70 %, бурого угля – 50 %. Блоки на газомазутном топливе при использовании скользящего начального давления пара могут разгружаться до 40 %, причем граница снижения определяется уже не процессами в топке, а надежностью гидродинамики поверхностей нагрева. Привлечение блоков КЭС к регулированию нагрузки заставило изучать вопросы надежности и долговечности оборудования ТЭС и отдельных элементов.

Одной из возможностей прохождения ночного провала нагрузки является остановка части блоков. Однако время на ввод в работу блоков КЭС (подготовка к пуску, синхронизация, набор нагрузки) довольно значительно – 3–6 ч. Поэтому для турбоагрегатов КЭС предпочтительным режимом является работа с достаточно равномерной нагрузкой.

Кроме указанных энергоблоков на КЭС работают еще блоки, рассчитанные на более низкие параметры пара (9 и 14 МПа, 510 и 540 °С). Их легче привлечь к регулированию нагрузки системы, хотя они и проектировались в свое время для работы в базовой части графика. Но к настоящему времени они практически выработали свой ресурс и выводятся из эксплуатации.

### 2.3.2. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)

ТЭЦ предназначены, как уже упоминалось, для централизованного снабжения теплом и электроэнергией городов и промышленных предприятий. Они отличаются от конденсационных электростанций использованием тепла «отработавшего» в турбинах пара для нужд промышленного производства, отопления, горячего водоснабжения и т.д. При такой комбинированной выработке электрической и тепловой энергии достигается значительная экономия топлива сравнительно с раздельным их производством, например, на

КЭС и местных котельных. Поэтому станции типа ТЭЦ получили широкое распространение в районах и городах с большим потреблением тепла. Мощность ТЭЦ определяется тепловой нагрузкой и обычно не превышает 300–500 МВт, мощность турбоагрегатов – 50–250 МВт. Используемые на ТЭЦ параметры пара ниже, чем на КЭС; обычно они не превышают 9–14 МПа и 510–540 °С. Это обстоятельство, а также наличие поперечных связей между агрегатами по пару и питательной воде облегчают привлечение ТЭЦ к регулированию нагрузки.

С другой стороны, режим работы ТЭЦ – суточный и сезонный – определяется в основном потреблением тепла. Станция работает наиболее экономично, если ее электрическая мощность соответствует отпуску тепла. При этом в конденсаторы поступает минимальное количество пара, а КПД достигает 80 %. Если система нуждается в электрической мощности, ТЭЦ должна перейти на смешанный режим, при котором поступление пара в части низкого давления турбин и в конденсаторы увеличивается. Экономичность станции при этом снижается.

Важно, что минимальная электрическая мощность станции определяется потреблением тепла, уменьшение ее ниже этого предела (например, за счет пропуска пара к потребителям через БРОУ) совершенно не выгодно как для самой станции, так и энергосистемы. Поэтому реальная возможность использования ТЭЦ для регулирования нагрузки системы ограничена.

### 2.3.3. Газотурбинные и парогазовые установки

Эти установки получают все большее распространение и по мере строительства включаются в энергосистемы. Они имеют лучшие маневренные характеристики, но их мощности относительно малы, а число в системах пока определяется единицами. Поэтому заметного вклада в регулирование частоты и мощности сегодня они внести не могут.

### 2.3.4. Гидроэлектрические станции (ГЭС)

ГЭС в нашей стране имеют максимальные мощности до 6400 МВт (Сибирь) и 2540 МВт (на Волге). Мощности агрегатов

ГЭС зависят от условий ее размещения и колеблются от нескольких десятков кВт до 500 МВт. ГЭС имеют хорошие возможности для регулирования суточного графика нагрузки. Поэтому работа их характеризуется частыми пусками и остановами агрегатов, быстрым изменением рабочей мощности от нуля до номинальной. Тихоходные турбины и гидрогенераторы ГЭС по своей природе приспособлены к переменному режиму. Процесс пуска гидроагрегата и набора мощности полностью автоматизирован и требует всего нескольких минут. Поэтому ГЭС можно эффективно использовать в пиковой и полупиковой части графика нагрузок. Например, поддержание частоты в ЕЭС осуществляется, как правило, Жигулевской ГЭС. Правда, авария на Саяно-Шушенской ГЭС показала, что и на гидростанциях имеются свои ограничения по частоте и диапазону изменению нагрузки. В дальнейшем, очевидно, их придется учитывать.

Для систем очень важно, что ГЭС обычно имеют водохранилища, выполняющие функции аккумуляторов энергии, т.е. позволяющие накапливать воду и регулировать ее расход и, следовательно, рабочую мощность станции так, чтобы обеспечить наиболее выгодный режим для системы в целом. В зависимости от объема водохранилища период регулирования, т.е. время, необходимое для наполнения и срабатывания водохранилища, может составлять сутки, неделю, несколько месяцев и более. Наиболее выгодный режим работы ГЭС зависит от многих факторов и определяется расчетом. Например, в период паводка, когда естественный приток воды в реке велик, целесообразно использовать гидростанции круглосуточно с максимальной мощностью, чтобы уменьшить холостой сброс воды через плотину.

В остальное время при совместной работе гидростанций с тепловыми и атомными станциями нагрузку энергосистемы распределяют таким образом, чтобы при известном расходе воды в течение рассматриваемого периода времени обеспечить спрос на электрическую энергию с минимальными суммарными затратами в системе. Учитывается также, что режимы минимальной нагрузки ГЭС могут ограничиваться требованиями речного транспорта, рыбного хозяйства, условиями ирригации и водоснабжения.

Опыт эксплуатации показывает, что в течение большей части года ГЭС целесообразно использовать в пиковом режиме. Это зна-

чит, что в течение суток рабочая мощность станции должна изменяться в широких пределах – от минимальной, определяемой необходимым минимальным пропуском воды через плотину в часы, когда нагрузка в системе мала, до максимальной в часы наибольшей ее нагрузки (рис. 2.1). При таком использовании ГЭС нагрузка ТЭС и АЭС выравнивается, работа их становится более экономичной. Но продолжительность использования установленной мощности ГЭС получается меньше – до 1500–3000 ч/год для пиковых станций.

Остается отметить, что хотя в целом по стране возможности строительства ГЭС далеко не исчерпаны, в европейской части России, где именно и необходимы маневренные мощности, картина обратная. Практически после завершения строительства Волжского каскада крупные гидростанции строить негде. Мощности же существующих ГЭС заметно ниже диапазона изменения нагрузок в системах.

### 2.3.5. Гидроаккумулирующие станции (ГАЭС)

ГАЭС являются уникальными высокоманевренными установками, посредством которых можно аккумулировать (запасать) электрическую энергию, возвращая ее в энергосистему по мере необходимости. Они предназначаются для снятия в первую очередь суточных пиков нагрузки в энергосистемах. Современные ГАЭС оборудуются обратимыми агрегатами, которые могут работать как в режиме «турбина–генератор», так и в режиме «двигатель–насос». В интервалы времени, когда электрическая нагрузка в ОЭС минимальна (ночью), агрегаты ГАЭС перекачивают воду из нижнего водохранилища в верхнее на высоту несколько десятков или сотен метров (рис. 2.2) и потребляют при этом энергию из энергосистемы (см. рис. 2.1). В течение непродолжительных пиков нагрузки, когда в энергосистеме образуется дефицит генерирующей мощности

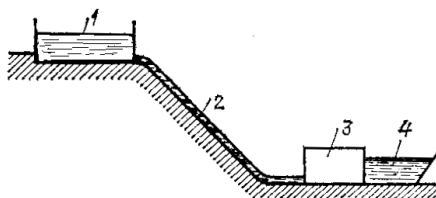


Рис. 2.2. Схема ГАЭС:

1 – верхний бассейн; 2 – водовод;  
3 – здание ГАЭС; 4 – нижний бассейн



(преимущественно в утреннее и вечернее время), гидроагрегаты ГАЭС работают в генераторном режиме, расходуя запасенную в верхнем водохранилище воду.

Учитывая высокую маневренность гидроэнергетического оборудования, число пусков обратимых гидроагрегатов ГАЭС достигает нескольких сот (500–700) в месяц.

ГАЭС обеспечивают надежность функционирования всей энергосистемы и должны использоваться как наиболее технологически приемлемый и эффективный инструмент регулирования в ЕЭС. Они обеспечивают также аварийный резерв мощностей на случай нарушения целостности единой энергосистемы.

В 2006 г. в мире работали ГАЭС общей установленной мощностью более 130 ГВт (по другим источникам – до 300 ГВт) и строились станции суммарной мощностью 30 ГВт. Например, во Франции за счет системы ГЭС–ГАЭС покрывается суточное изменение нагрузки до 15%. В России доля ГАЭС пока мала (~ 0,57 %). На сегодняшний день действует только одна такая станция – Загорская ГАЭС в Московской области в районе Сергиева Посада. Шесть ее агрегатов обеспечивают в режиме выработки электроэнергии мощность 1200 МВт.

Однако число ГАЭС, которое можно построить в европейской части нашей страны, в начале 1980-х гг. оценивалось цифрой 200. Фактически построены были единицы, в частности, Киевская ГАЭС (325 МВт). Надо сказать, что в энергосистемах Северо-Запада и Центра России, где имеется наибольший дефицит маневренной мощности, естественные перепады рельефа позволяют сооружать ГАЭС с небольшим напором (80–110 м). В частности, в последние годы построена упоминавшаяся Загорская ГАЭС, сейчас поблизости строится ее вторая очередь такой же мощности. Пуск ее первых агрегатов намечен на 2011 г. В «Генеральной схеме...» [49] предусмотрено строительство ряда ГАЭС, в том числе Ленинградской (1560 МВт), Курской (465 МВт), Владимирской (800 МВт).

Строительство ГАЭС требует заметно меньших затрат, чем ГЭС или ТЭС. Однако перспективы их применения во многом зависят от тарифов на электроэнергию. КПД ГАЭС, под которым понимается отношение энергии, выработанной станцией в генераторном режиме, к энергии, израсходованной в насосном режиме, заведомо

меньше 100%. Для современных ГАЭС он составляет 65–75 %. Поскольку такие станции потребляют энергии больше, чем производят, экономика их в значительной мере зависит от тарифа на электроэнергию в часы пик. Чтобы ГАЭС как энергопредприятие давала прибыль, он должен быть заметно выше, чем в период ночного провала нагрузки.

### 2.3.6. Атомные электростанции (АЭС)

АЭС здесь пока не рассматриваются, поскольку их возможностям и маневренным характеристикам посвящены следующие главы. Отметим только, что на АЭС до сих пор чаще всего смотрят как на станции, которые должны работать в базовой части графика нагрузок.

Такой взгляд имеет свои основания. Значительно более низкая топливная составляющая затрат на АЭС по сравнению с ТЭС и, наоборот, более высокий уровень удельных капиталовложений делают разгрузку атомных блоков экономически невыгодной. В то же время в целях обеспечения устойчивости энергосистем с точки зрения противоаварийного управления необходимо привлечение к регулированию нагрузки и атомных станций.

### 2.3.7. Итог – маневренные возможности энергосистем

Итак, в современных энергосистемах в европейской части России существует значительный дефицит маневренной мощности. В ОЭС Центра этот дефицит на середину 2008 г. составлял 2,5–3 ГВт. Еще сравнительно недавно – в 1960 гг. – маневренность обеспечивалась гидростанциями и КЭС малой и средней мощности. Но уже в эти годы начался ввод мощных блоков ТЭС (300, 500, затем 800 МВт) на закритические параметры пара, а со второй половины 1970-х гг. – блоков АЭС мощностью до 1000 МВт.

С начала 80-х гг. XX в. происходит неуклонное изменение структуры установленного оборудования энергосистем, особенно в европейской части страны. Сокращается доля КЭС и ГЭС. Безусловно, возможности агрегатов КЭС еще не исчерпаны, ведутся работы по усовершенствованию пускоостановочных режимов энергоблоков, переводу турбогенераторов КЭС на ночь в моторный ре-

жим и др. За счет этих мероприятий конденсационные энергоблоки тепловых электростанций должны будут стать полупиковыми, что позволит в определенной мере смягчить остроту проблемы покрытия переменных нагрузок. Однако сокращение доли КЭС, даже с учетом более глубокого регулирования их блоков, в недалеком будущем сделает их возможности недостаточными для покрытия переменной части графика электрических нагрузок.

Уже сегодня в некоторых энергосистемах, примыкающих к крупным промышленным центрам, доля энергооборудования, традиционно считающегося базовым (ТЭЦ, АЭС), значительно превышает долю базовых нагрузок в общем энергопотреблении, что создает трудности в покрытии графика нагрузок. Положение усугубляется наличием оборудования, отработавшего расчетный ресурс и нуждающегося поэтому в более мягком режиме эксплуатации. Это относится, между прочим, и к блокам АЭС, которым продляется срок эксплуатации. В перспективе отмеченная тенденция будет усиливаться, вследствие чего возможна существенная трансформация требований к маневренным характеристикам энергоблоков.

Определенную роль в покрытии переменных нагрузок могут сыграть гидроаккумулирующие электростанции, газотурбинные и парогазовые установки и т.п. Однако трудно рассчитывать на то, что суммарная мощность всех этих агрегатов может в ближайшее время оказаться достаточной. Отмеченные обстоятельства приведут к привлечению для покрытия переменных нагрузок в той или иной мере агрегатов ТЭЦ и АЭС. Вопрос о хотя бы ограниченной маневренности агрегатов и блоков этих станций будет постепенно становиться центральным в общей проблеме покрытия переменной части графиков электрических нагрузок и выборе структуры установленного в энергосистемах оборудования. Некоторые специалисты считают: если этот вопрос не будет решен, то придется ограничивать допустимую долю атомной энергетики [29].

В настоящее время различными организациями ведутся работы по повышению маневренности ТЭЦ, которые позволили бы обеспечить на ночь и выходные дни глубокое снижение их электрической мощности при сохранении тепловой нагрузки. В этом направлении достигнуты определенные успехи. Каждый успех в этих по-

исках чрезвычайно важен для атомной энергетики и позволяет сохранить для АЭС еще на некоторое время базовый режим работы.

Но вследствие увеличения доли АЭС в энергосистемах использование их только в базовой части графика начинает встречать все большие затруднения, по крайней мере, в некоторых энергосистемах с повышенной неравномерностью, и возникает задача хотя бы ограниченного участия энергоблоков АЭС в суточном и недельном регулировании. Речь идет не о полной остановке блоков и агрегатов на ночь и выходные дни и не о снижении мощности до уровня нагрузки собственных нужд, а лишь об обеспечении сравнительно небольшого регулировочного диапазона (20–30 % номинальной мощности), ограниченного по соображениям надежности эксплуатации. Не следует недооценивать полезный вклад любого, самого ограниченного участия АЭС в регулирование энергосистем. Так, разгрузка на 20 % станции, на которой установлены четыре блока по 1000 МВт (Балаковская АЭС), дает тот же эффект, что и полная остановка на каждую ночь блока ТЭС 800 МВт.

Конечно, даже такая ограниченная разгрузка блоков представляет собой непростую задачу, поскольку введенные в эксплуатацию и строящиеся в настоящее время энергоблоки АЭС проектировались как базовые. Но, как известно, если в технике возникает проблема, инженеры рано или поздно всегда находят пути ее решения. Некоторые пути повышения маневренных характеристик АЭС обсуждаются в главе 10.

## Глава 3. ПОДДЕРЖАНИЕ РЕЖИМА В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

---

### 3.1. Общие положения

Как уже говорилось, в установившемся режиме работы мощность, вырабатываемая всеми электрогенераторами энергосистемы, и суммарная мощность, потребляемая промышленными предприятиями, транспортом и т.д., равны друг другу.

Однако режим работы энергосистемы как совокупности электростанций и электрических сетей, вообще говоря, никогда не бывает абсолютно стабильным. Практически в любой момент времени в энергосистеме включается или отключается тот или иной потребитель, генератор или линия электропередачи. Тем самым непрерывно нарушается баланс между выработкой электроэнергии и ее потреблением. Основная задача регулирования энергосистемы состоит в том, чтобы приводить выработку в соответствие с постоянно меняющимся потреблением, обеспечивая при этом минимальные суммарные затраты на производство энергии.

Сложность решения задачи связана с тем, что практически невозможно измерить суммарную мощность, потребляемую в тот или иной момент времени всеми потребителями энергосистемы. По существу, единственным источником информации о величине несоответствия между выработкой электроэнергии и ее потреблением является отклонение частоты в энергосистеме от номинального значения.

Задачу регулирования частоты и мощности в энергосистеме решают совместно служба диспетчерского управления и система автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ).

Специальный отдел диспетчерской службы осуществляет оперативное планирование режима работы энергосистемы. Он на основе изучения статистических материалов по потреблению электроэнергии за прошедший период, планов работы различных предприятий, потребляющих электрическую и тепловую энергию, а также фактических данных по состоянию находящегося в работе или в ремонте энергооборудования и линий электропередачи, разрабатывает на каждые предстоящие сутки график предполагаемого

изменения во времени нагрузки, потребляемой в системе. Для покрытия нагрузок, определяемых этим графиком, разрабатываются плановые графики работы электростанций, выдаваемые последним в виде планового задания.

Если бы в любой момент времени фактическое потребление электроэнергии было точно равно плановому, то выполнение плановых графиков обеспечило бы поддержание частоты в энергосистеме. Однако в силу разных причин фактическое потребление электроэнергии отличается от планового. В частности, к этому приводит то обстоятельство, что график рассчитывается для конечных интервалов времени, обычно часовых, а нагрузка потребителей меняется непрерывно. Кроме того, нагрузка станций может изменяться только с определенной скоростью, обусловленной их технологическими особенностями. В периоды резких изменений электропотребления (утренние и вечерние часы) некоторые станции не успевают увеличивать мощность с той скоростью, с которой меняется нагрузка потребителей, из-за чего возникает временное нарушение баланса (см. рис. 5.1). Эти неплановые отклонения нагрузки, а также случайные изменения генерируемой мощности вызывают нерегулярные колебания частоты. Регулирование последней и состоит по существу в восстановлении баланса, в покрытии неплановых отклонений потребляемой мощности.

По своей величине неплановые отклонения не превышают, как правило, 2–3 %. Поэтому к регулированию активной мощности привлекают ограниченное число станций с регулировочным диапазоном 5–10 % мощности системы, в которой они расположены [39].

Кроме того, при регулировании нагрузки и частоты приходится учитывать перетоки электроэнергии по линиям связи и их пропускную способность (вообще говоря, ограниченную).

### **3.2. Физическая суть процессов регулирования частоты**

На ротор каждого турбо- или гидрогенератора действуют два момента. Один момент – турбины, – зависящий от впуска в турбину энергоносителя, стремится все время ускорить вращение ротора, другой – генератора – противодействует этому ускорению. Значение последнего момента зависит от электрической нагрузки генератора. Эти два момента в каждом турбо- и гидрогенераторе при

нормальном режиме работы энергосистемы равны, что обеспечивает вращение роторов всех генераторов с одинаковой (синхронной) частотой.

Мощность, вырабатываемая каким-то электрогенератором  $N_i$ , равна (пренебрегая потерями):

$$N_i = M_i \cdot \omega,$$

где  $M_i$  – вращающий момент турбины;  $\omega$  – угловая скорость.

В установившемся режиме работы мощность, вырабатываемая электрогенераторами системы  $N_{\Gamma}$ , и суммарная мощность, потребляемая потребителями – промышленными предприятиями, транспортом и т.п. –  $N_{\text{пот}}$ , без учета потерь равны друг другу:

$$\sum N_{\Gamma} = \sum N_{\text{пот}}.$$

При изменении нагрузки и соответственно частоты в системе необходимо изменить вращающий момент первичного двигателя – турбины, меняя впуск в турбину энергоносителя (пара, воды) и приводя тем самым вращающий момент турбины в соответствие с тормозящим моментом нагрузки. Оператор не в состоянии сделать это быстро и качественно, поэтому поддержание частоты вращения передается системе автоматического регулирования (САР) турбины.

Регулятор частоты вращения паровой турбины должен измерять угловую скорость ротора и соответственно воздействовать на регулирующий клапан, изменяющий пропуск пара в турбину. Прежде на турбинах малой мощности этот регулятор сам перемещал клапан, для современных турбин используются гидравлические усилители, перемещающие клапан по команде от регулятора. Для регулирования частоты вращения в турбинах используются механические, гидродинамические и электрические измерители и преобразователи. На рис. 3.1 показан простейший

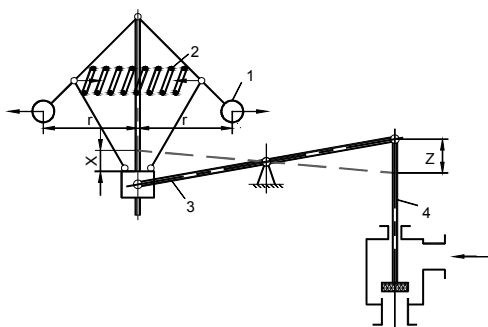


Рис. 3.1. Центробежный регулятор скорости вращения турбогенератора

гидравлические усилители, перемещающие клапан по команде от регулятора. Для регулирования частоты вращения в турбинах используются механические, гидродинамические и электрические измерители и преобразователи. На рис. 3.1 показан простейший

механический центробежный регулятор частоты вращения, связанный с валом турбины. Такие регуляторы использовались в 20–30-х гг. прошлого века. В нем центробежная сила, возникающая при вращении грузиков 1, уравнивается их весом и силой растяжения пружины 2. Положение грузиков и связанной с ними муфты определяется только скоростью вращения ротора турбины. При увеличении скорости грузики расходятся, муфта приподнимается (на величину  $x$ ), и это перемещение через рычаг 3 передается штоку 4 регулирующего клапана. Клапан прикрывается (на величину  $z$ ), уменьшая расход пара на турбину и тем самым снижая ее скорость.

Очевидно, что каждой скорости вращения ротора турбины  $\omega$  соответствует свое положение клапана, т.е. свое значение расхода пара  $G$  и соответственно нагрузки турбогенератора (говоря языком специалистов по автоматике – характеристика турбины является статической). Однако с точки зрения энергосистемы требуется астатическое поддержание скорости вращения, т.е. при любом расходе пара необходимо иметь одно и то же значение угловой скорости вращения  $\omega_0$  (или номинальной частоты вращения ротора турбины  $n_0$ ), соответствующее стандартному значению частоты в системе  $f_0$ .

Это означает, что турбина должна иметь механизм управления (МУТ), позволяющий оперативному персоналу изменять ее мощность в зависимости от требуемого режима выработки электроэнергии при неизменной скорости вращения.

Для выполнения этой задачи в регулятор вводится дополнительный элемент. На рис. 3.2 таким элементом является пружина 1, связанная, как это показано на рисунке, с муфтой регулятора 2. Изменение натяжения пружины 1 вызовет смещение муфты регулятора и соответствующее изменение положения регулирующего клапана 3. Это, в свою очередь, вызовет изме-

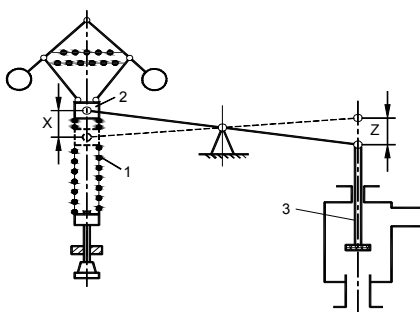


Рис. 3.2. Принцип устройства механизма управления турбиной



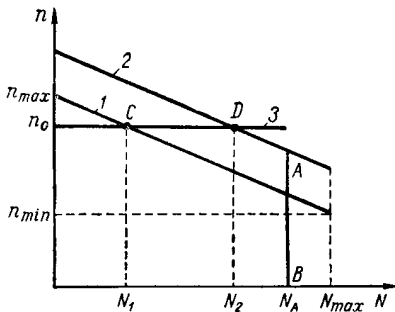


Рис. 3.3. Статическая характеристика регулирования турбины

нение угловой скорости вращения ротора  $\omega$ , которую можно будет поддерживать постоянной и равной  $\omega_0$  при любой нагрузке.

Пример изменения статической характеристики турбины (связи «число оборотов – мощность») показан на рис. 3.3.

### 3.3. Принципы регулирования частоты

Исторически в ЕЭС России сложилась структура регулирования частоты и мощности, включающая первичное, вторичное и третичное регулирование. При этом основой обеспечения качества отпускаемой электроэнергии и надежности функционирования систем энергоснабжения являются:

- разработка сбалансированных диспетчерских графиков производства, передачи и потребления электроэнергии с учетом прогноза потребления и предложений по производству электроэнергии;
- последующее выполнение диспетчерских графиков (вторичное регулирование режима), при необходимости с оперативной их корректировкой (третичное регулирование);
- стабилизация колебаний текущего баланса мощности в целях быстрого действующего ограничения временных отклонений частоты при нормальных и аварийных режимах работы энергообъединения и отделившихся от него регионов (первичное регулирование частоты).

Рассмотрим подробнее эти процессы.

**Первичное регулирование частоты.** Участие энергетического блока в регулировании частоты определяется его статической характеристикой регулирования скорости (см. рис. 3.3), представляющей собой график зависимости равновесных значений частоты вращения ротора турбины  $n$  или соответствующей ей частоты в

энергосистеме  $f$  от мощности турбины  $N$ . Наклон этой характеристики определяется коэффициентом неравномерности

$$\delta = \frac{n_{\max} - n_{\min}}{n_0},$$

где  $n_{\max}$  и  $n_{\min}$  – максимальное и минимальное значения частоты вращения, соответствующие холостому ходу и полной нагрузке турбины;  $n_0$  – номинальная частота вращения. Величина коэффициента неравномерности обычно составляет 4–5 %.

На рис. 3.3 пересечение статической характеристики турбины  $I$  с характеристикой сети 3 (линией  $n_0$ , соответствующей стандартной частоте в сети  $f_0$ ) определяет рабочую точку блока  $C$ , которой соответствует мощность  $N_1$ , вырабатываемая блоком. При отклонении частоты в энергосистеме изменяется положение рабочей точки на характеристике  $I$ . Соответственно изменяется мощность блока.

Ручное или дистанционное воздействие на механизм управления турбиной (МУТ) смещает статическую характеристику регулирования скорости параллельно самой себе. При ее смещении в положение 2 и неизменной частоте в сети  $f_0$  рабочей точкой турбины становится точка  $D$ , при этом мощность возрастает до значения  $N_2$ .

При включенном ограничителе мощности блок не может увеличить мощность сверх заданного значения  $N_A$ ; статическая характеристика блока в этом случае при понижении частоты изображена линией  $AB$ , чему соответствует бесконечно большое значение коэффициента неравномерности.

Рассмотрим энергосистему, в которой параллельно работают  $z$  энергетических агрегатов I, II, ...,  $z$  со статическими характеристиками регулирования  $a_1b_1, a_2b_2, \dots, a_zb_z$  (рис. 3.4) [25].

В исходном установившемся режиме с частотой  $f_0$  пересечением статических характеристик агрегатов с характеристикой сети ( $f_0 = \text{idem}$ ) определяются рабочие точки агрегатов  $a_1, a_2, \dots, a_z$ , которым соответствуют значения мощностей  $N_1, N_2, \dots, N_z$ . Пусть в некоторый момент времени к энергосистеме подключился новый потребитель. Его подключение, изменив структуру энергосистемы, уменьшило общее сопротивление электрической сети. Поскольку мощность, отдаваемая генераторами, в этот момент времени еще

равна исходной, подключение дополнительного потребителя понижает напряжение электрического тока и вследствие этого уменьшает мощность, получаемую от сети ранее включенными потребителями.

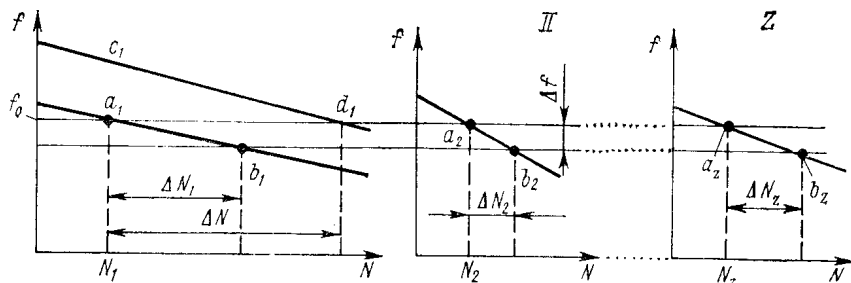


Рис. 3.4. Статические характеристики агрегатов при регулировании частоты в энергосистеме

Вступающие при этом в работу системы автоматического регулирования возбуждения (АРВ) генераторов, изменяя токи возбуждения, восстанавливают исходное значение напряжения, что сопровождается увеличением токов в сети и возвращением мощностей, получаемых ранее включенными потребителями, к исходным значениям. Дополнительно включенный потребитель забирает из сети мощность  $\Delta N$ , которая распределяется между генераторами обратно пропорционально сопротивлениям электрических цепей, связывающих их с этим потребителем. Так как турбоагрегаты вырабатывают еще исходные значения мощностей, роторы турбогенераторов замедляют свое вращение и частота в энергосистеме снижается.

Регуляторы скорости паровых, газовых и гидравлических турбин распределяют дефицит мощности между агрегатами приемной системы обратно пропорционально их коэффициентам неравномерности, переводя эти агрегаты к новым режимам, определяемым рабочими точками  $b_1, b_2, \dots, b_z$  (см. рис. 3.4). При этом отклонение частоты  $\Delta f$  ограничивается некоторым довольно узким интервалом, определяемым статическими характеристиками регулирования агрегатов. Таким путем отдельные агрегаты осуществляют *общее первичное регулирование частоты* в энергосистеме.

Очевидно, что для того, чтобы отклонение частоты было возможно меньшим, в первичном регулировании должно участвовать максимально возможное число блоков. Но чтобы блок участвовал в первичном регулировании, необходимо выдержать, по крайней мере, два условия:

1) блок должен допускать увеличение нагрузки, т.е. он не должен работать на максимальной мощности. Обычно для первичного регулирования предусматривается запас  $\pm 5\%$ , соответственно мощность блока перед возмущением должна быть не выше  $95\% N_{\text{ном}}$ ;

2) зона нечувствительности регулятора частоты вращения должна быть меньше возникшего отклонения числа оборотов. Сегодня для систем авторегулирования турбин, в том числе турбин АЭС, допускается зона нечувствительности по частоте вращения  $\pm 150$  мГц.

Поясним встретившийся выше термин «общее первичное регулирование». Стандарт СО-ЦДУ ЕЭС № 001-2005 [5] выделяет два вида первичного регулирования: общее и нормированное.

**Общее первичное регулирование** – первичное регулирование, осуществляемое *всеми энергоблоками* в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками систем первичного регулирования энергоблоков, заданными действующими нормативами, и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

**Нормированное первичное регулирование** – первичное регулирование, осуществляемое *выделенными энергоблоками*, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования и обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

Стандарт устанавливает нормы для участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты. Станции, участвующие в нормированном первичном регулировании частоты, должны обеспечивать поддержание указанного нормального уровня частоты, причем зона нечувствительности регулятора частоты вращения должна быть не больше  $0,01$  Гц.

Чтобы обеспечить эту норму, на ТЭС внедряется новое оборудование для регулирования частоты и мощности. Модернизация предполагает замену механогидравлических регуляторов частоты вращения ротора на электронные с целью снижения общей нечувствительности системы регулирования и обеспечения возможности участия энергоблока в первичном регулировании частоты и мощности в энергосистеме с качеством, соответствующим требованиям.

Сегодня системы авторегулирования (САР) турбин АЭС имеют зону нечувствительности 0,15 Гц, т.е. при меньших отклонениях частоты они могут и не среагировать на него. Технические требования к участию АЭС в первичном регулировании частоты в энергосистеме [9], согласованные СО-ЦДУ ЕЭС и ОАО «Концерн Энергоатом» в 2004 г., устанавливают, что все АЭС участвуют в общем регулировании частоты (с учетом реальных характеристик САР), а также рассматриваются меры по привлечению АЭС к нормированному первичному регулированию. При этом зона нечувствительности САР должна быть 0,01–0,03 Гц. Участие в первичном регулировании будет приводить к отклонению мощности блока от заданной, но оно не будет превышать  $\pm 2\% N_{\text{ном}}$ .

**Вторичное регулирование частоты.** Первичное регулирование частоты, обладающее определенным статизмом (неравномерностью), принципиально не может обеспечить постоянного значения частоты в энергосистеме при отклонениях нагрузки. Восстановление ее заданного значения обеспечивает вторичное регулирование частоты. Сетевой регулятор частоты, воздействуя на автоматические регуляторы агрегатов, специально выделенных регулирующих электростанций (агрегат I на рис. 3.4), смещает их характеристики  $a_1 b_1$  в положение  $c_1 d_1$ , таким образом, чтобы вернуть частоту в системе к номинальному значению  $f_0$ . По мере восстановления частоты агрегаты станций, не привлекаемых ко вторичному регулированию, но участвовавших в первичном (агрегаты II – z), возвращаются к исходному (до возмущения) режиму, определяемому рабочими точками  $a_2, \dots, a_z$ .

Обычно агрегаты регулирующих станций стремятся держать загруженными так, чтобы они имели достаточный регулировочный диапазон в сторону как возможной разгрузки, так и нагружения.

При вторичном регулировании частоты регулировочный диапазон в одну из этих сторон уменьшается. Поэтому в дальнейшем служба оперативного диспетчерского управления перераспределяет нагрузки, увеличивая регулировочный диапазон регулирующих станций. В процессе этого перераспределения, иногда называемого **третичным регулированием энергосистемы**, стремятся добиться оптимального распределения нагрузок между агрегатами энергосистемы. Для третичного регулирования используются пуск-останов гидроагрегатов, эпизодическое изменение мощности энергоблоков ТЭС и АЭС, перевод агрегатов ГАЭС в насосный или генераторный режим и т.п. Характер изменения частоты и взаимосвязь основных этапов регулирования ее представлены на рис. 3.5.

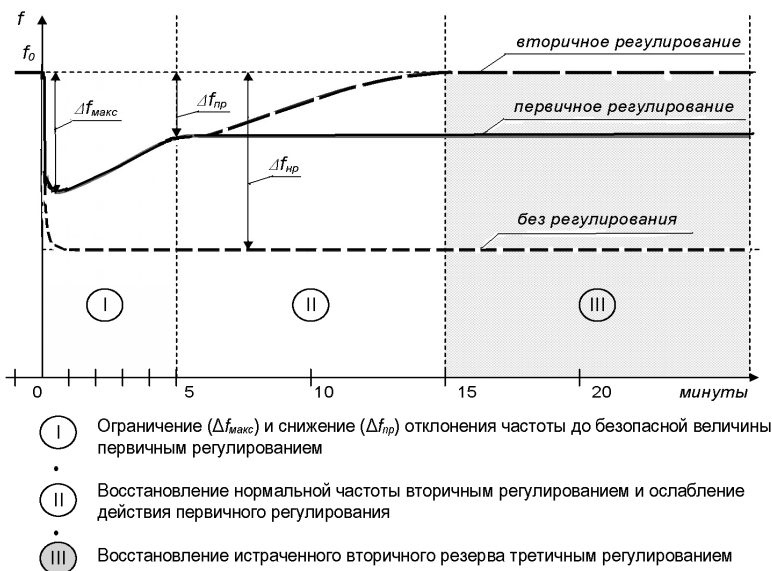


Рис. 3.5. Взаимосвязь основных этапов регулирования частоты в системе [63] (римскими цифрами обозначены этапы первичного, вторичного и третичного регулирования)

Выше был упомянут сетевой регулятор частоты, воздействующий на автоматические регуляторы блоков или агрегатов выделенных регулирующих электростанций. Такие централизованные устройства используются в системах для более точного поддержания

частоты и суммарной мощности системы, чем это может обеспечить управление, осуществляемое оперативным персоналом. Вторичные автоматические регуляторы частоты (АЧР) являются астатическими, т.е. поддерживающими частоту независимо от нагрузки системы. Они измеряют с достаточной точностью отклонения частоты и вырабатывают управляющие команды, поступающие в САР турбин (на ТЭС – и котлов) выделенных регулирующих станций. По этим командам смещаются характеристики регуляторов частоты вращения турбин и перераспределяется нагрузка между станциями, отдельными блоками или агрегатами (см. рис. 3.4 и 3.5). Нагрузка перераспределяется в соответствии с заранее рассчитанными режимами так, чтобы обеспечить наиболее экономически выгодный режим работы системы в целом с учетом как характеристик оборудования, так и потерь в мощности в сетях. Так регулируется сейчас мощность ГЭС и КЭС. Применимость централизованного управления к АЭС иллюстрируется в разделе 4.2 на примере АЭС Ловиза, работающей в регулирующем режиме.

В большинстве применяемых схем вторичного регулирования частоты сигнал от сетевого регулятора вводят в САР турбины через электродвигатель механизма управления, обладающий большой инерцией. Этим определяется медленное действие вторичного регулирования частоты в отличие от быстродействующего первичного регулирования.

Заметную роль в регулировании частоты играют *межсистемные связи* (МСС). С увеличением или уменьшением частоты вращения генераторов той энергосистемы, где произошло возмущение, изменяется взаимный фазовый угол  $\delta$  между эквивалентными роторами связанных между собой энергосистем (см. раздел 3.4). При этом изменяется мощность, передаваемая по МСС к возмущенной энергосистеме или от нее. Изменение перетока мощности по МСС обеспечивает помощь соседних систем возмущенной в регулировании частоты, благодаря чему объединение энергосистем облегчает решение задачи регулирования частоты. Вместе с тем небольшие колебания частоты в отдельных частях энергообъединения могут вызывать большие отклонения перетоков мощности, соизмеримые с пропускной способностью МСС, что выдвигает проблему сохранения устойчивости параллельной работы связанных энергосистем.

### 3.4. Некоторые сведения из электротехники

#### 3.4.1. Понятие о реактивном напряжении и реактивной мощности

Если переменное напряжение  $u = U_M \cdot \sin \omega t$  приложено к зажимам цепи, имеющей сопротивление  $R$ , но не обладающей сколько-либо заметными индуктивностью или емкостью (безреактивная цепь), то мгновенное значение тока в ней

$$i = \frac{u}{R} = \frac{U_M}{R} \sin \omega t = I_M \sin \omega t,$$

где  $i$  и  $u$  – мгновенные значения тока и напряжения;  $I_M$  и  $U_M$  – максимальные значения тока и напряжения;  $R$  – активное сопротивление цепи;  $\omega$  – угловая скорость.

Таким образом, напряжение и ток меняются синусоидально, достигая своего положительного максимума одновременно. Другими словами, ток и напряжение совпадают по фазе (рис. 3.6). Между собой они связаны законом Ома:

$$U_M = I_M \cdot R.$$

В реальных электрических цепях помимо активных сопротивлений всегда присутствуют элементы, обладающие индуктивностью или емкостью. Если цепь, к зажимам которой подведено переменное напряжение, обладает не только сопротивлением  $R$ , но и, например, индуктивностью  $L$ , то происходящий в ней процесс осложняется появлением электродвижущей силы (ЭДС) самоиндукции

$$e_L = -L \frac{di}{d\tau},$$

пропорциональной скорости изменения тока, который создается теперь совместным действием внешнего напряжения и ЭДС самоиндукции  $e_L$ . При этом часть мощности, вырабатываемой генератором и передаваемой в цепь, расходуется на создание этой ЭДС самоиндукции  $e_L$ , или, говоря другими словами, на преодоление ин-

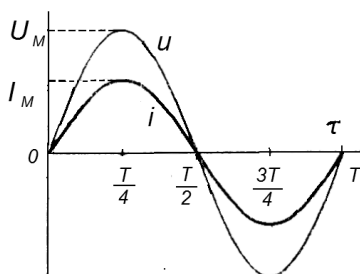


Рис. 3.6. Кривые напряжения и тока в цепи без реактивных сопротивлений



дуктивного сопротивления. Соответственно на производство полезной работы пойдет только часть мощности.

Не нужно думать, что возникновение самоиндукции связано только с наличием какого-то специального оборудования или условий. В простейшем случае прохождение переменного тока по линии электропередачи вызывает образование вокруг проводников магнитного поля, которое наводит в них ЭДС самоиндукции, направленную *навстречу* движению тока.

Не углубляясь в теорию электротехники, приведем только некоторые итоговые уравнения. По закону Ома мгновенное значение тока

$$i = \frac{u + e_L}{R} = \frac{u - L \frac{di}{d\tau}}{R}.$$

При постоянной индуктивности  $L$  ток также изменяется по синусоиде. Приняв за начало отсчета времени момент, когда ток проходит через нуль, имеем

$$u = I_M R \sin \omega t + I_M \omega L \sin(\omega t + 90^\circ).$$

Первое из этих слагаемых совпадает по фазе с током и называется активным напряжением  $u_a$  (рис. 3.7), а второе – опережает ток на  $\frac{1}{4}$  периода ( $90^\circ$ ) и называется индуктивным или реактивным напряжением  $u_p$ . Так как мгновенное значение напряжения на зажимах цепи равно сумме мгновенных значений активного и реактивного напряжений, то суммарное напряжение  $u$  не совпадает по фазе с током  $i$ , а опережает его на угол  $\varphi$ . В векторной форме, широко распространенной в электротехнике, сложение напряжений изображено на рис. 3.8.

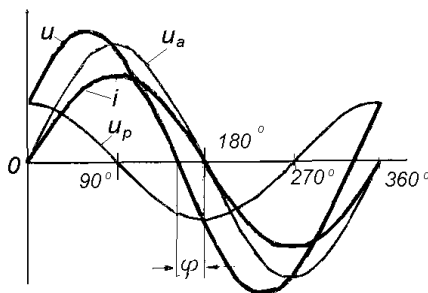


Рис. 3.7. Кривые тока и напряжения с цепях с  $R$  и  $L$

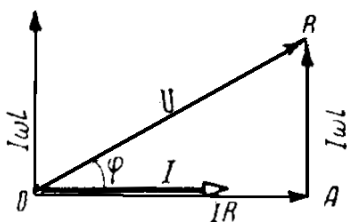


Рис. 3.8. Векторная диаграмма цепи с  $R$  и  $L$

Величина тока и напряжения в цепи переменного тока связаны через сопротивление цепи выражением:

$$I_M = \frac{U_M}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}},$$

где  $\omega L$  – индуктивное сопротивление.

Средняя мощность переменного тока, потребляемая в цепи (она называется также активной) в этом случае равна

$$N = UI \cos \varphi,$$

где  $U$  и  $I$  есть действующие значения тока и напряжения, связанные с их максимальными значениями  $U_M$  и  $I_M$  соотношениями

$$U = \frac{U_M}{\sqrt{2}} \quad \text{и} \quad I = \frac{I_M}{\sqrt{2}}.$$

Соответственно реактивная мощность, потребляемая в цепи

$$Q = UI \sin \varphi.$$

Приведенное выше значение средней мощности отличается от аналогичного значения для цепи постоянного тока наличием множителя  $\cos \varphi$ , называемого коэффициентом мощности. Чем меньше  $\cos \varphi$ , т.е. чем больше сдвиг фаз между током и напряжением, тем меньше средняя (полезная!) мощность при тех же значениях тока и напряжения.

Влияние реактивной составляющей приходится учитывать в работе энергосистем. Низкий  $\cos \varphi$  приводит к неполному использованию оборудования электростанции.

Аналогично ведет себя электрическая цепь при наличии в ней емкостного сопротивления. Только реактивное напряжение в этом случае не опережает ток, а отстает от него на те же  $90^\circ$ . Еще более сложным случаем является одновременное наличие и индуктивного, и емкостного сопротивлений. Ознакомиться с соответствующим материалом можно в учебниках по электротехнике.

### 3.5. Системные аварии. Устойчивость энергосистемы

Под системными понимают аварии, связанные с прекращением энергоснабжения значительной части потребителей энергосистемы, а также, связанные с нарушением параллельной работы электростанций, т.е. такие, как нарушение устойчивости системы, разделение энергосистемы на части, вызывающее отключение потре-

лей более 5 % мощности системы, работа с частотой ниже допустимой. Системная авария обычно связана с аварией в электрических сетях, но может вызываться и станционными повреждениями.

Устойчивость режима энергосистемы – это ее способность сохранять нормальные значения параметров в узловых точках сети при внезапных случайных возмущениях режима.

Различают статическую и динамическую устойчивость. Проще говоря, первая – это устойчивость при малых возмущениях, вторая – при больших.

Рассмотрим случай, когда генератор с исходной ЭДС  $E$  подключен через сдвоенную линию электропередачи к сети большой мощности (в 8–10 раз превышающей мощность генератора) [23]. Эта сеть, как это часто делается в электротехнике, представлена на рис. 3.9 одним эквивалентным генератором с напряжением  $U$  и нагрузкой  $N_c - jQ_c$ . Множитель  $j$  используется в электротехнике для выделения на диаграммах реактивных сопротивлений или мощностей, направленных под углом  $90^\circ$  к активным.

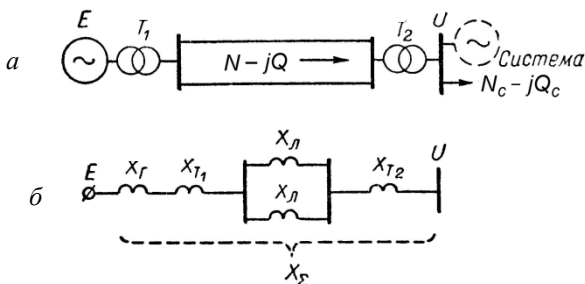


Рис. 3.9. Электропередача, связывающая электростанцию с энергетической системой:

а – принципиальная схема; б – схема замещения

Электродвижущая сила генератора в рассматриваемом случае в нормальном режиме работы определяется выражением

$$E = U + \frac{QX_\Sigma}{U} + j \frac{NX_\Sigma}{U}$$

где  $X_\Sigma$  – суммарное индуктивное сопротивление, включающее индуктивное сопротивление самого рассматриваемого генератора, повышающего и понижающего трансформаторов и линий связи:

$$X_{\Sigma} = X_{Г} + X_{Т1} + 0,5X_{Л} + X_{Т2}$$

Из векторной диаграммы, построенной для рассматриваемого случая (рис. 3.10), после преобразований получают величину передаваемой мощности:

$$N = \frac{EU}{X_{\Sigma}} \sin \delta.$$

На диаграмме виден угол сдвига  $\delta$  между  $E$  и  $U$ , обуславливающий передачу мощности в приемную систему. Рис. 3.11 иллюстрирует этот сдвиг.

Действительно, синхронное вращение нашего генератора и системы означает только вращение с одинаковой скоростью. Чтобы передавать электрическую мощность, ЭДС на клеммах генератора должна быть несколько выше, чем напряжение у потребителя. А поскольку напряжение меняется по синусоидальному закону, то график изменения напряжения у генератора должен опережать аналогичный график у потребителя на некоторый угол  $\delta$ . И чем больше передаваемая мощность, тем больше угол сдвига (рис. 3.12). Максимальная передаваемая мощность достигается при  $\delta = 90^{\circ}$ .

Однако величина  $\delta$  не должна превышать  $90^{\circ}$ . Только в этом случае параллельная работа системы и генератора будет устойчивой. Действительно, как уже упоминалось, на ротор любого турбогенератора действуют два момента: ускоряющий – турбины и тормозящий – генератора. Эти моменты в каждом турбо- и гидрогенераторе при нормальном режиме работы энергосистемы равны, что обеспечивает вращение роторов всех турбоагрегатов с одинаковой

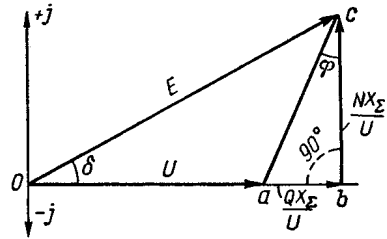


Рис. 3.10. Векторная диаграмма электропередачи при  $R = 0$

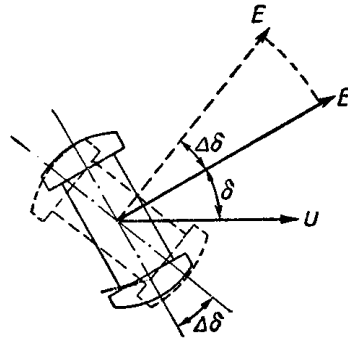


Рис. 3.11. Изменение положения ротора и вектора ЭДС генератора относительно вектора напряжения системы при увеличении передаваемой мощности

(синхронной) частотой вращения. Любой дисбаланс между моментами на каком-либо генераторе приводит к ускорению или замедлению вращения его ротора. Поддержание одинаковой частоты вращения всех генераторов, т.е. сохранение их синхронной работы, обеспечивается в энергосистеме наличием электрических линий связи между всеми генераторами, электростанциями.

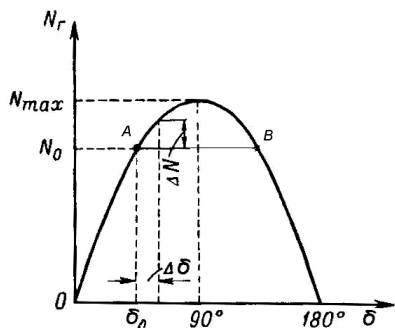


Рис. 3.12. Угловая характеристика мощности электропередачи

Если ротор одного из генераторов ускорит свое вращение и сдвинется по отношению к роторам других генераторов на некоторый угол  $\Delta\delta$  (рис. 3.12), электрическая мощность этого генератора увеличится на  $\Delta N$ . С ее увеличением увеличится и тормозящий, электрический момент генератора, и его ротор будет тормозиться. А электрическая нагрузка остальных генераторов будет снижена, что увели-

чит частоту вращения их роторов. Таким образом, частоты вращения роторов всех генераторов выравниваются.

Электрические связи между электростанциями в энергосистеме подобны пружинным связям, которые допускают сдвиг роторов на некоторый угол, но не допускают полного проворота роторов относительно друг друга. Однако это справедливо только для восходящей ветви синусоиды, для нисходящей ветви (точка  $B$  на рис. 3.12) – картина обратная: при увеличении угла  $\delta$  турбогенератор будет сбрасывать мощность.

Повторимся. Устойчивая синхронная работа электростанции с энергосистемой возможна только при  $\delta < 90^\circ$ . Всякое ускорение вращения роторов генераторов электростанции в этом случае приведет к увеличению передаваемой мощности в энергосистему и соответственно к увеличению тормозящего момента генераторов. За счет этого произойдет подтормаживание генераторов электростанции и прекратится дальнейшее увеличение угла. При работе с  $\delta = 90^\circ$ , т.е. на пределе передаваемой мощности, всякое увеличение угла (ускорение ротора) приведет не к увеличению, а к снижению передаваемой в энергосистему мощности, и на генераторах снизит-

ся тормозящий момент. Появится избыточный ускоряющий момент турбины. Под его воздействием роторы генераторов электростанции будут продолжать ускоряться с дальнейшим снижением электрической мощности. В результате этого процесса роторы генераторов данной станции будут проворачиваться по отношению к роторам других станций энергосистемы и наступит нарушение синхронной работы этой электростанции по отношению к системе. Рассмотренный случай – пример нарушения статической устойчивости.

Статическая устойчивость системы характеризуется коэффициентом запаса статической устойчивости:

$$k = \frac{N_{\text{макс}} - N_0}{N_0}.$$

В современных передачах он обычно составляет 0,15–0,20, что соответствует углу сдвига между ЭДС генератора и напряжением системы порядка 55–60°.

**Большие возмущения в системе** могут быть связаны с короткими замыканиями, отключением линий электропередачи или генераторов и т.п. В этих случаях должна обеспечиваться динамическая устойчивость системы. Рассмотрим этот вопрос на примере отключения одной из параллельных линий передачи, представленной на схеме рис. 3.9.

Как известно, инерция у механических процессов в турбине больше, чем у электромагнитных процессов в генераторе. Поэтому мы в праве считать, что электрическая мощность изменяется мгновенно, механическая же в течение 0,2–0,3 с остается неизменной.

Сопrotивление системы после отключения одной из параллельных линий увеличится:

$$X'_\Sigma = X_\Gamma + X_{T1} + X_L + X_{T2}.$$

Таким образом,  $X'_\Sigma > X_\Sigma$ . Амплитуда угловой характеристики передаваемой мощности соответственно уменьшится до величины

$$N'_{\text{макс}} = \frac{EU}{X'_\Sigma} < N_{\text{макс}}.$$

На рис. 3.13 показаны обе характеристики передаваемой мощности, причем кривая 1 относится к работе обеих линий, а кривая 2 – к случаю, когда одна из линий отключена.

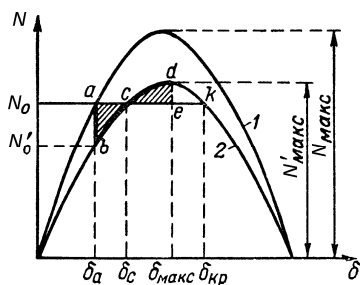


Рис. 3.13. Изменение мощности при отключении одной линии передачи

( $N_0$ ), то возникает избыточный момент вращения, под влиянием которого ротор генератора начинает ускоряться, а угол  $\delta$  – увеличиваться. С увеличением угла растет и электрическая (тормозная) мощность генератора по характеристике 2. В точке  $c$  наступает равенство моментов, однако в силу инерции ротор генератора продолжает относительное движение вперед, замедляя свою скорость под влиянием избыточного тормозного момента.

Кинетическая энергия, запасенная ротором в процессе ускорения на участке  $bc$ , пропорциональна площади  $abca$ . Если эта энергия полностью расходуется на участке  $cd$ , в связи с чем относительная скорость ротора в точке  $d$ , определяемой равенством площадей  $abca$  и  $cdec$ , становится равной нулю, то это означает, что в этой точке ротор передающей станции вращается синхронно с системой с опережающим углом  $\delta_{\max}$ . Поскольку в этой точке мощность генератора больше мощности турбины, то под влиянием избыточного тормозного момента скорость вращения и угол выбега ротора будут снижаться. На характеристике мощности этот процесс протекает в обратном направлении, т.е. к точке  $c$ .

Эту точку ротор вновь проходит по инерции и, не доходя до точки  $b$ , угол достигает своего нового минимального значения, после чего начинает возрастать вновь. После ряда постепенно затухающих колебаний в точке  $c$  устанавливается новый устойчивый режим с прежним значением передаваемой мощности, но с новым углом  $\delta_c$ . Картина колебаний угла  $\delta$  во времени показана на

Пусть до отключения линии электропередача имела мощность  $N_0$  и работала с углом  $\delta_0$ , т. е. ее режим характеризовался точкой  $a$  ( $N_0, \delta_0 = \delta_a$ ). В первый момент после отключения линии угол  $\delta$  из-за инерции ротора остается неизменным, а электрическая мощность генератора уменьшается до  $N'_0$ . Новый режим работы определяется точкой  $b$  характеристики 2. Так как мощность турбины при этом остается неизменной

рис. 3.14. Постепенное уменьшение амплитуды обуславливается потерями энергии при колебаниях скорости вращения ротора.

Если бы станция работала с меньшим коэффициентом запаса статической устойчивости, то площадка ускорения  $abca$  оказалась бы больше возможной площади торможения  $cdkes$  и угол  $\delta$  в процессе ускорения ротора достиг бы значения выше критического  $\delta_{кр}$ . Так как при значениях угла больше критического мощность турбины больше мощности генератора, то угол будет продолжать увеличиваться и машина выпадает из синхронизма.

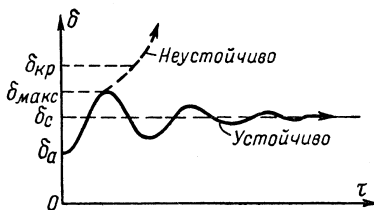


Рис. 3.14. Колебания угла  $\delta$

Такой характер нарушения устойчивости называется *динамическим*. Основной причиной динамических нарушений устойчивости являются обычно короткие замыкания (к.з.).

При к.з. вследствие резкой посадки напряжения генераторы сбрасывают электрическую мощность и ускоряются, причем максимальное ускорение получают генераторы, близко расположенные к месту к.з. Неравномерное ускорение генераторов может привести к такому увеличению углов между роторами генераторов, при котором наступит нарушение устойчивости работы энергосистемы.

При быстром отключении к.з. нарушение устойчивости в энергосистемах, как правило, не происходит, так как за короткий промежуток времени генераторы не успевают получить значительного ускорения, а при отключении к.з. ускорение генераторов прекращается.

Нарушение статической или динамической устойчивости может привести к возникновению в энергосистеме, ОЭС, ЕЭС асинхронного режима (асинхронного хода) отдельных электростанций, частей энергосистемы по отношению к другим частям, отдельных энергосистем в объединении по отношению к другим энергосистемам.

Асинхронный ход характеризуется возникновением разных частот в несинхронно работающих частях энергосистемы, хотя электрическая связь по линиям электропередачи между ними не нарушается. Мощность по линиям электропередачи, связывающим не-



синхронно работающие энергосистемы, каждый полупериод меняет свой знак и в целом за период равна нулю, если не учитывать потери мощности, возникающие при асинхронном ходе. Поэтому в энергосистемах, их частях, которые до возникновения асинхронного хода получали мощность по линиям связи, при асинхронном ходе возникает дефицит мощности с понижением частоты, а в частях, энергосистемах, работающих с избытком мощности до аварии, частота повышается.

Асинхронный режим сопровождается большими колебаниями токов, активной и реактивной мощности на генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи и большими колебаниями напряжения со снижением его почти до нуля в точках, близких к так называемому центру качания. В ряде случаев асинхронный ход, возникший в результате нарушения динамической устойчивости, после устранения причин (например, отключения к.з.) может прекратиться.

### **3.6. Примеры системных аварий**

Надо отметить, что системные аварии не являются чем-то исключительным. Например, 25 мая 2005 г. из-за пожара на подстанции «Чагино» (кстати, одной из 80 (!) в Москве) оказались обесточены некоторые районы Москвы, Московской, Тульской и Калужской областей. Восстановление нормального энергоснабжения потребовало более суток.

Более показательны случаи системных аварий в районе Нью-Йорка.

В ноябре 1965 г. из-за перебоев с электроснабжением обесточенными оказались Нью-Йорк, Нью-Джерси, Пенсильвания, Новая Англия и др. Всего за 13 мин были отключены семь американских штатов и две канадских провинции. Примерно на 13 ч без электричества остались 30 млн человек. От 600 до 800 тыс. человек узнали об этом, находясь под землей в метро. К полуночи (а авария произошла в 17.20) удалось извлечь на поверхность более 90 % из них. Причиной аварии, названной «аварией века», был назван отказ в работе высоковольтной линии электростанции на Ниагаре в штате Нью-Йорк.

Несмотря на то, что после нее был принят ряд мер по предотвращению подобного в будущем, оказалось, что уязвимость системы еще достаточно велика.

В июле 1977 г. в результате попадания молнии в линию электропередачи на 25 ч прекратилась подача электроэнергии в Нью-Йорк. Весь Нью-Йорк с пригородами погрузился во мглу, в ряде районов начались массовые грабежи. Только за два дня полиция арестовала более 3766 человек, был причинен ущерб на сумму свыше 300 млн дол. Впоследствии в том же году в США было обрзовано министерство энергетики.

14 августа 2003 г. в ряде крупнейших городов восточного побережья США и Канады снова произошла системная авария, получившая название «Блэкаут 2003». Она была одной из самых масштабных за всю историю работы энергосистем. Электричество отключилось в гг. Нью-Йорк, Детройт, Кливленд, Торонто, Оттава и др. Сама по себе девятисекундная авария произошла в 16.00 по нью-йоркскому времени, но она привела к веерным отключениям электроэнергии на площади более 24 тыс. км<sup>2</sup>. ЧП затронуло более 50 млн. человек в восьми штатах США и канадской провинции Онтарио, привело к остановке свыше 100 электростанций, в том числе 22 атомных реакторов в обеих странах. На восстановление энергоснабжения ушло более суток. Причиной аварии стала перегрузка сетей на энергокаскаде Ниагара–Мохок на американо-канадской границе. Финансовый ущерб, нанесенный США в результате масштабного отключения электроэнергии в восьми северо-восточных штатах страны, составил не менее 6 млрд дол.

Комиссия под руководством министра энергетики США С. Абрахама и министра природных ресурсов Канады Д. Эффорда, созданная для расследования обстоятельств происшествия, пришла к выводу, что причиной этой крупной аварии было грубое нарушение энергетическими компаниями основополагающих правил работы. Среди причин ее эксперты также называли плохую координацию действий энергетических компаний, устаревшее оборудование и ошибки персонала. Авария началась со сбоя на трех высоковольтных линиях электропередачи компании «Ферст энерджи» в штате Огайо. Корпорация не сумела вовремя принять нужные меры и не оповестила об этом другую компанию, осуществляющую контроль за энергосистемами на Среднем Западе. Ее специалисты по-

пытались исправить положение лишь спустя полтора часа, когда отключение приняло каскадный характер и затронуло ряд крупных городов, в том числе – Кливленд, Детройт и Нью-Йорк.

Для примера приведем более подробное описание развития системной аварии, случившейся 14 июля 1977 г.

В этом случае в результате грозы вышли из строя две линии электропередачи 345 кВ от АЭС Индиан-Пойнт (мощность 900 МВт). Последующие удары молний вывели из строя еще две ЛЭП, подающие энергию в Нью-Йорк от электростанций, расположенных к северу от него. В результате энергосистема потеряла 2000 МВт, а дефицит мощности составил около 35% номинальной. Хотя сработала защита по понижению напряжения в сети, а ЭВМ, управляющая энергосистемой, дала команду на отключение ряда малонаселенных районов, это не спасло положения. Системная авария разрасталась, поскольку из-за перегрузки перегрелись и были отключены защитой кабельные линии, подававшие электроэнергию от соседней энергосистемы. В дополнение к этому из-за продолжающейся грозы удар молнии вывел из строя последнюю ЛЭП с севера. После этого из-за перегрузки были отключены защитой и две последние питающие энергосистему линии. Развитие аварии продолжалось более часа, после чего электроснабжение полностью прекратилось и огромный город погрузился во тьму. Остановились метро, электрический транспорт, лифты – всё приводимое в действие электричеством. Полное восстановление электроснабжения потребовало значительных усилий и происходило в течение 25 ч.

Российская электроэнергетика с подобными крупными авариями практически не сталкивалась. Полный развал объединенной системы Центра имел место в конце 1940-х гг. (вскоре после создания ОЭС) и позднее не повторялся. Хотя нарушения в отдельных региональных системах были. Наша единая система высокоцентрализована. Такая централизация требовала, чтобы как важнейший фактор обеспечения надежности была выстроена вся противоаварийная автоматика. Что и было сделано.

Однако надо понимать: исключить полностью возможность крупной системной аварии и полной потери связи атомной станции с системой невозможно. При вероятностном анализе безопасности

риск такой потери оценивается обычно величиной 0,1 события/год. Для обеспечения безопасности станций и исключения аварийных последствий такой ситуации предусматриваются системы безопасности и надежного энергоснабжения (в частности, дизель-генераторы). Но мощности последних хватает только на ограниченное число внутристанционных потребителей. Именно поэтому важна надежная связь АЭС с системой, получение от нее энергии в количестве, достаточном для привода любого оборудования, включая главные циркуляционные и питательные насосы; именно поэтому станции в условиях аварии в системе должны поддерживать последнюю (подробнее см. гл. 5).

Последнее. Нарушение устойчивости работы энергосистемы и возникновение асинхронного хода являются очень тяжелыми авариями в энергосистеме, ОЭС, приводящими к массовому отключению потребителей из-за снижения частоты и напряжения, к перегрузке, а в отдельных случаях и к повреждению оборудования энергосистемы.

Внедрение быстродействующей релейной защиты – один из решающих факторов по обеспечению динамической устойчивости. Часто к.з. на линиях электропередачи имеет проходящий характер, и применение в этом случае автомата повторного включения (АПВ) будет способствовать повышению устойчивости, обратной ресинхронизации после нарушения устойчивости. Сохранение устойчивости может обеспечиваться и за счет быстрого уменьшения впуска энергоносителя в турбины.

Современная система регулирования мощных турбин позволяет очень быстро от специальных импульсов производить разгрузку турбогенераторов по активной мощности до требуемых по устойчивости значений.

Большое значение имеет также выбор правильного режима работы системы, такого распределения нагрузки станций и линий электропередачи, при которых при всех ожидаемых нарушениях сохраняются необходимые для устойчивости системы запасы. Обоснованный выбор такого режима – одна из главных задач диспетчерских служб. Делается он на основе сложных многовариантных расчетов.

### 4.1. Место и роль АЭС в энергосистемах

В настоящее время около  $\frac{2}{3}$  электроэнергии в нашей стране вырабатывается на ТЭС, сжигающих органическое топливо. Ограниченность его наиболее приемлемых с точки зрения экологии ресурсов (газ, нефть) и стремление снизить выбросы парниковых газов в атмосферу приводят к поиску альтернативных источников энергии.

Этот поиск ведется во всем мире. Однако реально внедряется только ветроэнергетика (Дания, Германия и др.) и использование тепла геотермальных вод (Исландия, Новая Зеландия и др.). В других странах и эти, и другие альтернативные источники энергии используются пока в очень ограниченных размерах. Замену мощным ТЭС, удовлетворяющую и энергетиков и экологов, могут составить только АЭС. Это понимают сейчас в большинстве стран, даже там, где ранее вводился мораторий на использование атомной энергии.

Это в полной мере относится и к России. Уже в начале 1980-х гг. расчеты показали, что себестоимость электроэнергии, производимой на АЭС, в европейской части страны ниже, чем на ТЭС. На это накладывается практическое исчерпание запасов угля в этой части страны и то, что возможность строительства новых ГЭС в ней же отсутствует. Поэтому строящиеся АЭС замещают выработавшие ресурс тепловые станции.

На 1 июля 2010 г. на десяти атомных электростанциях России работали 32 энергоблока с установленной мощностью 24,2 ГВт (это более 12 % всей установленной мощности электростанций России).

В число этих 32 блоков входят:

- десять энергоблоков ВВЭР-1000;
- шесть энергоблоков ВВЭР-440;
- 11 энергоблоков РБМК-1000;
- один энергоблок БН-600;
- четыре блока ЭГП-6 (по 12 МВт, на Билибинской АЭС).

Атомная энергетика, как видно из приведенных цифр, уже играет заметную роль в производстве электроэнергии. Реально роль атомных станций еще весомее, поскольку в европейской части страны, где сосредоточена значительная часть населения и произ-

водств, они вырабатывают около 30 % электроэнергии, а в системах Северо-Запада и Центра доля атомного электричества составляет 36,8 и 34 % общей выработки [47].

В энергетическом комплексе России атомная энергетика играет *системообразующую* роль. Действительно, узлами высоковольтной сети как в стране, так и в ее европейской части являются наиболее мощные электростанции и крупные подстанции, находящиеся в центре нагрузок. Если взять ОЭС Центра, то все четыре АЭС, расположенные на охватываемой ей территории, входят в десятку наиболее мощных электростанций системы (табл. 4.1) и обеспечивают надежный режим работы ОЭС Центра и ЕЭС России.

Таблица 4.1

Крупнейшие электростанции ОЭС Центра

Станция	Установленная мощность, МВт	
	2006 г.	План на 2010 г.
Курская АЭС	4000	4373
Костромская ГРЭС	3600	4480
Смоленская АЭС	3000	3191
Калининская АЭС	3000	3129
Рязанская ГРЭС	2650	2650
Конаковская ГРЭС	2400	2400
Ново-Воронежская АЭС	1834	1834
Каширская ГРЭС	1580	1910
Черепетская ГРЭС	1425	1910
ТЭЦ-21 Мосэнерго	1350	1800

С другой стороны, по оценкам ведущего института «Энергосетьпроект», для европейской части нашей страны обеспечение базового – наиболее выгодного – режима работы АЭС может быть обеспечено, если суммарная доля их не превышает 22–24 % общей мощности (при 18–19 % мощности маневренного оборудования) [41]. В реальности, в объединенных энергосистемах Северо-Запада и Центра, где доля АЭС наиболее заметна, уже сегодня существует недостаток маневренных мощностей. Именно поэтому реализуются

решения по повышению маневренности блоков АЭС, привлечению их к покрытию хотя бы полупиковой части графика.

Если говорить о ближайшей перспективе, то, как известно, к 2020 г. намечена цель увеличить производство электроэнергии на АЭС до 30 %, а поскольку большинство новых и расширяемых АЭС находится в европейской части страны [49], то здесь доля «атомной» электроэнергии достигнет 40–50 %. В составе той же ОЭС Центра планируется к 2020 г. расширение Калининской АЭС (до 4129 МВт) и строительство новых АЭС: НВАЭС-2 (2300/в максимальном варианте – 4600 МВт), Нижегородской АЭС (3450/4600 МВт), Тверской АЭС (4600 МВт) и Центральной АЭС (Костромская обл., 2300/4600 МВт)

Ясно, что при дальнейшем развитии атомной энергетики и возрастании доли электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, последние будут вынуждены принимать на себя и функции регулирования нагрузки. Это выдвигает в число первоочередных задачу адаптации АЭС к работе при переменных нагрузках. Наиболее приспособленными к этому считаются АЭС с реакторами ВВЭР, обладающие хорошим саморегулированием.

Следует оговориться, что до недавнего времени вопрос о привлечении к регулированию нагрузки в энергосистеме ставился применительно только к тепловым реакторам. Быстрые реакторы не рассматривались с этой точки зрения по двум причинам: во-первых, из-за того, что они нарабатывают вторичное ядерное горючее (плутоний), во-вторых, из-за больших капитальных затрат на их сооружение. Влияние обеих этих причин сегодня заметно снизилось. С одной стороны, из-за разоружения появился избыток плутония (оружейного), который может использоваться в энергетических реакторах, и, соответственно, срочность в наработке его пропала. С другой, в связи с усложнением конструкций блоков ВВЭР из-за необходимости удовлетворять всё растущим требованиям безопасности, их стоимость приблизилась к стоимости дешевеющих по мере отработки конструкций и технологии блоков БН. Поэтому в настоящее время рассматривается возможность привлечения вновь проектируемых блоков БН (БН-1200) к регулированию нагрузки в системе.

## 4.2. Технические аспекты включения АЭС в энергосистемы

Итак, поскольку атомные электрические станции (АЭС) работают в энергосистемах, их технические характеристики должны удовлетворять требованиям этих систем. Наиболее важными из этих характеристик являются *единичная мощность блока* и его *маневренность*, возможность оперативного изменения количества вырабатываемой энергии.

4.2.1. Мощность блока важна с точки зрения режима энергосистемы при его плановом, а особенно при аварийном отключении. Она не должна быть слишком большой, чтобы при плановом отключении блока на ремонт не возникало дефицита мощностей, приводящего к необходимости ограничения потребителей, а при аварийном – к недопустимым возмущениям, ведущим к развалу системы.

С учетом резервной мощности, а также требований к устойчивости и надежности работы энергосистемы мощность наиболее крупного энергоблока в ней, как уже упоминалось, не должна превышать 2–2,5 % установленной мощности энергосистемы. Мощность же наиболее крупной электростанции по тем же соображениям не должна быть больше 8–12 % этой установленной мощности [7]. Естественно, что для того, чтобы выдержать эти соотношения в маломощных системах, энергоблоки и отдельные агрегаты станций должны иметь малую мощность. Для современных крупных объединенных энергосистем в европейской части России и на Урале приемлемая мощность блока составляет 1000–1200 МВт. Это, кстати, явилось причиной некоторого торможения работ над проектом ВВЭР-1500, поскольку сегодня блок такой мощности плохо вписывается в существующие энергосистемы.

Приемлемость величины установленной мощности блока приходилось учитывать при проектировании станций, работающих в изолированных энергосистемах (полуостров Мангышлак, Чукотка). Учет этого фактора приводит к ограничению установленной мощности единичного блока или вырабатываемой электрической мощности при эксплуатации станций.

Типична в этом смысле ситуация с созданием Билибинской АТЭЦ. Необходимая мощность ее была оценена примерно в



50 МВт (эл.). «Реакторщики» были готовы разработать единый блок, но проектанты жестко стояли против, указывая, что при такой мощности блока (составившей бы половину мощности изолированной Чаун-Билибинской энергосистемы) любое отключение его будет приводить к аварийной ситуации в энергосистеме вплоть до полного «развала» ее, что для Чукотки может иметь особенно тяжелые последствия. В результате было принято решение о строительстве четырех блоков по 12 МВт (эл.).

Несколько проще решался вопрос в случае АЭС на полуострове Мангышлак. РУ БН-350 производила пар, который мог использоваться как для производства электроэнергии, так и направляться прямо на опреснительные установки, исключая тем самым отрицательное влияние избыточной мощности на надежность энергосистемы.

4.2.2. Проблема маневренности АЭС, напротив, становится все более актуальной для европейской части России. Именно она и рассматривается более подробно во второй половине работы.

Безусловно, для любой энергетической установки работа в переменной части графика нагрузки ведет к уменьшению числа часов использования установленной мощности (или коэффициента использования установленной мощности) и, соответственно, к снижению экономических показателей. Для современных КЭС, в частности, снижение числа часов использования с 6000 до 4000 ч/год приводит к возрастанию себестоимости вырабатываемой энергии на 30–35 %.

Но для АЭС переменный режим работы приводит к относительно большим потерям, поскольку капиталовложения в них больше, чем в случае ТЭС, а топливная составляющая себестоимости энергии – меньше. Именно поэтому при оптимизации режимов совместной работы станций разных типов в энергосистеме в первую очередь рассматривается максимально возможная разгрузка энергоблоков, работающих на органическом топливе, ищутся пути понижения технического минимума их нагрузки. Но, повторимся, возрастание доли АЭС и необходимость обеспечения устойчивости работы систем в конкретных условиях отключения каких-то ЛЭП или агрегатов других станций с неизбежностью ставит вопрос о регулировании мощности блоков АЭС.

Безусловно, режим базовых нагрузок для АЭС выгоден не только из-за большей капитальной и меньшей топливной составляющей затрат. Кроме этого, такой режим уменьшает циклические термические и термомеханические воздействия на материалы твэлов активной зоны и оборудование РУ, что улучшает условия их работы и увеличивает надежность, благоприятно сказывается на безопасности. Однако для европейской части нашей страны базовый режим работы АЭС не может быть гарантированно обеспечен. Поэтому реализуются решения по повышению маневренности блоков АЭС, привлечению их к покрытию хотя бы полупиковой части графика.

В условиях энергосистемы режим работы АЭС с переменным графиком нагрузки может оказаться не только ситуационно необходимым, но и экономически выгодным. Именно этим и определяется важность рассмотрения вопросов маневренности АЭС.

Если говорить о проблеме маневренности АЭС, то следует рассматривать два аспекта: 1) в каких пределах изменение мощности и соответственно снижение числа часов использования установленной мощности АЭС допустимо с точки зрения экономики; 2) в каких пределах изменение мощности допустимо с точки зрения техники, т.е. обеспечения надежности и безопасности эксплуатации.

На рис. 4.1 представлены результаты экономических исследований, выполненных в 1984–1985 гг. [13]. Цифры, использованные при расчетах и показанные на графике, относятся к тому периоду времени. Но относительные тенденции прослеживаются достаточно четко: в районах с дорогим органическим топливом эксплуатация АЭС будет экономически оправдана и достаточно эффективна и при числе часов использования установленной мощности в

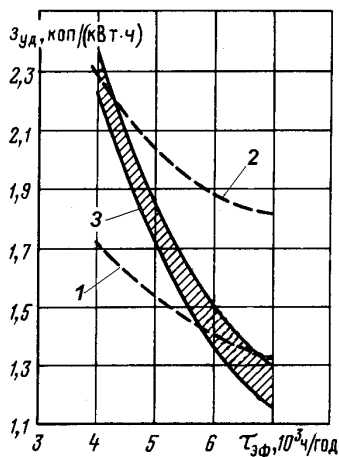


Рис. 4.1. Сравнение удельных затрат ТЭС и АЭС при разном числе часов использования мощности:

- 1, 2 – ТЭС на дешевом и дорогом топливе соответственно;
- 3 – АЭС с ВВЭР

год около 4000, а там, где топливо дешево, необходимое число часов работы АЭС существенно выше – 6000–7000. Более подробно материал можно посмотреть в [13].

Что же касается технической стороны, то однозначно можно сказать: по крайней мере, для некоторых типов АЭС работа в переменной части графика нагрузки возможна. Во Франции, где в 1970-х гг. было принято стратегическое решение о переходе на ядерную энергетику, сейчас на АЭС вырабатывается более 75 % электроэнергии, исследования маневренных возможностей АЭС с реакторами PWR (аналог наших ВВЭР) начались еще в те годы.

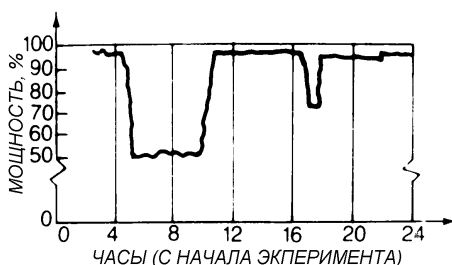


Рис. 4.2. Работа блока «Трикастин-3» (Франция) в режиме поддержания частоты в системе

Была успешно продемонстрирована возможность привлечения таких энергоблоков к регулированию частоты в энергосистеме. Для примера на рис. 4.2 представлен график работы энергоблока № 3 АЭС «Трикастин» мощностью 900 МВт (эл.) летом 1983 г. в режиме следования за нагрузкой и регулирования частоты.

В результате четвертое поколение французских АЭС с PWR мощностью 1400 МВт (эл.) с самого начала, а они начали строиться с 1984 г. проектируются с учетом такой работы. На рис. 4.3 показан проектный график суточной нагрузки, для работы в котором проектируются энергоблоки этих АЭС (по французской классификации – N4).

Кстати, полная тепловая мощность реактора при работе в стационарном режиме – 4270 МВт, а на рис. 4.3 100 %-ная мощность соответствует 4056 МВт – на 5 % ниже максимальной. Это понижение номинальной мощности принципиально, так как дает возможность станции изменять свою нагрузку для регулирования частоты в системе как вниз, так и вверх.

Из реакторов отечественной разработки в регулирующем режиме работает Билибинская АТЭЦ и некоторые блоки, поставленные

в зарубежные страны, например, блоки ВВЭР-440 на АЭС «Ловиза» (Финляндия).

Объективной причиной привлечения с самого начала Билибинской АТЭЦ с каналными уран-графитовыми реакторами к системному регулированию являлось то, что ее мощность составляла более 50 % мощности местной изолированной энергосис-

темы. Возможность привлечения обеспечивалась тем, что на этой станции твэлы, которые обычно являются самым «слабым» звеном в проблеме маневрирования, эксплуатируются при низких линейных энерговыделениях, а скачки мощности в твэлах при изменении нагрузки реактора невелики. Однако особенности блоков БАТЭЦ, по-видимому, не дают права распространить ее опыт на другие станции.

Что же касается АЭС «Ловиза», то по условиям работы энергосистемы Финляндии эти блоки большую часть времени между перегрузками должны участвовать в регулировании графика нагрузки, изменяя свою мощность в диапазоне 50–100 %  $N_{\text{ном}}$  со средней скоростью 1–2 %  $N_{\text{ном}}/\text{мин}$ , а также в быстром регулировании системных параметров – частоты и перетоков активной мощности в диапазоне 80–100 %  $N_{\text{ном}}$ , допуская изменения мощности на  $\pm 5\%$   $N_{\text{ном}}$  с максимальной скоростью 0,2  $N_{\text{ном}}/\text{мин}$  [39].

На рис. 4.4 представлена схема регулирования блока ВВЭР-440 АЭС «Ловиза» [39, 42]. Блок работает по программе с постоянным давлением во втором контуре. Принципы регулирования для этого случая подробно рассмотрены в теме «Стационарные режимы работы блоков АЭС» [15, 42]. Приводимая схема отличается от рассматривавшихся в [15] тем, что на ней указана взаимосвязь блока с энергосистемой. Описание, даваемое ниже, относится в основном к этой связи.

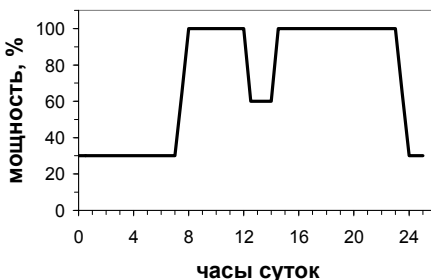


Рис. 4.3. Проектный суточный график нагрузки французских АЭС с реакторами PWR мощностью 1400 МВт (эл.) (Nuclear Engineering International, feb. 1985)

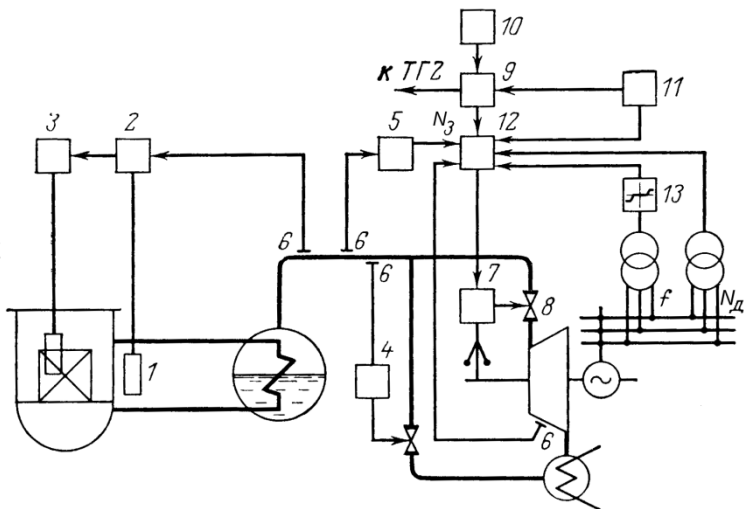


Рис. 4.4. Схема регулирования блока ВВЭР-440 АЭС «Ловиза»: 1 – ионизационные камеры; 2 – автоматический регулятор мощности; 3 – привод СУЗ; 4 – регулятор максимального давления (БРУ-К); 5 – регулятор давления пара во втором контуре; 6 – манометр; 7 – регулятор скорости; 8 – регулирующий клапан; 9 – регулятор, распределяющий мощность между турбинами; 10 – регулятор энергосистемы; 11 – регулятор ограничения мощности; 12 – электрогидравлическая система регулирования турбины; 13 – частотный корректор

Мощность блока устанавливается регулятором 9, получающим задание от системного регулятора мощности 10 и распределяющим нагрузку между турбогенераторами блока с учетом относительных приростов расхода тепла и имеющих ограничения мощности блока и скорости ее изменения. Сигнал ограничения мощности вырабатывается устройством 11 на основании данных о числе работающих турбин, ГЦН и ПЭН. Сигнал заданной мощности турбогенератора  $N_3$  поступает из регулятора 9 на электрогидравлическую систему регулирования турбины 12, в котором сравнивается с действительной мощностью  $N_d$ . Сигнал о рассогласовании через гидравлическую системы регулирования 7 передается на регулирующий клапан турбины 8. Кроме того, в функцию системы 12 входит ограничение мощности турбины по сигналам ручного задатчика давления в камере регулирующей ступени, технологиче-

ских защит и других параметров. Быстрое регулирование частоты осуществляется частотным корректором 13, изменяющим заданную мощность турбогенератора в зависимости от отклонения частоты сети.

Приведенная схема наглядно иллюстрирует возможность управления мощностью блоков АЭС от системного регулятора частоты, о котором говорилось в разделе 3.3.

Регулирующие режимы испытывались и на ряде российских станций с реакторами ВВЭР (НВАЭС, КолАЭС), но блоки этих станций привлекались к работе в таком режиме только на непродолжительное время [27].

#### 4.3. Взаимоотношения АЭС и энергосистемы

Итак, взаимоотношения между АЭС и региональной энергосистемой устанавливаются «Положением о технических, производственных и оперативно-диспетчерских отношениях АЭС с [соответствующей] РДУ», утвержденным директором АЭС и руководителем региональной энергосистемы.

Исходя из этого документа, и строится взаимодействие АЭС и системы.

***Во-первых, режим работы энергосистем и каждой станции заранее планируется.*** При этом ставится цель сбалансировать графики потребления и нагрузку электростанций и энергосистем с учетом:

- энергоресурсов, состояния оборудования АЭС, других станций и сетей, пропускной способности электрических связей;
- надежности и экономичности производства и передачи электрической энергии и тепла;
- выполнение годовых графиков ремонтов основного оборудования как АЭС, так и других энергопредприятий.

Планирование разделяется на долго- и краткосрочное.

Долгосрочное планирование режима осуществляется для характерных периодов года (годовой максимум нагрузок, летнее время, период паводка, отопительный период и т.п.).

Краткосрочное планирование режима производится с упреждением от суток до недели. Оно предусматривает:

- прогноз суточной электрической нагрузки ЕЭС, ОЭС, энергосистемы и электростанций;
- оптимальное распределение нагрузки между ОЭС, энергосистемами и электростанциями;
- решения по заявкам на вывод в ремонт или включение в работу оборудования.

При планировании исходят из того, что сегодня согласно ОПЭ АС энергоблоки АЭС эксплуатируются в базовом режиме (80–100 % номинальной мощности) и не привлекаются к оперативному регулированию частоты в ЕЭС, т.е. от них не требуется многократное изменение нагрузки в течение суток при отклонениях частоты в энергосистеме.

На основе разработанного режима диспетчерской службой составляются и выдаются АЭС суточные графики нагрузки с учетом состава работающего основного оборудования. В случае несогласия с заданным графиком нагрузки станция передает в свое АО-энерго и эксплуатирующую организацию мотивированные возражения. РДУ, ОДУ, ЦДУ ЕЭС рассматривают эти возражения и после согласования с эксплуатирующей организацией в оперативном порядке сообщают через РДУ окончательный график нагрузки АЭС, который является для последней обязательным для выполнения.

***Во-вторых, АЭС обязана в нормальных условиях выполнять заданный диспетчерский график активной нагрузки.*** В случае отклонения от диспетчерского графика нагрузки НС АЭС должен немедленно сообщить диспетчеру энергосистемы об отклонениях и вызвавших его причинах, а также принять все необходимые меры для вхождения в заданный график. При возникновении необходимости оперативного изменения нагрузки АЭС (разгрузки, загрузки или отключения блока) НС АЭС должен предварительно сообщить об этом диспетчеру энергосистемы.

При необходимости ликвидации аварийной ситуации в энергосистеме, связанной со снижением запасов устойчивости, превышением допустимых пределов загрузки линий и оборудования, а также отклонений уровней частоты и напряжения, диспетчер энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС имеет право дать команду НС АЭС на аварийную разгрузку или загрузку АЭС, а НС АЭС обязан ее выполнить, но ***с соблюдением требований технологического регла-***

**мента** по эксплуатации энергоблоков (в частности, по возможному диапазону и скорости изменения мощности).

Если распоряжение диспетчера противоречит требованиям технологического регламента эксплуатации, начальник смены АЭС ставит об этом в известность диспетчера энергосистемы и приостанавливает выполнение данного распоряжения. Именно поэтому руководство АЭС заранее направляет в АО-энерго регламент работы АЭС, включающий располагаемую мощность, технический минимум нагрузки электростанции при различном составе энергоблоков, максимально допустимые скорости снижения и подъема нагрузки, вид и характеристики возможных управляющих воздействий противоаварийной автоматики на разгрузку энергоблоков.

Диспетчер РДУ отдает распоряжения только через начальника смены (дежурного диспетчера) АЭС. Распоряжения диспетчера РДУ должны выполняться оперативным персоналом АЭС незамедлительно и точно. В распоряжениях диспетчера по изменению режима работы оборудования, энергосистемы должны быть указаны значение изменяемого параметра и время, к которому оно должно быть достигнуто.

В случае, если начальник смены АЭС усматривает в распоряжении диспетчера явную ошибку, опасность для жизни людей, сохранности оборудования или нарушение ядерной безопасности, он обязан обоснованно возразить и не выполнять распоряжение. О своем отказе выполнить распоряжение диспетчера энергосистемы НС АЭС немедленно докладывает главному инженеру.

Распоряжения административно-технических руководителей АЭС и их подразделений соответствующему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала энергосистемы, должны выполняться лишь по согласованию с последним.

И только в случае явной опасности для людей или при повреждениях оборудования, требующих немедленного отключения, оперативный персонал АЭС имеет право самостоятельно вывести аварийно из работы или резерва оборудование, находящееся в оперативном управлении или ведении диспетчера энергосистемы, с последующим незамедлительным его уведомлением.



***В-третьих, проведение ремонтов на АЭС планируется заранее.*** Графики составляются на год с разбивкой по кварталам и месяцам. Но все равно независимо от наличия утвержденных планов вывод блока из работы в плановый ремонт, резерв или для производства испытаний оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или ведении энергосистем (а также ввод их в работу), накануне оформляются заявкой в энергосистему на конкретное время останова или изменения режима блока.

Наконец, независимо от наличия этой последней разрешенной заявки вывод из работы или ввод в работу оборудования АЭС выполняются только с разрешения диспетчера энергосистемы *непосредственно перед* выводом или вводом оборудования.

Точно также неплановое снижение мощности АЭС, связанное с обеспечением ее безопасной эксплуатации (но не требующее срабатывания аварийной защиты!), с необходимостью проведения ремонта оборудования, профилактическими мероприятиями или испытаниями, должно быть оформлено соответствующими заявками, подаваемыми станцией в эксплуатирующую организацию и диспетчерскую службу энергосистемы. Аварийный вывод из работы оборудования оформляется аварийной заявкой в любое время суток. Цель этого оформления – дать диспетчеру возможность принять меры для обеспечения бесперебойности энергоснабжения потребителей (поднять мощность на других станциях, выполнить переключения в сетях и т.п.).

И, повторимся, только в случае явной опасности для людей или при повреждениях оборудования, требующих немедленного отключения, оперативный персонал АЭС имеет право самостоятельно вывести аварийно из работы или резерва оборудование, находящееся в оперативном управлении или ведении диспетчера энергосистемы, с последующим незамедлительным его уведомлением.

## ГЛАВА 5. ТРЕБОВАНИЯ К МАНЕВРЕННОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

---

Подводя итоги сказанному в предыдущих главах, сформулируем требования энергосистем к маневренным характеристикам энергоблоков АЭС. Их можно разделить на две группы:

1) **обязательные требования**, которым должны удовлетворять все энергоблоки для участия в первичном и аварийном регулировании частоты и мощности в целях сохранения устойчивости энергосистемы при действии противоаварийной автоматики;

2) **желательные характеристики** основного оборудования и схем АЭС с точки зрения обеспечения возможности привлечения энергоблоков к суточному, недельному и другому регулированию нагрузки в соответствии с диспетчерскими графиками.

Вопрос о привлечении АЭС к регулированию нагрузки в энергосистемах, о проблемах, возникающих при этом, и о технических путях реализации такого решения широко и всесторонне обсуждался в 1970-х – начале 1980-х гг. Было даже проведено всесоюзное совещание на эту тему (Донецк, 1977 г.). Результатом дискуссий стало создание «Технических требований к маневренным характеристикам блоков АЭС с реакторами на тепловых нейтронах типа РБМК, РБМКП, ВВЭР» [8]. Ниже эти требования цитируются по книге Л.М. Воронина [20], который в тот период являлся главным инженером Главатомэнерго – главка Министерства энергетики СССР, которому подчинялись почти все АЭС страны. При необходимости они дополняются данными из других источников. Цель настоящей главы объяснить, с чем связаны эти требования.

Если сформулировать в самом общем виде, они направлены на то, чтобы энергоблоки АЭС включались в энергосистему без снижения надежности и устойчивости энергоснабжения потребителей, а также без ухудшения маневренных характеристик энергетических систем в целом, включая и аварийные режимы.

Рассматривая их, необходимо иметь в виду следующее.

Во-первых, **аналогичные**, если не более жесткие, **требования** предъявляются и **к тепловым электростанциям** (ТЭС). Они представляют собой отражение объективных условий работы энер-

госистем и поэтому вызывают необходимость поиска обоснованных инженерных решений, обеспечивающих их выполнение.

Во-вторых, это *запросы энергосистемы*, сформулированные исходя *из условий ее работы*, по другому говоря, желательные для системы показатели, но не обязательно совпадающие с требованиями, исходя из которых проектируются энергоблоки АЭС, обосновываются их надежность и безопасность. Последние опираются на реальные технические возможности и достижения на момент создания блоков. Как будет показано ниже, блоки АЭС удовлетворяют не всем выдвигаемым к ним требованиям или удовлетворяют им не в полном объеме. Кстати, следует обратить внимание, что и блоки ТЭС, о маневренных характеристиках которых кратко говорилось в разделах 2.2 и 2.3, не полностью удовлетворяют требованиям энергосистем.

Наконец, напомним, что требования к маневренности АЭС при включении ее в конкретную энергосистему могут различаться в зависимости от набора станций (по типу и мощности блоков), уже работающих в этой системе, от графика нагрузки последней и доли самих АЭС. Единых требований по маневренности блоков АЭС не существует.

Хотя в среднесрочной перспективе основная доля электроэнергии в Единой энергосистеме страны будет производиться на тепловых электростанциях, принятая программа развития атомной энергетики со строительством АЭС (в основном в европейской части России) приведет к тому, что в отдельных энергосистемах доля атомного электричества достигнет 40–50 %. Это потребует привлечения АЭС к хотя бы ограниченному регулированию нагрузки.

### **5.1. Требования к маневренности АЭС для нормального режима работы энергосистемы**

Начнем рассмотрение с этой группы требований как более простых и очевидных. В [20] они сформулированы так:

*«При сооружении АЭС надо стремиться к тому, чтобы энергоблоки с реакторами на тепловых нейтронах технически допускали возможность привлечения их к регулированию диспетчерских графиков нагрузки. Поэтому энергоблоки АЭС должны:*

*а) устойчиво работать на любой нагрузке в диапазоне 10–100 %  $N_{ном}$  (здесь и ниже  $N_{ном}$  – номинальная мощность энергоблока);*

*б) допускать ежесуточную разгрузку на 20–40 % в ночные часы рабочих суток на 3–8 ч и иметь возможность остановки или снижения нагрузки на 50–70 % в нерабочие и праздничные дни недели на 40–60 ч;*

*в) допускать изменение мощности АЭС в диапазоне 30–50 %  $N_{ном}$  со скоростью до 1,5–2 %  $N_{ном}/мин$ ; в диапазоне 50–70 %  $N_{ном}$  со скоростью до 5 %  $N_{ном}/мин$  и в диапазоне 70–100 %  $N_{ном}$  со скоростью до 10 %  $N_{ном}/мин$ ».*

Как видно из приведенной цитаты, эта группа требований определяет возможность привлечения блоков АЭС к регулированию суточных и недельных графиков нагрузки систем, а также автоматическому регулированию частоты и перетоков мощности по линиям электропередачи. Соответственно основными параметрами, определяющими маневренность блоков в этом случае, являются: регулировочный диапазон, скорости нагружения и разгрузки блоков, в том числе с отключением их от сети, допустимое число циклов изменения мощности.

В [8] эта группа требований распространялась на каналные реакторы, снабженные разгрузочно-загрузочными машинами (РЗМ), а также на блоки ВВЭР, не исчерпавшие оперативный запас реактивности для регулирования (см. гл. 6). Она не распространялась на быстрые реакторы, АЭС, находящиеся в стадии освоения мощности, и блоки с ВВЭР, исчерпавшие запас реактивности на регулирование.

Также и в преамбуле приведенной цитаты речь идет о привлечении к регулированию только АЭС с реакторами на тепловых нейтронах. Как уже говорилось в разделе 4.1, до недавнего времени вопрос о привлечении к регулированию нагрузки в энергосистеме быстрых реакторов не рассматривался. Сегодня, с одной стороны, из-за разоружения появился избыток оружейного плутония, который может использоваться как топливо в энергетических реакторах. С другой, проработки проектных организаций показали, что блоки БН-1200 и ВВЭР-1200 (АЭС-2006) практически сравнялись по капитальным затратам.

Это дает возможность рассматривать возможность привлечения вновь проектируемых блоков БН (БН-1200) к регулированию нагрузки в системе. Тем более что по своим физическим и техническим особенностям энергоблоки с РУ БН более приспособлены к работе в регулирующем режиме, чем блоки с тепловыми реакторами. Одним из самых очевидных преимуществ является отсутствие ксенонового отравления, о влиянии которого на маневренные характеристики говорится ниже.

Не повторяя сказанное в главе 4 о технических и экономических аспектах привлечения АЭС к регулированию нагрузок в системе, повторим главное: возможность снижения мощности их блоков на 20–30 % на ночь и выходные дни в значительной мере удовлетворила бы перспективные потребности энергосистем.

Что же касается самих требований, то они достаточно очевидны.

Необходимость *устойчивой работы в диапазоне 10–100 %  $N_{ном}$*  (пункт *а*) отражает условия работы систем в суточном и недельном графиках. Как показано в разделе 2.1, суточная нагрузка систем меняется в диапазоне от 50–60 до 100 % максимальной. Естественно желание, чтобы вновь включающиеся станции могли устойчиво нести нагрузку ниже минимума системы, облегчая режим ранее построенных станций и системы в целом. Реальные возможности АЭС обсуждаются в главах 7–9 так же, как и ответы на другие требования.

Требование *снижения мощности станций на ночь или на выходные и праздничные дни* (пункт *б*) также связано с условиями работы систем в суточном и недельном графиках. Если такая возможность будет обеспечена, это существенно облегчит прохождение системой ночного и воскресного провалов нагрузки. Дополнительных пояснений, по-видимому, не требуется. Еще раз подчеркнем, что с этой точки зрения важен любой вклад АЭС в суточное регулирование.

Наконец, требование о *скорости подъема мощности* (пункт *в*) определяется реально существующими скоростями роста нагрузки в системе при прохождении утреннего и вечернего пиков. Величины желательных скоростей, приводимые в разных источниках, несколько отличаются, но в целом картина не меняется.

Положения [8] отличаются от приведенных в [20] заметно более низкими требованиями к скоростям набора нагрузки и более опре-

деленно сформулированными запросами на снижение мощности и даже отключение блоков от сети на ночь и выходные дни, их допустимому числу в год и длительности. Там же содержался пункт об участии в регулировании нагрузки в системе: «*блоки АЭС в пределах регулировочного диапазона должны допускать неограниченное число изменений мощности на  $\pm 5\%$  номинальной со скоростью  $2\%$  в секунду*».

## **5.2. Требования к участию блоков АЭС в первичном регулировании частоты**

В главе 3 достаточно подробно рассмотрены требования к участию блоков АЭС в первичном регулировании частоты в нормальных и расчетных аварийных условиях в энергосистеме. Поэтому кратко напомним, что частота поддерживается системой регулирования, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования.

***Первичное регулирование частоты*** (время мобилизации до 30 с) есть основное средство ограничения отклонений частоты. Оно является статическим и осуществляется регуляторами скорости генерирующих установок, которые инициируют быстрое изменение моментов турбин энергоблоков на электростанциях в зависимости от направления и величины отклонения скорости вращения турбин от заданной.

***Вторичное регулирование частоты*** (время мобилизации до 15 мин) корректирует действие регуляторов скорости на электростанциях, выделенных для астатического регулирования частоты и внешних перетоков в зоне регулирования. Оно обеспечивает восстановление спустя некоторое время частоты в энергосистеме, а также диапазонов первичного регулирования ( $\pm 5\%$ ). В нормальных условиях именно за счет вторичного регулирования обеспечивается удержание колебаний текущей частоты в полосе  $50 \pm 0,05$  Гц или в допустимой полосе  $50 \pm 0,2$  Гц с возвратом к нормальной частоте за время не более 15 мин.

***Третичное регулирование частоты*** восстанавливает возможности вторичного регулирования, оптимизирует распределение возникшего в зоне регулирования небаланса между электростанциями с использованием расчетов, основанных на измерениях,

проводимых в режиме реального времени. Это фактически оперативное диспетчерское изменение заданной мощности станции.

**Технические требования** к параметрам энергоблока АЭС, участвующего в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) [7]:

- зона нечувствительности систем автоматического регулирования (САР) турбины не более 0,15 Гц;
- диапазон отклонения мощности энергоблока от текущего значения при участии в ОПРЧ от +2 до –8 % номинальной мощности;
- время участия в ОПРЧ – до нормализации частоты (возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичного регулятора).

Возможность участия энергоблоков АЭС в первичном регулировании частоты определяется указанными характеристиками регуляторов их турбин. Соответственно, если частота в системе поддерживается с точностью  $50,0 \pm 0,05$  Гц, а регуляторы турбин АЭС имеют зону нечувствительности 0,15 Гц, то они могут и не почувствовать изменения параметра. Но при отклонении частоты до 0,15 Гц блоки АЭС включаются в ее поддержание, помогая ограничить величину отклонения. Правда, только в том случае, если блок не работает на максимальной мощности, а по ситуации требуется увеличить ее.

Для обеспечения участия АЭС в общем первичном регулировании изменяются режимы АЭС и положения регламентов. В частности, в регламентах ВВЭР-1000 середины 1980-х гг. предусматривалось, что после вывода блока на номинальную (или вообще стационарную) мощность автоматический регулятор мощности (АРМ) переводился в режим «Н» – режим поддержания постоянной нейтронной мощности, не зависящей от изменения нагрузки в системе. Сегодня АРМ в этой же ситуации оставляется в режиме «Т», обеспечивающем изменение мощности реактора при росте или снижении нагрузки турбин блока. Этим обеспечивается участие блоков в общем первичном регулировании.

В последние годы активизировались работы по переводу турбогенераторов АЭС с гидравлической САР на электрогидравлическую систему (ЭГСР) с электромеханическими преобразователями. Внедрение такой САР на СмолАЭС, например, позволило уменьшить зону нечувствительности с 0,3 (150 мГц) до 0,04 % (20 мГц).

Снижение же зоны нечувствительности САР турбин до 20–30 мГц открывает возможность работ по обоснованию участия блоков АЭС в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ). Участие мощных энергоблоков АЭС в НПРЧ снизит возможные отклонения частоты в системе при различных возмущениях (подробнее об этом сказано в разделе 3.3).

Попутно заметим, что улучшение характеристик САР обеспечивает более точное поддержание давления в барабанах-сепараторах и открывает возможность повышения его рабочего значения примерно на 0,03 МПа с соответствующим повышением КПД блока.

### **5.3. Требования к АЭС при аварийных режимах работы энергосистемы**

В разделе 3.5 уже говорилось о системных авариях, их причинах и мерах, обеспечивающих бóльшую устойчивость энергосистем.

Главные причины аварийных ситуаций в системах – ложные срабатывания и отказы коммутационной аппаратуры, обрывы линий электропередачи под влиянием гололеда, налипания снега, сильного ветра, короткие замыкания из-за пробивания воздушного промежутка между фазами и пр. Естественно, предпринимаются меры по повышению надежности релейной защиты, коммутационной аппаратуры, чтобы свести к минимуму их отказы. Но бороться с авариями, вызванными стихийными явлениями, значительно труднее.

Условия возникновения системных аварий и способы их ликвидации разнообразны. При отключении, например, межсистемной связи возможно выделение изолированной энергосистемы с избытком мощности. Для предотвращения чрезмерного повышения частоты в ней требуется быстрое уменьшение генерируемой мощности, т.е. экстренная разгрузка энергоблоков. Если образовалась изолированная энергосистема с дефицитом мощности, необходимо быстрое увеличение мощности, вырабатываемой турбоагрегатами. Когда эффективность этой меры оказывается недостаточной для предотвращения глубокого снижения частоты, приходится прибегать к отключению части потребителей автоматической частотной разгрузкой.



Особенно серьезные последствия отключение межсистемных ЛЭП может вызывать в сложных энергообъединениях, где межсистемными связями соединено большое число отдельных энергосистем. Там нарушение устойчивости какой-либо из межсистемных связей может лавинообразно приводить к потере устойчивости других связей, создавая глобальную аварию. Такие глобальные аварии с полным прекращением энергоснабжения в обширных районах за последние 30 лет происходили в США, других странах и сопровождались громадным экономическим ущербом (см. главу 3). Но, напомним, даже отключение одной подстанции при неправильной ликвидации последствий может вызвать нарушения нормальной жизни в достаточно больших регионах, как это случилось при аварии на подстанции «Чагино».

При внезапном возникновении большого дефицита или избытка мощности, связанных, как правило, с разделением энергосистемы на несбалансированные части, для поддержания частоты предусматривается и используется противоаварийная автоматика. Она ограничивает отклонения частоты, сохраняя работоспособность электростанций и предотвращая развитие нарушений баланса мощности.

Естественно, что в аварийных ситуациях станции должны поддерживать систему, давая диспетчерам хотя бы минимальное время для принятия мер по ликвидации или локализации аварии. Исходя из этого, в [20] требования к АЭС на этот случай сформулированы так:

*«В общем виде требования к АЭС в аварийных режимах сводятся к тому, чтобы энергоблоки устойчиво работали при возникающих отклонениях частоты в системе, допускали сбросы нагрузки с любого исходного уровня мощности вплоть до холостого хода турбогенераторов и последующее восстановление нагрузки в пределах определенного регулировочного диапазона мощности блока.»*

*В аварийных и нестационарных режимах в энергосистеме АЭС должны:*

*а) обеспечивать возможность сброса полной нагрузки блока или быстрой разгрузки отдельных турбогенераторов с номинального уровня до холостого хода или до уровня мощности, необходимого для питания собственных нужд энергоблока (до 10–15 %*

$N_{ном}$ ). Допустимая длительность работы турбогенераторов энергоблока на холостом ходу при этом должна быть не менее 2 ч. Продолжительность работы энергоблока на уровне мощности собственных нужд должна составлять не менее 48 ч. Скорость набора нагрузки блоком после работы на мощности собственных нужд определяется допустимой скоростью нагружения РУ и турбин;

б) обеспечивать надежную работу при проектной нагрузке (изменяя ее в пределах статизма регулирования турбин) при изменении частоты в энергосистеме:

Диапазон частот, Гц	Длительность режима
От 51 до 50,5	10 с с общей продолжительностью такого режима за год не менее 60 с
От 50,4 до 49	Неограниченно длительное время при работе на нагрузках до 90–100 % $N_{ном}$
От 49,0 до 48,0	До 2 мин с общей продолжительностью такого режима не более 12 мин в год
От 48,0 до 47,0	До 1 мин с общей продолжительностью такого режима не более 6 мин в год
От 47,0 до 46,0	Не более 10 с

в) оставаться в работе в течение 2–3 с при аварийных ситуациях в энергосистеме или на самой АЭС, приводящих к снижению напряжения прямой последовательности на шинах собственных нужд до 0,8 номинального значения».

В других источниках (например, [25, 26]) предлагается несколько другой набор градаций ситуаций (о них сказано ниже), но принципиальные подходы и рекомендации по соответствующим действиям сохраняются.

Вообще говоря, значительное отклонение (глубокое снижение или значительное повышение частоты) влияет не только на потребителей энергии. Как подчеркивается в [5], оно, прежде всего, недопустимо по режимам работы самих электрических станций. В частности, для тепловых электростанций снижение частоты ниже 49,0 Гц недопустимо по режиму работы котлов, имеющих питательные электронасосы. При длительном, более 1 мин, снижении частоты ниже 48 Гц возникает угроза срыва режимов питательных

или циркуляционных насосов и останова энергоблоков от технологических защит. Работа на пониженной частоте может приводить к разрушению лопаточного аппарата паровых турбин.

Итак, при возникновении аварийных ситуаций необходимо экстренное регулирование мощности энергоблоков с целью сохранения устойчивости параллельной работы отдельных электростанций или энергообъединения в целом. Выявление аварийной ситуации производится противоаварийной автоматикой энергосистемы. Она же вырабатывает команду (управляющее воздействие) на изменение мощности энергоблоков, вводимую в ЭГSR турбин через быстродействующие преобразователи.

***Необходимость сброса нагрузки*** блока (пункт *а*) обычно вызывается выделением изолированной части энергосистемы (ОЭС, ЕЭС) с избытком мощности. В этой ситуации число оборотов турбин начинает быстро расти, и, чтобы не допустить срабатывания автомата безопасности (а это произойдет при повышении числа оборотов на 11–12 %), необходима быстрая разгрузка турбин.

Подчеркнем, что хотя аварийные режимы начинаются при повышении частоты выше 50,5 Гц (см. верхнюю строку таблицы в п. б), диспетчеры начинают принимать меры значительно раньше. В отраслевом стандарте [5] предписывается: при повышении частоты выше 50,1 Гц и наличии тенденции ее дальнейшего роста разгружать генерирующее оборудование ГЭС и ТЭС вплоть до технического минимума. При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС начинают разгружать энергоблоки АЭС. Глубина разгрузки определяется ситуацией, однако если блок находится в пределах своего регулировочного диапазона, то время работы на новом уровне мощности не ограничивается.

При дальнейшем повышении частоты в энергосистеме (отделившемся или изолированно работающем районе) и достижении значения 50,4 Гц начинается глубокая разгрузка ТЭС, а также отключение их энергоблоков. В этой ситуации возможно потребуются отключение от системы и энергоблоков АЭС.

При этом объем и характер разгрузки должен учитывать ожидаемый рост нагрузки по окончании аварийного режима, необходимость возможно более быстрого восстановления состояния системы, существовавшего до аварии. Именно поэтому турбины не

останавливаются, а переводятся в режим нагрузки собственных нужд или холостого хода, сохраняя вращение и температурный режим. В ОПЭ АС в качестве одного из требований к САР турбин выдвигается следующее:

*«САР должна ...:*

*– удерживать частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном(!) сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах».*

Успешные эксперименты по быстрой (импульсной) разгрузке влажнопаровых турбин (К-220-44, К-500-65) проводились еще в 1970-е гг. [20]. Такая разгрузка необходима, например, если причиной аварии является короткое замыкание на ЛЭП. Вопрос о скорости снижения нагрузки в этом случае подробно рассмотрен в [26].

Исходя из приведенной выше формулировки ОПЭ АС, в [26] сформулирована группа требований, которая определяет необходимые импульсные характеристики турбины и возможность регулирования в широких пределах глубины и скорости изменения мощности за счет подачи управляющих воздействий различной интенсивности. Требования по скорости разгрузки предъявляются достаточно жесткие. Запаздывание начала снижения мощности не должно быть более того значения, при котором через 0,1–0,2 с после подачи управляющего воздействия мощность турбины уменьшится не менее чем на 5 % номинального значения. В дальнейшем мощность турбины должна снижаться от уровня, соответствующего 95% номинальной, до мощности нагрузки собственных нужд не более чем за 0,5–0,7 с, при этом в интервале от 95 до 50 % – не более чем за 0,3 с. Для уменьшения степени возможного переторможения генератора восстановление мощности должно начаться не позже, чем через 0,2–0,3 с после подачи воздействия на обратное увеличение мощности.

Понятно, что сброс делается до уровня собственных нужд блока или уровня холостого хода турбины для того, чтобы по окончании аварийной ситуации станция могла максимально быстро возобновить выдачу энергии в систему.

Сброс нагрузки турбины не требует однозначно срабатывания аварийной защиты реактора. РУ АЭС должны быстро сбрасывать

мощность, но оставаться в работе. В наиболее приспособленных сегодня к требованиям системы блоках ВВЭР-1000 на этот случай предусмотрен режим ускоренной разгрузки блока (УРБ), с быстрым снижением мощности реактора до ~40 % за счет сброса в активную зону заранее выбранной группы ОР СУЗ с дальнейшей подрегулировкой мощности регулятором РОМ. Для исключения недопустимого повышения давления пара в этом режиме в схему блока введены быстродействующие редуцирующие установки (БРУ) и предохранительные клапаны.

Анализ режима сброса нагрузки показал [26], что кратковременная разгрузка турбин АЭС двухконтурных энергоблоков (ВВЭР) из-за большой инерции парогенераторов практически не оказывает влияния на режим работы реактора и определяется исключительно динамическими характеристиками турбины и ее регулирования. Для одноконтурных энергоблоков АЭС с кипящими канальными реакторами даже кратковременное изменение расхода пара меняет режим реактора и существенно влияет на его нейтронно-физические характеристики. Избежать этого можно [26], если одновременно с закрытием регулирующих клапанов турбин открывать паросбросные устройства, отводящие пар в обвод турбин в конденсаторы или деаэрактор, поддерживая тем самым неизменным суммарный расход пара, выходящего из реактора.

Что же касается длительности работы блока на мощности собственных нужд или холостого хода, то она определяется возможностями оборудования, в первую очередь – турбин. Кстати, в [8] время работы на нагрузке собственных нужд указано 30–40-минутным (что как раз допускается турбинами) с последующим восстановлением нагрузки. Число таких режимов согласно [8] не более 5 в год.

Необходимость *работы со значительным отклонением частоты* от нормальной (см. п. б) также связана с важностью поддержки энергосистемы.

Действия при повышении частоты описаны выше, но если она превысила 50,5 Гц, станция должна продержаться еще 10 с, а затем имеет право отключиться от системы.

При понижении частоты, что случается чаще, чем повышение, предусматриваются более длительные периоды работы до отключения. Понижение, напомним, связано с недостатком генерирую-

щей мощности в системе, и, если в этот момент отключатся дополнительно еще мощные блоки АЭС, то авария существенно усугубится.

Еще раз повторим очень важное положение: несмотря на все предусматриваемые в проектах АЭС системы безопасности и надежного электроснабжения, несмотря на максимальное использование естественных природных процессов (естественная циркуляция через реактор и т.д.), самым лучшим источником энергии, обеспечивающим работу всего оборудования АЭС, покрытие любых необходимых внутростанционных нагрузок, а поэтому наиболее оптимальное протекание переходных процессов, наиболее надежный отвод остаточных тепловыделений и гарантированное соблюдение пределов безопасности, является энергосистема. Поэтому в аварийной ситуации не только система заинтересована в сохранении АЭС в работе, но и станция в не меньшей мере заинтересована в сохранении работоспособности системы, связи с ней, возможности получения от нее энергии при любом развитии событий.

Вообще говоря, снижение частоты в энергосистеме возможно и в режимах нормальной эксплуатации при прохождении утреннего или вечернего максимума нагрузки (рис. 5.1). Для предотвращения этого, а также перегрузки внешних или внутренних связей на основе анализа ожидаемого баланса мощности диспетчером заблаговременно даются команды на подготовку гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) к работе в генераторном режиме; на пуск энергоблоков, находящихся в холодном резерве; запрещается вывод в ремонт генерирующего оборудования, линий электропередачи и т.д.

При внезапном же снижении частоты ниже 49,8 Гц [7], диспетчер области регулирования, ответственный за частоту, принимает меры к восстановлению частоты до уровня, установленного стандартом, путем использования имеющихся резервов мощности.

Если, несмотря на принятые меры, снижение частоты продолжается, то дополнительно используются разрешенные аварийные перегрузки генерирующих установок и линий электропередачи с контролем их продолжительности и загрузки; повышается электрическая нагрузка на ТЭЦ за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы (с временным понижением температуры сетевой воды).

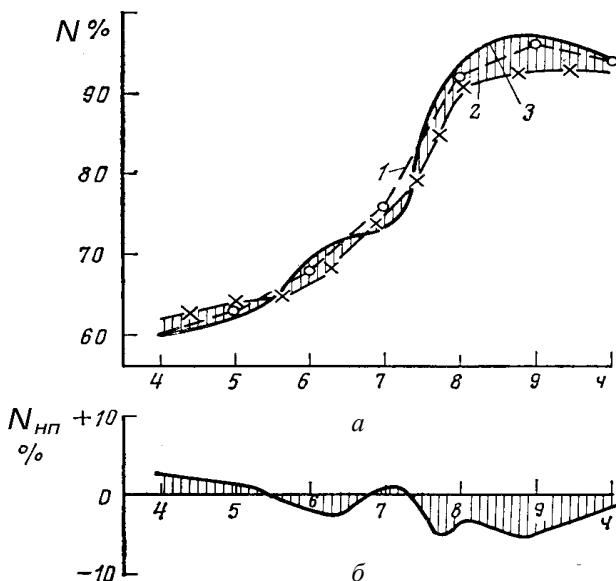


Рис. 5.1. Утренний подъем нагрузки энергосистемы [17]:  
 а – графики суммарной мощности, заданной генераторам (1), фактической мощности генераторов  $\sum N_{ген}$  (2) и фактического энергопотребления  $\sum N_{пот}$  (3); б – внеплановая мощность энергосистемы  $N_{нп} = \sum N_{ген} - \sum N_{пот}$

Наконец, если проведение таких мероприятий не обеспечило повышения частоты выше 49,8 Гц, то вводят ограничения потребления электроэнергии и отключают энергопринимающие установки потребителей с контролем перетоков мощности по внутренним и внешним связям.

При большой потере генерирующей мощности и глубоком (ниже 49,6 Гц) снижении частоты для поддержания ее предусматривается и используется противоаварийная автоматика (АЧР), которая отключает установки потребителей. Она ограничивает отклонения частоты в аварийных ситуациях, сохраняя работоспособность электростанций и предотвращая развитие нарушений баланса мощности. Размер отключений составляет примерно 1% нагрузки потребления на 0,5 Гц восстанавливаемой частоты.

При большом дефиците мощности, недостаточности АЧР, ее отказе вследствие глубокого снижения напряжения, как правило, связанных с разделением энергосистемы на несбалансированные час-

ти, вероятно падение частоты ниже 47 Гц. В таких случаях, для сохранения работоспособности электростанций предусматривается их автоматическое выделение на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отказе системы автоматики дежурный персонал электростанции должен самостоятельно провести мероприятия по выделению электростанции и обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд, вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже уровня, допустимого для оборудования собственных нужд. Эти действия производятся в соответствии с местной инструкцией, согласованной с диспетчером зоны, в которой находится электростанция.

После аварии со срабатыванием АЧР и стабилизации режима для автоматического включения отключенных потребителей частота должна быть повышена оператором, ответственным за поддержание частоты в синхронной зоне, до уровня на 0,1–0,2 Гц выше верхней уставки автоматики их частотного повторного включения (ЧАПВ). Эта автоматика вводится для скорейшего восстановления электроснабжения потребителей, установки которых были отключены действием АЧР, и подключает потребителей по мере восстановления частоты за счет ввода резервов генерирующих мощностей.

Включение отключенных энергопринимающих установок потребителей оператором зоны проводится с учетом перетоков мощностей по ее внутренним и внешним сечениям.

При работе энергосистемы с пониженной частотой (ниже 49,6 Гц) в электрических сетях и на электростанциях запрещается проведение плановых переключений в распределительных устройствах, устройствах релейной защиты, противоаварийной и технологической автоматики энергоблоков, кроме необходимых для ликвидации аварий.

Существует группа требований, определяющих скорость набора мощности энергоблоками ТЭС при ликвидации аварийных дефицитов мощности [26]. Блоки в этом случае должны обеспечить быстрое увеличение вырабатываемой мощности на 10 % за 1–2 с. Поскольку требуемая для предотвращения системных аварий скорость изменения мощности не может быть достигнута на гидроэлектростанциях, основная тяжесть противоаварийного управления



энергосистемами ложится на паровые турбины тепловых и атомных электростанций.

Но в случае АЭС скорость набора нагрузки не должна превышать те значения, которые допускаются проектом и регламентом. В регламенте ВВЭР-1000 предусмотрена возможность увеличения мощности РУ скачком на 20 % со скоростью движения ОР СУЗ, т.е. за 2–3 с. Причем в диапазоне нагрузок 0–50 %  $N_{\text{ном}}$  подъем может быть сделан за одну ступень, а в диапазоне 50–100 % за две ступени: сначала на 10 %, а затем, после 3-часовой выдержки, – еще на 10 %.

В регламентах РБМК и БН-600 этот вопрос не рассматривается.

Наконец, требование о *сохранении блока в работе при снижении напряжения на шинах собственных нужд* (п. в) связано с возможностью преходящего короткого замыкания (к.з.) на линиях электропередачи. Причиной такого замыкания могут быть, например, птицы. Другой типичной ситуацией является гроза, создающая высокую влажность и, соответственно, электропроводимость воздуха. Обычно она сопровождается порывами ветра, раскачивающими провода. При сближении проводов между ними может возникнуть электрическая дуга, которая приводит к резкому снижению сопротивления и, соответственно, просадке напряжения, что автоматикой воспринимается как короткое замыкание. Релейная защита по этим признакам отключает ЛЭП.

Поиск места замыкания на линиях электропередачи требует больших затрат времени и труда, а с другой стороны, более 70 % к.з. имеют преходящий характер. После отключения линии дуга гаснет, изоляционные свойства воздушного промежутка за доли секунды восстанавливаются. Если ЛЭП снова включить в работу, дуга не возобновляется. Поэтому автоматика повторного включения (АПВ) настроена так, что через 1,2–1,5 с вновь включит линию. Если к.з. было преходящим, станция сможет снова выдавать энергию в систему.

#### **5.4. Некоторые итоги**

Требования к маневренности блоков АЭС, рассмотренные в настоящей главе, направлены на смягчение аварийных режимов в

энергосистеме. Увеличение доли АЭС в энергосистемах требует привлечения их агрегатов к противоаварийному управлению энергосистемами. Для агрегатов АЭС задача предотвращения или локализации системных аварий представляется еще более важной, чем для ТЭС. Это связано с необходимостью аварийного расхолаживания реактора после полного его останова. Как показывают уроки *крупных системных аварий, возможно полное* прекращение внешнего энергоснабжения собственных нужд станции. Такой ситуации желательно избежать для гарантии безопасности АЭС.

## Глава 6. ПОКАЗАТЕЛИ МАНЕВРЕННЫХ СВОЙСТВ АЭС

---

Показатели маневренных свойств электростанций приводились в разделе 2.2. Как там указывалось, эти показатели для ТЭС и АЭС в настоящее время не стандартизированы. Поэтому в различных документах и литературных источниках называют несколько различающиеся наборы этих показателей, а для одинаково называемых показателей иногда дают принципиально разные определения.

Во всяком случае показатели маневренности АЭС можно разбить на несколько групп, определяющих:

- 1) **диапазоны изменения мощности** (нагрузки) блока;
- 2) **допустимые переменные режимы** блока (скорости разогрева и расхолаживания, скорости набора нагрузки и разгрузки, допустимое число переходных режимов, время работы на нагрузке собственных нужд ( $\leq 10\% N_{\text{ном}}$ ) и др.);
- 3) **приемистость** блока.

### 6.1. Диапазоны изменения мощности блока

В [20, 26] к первой группе отнесен только один показатель – регулировочный диапазон, но определен он совершенно по-разному. Вероятно, более правильно, следуя рекомендациям для ТЭС [31], выделить два показателя:

- 1) диапазон допустимых нагрузок (мощностей);
- 2) регулировочный диапазон.

#### 6.1.1. Определения и соотношения показателей

**Диапазон допустимых нагрузок** (мощностей) – интервал нагрузок (мощностей), которые блок в соответствии с предусмотренными в проекте технологическими режимами может устойчиво и безопасно нести неограниченное время. Сверху этот диапазон ограничен величиной максимальной мощности, на которой может эксплуатироваться блок, снизу – нагрузкой технического минимума. Последняя определяется как минимальная мощность, на которой блок может устойчиво работать в энергетическом режиме не-

ограниченно долгое время. Величина технического минимума нагрузки блока в целом определяется характеристиками и возможностями основного оборудования (реактора, турбогенераторов, парогенераторов), их нагрузками технического минимума.

В такой трактовке термин «диапазон допустимых нагрузок» соответствует определению регулировочного диапазона, данному в [26], и определяет *«стратегические»* возможности блока. Причем при работе в диапазоне допустимых нагрузок возможно изменение оператором состава работающего оборудования и систем блока, естественно, в случаях и пределах, предусмотренных проектом и эксплуатационным регламентом.

Диапазон допустимых нагрузок подробно рассмотрен в [15]. В подразделе 6.1.2 для связности изложения будут кратко повторены основные положения из [15].

*Регулировочный диапазон* характеризует *оперативные возможности* регулирования нагрузки (мощности). Он определяет допустимое снижение нагрузки энергоблока, в том числе за счет действия систем автоматического регулирования и технологических защит, с возможностью последующего ее восстановления на прежнем уровне в *любой* момент времени. В регулировочном диапазоне обычно не меняется количество включенного в работу основного и вспомогательного оборудования. В таком понимании термин «регулируемый диапазон» соответствует определению, данному в [20].

Наверное, термин «регулируемый диапазон» кажется не очень подходящим для АЭС, которые сегодня работают в базовом режиме. Но, во-первых, правилами эксплуатации (ОПЭ АС) предусматривается возможность снижения или повышения мощности по требованию диспетчера энергосистемы. Соответственно в регламенте должен быть предусмотрен и персонал должен знать алгоритм изменения мощности, допустимые скорости и границы изменения и т.д.

Во-вторых, для всех типов блоков АЭС предусмотрены режимы быстрого снижения мощности РУ и турбин из-за различного рода отказов и возможность последующего восстановления режима. Принципиально то, что подъем мощности, когда до него дойдет дело, выполняется в соответствии со всеми требованиями технологического регламента по скоростям, допустимым перепадам темпе-

ратур, выдержкам времени и т.д. Конкретные значения этих характеристик, отличающиеся для блоков разных типов, будут рассмотрены ниже.

Нижняя граница регулировочного диапазона энергоблоков АЭС с реакторами на тепловых нейтронах в значительной мере определяется процессами нестационарного отравления активной зоны ксеноном-135. Более подробно этот вопрос рассматривается ниже. Здесь же отметим пока, что эта граница определяется как типом реактора (возможностью достаточно быстро и эффективно компенсировать ксеноновое отравление), так и скоростью снижения мощности. В реакторах типа БН, где ксеноновое отравление отсутствует, понятия «диапазон допустимых нагрузок (мощностей)» и «регулируемый диапазон» совпадают.

**Соотношение рассмотренных понятий.** Поясним разницу в понятиях «диапазон допустимых нагрузок» и «регулируемый диапазон» для случая, например, энергоблока с реактором ВВЭР-1000.

Диапазон допустимых нагрузок блока в любой момент кампании один и тот же – от 30 %  $N_{\text{ном}}$  (что определяется турбиной) до максимальной разрешенной мощности реактора (см. гл. 7). Последняя может несколько снижаться в конце кампании (в режиме продления ее) или при отключении части петель.

Регулируемый же диапазон меняется по длине кампании из-за изменения допустимой минимальной мощности реактора (см. гл. 7), что связано с изменением возможности компенсировать ксеноновое отравление. От этой возможности зависит, может ли блок быть сохранен в работе и тем более возвращен на исходную мощность в любой момент времени, как это следует из определения регулировочного диапазона.

### 6.1.2. Диапазон допустимых мощностей

Диапазон допустимых мощностей сверху ограничен величиной максимальной разрешенной мощности (возможность ее повышения более установленной проектом рассматривалась в [15]), снизу – нагрузкой технического минимума.

Ясно, что **верхняя граница диапазона** допустимых нагрузок блока меняется в зависимости от совокупного состояния систем и

оборудования блока. При проектном (номинальном) состоянии систем и оборудования верхней границей является номинальная мощность. При отключении части нерезервированного основного оборудования граница соответственно понижается, чтобы обеспечить соблюдение проектных пределов безопасности.

### ***Технический минимум нагрузки блока***

Технический минимум нагрузки блока в целом определяется характеристиками и возможностями основного технологического оборудования (реактора, турбогенератора(ов) и парогенераторов), их нагрузками технического минимума. Знание их важно с точки зрения оценки возможности маневрирования мощностью АЭС, а также диапазона, в котором оно может осуществляться.

### ***Допустимый минимум мощности собственно реактора***

Стационарный режим ядерного реактора определяется, с одной стороны, поддержанием постоянной тепловой мощности. С другой стороны, стабильным теплогидравлическим режимом, т.е. постоянством во времени основных технологических параметров и отсутствием возмущающих воздействий со стороны технологии на реактивность.

Стационарный режим реактора как физического устройства, в котором поддерживается цепная реакция деления, может быть обеспечен на любом уровне мощности, начиная с минимального значения, надежно ***контролируемого аппаратурой СУЗ***, до номинального, и даже при превышении последнего. В качестве минимального значения мощности реактора, по-видимому, целесообразно принимать то, при котором возможно ее автоматическое поддержание.

### ***Допустимый минимум нагрузки турбин***

Фактором, определяющим технический минимум нагрузки для паровых турбин, является разогрев выхлопного патрубка (патрубков) при низких расходах пара.

Для мощных конденсационных турбин, использующихся на АЭС, технический минимум нагрузки составляет 30 %. При более низких нагрузках время работы турбины на них ограничивается. Естественно, если блок имеет два турбогенератора, то 30 % нагрузки одной турбины соответствует ~15 % нагрузки блока.

### *Допустимый минимум нагрузки парогенератора*

Парогенераторы (ПГ) с естественной циркуляцией или конвекцией пароводяной смеси не вносят каких-либо ограничений с точки зрения технического минимума нагрузки блока. Они производят пар в количестве, пропорциональном подведенному теплу, начиная с уровня остаточных тепловыделений. Стабильный режим ПГ ВВЭР и БН-350 обеспечивается работой автоматических регуляторов, поддерживающих в полости второго (в БН – третьего) контура постоянные значения давления и уровня воды.

В схеме блока РБМК нет парогенераторов, пар производится в контуре многократной принудительной циркуляции (КМПЦ), как бы выполняющем функции ПГ. КМПЦ может устойчиво генерировать пар при любой разрешенной мощности реактора.

Ограничения, вносимые прямоточными ПГ (блок БН-600), связаны с устойчивостью их гидродинамики и рассмотрены в гл. 9.

#### 6.1.3. Регулировочный диапазон

Поскольку обеспечение регулярных снижений нагрузки энергоблоков АЭС с реакторами на тепловых нейтронах осложняется из-за нестационарного отравления активной зоны реакторов ксеноном-135, проблема преодоления этого отравления является одной из основных, возникающих при решении вопросов обеспечения маневренности АЭС, использующих такие реакторы, и, в частности, при вовлечении их в суточное регулирование графика нагрузки.

Для поддержания баланса нейтронов в активной зоне на новом сниженном уровне мощности в условиях нарастания концентрации ксенона требуется уменьшить общее поглощение нейтронов в реакторе. От того, как быстро это делается и какими средствами, и зависит, в частности, маневренность АЭС. Реальный вклад ксеноновых процессов в маневренность блоков разных типов обсуждается в гл. 7 и 8.

Безусловно, проще всего преодоление отравления достигается за счет выведения из активной зоны поглощающих стержней СУЗ, если имеется необходимый оперативный запас реактивности.

Создать такой запас в реакторе можно путем:

- увеличения начального обогащения ядерного топлива при сохранении заданной глубины выгорания;

- уменьшения глубины выгорания ядерного топлива.

Однако иметь необходимый – достаточно большой – оперативный запас реактивности на стержнях СУЗ на современных АЭС экономически невыгодно, и в тех случаях, когда его недостаточно для удержания реактора на новом уровне мощности, реактор останавливается. Приходится ждать некоторое время (до 30–40 ч), пока в результате радиоактивного распада ксенон-135 не превратится в другой нуклид и реактивность не повысится настолько, что реактор можно будет снова пустить в работу.

Эксплуатация АЭС с повышенным оперативным запасом реактивности для постоянного поддержания необходимых маневренных характеристик ядерных реакторов вызывает заметное (в 1,5 раза и более) увеличение топливной составляющей себестоимости вырабатываемой электрической энергии. Поэтому такое решение приемлемо только для изолированно работающих станций (или реакторов судовых установок).

## **6.2. Переходные режимы блоков**

В эту группу показателей входят:

- 1) допустимая скорость разогрева и расхолаживания РУ;
- 2) допустимая скорость изменения нагрузки (мощности) блока;
- 3) продолжительность пуска из разных исходных состояний;
- 4) допускаемое количество изменений режима (пусков, остановов, срабатываний защиты и т.п.);
- 5) допустимое время работы на малых уровнях мощности (уровне собственных нужд или холостого хода турбин).

### **6.2.1. Допустимая скорость разогрева и расхолаживания РУ**

Допустимая скорость разогрева и расхолаживания основного оборудования РУ и турбоустановки определяется связанным со скоростью разогрева напряженным состоянием массивного оборудования (корпусов реакторов, толстостенных сосудов, металлических конструкций, цилиндров и роторов турбин и других узлов) и трубопроводов. Как правило, в технических условиях на эксплуа-



тацию основного оборудования строго регламентируется скорость их разогрева и расхолаживания. Конкретные цифры приводятся в гл. 7–9. Поскольку переходные процессы в РУ и турбинах несколько различаются, рассмотрим их по очереди.

Разогрев РУ может являться отдельной пусковой операцией, проводимой в соответствии с современными регламентами перед выводом реактора из подкритического состояния и подъемом мощности (ВВЭР, частично РБМК). Скорость его в этом случае определяется только термомеханическими напряжениями. Аналогично и операция расхолаживания является отдельной и выполняется после остановки реактора. Скорость ее также определяется термомеханическими напряжениями.

В других установках разогрев или расхолаживание РУ осуществляются в процессе подъема (снижения) мощности (БН, частично РБМК). В этом случае на допустимую скорость процесса могут влиять и факторы, связанные с ростом мощности (например, напряжения в оболочках ТВЭЛ). Что же касается температуры, то допустимая скорость ее изменения устанавливается по наиболее горячей точке контура – выходу из реактора.

Во всех случаях общая скорость разогрева реакторной установки определяется наиболее «слабым», наиболее напряженным звеном. Естественно, что разные элементы конструкции реактора и оборудования реакторного контура допускают разные скорости разогрева, которые определяются прочностными расчетами соответствующего узла. Например, в случае блоков РБМК технические условия на ТВС не ограничивают скорость разогрева сборок до мощности 50%, а подъем мощности с 50 до 100 % допускается за 2,5 ч [11]; допустимая скорость разогрева ГЦН – 2 °С/мин [11]; трубопроводы могут разогреваться со скоростью 1–1,5 °С/мин. Критическим узлом, определяющим допустимую скорость разогрева реактора и всего контура МПЦ, оказалась верхняя защитная плита реактора – сварная коробчатая конструкция, заполненная внутри серпентинитовым бетоном (так называемая схема Е). Допустимая скорость разогрева реактора и КМПЦ ограничивается напряжениями, возникающими в ней, и составляет всего 10 °С/ч.

Элементы контура, которые определяют допустимую скорость разогрева и по которым контролируют ход процесса, устанавливаются в проекте и вносятся в регламент.

Учитывая достаточно малые допустимые скорости разогрева РУ, целесообразно при кратковременных остановках энергоблоков АЭС РУ глубоко не расхолаживать, а переводить в режим «горячего останова». В этом случае (при полном кратковременном сбросе нагрузки) температура теплоносителя РУ снижается не более чем на 20–30 °С и последующий пуск займет меньше времени.

### 6.2.2. Допустимая скорость изменения нагрузки РУ

Эта скорость определяется динамическими характеристиками активной зоны реактора и основного оборудования, которые в совокупности и обуславливают маневренность энергоблока. Вообще говоря, эта скорость в значительной мере зависит от того:

- 1) на какую величину должна измениться нагрузка;
- 2) в каком месте мощностного диапазона происходит изменение;
- 3) в каком режиме и как долго работал блок до изменения мощности.

В какой-то мере влияние перечисленных условий обсуждалось при рассмотрении режимов нормальной эксплуатации блоков АЭС, в частности там разбирались факторы, влияющие не переходные режимы [15]:

- термомеханические напряжения в оборудовании блока;
- ксеноновые процессы в активной зоне;
- проблемы, связанные с сохранением герметичности и работоспособности твэлов.

Было показано, как воздействие этих факторов, степень возможной опасности их зависит от величины изменения нагрузки и соответственно температуры элементов, давлений и других параметров, скорости этого изменения и т.д. Очевидно, что это воздействие в значительной мере определяется типом РУ, конструкциями оборудования, принятой программой регулирования статических характеристик, а также напряженностью режима твэлов. Поэтому ниже все эти вопросы будут рассматриваться применительно к конкретным блокам.

Во всяком случае при анализе вопросов маневренности блоков АЭС необходимо разграничивать процессы, связанные с большими изменениями параметров (пуск блока после ППР, останов блока с

расхолаживанием и т.п.), и процессы при регулировании нагрузки или маневре мощностью с отклонением от начального состояния на небольшую величину:  $\pm 5\text{--}10\%$ .

Начнем с «*больших*» изменений. На разных этапах, например пуска энергоблока, скорость изменения нагрузки ограничивается каким-то из указанных выше факторов или их сочетанием.

При подъеме мощности блока должна строго выдерживаться допустимая скорость роста температуры теплоносителя и металла узлов основного оборудования (корпуса и металлоконструкций реактора, основных трубопроводов, парогенераторов и т.д., а также турбины, естественно) в тех случаях, когда и где температура меняется. При уровнях мощности до примерно 50 % номинальной основным фактором, ограничивающим скорость набора нагрузки, как правило, являются термомеханические напряжения в оборудовании РУ (если меняются температуры) и особенно в турбине.

В диапазоне нагрузок 50–100 % приходится учитывать и два других названных фактора, которые в ряде случаев существенно ограничивают допустимую скорость повышения нагрузки блока.

Подчеркнем, что допустимая скорость изменения нагрузки при плановых режимах не зависит от эффективности СУЗ реактора, которая должна удовлетворять требованиям ядерной безопасности. В соответствии с требованиями ПБЯ РУ АЭС [3] предельная скорость введения положительной реактивности исполнительными органами СУЗ не должна превышать  $0,07 \beta_{эф}/с$ , где  $\beta_{эф}$  – эффективная доля запаздывающих нейтронов. Это ограничение не позволяет чрезмерно увеличить скорость роста мощности при выводе реактора из *подкритического* состояния, но не оно определяет скорость изменения мощности при работе в энергетическом диапазоне. Например, максимальная скорость изменения мощности серийного реактора ВВЭР-440, определяемая скоростью перемещения кассет СУЗ в регулировочном режиме, составляет  $\sim 0,6\% N_{ном}/с$ . Скорость же набора нагрузки энергоблоком ограничивается тепловым (а, следовательно, термонапряженным) состоянием турбины и составляет значительно меньшую величину: 1–3 %/мин.

С другой стороны, *малые* по абсолютной величине изменения мощности блока (до 5–10 %  $N_{ном}$ ) приводят к малым же отклонениям удельных нагрузок и технологических параметров, соответственно к меньшим возможным напряжениям в оборудовании и обо-

лочках твэлов, малым отравлениям или другим воздействиям на реактивность и т.д. Скорость процесса подъема или сброса мощности в этом случае может быть значительно выше.

### 6.2.3. Переходные процессы в турбоустановке

Значительные изменения температурного состояния влажнопаровой турбины происходят как в процессе пуска (разворот, набор нагрузки), так и останова (разгрузка). Эти изменения приводят к напряжениям и в турбинах перегретого пара (блоки БН). Но наличие влаги в потоке резко интенсифицирует теплообмен. Поэтому во влажнопаровых турбинах (ВВЭР, РБМК), где реализуются существенно бóльшие коэффициенты теплоотдачи от пара к стенке или, наоборот, напряжения в переходных режимах могут достигать бóльших значений.

В турбинах АЭС с ВВЭР или РБМК при работе на мощности температура пара на входе равна температуре насыщения или близка к ней. Практически весь ЦВД работает в среде плотного влажного пара. На вход в ЦНД поступает перегретый пар. В пусковых и других переходных режимах пар, поступающий в турбину, может быть как насыщенным, так и перегретым.

Сложность процессов разогрева или охлаждения корпусов и роторов турбин насыщенного пара, изменения их теплового состояния вынуждают конструкторов не ограничиваться только расчетами, но проводить режимные испытания головных образцов турбин. Задача их состоит в том, чтобы оптимизировать график пуска, максимально сокращая его длительность и добиваясь, чтобы в процессе пуска напряжения были бы близки к предельно допустимым значениям, но ни в коем случае не превосходили их. Тем самым обеспечивается сокращение времени на пусковые операции. Результатом всех этих работ являются режимные карты, в которых четко устанавливаются последовательность и допустимые характеристики переходных процессов. Эти карты выдаются заводом-конструктором и изготовителем турбин эксплуатационникам, соответствующие требования карт вводятся в инструкции и являются обязательными для выполнения.

Не останавливаясь подробно на особенностях прогрева корпусов и роторов (это можно посмотреть, например, в [14, 21]), отме-

тим только, что прогрев при развороте начинается с очень малых скоростей, нагружение при малых мощностях также идет медленно (2–3 МВт/мин), но при подходе к максимальной мощности скорость набора нагрузки доходит до 5–8 %  $N_{\text{ном}}$ /мин.

В аварийных режимах скорость изменения нагрузки значительно выше и может достигать 0,5–5 %  $N_{\text{ном}}$ /с.

Если возвратиться к пуску блока в целом, то следует обратить внимание, что технологические параметры РУ ВВЭР и РБМК, близкие к номинальным, достигаются в уже процессе разогрева, до начала подачи пара в турбины. Поэтому при подъеме мощности блока должна, в первую очередь, строго выдерживаться допустимая скорость роста температуры металла узлов турбины. При уровнях мощности до примерно 50 %  $N_{\text{ном}}$  термомеханические напряжения в турбине являются основным фактором, ограничивающим скорость набора нагрузки энергоблоков.

#### 6.2.4. Продолжительность пуска энергоблока

Продолжительность пуска – это время от начала пусковых операций до включения турбогенератора (первого – для блоков, где их два) в сеть. Так этот показатель определяется в энергетике.

В случае АЭС нет точного определения, что такое «начало пусковых операций». Из-за разных моментов отсчета начала процесса и времени пуска, указываемые в литературе, оказываются разными. Автор в соответствии с изложенным в [15] считает таким началом переход к этапу 2 пуска блока. Применительно к ВВЭР, например, это подача давления азота в компенсатор давления перед включением ГЦН для разогрева первого контура.

Продолжительность пуска сильно зависит от исходного состояния оборудования основных контуров РУ и турбоагрегатов. Например, при пуске оборудования из горячего состояния общая продолжительность операций значительно меньше, чем при пуске из холодного состояния.

Для сокращения продолжительности пуска энергоблоков большое значение имеет автоматизация управления пусковыми операциями по разогреву и пуску турбинных установок. Продолжительность автоматизированного пуска примерно в 1,5 раза меньше, чем обычного. Поэтому на всех современных энергоблоках предусмат-

ривается автоматический пуск турбин с использованием соответствующей аппаратуры и вычислительной техники (см. раздел 10.1).

### 6.2.5. Допускаемое число переходных режимов (циклов)

Допускаемое число циклов – это количество допускаемых изменений нормального режима эксплуатации (число остановок и пусков РУ отдельно из холодного и из горячего состояний, количество срабатываний аварийной защиты, включений «на ходу» петель или другого оборудования, различных нарушений нормальной эксплуатации и т.п.).

Число циклов ограничивается по следующим причинам.

Известно, что при длительном воздействии на металл знакопеременной нагрузки в нем постепенно накапливаются структурные изменения (дислокации), из которых развиваются локальные дефекты в виде пор, переходящих в трещины. В результате этих процессов прочность конструктивного элемента падает, и после определенного числа изменений нагрузки металл разрушается при напряжениях меньших предела прочности. Это явление называют *циклической усталостью*. Циклическая усталость металла возникает также при частой смене нагрузки и без изменения ее знака.

Если циклическая усталость возникает при изменении температуры металла из-за температурных напряжений знакопеременных или без изменения знака (как это часто бывает при переходных режимах оборудования энергоблоков), она называется *тепловой усталостью* металла. Она также приводит к понижению прочности и долговечности элементов конструкции, а многократное повторение теплосмен завершается его разрушением. Критерием оценки циклической прочности металла при частых теплосменах принято считать максимальное напряжение цикла, при действии которого еще не происходит усталостного разрушения металла в течение заданного числа циклов нагружения. Это напряжение называют *пределом усталости*. Другим критерием оценки циклической прочности принято считать разрушающее число циклов изменения нагрузки с заданной амплитудой деформаций или напряжений.

При больших амплитудах температурных напряжений, сопровождающихся их многократными релаксациями, что характерно для повторяющихся эксплуатационных циклов блоков «пуск – останов – расхолаживание – разогрев – пуск», разрушающее число

циклов невелико (как правило, сотни) и предел прочности в этом случае называется *малоцикловой усталостью*. При малых амплитудах напряжений, когда вызываемые ими деформации остаются упругими, также происходит накопление структурных изменений в материале деталей, но разрушающее число циклов при этом значительно больше, достигая сотен тысяч и даже миллионов.

Особенно подвержены тепловой усталости аустенитные стали ввиду особенностей их структуры. Усталость проявляется в возникновении на внутренней (что чаще) или наружной поверхности труб или элементов оборудования усталостных трещин, которые затем распространяются вглубь металла.

Важно понимать, что повреждения в структуре металла возникают при любых переходных режимах, в том числе и при режимах нормальной эксплуатации. Но при их нарушениях, что связано, как правило, со значительно большими скоростями изменения температуры и других параметров, возникают более серьезные воздействия на металл. В настоящее время на станциях ведут учет числа и характера всех переходных режимов, чтобы на основе его оценивать возможное накопление повреждений в металле и остаточный ресурс оборудования [44].

Допустимое число циклов нагружения является одним из проектных пределов и, как правило, указывается в регламентах эксплуатации прямо для конкретных эксплуатационных операций: число пусков РУ из холодного состояния, из горячего, число включений ГЦН при работе блока на мощности и т.д. Иногда допустимое число привязывается не к блоку, а конкретному, более уязвимому узлу (чаще – к твэлам) и в этом случае указывается допустимое число циклов того или иного вида за кампанию ТВС (см., например, раздел 7.2.2).

#### 6.2.6. Время работы турбины на холостом ходу

В некоторых источниках к рассматриваемой группе маневренных характеристик относят также допустимое время работы блока на нагрузке собственных нужд ( $7-10\% N_{\text{ном}}$ ) или холостого хода турбин. Как правило, это время определяется возможностями турбин и зависит от того, предусмотрены ли специальные меры для защиты от повышения температуры выходных патрубков ЦНД

(например, за счет орошения этих узлов охлажденным конденсатом). Обычно заводом-изготовителем разрешается работа на холостом ходу до 40 мин, а на нагрузке собственных нужд – до одного часа. По истечении этого времени турбина должна быть либо нагружена до технического минимума, либо остановлена.

### 6.3. Приемистость

Приемистость – это показатель, характеризующий скорость изменения нагрузки блока при изменении заданной мощности реактора. Количественной мерой ее является коэффициент приемистости  $\Pi$ :

$$\Pi = \frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta N d\tau}{\Delta N_3 (\tau_2 - \tau_1)}.$$

На рис. 6.1 площадь прямоугольника  $ABCD$  характеризует дополнительную энергию, которую должен был выработать блок в соответствии с заданием за время от  $\tau_1$  до  $\tau_2$ . Заштрихованная площадь  $ACD$  под кривой переходного процесса изменения мощности турбины характеризует дополнительную энергию, фактически выработанную блоком за то же время. Разность их израсходована на разогрев теплоносителя и металлоконструкций. Таким образом, коэффициент приемистости позволяет количественно оценить, насколько блок быстро выполняет поставленную перед ним задачу.

Коэффициент приемистости зависит от принятой статической характеристики регулирования блока и может быть улучшен изменением этой характеристики [15].

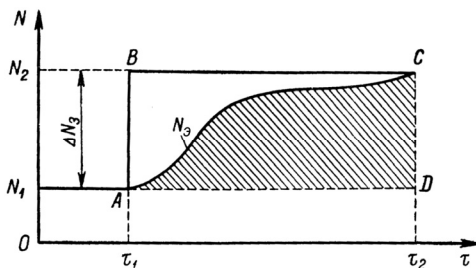


Рис. 6.1. Процесс изменения мощности энергоблока:

$N_3$  – электрическая мощность;  
 $\Delta N_3$  – изменение уставки задатчика мощности реактора



## **Глава 7. МАНЕВРЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР**

---

По-видимому, следует сразу оговориться, что с точки зрения маневренных характеристик блоки ВВЭР-1000 и ВВЭР-440 далеко не одинаковы. Первые блоки ВВЭР-440 проектировались в 60-х годах XX в., когда вопрос о привлечении АЭС к регулированию нагрузки в системе не стоял. Поэтому в проектах станций с такими блоками не предусмотрены некоторые режимы, направленные на повышение маневренности, которые есть в проекте ВВЭР-1000. С другой стороны, реакторы ВВЭР-440 отличаются более низкими параметрами и, что еще важнее, существенно более низкой линейной энергонапряженностью твэлов, и поэтому некоторые режимы, требующие в случае ВВЭР-1000 соблюдения специальных условий, проводятся в ВВЭР-440 без таких мер. По возможности эти отличия будут показаны ниже. Наконец, блоки ВВЭР-440 имеют значительно большие запасы на «незнание», которые в настоящее время выявлены и могут использоваться при оптимизации режимов или модернизации.

Отметим еще раз, что именно блоки ВВЭР-440 эксплуатируются на зарубежных АЭС (в частности, АЭС «Ловиза» в Финляндии) в режиме регулирования частоты в системе.

### **7.1. Мощностные диапазоны**

#### **7.1.1. Диапазон допустимых мощностей**

Не рассматривая сейчас возможность повышения мощности блоков и фактические достижения в соответствии с программой, реализуемой концерном «Росэнергоатом» с 2007 г., констатируем, что допустимый диапазон мощностей блоков ВВЭР находится между максимальной допустимой мощностью и нагрузкой технического минимума.

Первая величина для блока в целом определяется количеством включенного в работу основного оборудования (ГЦН, паро- и турбогенераторов). При работе с неполным комплектом оборудования максимально допустимая мощность понижается в соответствии с проектом.

Последняя величина, как уже упоминалось, определяется характеристиками и возможностями основного технологического оборудования – реактора, турбогенератора(ов) и парогенераторов.

### ***Максимально допустимая мощность блока***

В технологических регламентах четко оговаривается максимальная мощность, на которой могут работать РУ и блок при полном комплекте включенного в работу оборудования.

**Блоки ВВЭР-1000** могут работать в энергетическом режиме при включенных в работу двух, трех и четырех петлях. Максимальные мощности в этом случае:

четыре петли – 100 %;

три петли – 67 %;

две петли (противоположные) – 50 %;

две петли (смежные) – 40 %.

Чем определяются указанные уровни мощности, объясняется в [15, 28].

Проводится работа по обоснованию и обеспечению безопасного подъема максимальной допустимой мощности РУ блоков ВВЭР-1000 до 104 % проектной. Этот уровень впервые достигнут в марте 2008 г. на 2-м блоке БалАЭС.

**Блоки ВВЭР-440** могут работать в энергетическом режиме при включенных в работу трех, четырех, пяти и шести петлях. Для унифицированного блока (проект В-213, 3-й и 4-й блоки КолАЭС) допускаемая мощность определяется в этом случае выражением:

$$N = N_{\text{ном}} \frac{n}{6},$$

где  $N$  – допускаемая мощность;  $N_{\text{ном}}$  – номинальная мощность;  $n$  – число петель, находящихся в работе.

Для первых блоков ВВЭР-440 с малоинерционными ГЦН мощность зависит не только от числа насосов, но и состояния схемы электроснабжения (см. [15, 20, 32]).

Проводится работа, которая должна обеспечить подъем максимальной мощности блоков ВВЭР-440 на КолАЭС до 107 % проектной.

### ***Допустимый минимум мощности реактора***

Стационарный режим ядерного реактора ВВЭР как физического устройства, в котором поддерживается цепная реакция деления,

может быть обеспечен на любом уровне мощности, начиная с некоторого минимального, надежно контролируемого аппаратурой СУЗ, до максимально допустимого по условиям работоспособности оборудования РУ и момента кампании. Для реакторов ВВЭР этот режим обеспечивается в течение всей кампании от перегрузки до перегрузки, за исключением кратковременных периодов в конце кампании и при работе на мощностном эффекте, когда после остановки реактора аварийной защитой необходимо выждать 1–2 сут до прохождения иодной ямы.

В случае реакторов ВВЭР этот диапазон и является диапазоном допустимых мощностей собственно реакторов.

При работе реактора в стационарном, в частности в энергетическом, режиме поддержание стабильного уровня мощности осуществляется автоматическими регуляторами мощности (АРМ), которые могут быть включены в работу при ~3% номинальной мощности и обеспечивают автоматическое поддержание заданного значения общей мощности от названного уровня до 100%.

### ***Допустимый минимум нагрузки турбин***

Фактором, определяющим технический минимум нагрузки для влажнопаровых турбин, как уже говорилось в разделе 6.1, является разогрев выхлопного патрубка (патрубков) при низких расходах пара.

Для мощных конденсационных турбин насыщенного пара, использующихся на АЭС с реакторами ВВЭР-1000 (К-1000-60/1500 и К-1000-60/3000), технический минимум нагрузки составляет 30 %. При более низких нагрузках время работы турбины на них ограничивается.

Для турбин К-220-44 блоков ВВЭР-440 автор не нашел в литературе и эксплуатационной документации указаний о минимальном уровне мощности. Если судить по [34], турбина может устойчиво работать, начиная с мощности 20–25 МВт. Правда, в этом источнике приводятся данные того периода, когда турбины ВВЭР-440 пускались на пониженных параметрах пара. По другим данным, минимальная мощность составляет те же 30 %.

Естественно, что поскольку блок ВВЭР-440 имеет два турбогенератора, то 30 % нагрузки одной турбины соответствует ~15 % нагрузки блока.

### *Допустимый минимум нагрузки парогенератора*

Парогенераторы (ПГ) блоков ВВЭР с естественной конвекцией пароводяной смеси во втором контуре не вносят каких-либо ограничений с точки зрения технического минимума нагрузки блока.

**Таким образом,** технический минимум нагрузок для блока ВВЭР-1000 составляет 30 %  $N_{\text{ном}}$ , а для блока ВВЭР-440 – 15 % и определяется турбиной. Соответственно диапазон допустимых мощностей для ВВЭР-1000 составляет 30–100%  $N_{\text{ном}}$ , а для блока ВВЭР-440 – 15–100 %.

#### 7.1.2. Регулировочный диапазон

Если говорить о собственно реакторе, то нижняя граница регулировочного диапазона в случае ВВЭР определяется возможностью преодоления эффекта нестационарного отравления активной зоны ксеноном-135. Эта проблема достаточно успешно решается для значительной части кампании, что обеспечивает потенциальную маневренность АЭС с ВВЭР, в частности, при вовлечении их в суточное регулирование графика нагрузки.

Как будет показано в этом разделе, для блоков с реакторами ВВЭР минимальная мощность в пределах регулировочного диапазона, на которую блок может быть переведен, зависит не только от характеристик оборудования, как на ТЭС, но и момента кампании активной зоны реактора, и того, каким путем и с какой скоростью блок переводится на эту минимальную мощность. Эти факторы влияют и на величину ксенонового отравления реактора при снижении мощности, и на запас реактивности, который может использоваться для компенсации отравления. От этого зависит, может ли блок быть возвращен на исходную (в пределе – на полную) мощность в любой момент времени, как это следует из определения регулировочного диапазона (см. гл. 6).

Как известно, РУ с реакторами ВВЭР проектируются для работы в режиме частичных перегрузок топлива. За каждую очередную перезарядку создается запас реактивности, достаточный для работы реактора в течение календарного года, в перспективе – в течение полутора-двух лет. При этом лишь небольшая доля запаса реактивности (~1%), предназначенная для отработки быстрых изменений последней, компенсируется поглощающими элементами регули-

рующей группы СУЗ, погруженными в активную зону. Основной же запас реактивности компенсируется борной кислотой, растворенной в теплоносителе первого контура.

Поэтому для преодоления «иодной ямы» и высвобождения дополнительной реактивности при снижении мощности блока необходимо снизить концентрацию борной кислоты в теплоносителе за счет либо разбавления его чистым дистиллятом, либо сорбции части борной кислоты на ионообменных анионитовых фильтрах установок для очистки продувочной воды (СВО-2).

Минимум нагрузки и соответственно нижняя граница регулировочного диапазона РУ с реакторами ВВЭР в этих условиях в значительной степени зависит от скорости выведения борной кислоты из теплоносителя первого контура. А эта скорость, в свою очередь, зависит от текущей концентрации кислоты в контуре, расхода подпиточных насосов и общего объема контура. Скорость выведения борной кислоты из первого контура РУ принято характеризовать отношением скорости снижения концентрации борной кислоты к текущему значению ее в данный момент времени  $C$ :

$$\beta = \frac{1}{C} \frac{dC}{d\tau} \quad [1/\text{ч}].$$

На первых серийных энергоблоках с реакторами ВВЭР-440 (проект В-230, 1-й и 2-й блоки Кольской АЭС) подача подпиточных насосов была такова, что обеспечивала относительную скорость

вывода борной кислоты  $\beta = 0,05$  1/ч (на рис. 7.1 этой скорости водообмена соответствуют сплошные линии). На унифицированных энергоблоках (на 3-м и 4-м блоках Кольской АЭС, проект В-213) расход систем продувки и подпитки первого контура увеличен так, что обеспечивается относительная скорость выведения бора до 0,2 1/ч (пунктирные линии). Причем линии, обозначенные цифрой 1, определяют допустимое снижение

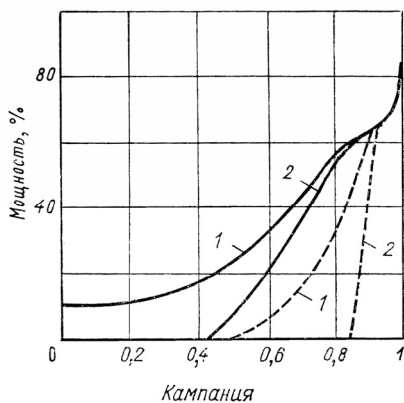


Рис. 7.1. Регулировочный диапазон реакторов ВВЭР-440

уровня мощности реактора, после работы на котором обеспечивается подъем мощности до номинального значения в любой момент кампании. Цифрой 2 обозначен уровень снижения, который обеспечивает выход на полную мощность, если на этом сниженном уровне реактор проработал не более 1 ч, т.е. не началось ксеноновое отравление.

На серийных АЭС с реакторами ВВЭР-1000 системы обслуживания РУ позволяют менять концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура с относительной скоростью до 0,2 1/ч.

Естественно, если снижать мощность реактора не мгновенно, а в течение какого-то времени, частично выжигая ксенон, то глубина йодной ямы уменьшится, т.е. регулировочный диапазон вырастет. Это иллюстрирует рис. 7.2 [13].

Если же с учетом сказанного перейти к регулировочному диапазону блока в целом, то дополнительно необходимо принять во внимание минимально допустимую нагрузку турбин и допустимое время работы на ней (см. разделы 7.1.1 и 7.2.5).

Исходя из ограничений как по реактору, так и по турбине, блок в течение первых двух третей кампании при необходимости может быть разгружен до мощности холостого хода, но работа в таком режиме допускается только в течение 40 мин, а далее турбина должна быть либо нагружена до технического минимума (мощность блока поднята), либо остановлена вместе с блоком.

Диапазон, в котором блок ВВЭР-1000 в течение первых двух третей кампании реактора может менять свою мощность и работать неограниченное время, это 30–100 %, а блок ВВЭР-440 – от 10–15 до 100 %. В течение дальнейшей кампании минимальная мощность ограничивается реактором (см. рис. 7.1).

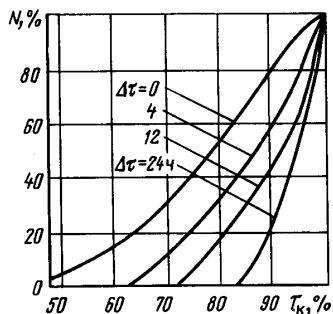


Рис. 7.2. Допустимые пределы разового снижения мощности ВВЭР-1000 при разной длительности ( $\Delta\tau$ ) снижения

## 7.2. Переходные режимы блока

### 7.2.1. Допустимая скорость разогрева

Допустимая скорость разогрева основного оборудования РУ блоков ВВЭР определяется связанным со скоростью разогрева напряженным состоянием массивного оборудования (корпусов реакторов, парогенераторов, компенсаторов давления (объема) и др.) и трубопроводов. В эксплуатационной документации энергоблоков скорость разогрева и расхолаживания РУ строго регламентируется.

Для реакторов ВВЭР-1000 допустимая скорость разогрева теплоносителя, а следовательно, и всего оборудования и трубопроводов первого контура и ПГ составляет  $20\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ , а скорость нормального расхолаживания –  $30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ . Анализ прочностных расчетов не выявил какого-то одного вида оборудования (узла), который ответствен за это ограничение, как это имеет место в РБМК (см. гл. 8).

Для блоков ВВЭР-440 допустимая скорость разогрева по проекту составляла  $20\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ , расхолаживания –  $30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ . Эти величины были обоснованы расчетами и экспериментами. Именно они фигурируют в литературе и эксплуатационной документации 1970–1980-х гг. В действующей в настоящее время документации скорость разогрева зависит от достигнутого уровня температур и не должна превышать  $10\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$  при температурах ниже  $190\text{ }^{\circ}\text{C}$  и  $20\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$  при более высоких температурах. Более щадящий режим принят, по-видимому, с учетом реального состояния металла конструктивных элементов, уже отработавших первоначально установленный срок.

Для уменьшения циклических нагрузок и времени пуска (см. ниже) при кратковременных остановках энергоблоков РУ глубоко не расхолаживают, а переводят в режим «горячего останова», поддерживая рабочее давление в ПГ.

### 7.2.2. Допустимая скорость изменения нагрузки

Она определяется динамическими характеристиками основного оборудования, которые в совокупности и обуславливают маневренность энергоблока. Для блоков ВВЭР эта скорость может также зависеть от величины изменения текущего уровня мощности и того, как долго блок на нем работал.

При рассмотрении режимов нормальной эксплуатации блоков АЭС [15] разбирались факторы, влияющие на переходные режимы (термомеханические напряжения, ксеноновые процессы и работоспособность твэлов) и было показано, как их воздействие, степень возможной опасности зависят от величины изменения нагрузки и соответственно изменения температуры, давлений и других параметров, скорости этого изменения и т.д.

Начнем с режимов нормальной эксплуатации. На разных этапах пуска скорость изменения нагрузки ограничивается каким-то из указанных факторов или их сочетанием.

Поскольку технологические параметры РУ ВВЭР-1000 и ВВЭР-440, близкие к номинальным, достигаются еще до вывода реактора из подкритики в процессе разогрева, то при подъеме мощности блока должна, в первую очередь, строго выдерживаться допустимая скорость роста температуры металла узлов турбины. При уровнях мощности до примерно 30–50 % номинальной термомеханические напряжения в турбине являются основным фактором, ограничивающим скорость набора нагрузки блока. Допустимая скорость изменения мощности зависит от исходного теплового состояния и возможности обеспечить равномерность прогрева массивных узлов турбоагрегата. При плановых пусках турбин АЭС температура пара на входе в их первые ступени меняется от ~100 до 270–280 °С, что и вызывает значительные термомеханические напряжения в узлах турбоагрегата.

Для обеспечения сохранения напряжений в допустимых пределах заводами-изготовителями турбин задаются обычно графики, определяющие скорость набора нагрузки и длительность выдержек при пуске из разных тепловых состояний. Пример такого графика для турбины К-220-44 при пуске ее из разных температурных состояний показан на рис. 7.3 [14]. Видно, что в начале процесса набора нагрузки скорость меньше, а вблизи полной мощности, когда прогрев практически завершен, возможно увеличение этой скорости до ~1,5–2 %  $N_{\text{ном}}$ /мин.

В диапазоне нагрузок 50–100 % допустимая скорость изменения мощности ВВЭР-1000 ограничивается, в первую очередь, необходимостью сохранения герметичности оболочек твэлов (табл. 7.1). Как видно из таблицы, эти ограничения в значительной мере связаны с предысторией работы блока. Поскольку эти ограничения бо-



лее жесткие, чем со стороны турбины, то на этих уровнях мощности последние на скорость набора нагрузки не влияют.

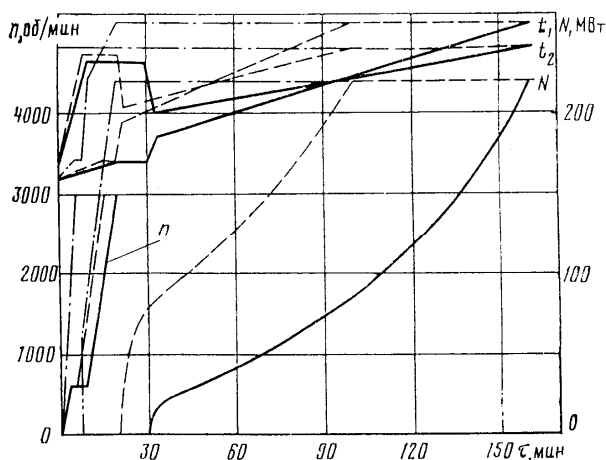


Рис. 7.3. Графики пусков турбины К-220-44 при различных исходных температурах головной части турбины:


- — — — — ниже  $80^{\circ}\text{C}$  (из холодного состояния);
- - - - - около  $130^{\circ}\text{C}$  (из неостывшего состояния);
- · - · - · - выше  $180^{\circ}\text{C}$  (из горячего состояния).

$t_1$  и  $t_2$  — температуры пара за регулирующими клапанами и за СПП соответственно

Ограничения по скорости изменения мощности реактора связаны с требованием непревышения предельно допустимого линейного энерговыделения в твэле и величины его быстрого прироста (скачка энерговыделения) [15, 22]. Возможное превышение связано с ксеноновыми переходными процессами. В [22] показано, что при работе блока в режиме базовой нагрузки при изменениях мощности, в частности, при пуске, реализуются скачки линейного энерговыделения. Необходимость обеспечения безопасной величины скачков приводит к требованию ограничения деформации высотного распределения энерговыделения относительно стационарного значения. А основными причинами таких деформаций являются возмущения стационарных распределений ксенона при изменении мощности и перемещениях регулирующей группы ОР СУЗ.

Таблица 7.1

## Режимы изменения мощности РУ ВВЭР-1000

Плановое изменение мощности		Повышение мощности реактора после длительной (более 12 суток) работы на пониженном уровне мощности или при подключении неработающей петли
Понижение	Повышение	
1	2	3
$100\% N_{\text{ном}}$   Скорость не более $3\% N_{\text{ном}}/\text{мин}$  МКУ	$100\% N_{\text{ном}}$  не более $1\% N_{\text{ном}}/\text{мин}$  На $75-80\% N_{\text{ном}}$ выдержка не менее 3-х часов  $40-45\% N_{\text{ном}}$ не более $3\% N_{\text{ном}}/\text{мин}$  МКУ	$100\% N_{\text{ном}}$  не более $0,017\% N_{\text{ном}}/\text{мин}$ Средняя скорость обеспечивается ступенчатым подъемом мощности на $2-4\% N_{\text{ном}}$ со скоростью $2\% N_{\text{ном}}/\text{мин}$ с последующей выдержкой  $80\% N_{\text{ном}}$ ; выдержка 3 часа  не более $0,17\% N_{\text{ном}}/\text{мин}$  $50\% N_{\text{ном}}$ со скоростью не более $3\% N_{\text{ном}}/\text{мин}$  МКУ
Количество циклов не ограничено	70 циклов за срок службы ТВС	23 цикла за срок службы ТВС, без учета подключения ГЦН на МКУ

Для выполнения требований по ограничению линейного энерговыделения в твэле предусмотрено выравнивание поля энерговыделения с использованием специальных алгоритмов. В частности, для обеспечения безопасных условий работы твэлов при пуске блока в регламент введено требование прекращения подъема мощности и выдержки на уровне  $80 \pm 5\%$  в течение не менее 3 ч. Этот уровень близок к номинальной мощности. На нем проходят процессы релаксации напряжений в твэлах. В то же время на нем при наиболее деформированном распределении энерговыделения не превышает максимально допустимая величина. В течение работы на этом уровне мощности предусмотрено гашение ксеноновых колебаний за счет перемещения 10-й (регулирующей), а также при необходимости 9-й групп ОР СУЗ при минимальном использовании борной системы. Алгоритмы и графики этих процессов подробно рассмотрены в [22].

Для ВВЭР-440 эти процессы не существенны. Ограничений, подобных указанным в табл. 7.1, в документации ВВЭР-440 нет. Скорость изменения нагрузки турбогенераторов блока ВВЭР-440 составляет 1 %  $N_{\text{ном}}$ /мин на турбину в начале и 3% в конце процесса набора мощности [14].

В процессе остановки блоков (на ППР или по другим причинам) параметры реакторной установки поддерживаются практически неизменными, но температура пара, поступающего на первую ступень ЦВД, значительно меняется. Поэтому на допустимую скорость разгрузки блока влияют именно термомеханические напряжения в турбине.

С другой стороны, малые по абсолютной величине изменения мощности блока приводят к малым же отклонениям удельных нагрузок и технологических параметров, соответственно к меньшим возможным напряжениям в оборудовании и оболочках ТВЭЛов, малым отравлениям или другим воздействиям на реактивность и т.д. Скорость процесса подъема или сброса мощности в этом случае может быть значительно выше.

В частности, как уже говорилось, проектом блока ВВЭР-1000 предусмотрена возможность быстрого подъема мощности на 20 %. В диапазоне 0–50 % такой подъем возможен в один прием со скоростью движения ОР СУЗ, а в диапазоне 50–100 % – за два приема: 10 % – выдержка 3 ч – еще 10 %.

Предусмотрена также возможность быстрого сброса нагрузки (ускоренной разгрузки блока – УРБ) в ряде ситуаций, в частности при отключении турбины от сети с переходом на собственные нужды. При этом мощность реактора снижается до 40 % за счет сброса выбранной группы ОР СУЗ, а мощность турбогенератора – прикрытием с максимальной скоростью регулирующих клапанов турбины.

В документации ВВЭР-440 такие режимы не рассматриваются.

### 7.2.3. Продолжительность пуска блока

Как уже указывалось в разделе 5.2.4, момент начала пуска блока в нормативной документации однозначно не определен. Для блоков ВВЭР автор считает правильным начинать отсчет с момента подачи азота в компенсатор давления для обеспечения бескавитационной работы ГЦН при разогреве первого контура.

Но продолжительность пуска блока не определена и с точки зрения момента окончания процесса. Дело в том, что турбогенератор может быть синхронизирован и включен в сеть или при мощности 7–8 %  $N_{\text{ном}}$ , а затем нагружаться по мере подъема мощности реактора, или, второй вариант, при мощности реактора 35–40 %, что уже обеспечивает стабильную работу турбины. Возможны и промежуточные варианты. В регламентах разных станций есть небольшие различия в этом вопросе. В целом продолжительность пуска блока ВВЭР-1000 составляет около суток [15, 38].

#### 7.2.4. Допустимое число изменений режима (циклы).

Сводная таблица, иллюстрирующая эту характеристику, дана ниже (табл. 7.2). В ней приведены данные, взятые из [20] и эксплуатационной документации энергоблоков. К сожалению, в последней, как правило, нет полного перечня возможных режимов.

Помимо указанных режимов в регламентах ограничивается число различных отказов или нарушений нормальной эксплуатации, приводящих к повышенным скоростям изменения температур или другие режимы, вызывающие повышенные напряжения в оборудовании. Некоторые из них для ВВЭР-1000 указаны в табл. 7.3.

Таблица 7.2

Допустимое количество изменений режима за период эксплуатации

Характеристика	ВВЭР-440	ВВЭР-1000
Число остановок РУ с расхолаживанием	300/300	300/130
Число полных сбросов мощности	1500/1300	5000/–
В том числе аварийных остановов	– / 600	– / 150
Число пусков из холодного состояния	300/300	300/130
Число пусков из горячего состояния	1500/700	5000/–
Число ступенчатых изменений мощности в пределах $\pm 20\%$ текущего значения	$5 \cdot 10^4 / 2 \cdot 10^4$ (на $\pm 10\% N_{\text{ном}}$ )	$5 \cdot 10^4$

*Примечание:* в числителе данные из [12], в знаменателе – из эксплуатационной документации (для проектов В-213 и В-320).

Таблица 7.3

## Допустимое число нарушений режима ВВЭР-1000

Режим	Допустимое число циклов
Гидроиспытания на плотность	100
Гидроиспытания на прочность	30
Обесточивание ГЦН	30
Закрытие стопорных клапанов турбины	150
Полное обесточивание АЭС	10
Срабатывание УРБ	150
Разрыв паропровода ПГ	1 на ПГ (4)
Режимы аварийного отклонения частоты в сети:	
от 50,5 до 51 Гц – до 10 с, но не более 60 с/год	10
от 49 до 48 Гц – до 2 мин, но не более 12 мин/год	20
от 48 до 47 Гц – до 1 мин, но не более 6 мин/год	15
от 47 до 46 Гц – до 10 с, но не более 60 с/год	10

В некоторых случаях число циклов привязано к твэлам (по формулировке регламента – к сроку службы ТВС), например, для ВВЭР-1000:

- плановый подъем мощности с нуля, если блок до остановки работал на мощности близкой к номинальной (70 циклов);
- повышение мощности реактора после длительной (более 12 суток) работы на пониженном уровне мощности или при подключении неработающей петли (23 цикла).

В случае ВВЭР-440 в эксплуатационной документации ограничений, связанных с твэлами, не указывается.

## 7.2.5. Допустимое время работы на мощности &lt; 30 %

Это время определено в инструкции на турбину и составляет, например, для турбины К-1000-60/1500:

- работа на холостом ходу – 40 мин,
- работа на нагрузке собственных нужд блока – 60 мин.

### 7.3. Приемистость

Для блоков ВВЭР приемистость в значительной мере определяется принятым вариантом статической программы регулирования. При использовании программы  $p = \text{const}$ , применяемой сегодня на всех энергоблоках ВВЭР, в случае изменения уставки задатчика мощности необходим расход тепла на нагрев теплоносителя и металлоконструкций оборудования РУ (рис. 6.1).

Оценим для примера величину задержки достижения заданной электрической мощности, приняв для простоты, что заданная нейтронная мощность реактора достигается мгновенно.

Общая теплоемкость первого контура (металл + вода) оценивается в 4 ГДж. Если мощность необходимо увеличить на 10 %, то средняя температура контура должна возрасти на  $\sim 3$  °С. Считая, что половина дополнительно выделяемого тепла идет на повышение мощности, а половина – на нагрев (т.е. аппроксимируя кривую АС на рис. 6.1 – прямой), получим время выхода на заданную электрическую мощность около 40 с.

Применение комбинированной статической характеристики ( $t = \text{const}$  в зоне регулирования мощности) [15, 42] исключает необходимость траты тепла на разогрев и, соответственно, сокращает время выхода на заданную мощность.

### 7.4. Соответствие маневренных характеристик блоков ВВЭР требованиям энергосистемы

Подводя итоги сказанному, сравним реальные характеристики блоков ВВЭР с требованиями энергосистем, изложенными в гл. 5.

#### 7.4.1. Нормальный режим системы

##### *а) Устойчивая работа в диапазоне 10–100 % $N_{\text{ном}}$*

Обеспечивается частично. Блоки ВВЭР-440 могут работать в диапазоне 15–100 %, ВВЭР-1000 – 30–100 %  $N_{\text{ном}}$  в течение практически всей кампании.

Зарубежным опытом эксплуатации российских реакторов ВВЭР-440 и исследованиями на НВАЭС и КолАЭС подтверждена возможность использования таких блоков в режиме регулирования частоты в системе.

Блоки ВВЭР-1000 принципиально могут привлекаться к регулированию, но режим требует обоснования. Однако уже сегодня в регламентах блоков БалАЭС и КЛнАЭС предусматривается их работа в режиме поддержания давления (режим «Т» [15]), т.е. автоматического изменения мощности при изменении нагрузки в системе.

**б) Частичное снижение нагрузки на ночь и выходные дни**

Принципиально возможно в первой половине топливной кампании, что подтверждает опыт эксплуатации аналогичных реакторов за рубежом. Изменение мощности не противоречит проектам и регламентам. Однако требуется анализ допустимости режимов с точки зрения циклической усталости. Правилами ОПЭ АС сегодня предусмотрен базовый режим работы АЭС.

**в) Скорости увеличения мощности**

В процессе пуска блока после остановки скорости подъема мощности ограничиваются напряжениями в турбине и твэлах (см. гл. 6). Допустимые скорости ниже требований, указанных в гл. 5.

В экстренных случаях блоки ВВЭР-1000 допускают ограниченный по величине наброс нагрузки со скоростью, определяемой перемещением стержней СУЗ.

#### 7.4.2. Аварийные режимы энергосистемы

**а) Сброс нагрузки до уровня собственных нужд или холостого хода**

САР турбин обеспечивает безопасный сброс нагрузки до уровня собственных нужд или холостого хода; для РУ ВВЭР-1000 предусмотрен режим экстренной разгрузки до мощности ~40 %. Время работы на сниженной мощности определяется турбиной и составляет 40–60 мин.

**б) Работа при отклонениях частоты от стандартной**

В проектах предусмотрена работа в соответствии с требованиями, указанными в гл. 5. Но в проекте ВВЭР-1000 устанавливается дополнительно еще и допустимое число случаев работы с отклонением частоты (см. табл. 7.3).

**в) Кратковременная работа при пониженном напряжении на шинах собственных нужд**

Возможность режима предусмотрена проектом.

## Глава 8. МАНЕВРЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ РБМК

---

Реакторы РБМК разрабатывались, как и ВВЭР-440, в то время, когда вопрос о привлечении АЭС к регулированию частоты в системе еще не поднимался. Разработчики, основываясь на постоянстве запаса реактивности, первоначально заявляли о широких возможностях этих блоков с точки зрения маневренности [8]. Авария на Чернобыльской АЭС поставила точку на этих утверждениях. Регламент эксплуатации блоков РБМК был существенно ужесточен, в том числе и по характеристикам, прямо влияющим на маневренность.

Если сравнивать с точки зрения маневренности эти блоки с рассмотренными выше блоками ВВЭР, то можно отметить по крайней мере три принципиальных различия:

1. Канальные реакторы РБМК обеспечивают перегрузку «на ходу». Это создает практически постоянный запас реактивности на стержнях СУЗ. Отсюда исчезают проблемы с уменьшением запаса к концу кампании, с изменением маневренных характеристик во времени и т.п.

2. Сложность контроля состояния активной зоны реактора из-за ее больших размеров и связанное с этим ограничение по допустимому снижению мощности реактора.

3. Ограниченный оперативный запас реактивности, который может быть использован в переходных режимах. При работе блока на мощности запас реактивности должен составлять 43–48 стержней ручных регуляторов (РР). Это соответствует при обычно принимаемой эффективности одного РР равной 0,05%  $\Delta k/k$  величине 2,15–2,4 %  $\Delta k/k$ . Однако по соображениям безопасности запрещено снижать этот запас до величины менее 30 ст. РР (1,5 %  $\Delta k/k$ ). При нарушении этого условия реактор должен быть немедленно заглушен. Таким образом, располагаемый оперативный запас реактивности в переходных режимах составляет всего 0,65–0,9 %  $\Delta k/k$ . Такого запаса недостаточно для значительного числа переходных режимов.

Надо отметить также значительно более сложный характер процессов в активной зоне, неустойчивость стационарного состояния



ее и большое влияние на нее ксеноновых процессов, необходимость периодических подрегулировок как мощности технологических каналов, так и расхода через них.

Эти особенности реакторов РБМК необходимо учитывать при рассмотрении маневренных характеристик блоков.

## **8.1. Мощностные диапазоны**

### **8.1.1. Диапазон допустимых мощностей**

Не рассматривая сейчас, как и в случае ВВЭР, возможность повышения мощности блоков и фактические достижения в этом направлении в соответствии с реализуемой с 2007 г. программой, констатируем, что допустимый диапазон мощностей блоков РБМК-1000 находится между максимальной допустимой мощностью и нагрузкой технического минимума.

Первая величина для блока в целом определяется количеством включенного в работу основного оборудования (ГЦН и турбогенераторов). При работе с неполным комплектом оборудования максимально допустимая мощность понижается в соответствии с проектом.

Последняя величина, как уже упоминалось, определяется характеристиками и возможностями основного технологического оборудования – реактора, турбогенератора(ов) и парогенераторов.

#### ***Максимально допустимая мощность блока***

В технологических регламентах четко оговаривается максимальная мощность, на которой может работать РУ и блок при неполном комплекте включенного в работу оборудования.

Блоки РБМК-1000 могут работать в энергетическом режиме при включенных в работу двух и трех ГЦН в каждой петле. Максимальные мощности РУ в этом случае:

3 ГЦН – 100 %  $N_{\text{НОМ}}$ ,

2 ГЦН – 60 %  $N_{\text{НОМ}}$ .

В случае отключения одной из турбин мощность блока снижается до 50 %  $N_{\text{НОМ}}$ .

Проводится работа по обоснованию и обеспечению безопасного подъема максимальной допустимой мощности РУ блоков РБМК-

1000, а также улучшению технико-экономических характеристик турбоагрегатов (в частности, улучшению работы сепараторов-пароперегревателей и повышению внутреннего КПД цилиндров низкого давления).

### ***Нагрузка технического минимума***

Так же, как и случае ВВЭР, нагрузка технического минимума для блока РБМК определяется характеристиками и возможностями основного технологического оборудования – реактора и турбогенераторов, а также контура МПЦ, фактически играющего роль парогенератора. Напомним (подробнее см. [15]), чем определяется минимальная нагрузка (мощность) для каждого вида оборудования.

### ***Допустимый минимум мощности реактора***

Положение с допустимым минимумом мощности реактора РБМК-1000 отлично от рассмотренного выше (см. гл. 7) ВВЭР.

Из-за больших размеров активной зоны (высота 7 м, диаметр 11,8 м) цепная реакция в одной части зоны слабо связана с реакцией в других частях. По этой причине малые пространственные перераспределения реактивности (например, из-за движения стержней СУЗ) могут вызвать значительные перераспределения энерговыделения по объему зоны. Свой вклад в нестабильность нейтронного поля вносит и положительная обратная связь реактивности с мощностью, обусловленная изменением концентрации ксенона и вызывающая колебания распределения мощности по объему зоны. Отсюда следует необходимость контроля и регулирования распределения энерговыделения по объему зоны.

С этой целью в РБМК предусмотрено две независимых, дополняющих друг друга системы регулирования мощности [10, 50]. Одна – традиционная, обеспечивающая поддержание общей мощности реактора. Она включает в себя три независимых АР'а и получает сигналы от датчиков, расположенных вне активной зоны в баке боковой биологической защиты. Один из комплектов этой системы включается при мощности 0,3 % номинальной, два других комплекта работают, начиная с 5 %. Вторая система – регулирования локальной мощности – предназначена для контроля и регулирования распределения энерговыделения по активной зоне. Она включает в себя локальные автоматические регуляторы (ЛАР), каждый

из которых поддерживает постоянной мощностью в своем секторе зоны [28]. ЛАР'ы получают сигналы от внутризонных датчиков системы физического контроля распределения энерговыделения (СФКРЭ). Система ЛАР начинает устойчиво работать на уровне мощности выше 15–20 %  $N_{\text{ном}}$ .

Таким образом, на малых уровнях мощности, когда система СФКРЭ еще не работает, контроль и регулирование осуществляются только регуляторами общей мощности, не учитывающими распределение энерговыделения по объему активной зоны. Оператор в этих условиях «полагается при управлении реактором более на опыт и интуицию, чем на показания приборов» [50]. При пуске разотравленного реактора, когда поле энерговыделений достаточно равномерно и предсказуемо, это еще приемлемо; при снижении мощности и серьезном искажении формы нейтронного поля из-за развивающегося неравномерного ксенонового отравления – нет. Это одна из причин из-за чего минимальная мощность, на которой разрешено эксплуатировать реактор РБМК, ограничена.

Другая причина – нестабильность теплогидравлического режима на малых уровнях мощности, связанная с относительно малым паросодержанием теплоносителя в зоне и поэтому с относительно большим изменением его при малых изменениях режима (по сравнению с состоянием реактора при работе его на полной мощности). Паросодержание же через положительный паровой эффект существенно влияет на реактивность и распределение энерговыделения.

Важно также, что влияние вводимой реактивности заметно различается для состояний зоны, когда в ней находится большое число дополнительных поглотителей и (или) частично погруженных стержней СУЗ, и для зоны в рабочем состоянии, когда большая доля поглотителей из нее удалена. В последнем случае вклад, вносимый паровым эффектом реактивности, оказывается относительно большим и существенным для безопасности. Именно эти явления проявили себя во время аварии на Чернобыльской АЭС, произошедшей при работе реактора на малой (~ 6 %) мощности.

Чтобы исключить возможность небезопасных режимов, в технологический регламент блоков РБМК-1000 после этой аварии было внесено ограничение запрещающее работу реактора при снижении мощности до уровня меньше 700 МВт(т). При случайном опускании мощности из-за действий автоматики или оператора

ниже этого значения реактор немедленно глушится сбросом стержней аварийной защиты или опусканием вниз всех стержней СУЗ приводами без остановок.

Требование, естественно, не распространяется на режим пуска блока, когда (как предусматривает регламент) реактор длительное время работает на мощности до 160 МВт (тепл.). Безопасность в этом режиме обеспечивается за счет наличия в зоне значительного количества погруженных стержней СУЗ и практического отсутствия влияния ксенонового отравления. А на следующей предусмотренной регламентом пуском стационарной ступени мощности – 700 МВт (тепл.) – уже могут и должны быть включены системы СФКРЭ и локального регулирования.

Таким образом, минимально допустимый энергетический уровень мощности собственно реактора с точки зрения его стабильной, хорошо контролируемой и безопасной работы для блоков РБМК-1000 составляет ~ 22 % (700 МВт (тепл.) или около 200 МВт (эл.)).

#### ***Допустимый минимум нагрузки турбин***

Фактором, определяющим технический минимум нагрузки для паровых турбин РБМК (К-500-65) так же, как и турбин ВВЭР, является разогрев выхлопных патрубков ЦНД при низких расходах пара. Не повторяя изложенное выше, укажем, что величина технического минимума нагрузки турбин составляет тоже 30 %  $N_{ном}$ , а учитывая, что на блоке две турбины, минимум нагрузки блока из-за турбин был бы ~15 %  $N_{ном}$ .

#### ***Допустимый минимум нагрузки КМПС***

Контур многократной принудительной циркуляции в РУ РБМК играет роль парогенератора (ПГ). По своим свойствам контур с многократной циркуляцией аналогичен контуру с естественной циркуляцией. Поэтому он не налагает никаких ограничений на минимум нагрузки и отводит от активной зоны необходимое количество тепла в предусмотренных режимах принудительной или естественной циркуляции.

Таким образом, ***минимальный допустимый энергетический уровень мощности***, на котором в принципе может работать стабильно блок РБМК, составляет 700 МВт (тепл.). Этот уровень определяется собственно реактором.

### 8.1.2. Регулировочный диапазон

Как и в случае ВВЭР, на регулировочный диапазон блоков РБМК решающее влияние оказывает проблема преодоления эффекта нестационарного отравления активной зоны реакторов ксеноном-135. Как уже говорилось, запас реактивности при работе реактора на мощности должен быть 43–48 стержней РР, но не менее 30, что составляет запас реактивности на стержнях 2,4–1,5%. Использовать же для компенсации реактивности можно только ~1/3 из этого запаса. Для преодоления ямы в случае остановки или глубокого снижения мощности реактора запаса реактивности на стержнях не хватает. Более того, технологический регламент эксплуатации требует, чтобы в случае случайного понижения мощности реактора ниже 700 МВт (тепл.) он был немедленно остановлен оператором. Вместе с тем проект предусматривает быстрое снижение мощности блока в ряде ситуаций. Возможный минимальный уровень мощности при необходимости быстрого ее снижения и определяет нижний предел регулировочного диапазона.

Для пояснения этого тезиса на рис. 8.1 представлены параметры иодных ям при снижении мощности [36].

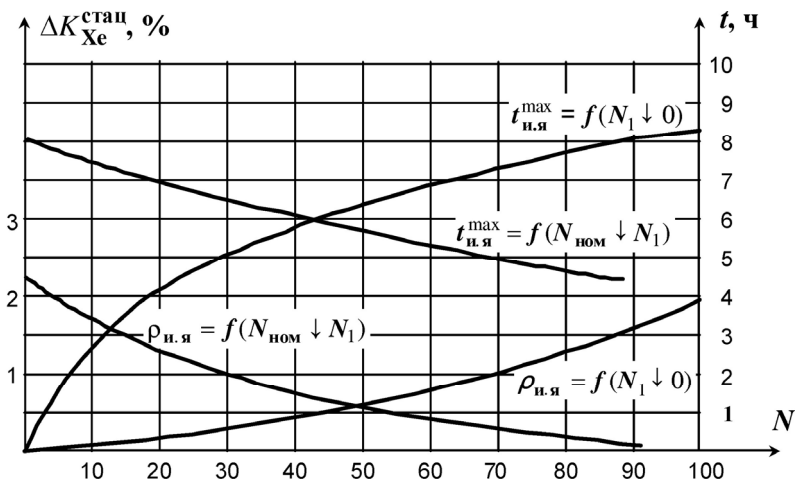


Рис. 8.1. Параметры иодных ям реактора РБМК при снижении мощности

1. Кривая  $\rho_{\text{и.я}} = f(N_1 \downarrow 0)$  позволяет определить максимальную глубину иодной ямы в зависимости от мощности реактора перед остановом. Так, при останове с мощности 100 %  $N_{\text{НОМ}}$  глубина иодной ямы составляет  $\approx 1,9$  %. При этом имеется в виду, что перед остановом реактор работал не менее 3 сут на данном уровне мощности и имел установившееся стационарное отравление.

2. Кривая  $t_{\text{и.я}}^{\text{max}} = f(N_1 \downarrow 0)$  позволяет определить время, когда наступает максимум нестационарного отравления. Так, при останове с 50 %  $N_{\text{НОМ}}$   $t_{\text{и.я}}^{\text{max}} = 6,2$  ч, с номинальной мощности  $\approx 8$  ч.

3. Кривая  $\rho_{\text{и.я}} = f(N_{\text{НОМ}} \downarrow N_1)$  позволяет определить глубину иодной ямы при снижении мощности с номинальной до нового установившегося уровня  $N_1$ . Так, при снижении с номинальной мощности до 60 %  $N_{\text{НОМ}}$  глубина иодной ямы составит 0,5 %.

4. Кривая  $t_{\text{и.я}}^{\text{max}} = f(N_{\text{НОМ}} \downarrow N_1)$  позволяет определить время, когда наступает максимум нестационарного отравления. Так, при снижении мощности со 100 %  $N_{\text{НОМ}}$  до 60 % это время составляет  $\approx 5,2$  ч.

Исходя из параметров на рис. 8.1, можно оценить величину допустимого быстрого снижения мощности. Если исходное количество стержней РР 43, а после снижения должно остаться не менее 30, то максимальное допустимое изменение реактивности  $\rho_{\text{и.я}}$  составит 0,65 %, что соответствует допустимому снижению мощности до  $\sim 48$  %  $N_{\text{НОМ}}$ . При исходных 48 РР допустимо снижение до  $\sim 34$  %  $N_{\text{НОМ}}$ , но, естественно, автоматическое воздействие должно ориентироваться на меньшую цифру.

Основным вариантом быстрого изменения нагрузки блоков РБМК является срабатывание технологических защит РУ из-за отказов технологического оборудования, при которых блок автоматически со скоростью 2 % /мин переводится на пониженную мощность: при отключении ГЦН – на 60 %, при отключении одной турбины – на 50 %. В этом случае удастся сохранить реактор в работе и иметь некоторый запас реактивности на стержнях, позволяющий управлять реактором (рис. 8.2), а также в любой момент поднять при необходимости мощность до полной. САР турбин обеспечивает этот режим. Таким образом, уровень 50 % и есть нижняя граница регулировочного диапазона.

С другой стороны, установленным техническим минимумом нагрузки для реактора является мощность 700 МВт(тепл.) или ~200 МВт(эл.). Этот минимум определяется возможностью автоматического регулирования энерговыделения в различных частях активной зоны реактора с помощью локальных автоматических регуляторов (ЛАР).

Но к этой минимальной нагрузке можно прийти и «снизу» – при пуске блока, и «сверху» – при разгрузке блока оператором со скоростью, обеспечивающей ненакопление в активной зоне ксенона в количествах, препятствующих дальнейшей работе реактора.

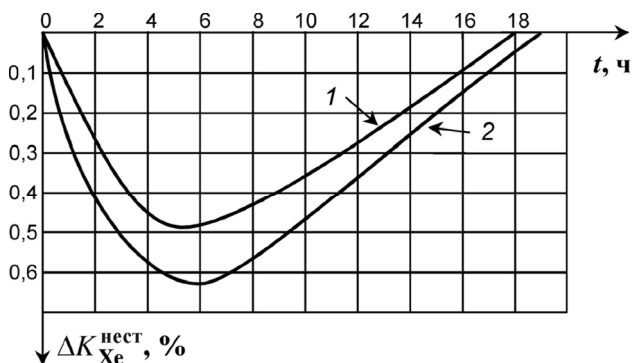


Рис. 8.2. Изменение запаса реактивности при снижении мощности с номинальной до 60 % (1) и 50 %  $N_{НОМ}$  (2) за счет нестационарного отравления ксеноном

Таким образом, для энергоблоков РБМК диапазон допустимых нагрузок (мощностей) – это интервал от ~200 до 1000 МВт (эл.) (700–3200 МВт (тепл.)), а регулировочный диапазон при быстром изменении мощности реактора – от 500 до 1000 МВт (эл.) (1600–3200 МВт (тепл.)).

## 8.2. Переходные режимы блока

### 8.2.1. Допустимая скорость разогрева

Допустимая скорость разогрева и расхолаживания основного оборудования РУ блоков РБМК составляет 10 °С/ч. Критическим узлом, определяющим допустимую скорость разогрева реактора и

всего контура МПЦ, является, как уже упоминалось, верхняя защитная плита реактора – сварная коробчатая конструкция, заполненная внутри серпентинитовым бетоном (так называемая схема Е).

Параметрами, по которым контролируют допустимость скорости разогрева, является разность температур между трактами технологических каналов и ребрами жесткости верхней плиты реактора. Эта разность не должна превышать 50 °С в центре зоны и 120 °С на периферии. Кроме того, в процессе разогрева контролируются разность температур между верхней и нижней образующими барабанов-сепараторов (БС), которая не должна превышать 40 °С, и разность температур воды в БС и питательной воды, которая не должна превышать 130 °С. Указанные ограничения действуют весь период разогрева вплоть до достижения номинальных параметров.

В аварийных ситуациях принимаются все меры, чтобы ограничить скорость снижения температуры величиной 30 °С/ч.

Из-за малой скорости разогрева и расхолаживания при кратковременных остановках энергоблоков АЭС реактор и контур МПЦ по возможности не расхолаживают, а переводят в режим «горячего останова», поддерживая рабочее давление в БС.

### 8.2.2. Допустимая скорость изменения мощности

Она определяется динамическими характеристиками основного оборудования, которые в совокупности и обуславливают маневренность энергоблока.

При рассмотрении режимов нормальной эксплуатации блоков АЭС [15] разбирались факторы, влияющие на переходные режимы, и было показано, как их воздействие, степень возможной опасности зависят от величины изменения нагрузки и, соответственно, изменения температуры, давления и других параметров, скорости этого изменения и т.д.

В случае РБМК подъем мощности реактора ведется ступенями с установленными выдержками после каждой ступени стационарной мощности (рис. 8.3). Более того, подъем на две верхних ступени мощности (2400 и 3200 МВт (т)) разбивается на более мелкие ступеньки [15]. Факторами, влияющими на скорость подъема, являются



ся прогрев верхней защитной плиты (схема Е) и ксеноновые процессы.

Прогрев верхней плиты – достаточно сложный процесс, тем более, что установлены жесткие ограничения на возможные разности температур между ее элементами. Вначале при разогреве контура МПЦ и при работе на малой мощности тепло идет от теплоносителя к плите. При больших уровнях мощности реактора в плите выделяется тепло за счет поглощения  $\gamma$ -излучения из зоны. Направление теплового потока меняется на обратное – от металлоконструкций плиты к теплоносителю. Влияние прогрева защитной плиты хорошо видно из сопоставления установленных выдержек на ступени 2400 МВт(тепл.): при пуске блока после ППР (плита холодная, необходимо время на прогрев и стабилизацию температурного режима) – 10 ч, а при пуске после случайной остановки (плита прогрета) – 3 ч [15].

Что касается ксеноновых процессов, то выдержки важны не только для того, чтобы оператор успел выровнять поле энерговыделения, но и для исключения выбега положительной реактивности. Рис. 8.3 показывает, что при плавном подъеме мощности такого выбега не происходит [36].

### 8.2.3. Продолжительность пуска блока

Как уже указывалось в разделе 7.2.4, момент начала пуска блока в нормативной документации однозначно не определен. Для блоков РБМК автор считает правильным начинать отсчет с включения в работу ГЦН для разогрева контура МПЦ и профилирования расходов через технологические каналы. Пуск РУ из горячего состояния экономит время на разогрев, составляющее почти сутки.

Но продолжительность пуска блока не определена и с точки зрения момента окончания процесса. Дело в том, что первый турбогенератор может быть синхронизирован и включен в сеть или до достижения полного проектного давления [15, 20], или после его достижения при мощности около 400 МВт(т), а затем нагружаться по мере подъема мощности реактора до 700 МВт(т), что уже обеспечивает стабильную работу одной турбины. В современных регламентах предусмотрен второй вариант.

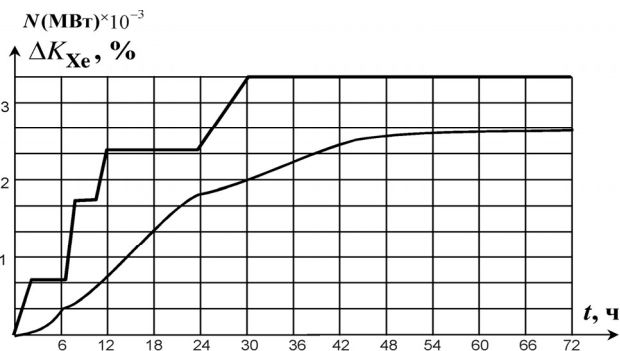


Рис. 8.3. Отравление реактора РБМК-1000  $^{135}\text{Xe}$  в процессе подъема мощности после ремонта

В целом продолжительность пуска блока РБМК-1000 составляет более полутора суток [15, 38].

#### 8.2.4. Допустимое число изменений режима (циклы)

В табл. 8.1, иллюстрирующей рассматриваемую характеристику, приведены данные, взятые из [20]. Данные по допустимому числу изменений режима для блока в целом в эксплуатационной документации практически отсутствуют.

### 8.3. Соответствие маневренных характеристик блоков РБМК требованиям энергосистемы

Как и в случае ВВЭР, сравним реальные характеристики блоков РБМК с требованиями энергосистем, изложенными в гл. 5.

Таблица 8.1

Допустимое количество изменений режима блока РБМК-1000 за период эксплуатации

Характеристика	Число циклов
Число остановок РУ с расхолаживанием	300/300*
Число полных сбросов мощности	2000
Число пусков из холодного состояния	300–500
Число пусков из горячего состояния	2500
Число ступенчатых изменений мощности в пределах $\pm 20\%$ текущего значения	$5 \cdot 10^4$

\*В числителе – данные из [20], в знаменателе – из эксплуатационной документации.

### 8.3.1. Нормальный режим системы

#### ***а) Устойчивая работа в диапазоне 10–100 %***

Обеспечивается частично. Блоки РБМК-1000 могут перегружаться на ходу и имеют поэтому практически постоянный запас реактивности. Это обеспечивает работу в диапазоне 22–100 %  $N_{\text{ном}}$  в любой момент времени. Однако перевод блока на уровень мощности ниже 50 % требует снижения нагрузки с малой скоростью, обеспечивающей выжигание ксенона, чтобы исключить попадание реактора в иодную яму.

#### ***б) Частичное снижение нагрузки на ночь и выходные дни***

Принципиально возможно. Изменение мощности не противоречит проектам и регламентам. Однако при последующем наборе нагрузки должны соблюдаться требования регламента, устанавливающие низкие скорости процесса. Поэтому привлечение блоков РБМК особенно к суточному регулированию нерационально. Правилами ОПЭ АС сегодня предусмотрен базовый режим работы АЭС.

#### ***в) Скорости увеличения мощности***

В процессе пуска блока после остановки скорости подъема мощности ограничиваются напряжениями в турбине и конструктивных элементах реактора (см. гл. 6), а также процессами в активной зоне. Допустимые скорости заметно ниже требований, указанных в гл. 5.

### 8.3.2. Аварийные режимы энергосистемы

#### ***а) Сброс нагрузки до уровня собственных нужд или холостого хода***

САР турбин обеспечивает безопасный сброс нагрузки до уровня собственных нужд или холостого хода; но для РУ РБМК-1000 режим экстренной разгрузки не предусмотрен. В случае отключения двух турбин или полного обесточивания блока срабатывает аварийная защита реактора.

#### ***б) Работа при отклонениях частоты от стандартной***

Согласно регламенту частота в энергосистеме контролируется на всех уровнях мощности энергоблока. Возможность же работы при отклонениях частоты от стандартной отличается от требований, указанных в гл. 5. Согласно регламенту:

*«При снижении частоты до значения в интервале 49–48,4 Гц на время более 5 мин или при повышении частоты до значения в интервале 50,5–51 Гц на время более 10 с необходимо заглушить реактор кнопкой, остановить турбины воздействием и отключить генераторы от сети.*

*При снижении частоты ниже 48,4 Гц или при повышении частоты выше 51,0 Гц указанные выше действия выполнить немедленно.*

*Работа ТГ с частотой в диапазоне 49–48,4 Гц допускается суммарно не более 25 мин в год, но не более 5 мин одновременно. Работа ТГ с частотой в диапазоне 50,5–51 Гц допускается суммарно не более 1 мин в год, но не более 10 с одновременно.»*

Таким образом, отличия есть как в допустимой продолжительность работы с отклонением частоты, так и в диапазоне допускаемого отклонения частот.

#### ***в) Кратковременная работа при пониженном напряжении на шинах собственных нужд***

В регламенте РБМК предусматривается постоянный контроль напряжения на рабочих секциях собственных нужд (сн) 6 кВ на всех уровнях мощности энергоблока, а также напряжения на секциях системы аварийного электроснабжения 6 кВ.

Однако в нем нет никаких слов по поводу возможности кратковременной работы блока при пониженном напряжении на шинах сн. Указывается только, что в случае исчезновения напряжения на 4 секциях 6 кВ рабочего электропитания собственных нужд энергоблока должна срабатывать аварийная защита реактора. Конечно, это не тот случай, который предусматривают требования энергосистемы.

## Глава 9. МАНЕВРЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ БН

---

Маневренные характеристики блоков БН (как БН-350, так и БН-600), вообще говоря, значительно меньше проработаны, чем блоков других типов.

Во-первых, блоки БН до сих пор не строились серийно, обе названные выше установки являются головными. Для головных блоков целью создания ставится доказать возможность осуществления концепции, подтвердить правильность принятых технических решений, найти варианты их совершенствования, а поиск выгодных вариантов стоит не на первом месте.

Во-вторых, до недавних пор быстрые реакторы рассматривались как наработчики вторичного ядерного горючего, а количество его, как известно, зависит от энерговыработки. С этой точки зрения быстрый реактор должен работать постоянно на максимальной мощности. В проекте БН-350 это даже выразилось в наличии резервной петли. В эту же сторону играет и более высокая стоимость блоков БН. В то время (60-е годы XX в.) это повышение стоимости оценивалось в 1,5–2 раза.

В-третьих, для улучшения технико-экономических характеристик БН значительно более важную роль играет достижение большого выгорания топлива (до 15 % и более), а переходные режимы, неизбежно связанные с маневрированием, вызывают дополнительные напряжения в оболочках твэлов и препятствуют достижению этой цели. На сегодня желательные характеристики по выгоранию еще не достигнуты, при эксплуатации БН-600 выбор режимов и усовершенствований направлен в первую очередь на это.

Тем не менее обсудим реальные характеристики БН, ориентируясь в первую очередь на блок БН-600.

По-видимому, следует сразу оговориться, что с точки зрения маневренных характеристик блоки БН-350 и БН-600 заметно различаются. Установка БН-350 проектировалась в начале 1960-х гг., когда вопрос о привлечении АЭС регулированию нагрузки в системе не стоял, но признавалась важной наработка вторичного горючего. С самого начала было определено, что РУ БН-350 должна работать в базовом режиме на максимально возможном уровне

мощности. Поэтому в проекте ее были сразу предусмотрены указанная выше резервная петля и регуляторы давления пара в парогенераторах «до себя», которые держали это давление постоянным независимо от мощности и тем самым не пропускали ни какие возмущения со стороны системы в сторону РУ.

Блок БН-600 начал проектировать на четыре года позже БН-350 и первоначально задумывался как блок серийной АЭС. Поэтому для него предусматривалась возможность быстрого маневрирования мощностью в пределах 30–100 %  $N_{\text{ном}}$ . С этой целью был предусмотрен объединенный регулятор тепловой мощности, который, воздействуя на скорость вращения ГЦН, расход питательной воды и задатчик мощности реактора, поддерживал бы мощность блока в соответствии с запросами энергосистемы, а также принята статическая характеристика с поддержанием практически постоянной температуры пара перед турбинами во всем указанном диапазоне [15, 42]. Значение, которое придавалось выбору характеристики, объясняется тем, что в тот период возможные ограничения на скорость изменения нагрузки блока ожидали только в связи с режимом турбин. По ряду причин (нестабильность температуры на выходе из реактора в выбранных точках измерения, выявление зоны резонансных частот у ГЦН, обнаруженное сильное влияние переходных режимов на работоспособность твэлов и т.д.) от проектной схемы регулирования блока пришлось отказаться. Сегодня блок работает в базовом режиме.

## 9.1. Мощностные диапазоны

### 9.1.1. Диапазон допустимых мощностей

Допустимый диапазон мощностей блоков БН находится между максимальной допустимой мощностью и нагрузкой технического минимума.

Первая величина для блока в целом определяется количеством включенного в работу основного оборудования (ГЦН, паро- и турбогенераторов). Для БН-600 максимально допустимая тепловая мощность реактора – 1470 МВт. При работе на двух петлях она понижается в соответствии с проектом до 67 %.

Последняя величина, как уже упоминалось, определяется характеристиками и возможностями основного технологического оборудования – реактора, турбогенератора(ов) и парогенераторов.

### ***Максимально допустимая мощность блока***

В технологическом регламенте БН-600 четко оговорена указанная выше максимальная тепловая мощность, на которой может работать реактор. Электрическая мощность в зависимости от сезонных условий может превышать номинальную на 2–3 %.

Работа по обоснованию возможности подъема максимальной мощности РУ блока БН-600 не проводится, поскольку сегодня важнее достижение высокого выгорания топлива.

Для БН-350 допустимый уровень мощности был ограничен из-за неприятностей с парогенераторами сначала величиной 40 %  $N_{\text{ном}}$ , затем он постепенно повышался, но не превысил 75 %.

### ***Допустимый минимум мощности реактора***

При наличии запаса реактивности на выгорание реактор БН-600 может работать во всем диапазоне мощностей, поддерживаемых автоматическим регулятором, – от 0,1 до 100 %  $N_{\text{ном}}$ .

### ***Допустимый минимум нагрузки турбин***

Фактором, определяющим технический минимум нагрузки для стандартных турбин К-200-130 БН-600, является также разогрев выхлопных патрубков при низких расходах пара. При номинальных параметрах пара минимальная нагрузка турбин составляет примерно 30 %.

При пуске блока, как правило, используются «скользящие» параметры. Толчок турбин и включение их в сеть производятся при давлении пара 2–4 МПа и температуре 360–380 °С. Большие объемные расходы пара при пониженных параметрах обеспечивают возможность работы турбины на мощности 20–30 МВт.

### ***Допустимый минимум нагрузки парогенератора***

Прямоточные парогенераторы (ПГ) БН-600 по условиям дросселирования трубного пучка обеспечивают возможность стабильной работы, начиная с уровня нагрузки примерно 20 %  $N_{\text{ном}}$ . Возможна работа ПГ без одной, двух и даже трех теплообменных секций, но

это связано с ограничениями по мощности и набору работающих секций.

ПГ БН-350 как ПГ с естественной циркуляцией в пароводяном тракте ограничений по минимальной мощности не имели.

**Таким образом,** технический минимум нагрузки для блока БН-600 при работе в энергетическом диапазоне составляет примерно 20 %  $N_{\text{ном}}$ . Соответственно диапазон допустимых мощностей составляет 20–100 %  $N_{\text{ном}}$ . Для установки БН-350 техническим минимумом являлась нагрузка 2–3 %, поскольку пар от нее уже при этой мощности мог использоваться в опреснительных установках, работа турбин обеспечивалась начиная с ~30 %.

### 9.1.2. Регулировочный диапазон

В отличие от тепловых реакторов в БН отсутствует проблема ксенонового отравления. Поэтому если говорить о собственно реакторе, то нижняя граница регулировочного диапазона в случае БН-600 определяется возможностью АРМа (0,1 %  $N_{\text{ном}}$ ). На эту мощность реактор может быть переведен оператором с возможностью восстановления мощности в любой момент в течение всей кампании.

Однако, автоматическое снижение мощности блока предусмотрено только до 67 % в случае отключения одной из петель теплоотвода. Вариант работы блока на двух петлях обеспечивается всем другим технологическим оборудованием.

## 9.2. Переходные режимы блока

### 9.2.1. Допустимая скорость разогрева и подъема мощности

Допустимая скорость разогрева основного оборудования РУ БН-600 определяется связанным со скоростью разогрева напряженным состоянием оборудования и трубопроводов. В эксплуатационной документации скорость изменения температуры натрия на выходе из реактора регламентируется величиной 30 °С/ч. Она определяется конструкцией первого контура. Поскольку разогрев РУ идет, как правило, одновременно с подъемом мощности, то эта цифра является одним из ограничений скорости подъема. Другое ограничение, как и в случае ВВЭР, связано с обеспечением работо-



способности твэлов и зависит от предыдущего режима работы реактора, но в любом случае скорость подъема мощности не должна превышать  $0,5 \% N_{\text{НОМ}}/\text{мин}$ .

Вопросы скачкообразного изменения мощности на величину  $\pm 5\text{--}10\%$  применительно к БН-600 никогда не рассматривались. Основным вариантом быстрого изменения нагрузки блока БН-600 – срабатывание технологической защиты «отключение одной петли» из-за отказов технологического оборудования в одной из теплоотводящих петель. При формировании такого сигнала блок автоматически переводится на уровень мощности  $67\% N_{\text{НОМ}}$ .

На установке БН-350 проектная величина скорости изменения температуры натрия была  $1,2\text{ }^\circ\text{C}/\text{мин}$ . В реальности она была вынужденно снижена почти в шесть раз из-за высоких напряжений, возникавших в узлах промежуточного теплообменника натрий–натрий. Соответственно этим ограничивалась и скорость подъема мощности. Но как и в случае БН-600, она не должна была превышать  $0,5\% N_{\text{НОМ}}/\text{мин}$ .

9.2.2. Другие характеристики переходных режимов исторически не прорабатывались.

### **9.3. Соответствие маневренных характеристик блока БН-600 требованиям энергосистемы**

Сравним реальные характеристики блока БН-600 с требованиями энергосистем, изложенными в гл. 5.

#### **9.3.1. Нормальный режим системы**

##### ***а) Устойчивая работа в диапазоне 10–100 %***

Обеспечивается частично. Блок БН-600 может работать в диапазоне  $20\text{--}25\text{...}100\% N_{\text{НОМ}}$  в любой момент времени.

##### ***б) Частичное снижение нагрузки на ночь и выходные дни***

Принципиально возможно. Изменение мощности не противоречит проекту и регламенту. Однако по упоминавшимся выше причинам не применяется. Сегодня блок работает в базовом режиме.

***в) Скорости увеличения мощности***

В процессе пуска блока после остановки скорости подъема мощности ограничиваются напряжениями в турбинах и конструктивных элементах реактора, а также процессами в твэлах активной зоны. Допустимые скорости заметно ниже указанных в гл. 5.

**8.4.2. Аварийные режимы энергосистемы**

***а) Сброс нагрузки до уровня собственных нужд или холостого хода***

САР турбин обеспечивает безопасный сброс нагрузки до уровня собственных нужд или холостого хода; но для РУ БН-600 режим экстренной разгрузки не предусмотрен. Возможно лишь отключение одной петли со снижением мощности на  $\frac{1}{3} N_{\text{ном}}$ .

В случае отключения двух петель срабатывает аварийная защита реактора.

***б) Работа при отклонениях частоты от стандартной***

Режимы в эксплуатационной документации не рассматриваются.

***в) Кратковременная работа при пониженном напряжении на шинах собственных нужд***

Режим в эксплуатационной документации не рассматривается.

## **Глава 10. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННОСТИ АЭС**

---

Для повышения маневренности атомных станций принципиально можно идти тремя путями:

1) улучшать маневренные возможности оборудования энергоблоков и активных зон реакторов;

2) обеспечивать переменный режим АЭС за счет включения в технологическую схему энергоблоков систем аккумулирования тепла (САТ). При таком решении сохраняется постоянной мощность РУ и, соответственно, базовый режим работы реактора и парогенерирующего оборудования, но с точки зрения выдачи энергии во внешнюю сеть режим АЭС будет переменным;

3) использовать внешние аккумуляторы энергии (например, гидравлические (ГАЭС)). Возможно создание энергокомплексов АЭС + ГАЭС, в которых некоторые элементы могут быть общими.

Последние варианты конкурируют друг с другом, но размещение ГАЭС ограничивается наличием соответствующего рельефа местности, а использование САТ – отработанностью схем и режимов и наличием необходимого оборудования.

### **10.1. Улучшение характеристик оборудования и твэлов**

Вопрос об улучшении маневренных возможностей оборудования энергоблока и в особенности твэлов в переменных режимах представляется достаточно очевидным. При изменении мощности реактора меняются технологические параметры РУ (линейная нагрузка твэлов, температура, давление и т.д.) и параметры пара, поступающего в турбину. Допустимые скорости изменения определяются особенностями конструкций оборудования и режима, предысторией эксплуатации, диапазоном изменения величины параметров. Естественно, что все эти величины зависят в значительной мере от типа блока и принятой программы регулирования характеристик. Рассмотрим некоторые элементы блока.

#### **10.1.1. Оборудование РУ**

Оборудование РУ влияет на маневренные возможности блоков АЭС в первую очередь с точки зрения возникновения термических

напряжений в процессе разогрева и набора нагрузки, в несколько меньшей степени – снижения мощности и расхолаживания. Определяющие эти возможности элементы оборудования уже работающих блоков изменить практически не возможно.

В проектах новых РУ вопросы маневренных свойств оборудования должны рассматриваться и оптимизироваться с учетом, естественно, их влияния на надежность и экономичность установок [44].

### 10.1.2. Активная зона

Маневренные возможности активных зон ядерных реакторов определяются тепловыделяющими элементами (ТВЭлами) и в меньшей мере – тепловыделяющими сборками (ТВС). ТВЭл – наиболее ответственный узел зоны, обеспечивающий определенное пространственное расположение делящегося материала, отвод выделяющегося тепла, локализацию продуктов деления и предотвращение контакта топлива и теплоносителя. В реакторе ТВЭлы располагаются группами, объединенными концевыми деталями и иногда чехлом, – ТВС.

ТВЭлы работают в сложных и тяжелых условиях: при высоких тепловых нагрузках и температурах, больших градиентах температур, высоких механических напряжениях, а также под воздействием многочисленных неблагоприятных факторов, ухудшающих механические и физические характеристики материалов ТВЭлов. К последним надо отнести:

- нейтронный поток, вызывающий радиационное повреждение материалов, изменение их механических свойств;
- коррозионную среду как внутри оболочки (продукты деления), так и при некоторых условиях со стороны теплоносителя; возможное эрозионное воздействие теплоносителя;
- радиационное распухание топлива в процессе работы, приводящее к механическому воздействию его на оболочку;
- рост давления газов под оболочкой;
- виброизнос и фреттинг-коррозия.

Наложение на эти факторы циклической усталости оболочек из-за знакопеременной нагрузки при периодических изменениях мощности реактора делает условия работы ТВЭлов еще более жесткими,

а требования к надежности и работоспособности твэлов – трудновыполнимыми.

Помимо обеспечения работоспособности твэлов при частом изменении их линейной нагрузки маневренные возможности активной зоны реакторов определяются еще и динамикой ксенонового отравления. Последний фактор относится только к тепловым реакторам.

### ***О работоспособности твэлов***

Исследовательские и конструкторские работы по совершенствованию твэлов ведутся с самых первых лет развития ядерных реакторов, достигнутые успехи на этом пути неоспоримы, но процесс этот трудный и длительный. Решения до того, как они будут широко использоваться, должны быть подтверждены испытаниями в исследовательских реакторах и практикой эксплуатации АЭС.

Усилия организаций-разработчиков (а ныне – ОАО «ТВЭЛ») направляются в первую очередь на обеспечение геометрической стабильности конструкции ТВС, повышение их ресурса и надежности. Для смягчения проблемы влияния переходных режимов на надежность и работоспособность твэлов, увеличения допустимого выгорания топлива прорабатываются, испытываются и частично уже внедрены в конструкцию твэлов и в режимы эксплуатации реакторов перспективные технические решения.

Разработано несколько поколений ТВС с улучшенными характеристиками. В последние годы ведется большая работа и по обоснованию эксплуатации ядерного топлива в маневренных режимах. Проводится проверка новых решений на АЭС. В докладе сотрудников ОАО «ТВЭЛ» [48] в числе задач ближайшего времени указываются:

- обоснование эксплуатации ядерного топлива ВВЭР-440 в маневренных режимах (первичное регулирование мощности  $97,5 \pm 2,5 \% N_{\text{НОМ}}$  и вторичное  $100 \% \rightarrow 75 \% \rightarrow 100 \% N_{\text{НОМ}}$ );
- экспериментальное апробирование эксплуатации ТВС ВВЭР-1000 нового поколения в режиме суточного регулирования мощности –  $100 \% \rightarrow 75 \% \rightarrow 100 \% N_{\text{НОМ}}$  – и обоснование безопасности работы в таком режиме.

Характерно, что в требованиях к топливу для проекта АЭС-2006 прямо предусматривается эксплуатации его в режиме маневрирования мощностью.

### ***Преодоление ксенонового отравления***

Поскольку маневренные характеристики зоны ВВЭР и РБМК в значительной мере определяются ксеноновыми процессами, велись поиски решений, позволяющих компенсировать отравление и тем самым улучшить характеристики. Более проработаны, естественно, решения, относящиеся к ВВЭР.

Если говорить о повышении маневренности реакторов, то принципиально в ВВЭР эффект отравления ксеноном может быть преодолен тремя путями:

- 1) извлечением из активной зоны стержней СУЗ;
- 2) выводом борной кислоты;
- 3) снижением средней температуры теплоносителя 1 контура.

Возможно также для предотвращения останковки реактора из-за отравления кратковременно держать его на мощности, сбрасывая пар через БРУ-К или другие БРУ, но неэкономичность этого способа, невозможность его постоянного или длительного использования ясна.

Для действующих реакторов ВВЭР, как уже говорилось выше, используются два способа: вывод из контура борной кислоты и извлечение управляющей группы органов регулирования. Исследовался также способ снижения температуры теплоносителя первого контура.

Если говорить об основном типе реакторов, строящихся сегодня в России, – реакторах типа ВВЭР, то длительное погружение значительной части кластеров в активную зону не допускается из-за получения аксиальной неравномерности энерговыделения. Допустимая же неравномерность, как известно, выбирается исходя из непревышения максимального линейного энерговыделения, что обеспечивает надежность охлаждения зоны и длительную работоспособность твэлов. Борное регулирование в значительной мере снимает проблему неравномерности. Но оно не всегда может обеспечить необходимые скорости изменения реактивности в переходных процессах. Повышение скорости водообмена (удаления бора) дает лишь ограниченный эффект.

Запас реактивности на стержнях СУЗ может быть реализован в любой момент и достаточно быстро. Но, как показывает анализ, выполненный применительно к ВВЭР-1000, для активных зон достаточно больших размеров временное пребывание ОР СУЗ в промежуточном положении может стать источником возбуждения пространственного перераспределения энерговыделения в объеме активной зоны (ксеноновых колебаний) из-за местного нестационарного отравления ксеноном. Наибольшие деформации энергораспределения возникают в переходных режимах с умеренным снижением мощности (до 40–50 %) и последующем (через 8–10 ч) восстановлением ее номинального значения.

В стремлении обойти проблему медленного изменения реактивности при борном регулировании и обеспечить требуемые скорости изменения мощности реактора французские специалисты разработали вариант регулирования, использующий «черные» и «серые» стержни СУЗ. Первоначально во французских реакторах мощностью 900 МВт (эл.) использовалась система из 48 кластеров, содержащих по 24 Ag–In–Cd поглощающих элемента (ПЭЛ). Это так называемые «черные» стержни. При переходе к новой схеме в зоне на резервных местах было размещено еще пять ОР СУЗ, а в 12 кластерах 16 ПЭЛ из Ag–In–Cd были заменены на стальные стержни, обладающие заметно меньшей эффективностью. Стержни, выполняющие функцию аварийной защиты (17 кластеров), не принимают участия в регулировании; при работе реактора они постоянно находятся в верхнем положении. А «серые» стержни (12 кластеров) могут перемещаться на всю глубину зоны, не искажая сильно форму нейтронного поля. Именно на них возлагается функция регулирования мощности. В помощь им выделено три группы «черных» ОР (24 кластера). Схема регулирования с «серыми» стержнями была применена и в последующих проектах.

### *Температурное регулирование*

Некоторый оперативный запас положительной реактивности может быть получен за счет снижения средней температуры воды в первом контуре. Техническая возможность этого подтверждена работой блоков в режиме продления кампании с использованием мощностного и температурного эффектов реактивности. Для серийных реакторов ВВЭР-440, например, прирост реактивности за

счет отрицательного температурного эффекта в конце кампании составляет 0,05–0,07 %/град.

Снижение средней температуры воды достигается за счет понижения давления в парогенераторах [13, 15]. Этот способ становится более эффективным по мере выгорания топлива и увеличения температурного коэффициента реактивности, в то время как возможности борного регулирования по длине кампании уменьшаются. Температурное регулирование обладает достаточным быстродействием и легко поддается автоматизации. Кроме того, при таком способе регулирования не деформируются нейтронные поля. Однако возможная величина изменения ограничена допустимым изменением давления во втором контуре. Естественно, температурное регулирование может использоваться в комбинациях с другими способами.

Помимо регулирования частоты в энергосистемах и продления кампании температурный эффект можно использовать для минимизации борного водообмена. Фирмой «Вестингауз» [13] предложена и реализована усовершенствованная стратегия следования за нагрузкой, которая заключается в автоматизации совместного воздействия на реактивность механических органов регулирования и изменения температуры теплоносителя. Она позволяет поднимать нагрузку со скоростью до 5 % в минуту даже в конце топливного цикла.

При обычной системе регулирования энергораспределение по высоте корректируется изменением положения ОР СУЗ, а поддержание неизменной мощности обеспечивается изменением концентрации борной кислоты (перекompенсацией). В усовершенствованной системе, кроме борного регулирования, для этих целей используют также изменение в определенном диапазоне средней температуры теплоносителя в первом контуре. В качестве примера сравним три варианта комбинированного регулирования (борное + температурное):

- 1) температурное регулирование не допускается;
- 2) разрешается снижение средней температуры ниже заданной максимально на 9 °С при нагрузках ниже 90 % и на 3 °С при полной мощности;



3) в дополнение ко второму условию при пониженных нагрузках (от 100 до 50 %) допускается повышение средней температуры (максимально на 3 °С при 50 %-ной нагрузке).

Если рассмотреть типовой маневр мощностью – быстрое ее снижение со 100 до 50 %, затем работу в течение 3 ч на уровне 50 % и быстрый подъем со скоростью 5 % в минуту, – то при первом варианте регулирования (пример дается для реактора PWR) можно выйти на требуемую мощность только в течение 67% времени кампании, а из первого контура нужно вывести 59,2 м<sup>3</sup> борированной воды; при втором варианте – 91 % и 33,6 м<sup>3</sup>, при третьем варианте 92% и 23,6 м<sup>3</sup>.

Как видно из результатов оценок, значительный выигрыш в маневренности достигается понижением температуры теплоносителя и небольшим повышением ее при снижении нагрузки. В последнем случае повышение температуры позволяет завершить процесс снижения мощности при меньшем содержании бора, что несколько облегчает последующее повышение мощности.

Другой эффект заключается в заметном снижении объема продувки первого контура. При снижении мощности повышается концентрация <sup>135</sup>Xe (период полураспада <sup>135</sup>Xe составляет 9,2 ч, а его предшественника <sup>135</sup>I – 6,7 ч). Чтобы вернуться на исходный уровень мощности, нужно ввести дополнительную реактивность. В первом варианте приходится снижать концентрацию бора ниже обычного для данного момента топливного цикла, соответствующего полной мощности. Позже, при снижении отравления, когда <sup>135</sup>Xe выгорает до равновесного значения при полной мощности, необходимо проводить борирование.

Во втором варианте снижение средней температуры позволяет обойтись без «перебора» в продувке, что снижает требуемый расход водообменных установок.

### 10.1.3. Паровые турбины

Турбина является одним из важнейших элементов блока, в значительной мере определяющем надежность, экономичность и маневренность всего комплекса оборудования. Надо отметить, что обеспечение высокой маневренности турбин в какой-то части противоречит другим показателям – надежности и экономичности. На-

пример, быстрый пуск турбины затруднен при малых осевых и радиальных зазорах в проточной части, уменьшение которых целесообразно с точки зрения экономичности.

Турбины АЭС обладают достаточно хорошими динамическими и маневренными характеристиками. В энергетическом диапазоне мощностей они обеспечивают требования по скорости изменения нагрузки, в аварийных ситуациях – допускают импульсную разгрузку, могут работать при отклонениях частоты в сети от номинального значения. Главный момент, где они влияют на маневренные характеристики блока в целом, – это пусковые режимы, в частности прогрев конструктивных узлов при пуске из холодного состояния. Он прямо влияет на продолжительность пусковых операций.

Вообще говоря, продолжительность пуска является одним из показателей маневренности, над улучшением которого много работали. Один из путей ее сокращения – автоматизация процесса пуска, на сегодня данный путь практически реализован. Поясним это подробнее.

Существует тесная связь между скоростью разворота и нагружения турбины и скоростью ее прогрева. Особенно четко такая связь прослеживается в начальный период пуска турбины из холодного состояния. В этот период температуры омываемых паром поверхностей за счет конденсации почти без отставания следуют за температурой насыщения пара, а последняя растет вместе с давлением при увеличении его расхода. Поэтому важно знать скорости прогрева разных элементов, напряжения в них возникающие и, в конечном итоге, понимать, какие элементы определяют общую допустимую скорость. Расчеты и исследования, выполнявшиеся конструкторами турбин АЭС [14], показали, что скорость прогрева турбины в наибольшей степени определяется напряженным состоянием фланцев горизонтального разъема ЦВД в зоне паровпуска. Относительное расширение роторов скорость пусковых операций для турбин АЭС практически не ограничивает.

Характерным параметром, по которому можно контролировать напряжения, является разность температур по ширине фланца в указанном районе. Для турбин К-220-44, например, предельно допустимая разность температур по ширине фланца составляет 70 °С. Поэтому при автоматизации управления операциями при пуске

турбин и наборе нагрузки ориентировались именно на этот параметр. В процессе пуска он поддерживается максимально близким к предельно допустимому значению, что и позволяет сократить время пуска. Автоматизированный пуск агрегатов К-220-44/3000 на КолАЭС и К-500-60/1500 на НВАЭС подтверждает высокую эффективность и надежность, обеспечивая среднюю скорость набора нагрузки до 3–5 МВт/мин [13].

Повышению маневренных свойств и улучшению условий пуска турбин (с точки зрения снижения напряжений, возникающих в массивных элементах) способствует режим работы турбоагрегатов на скользящих параметрах пара. Режим пуска и эксплуатации турбин на скользящих параметрах хорошо отработан и многократно использовался на энергоблоках с реакторами ВВЭР на Кольской и Нововоронежской АЭС [13]. Опыт эксплуатации, полученный на этих АЭС, показал, что работу турбин на скользящих параметрах целесообразно и весьма эффективно сочетать с режимом работы РУ при сниженной температуре теплоносителя, что позволяет несколько увеличивать оперативный запас реактивности реактора и, следовательно, его маневренность.

Однако в современных регламентах энергоблоков ВВЭР и РБМК пуск турбин предусматривается проводить при номинальных параметрах пара. Возможно, в дальнейшем к пуску на скользящих параметрах снова вернутся.

Пуск турбогенераторов БН-600, как уже указывалось в гл. 9, осуществляется на скользящих параметрах пара, что обеспечивает возможность включения их в сеть уже при мощности 10–15 %  $N_{\text{ном}}$  и сокращает время прогрева цилиндров.

Помимо описанного для улучшения маневренных характеристик турбин реализуются такие направления, как повышение быстродействия и совершенствование систем регулирования (о чем упоминалось выше), уменьшение объемов парового тракта, уменьшение металлоемкости и т.д. Чтобы облегчить привлечение АЭС к регулированию нагрузки в энергосистеме внедряются электрогидравлические системы регулирования турбин.

## 10.2. Тепловые аккумуляторы

Не затрагивая пока ГАЭС, отметим: чтобы обеспечить покрытие нагрузки в энергосистеме во время утренних и особенно вечерних пиков, можно идти двумя путями – строить новые энергоблоки или вырабатывать дополнительную энергию на АЭС за счет создания в ее схеме специального пикового контура, обеспечивающего получение этой энергии за счет аккумуляирования тепла.

Идея аккумуляирования на АЭС тепла горячей воды или пара заключается еще и в том, чтобы при сохранении постоянной (или близкой к ней) мощности реакторной установки как самой дорогостоящей и менее отработанной части станции обеспечить выработку дополнительной энергии за счет работы турбинного оборудования в переменном режиме. Интенсификация использования РУ благоприятно скажется на технико-экономических показателях всей станции. Значительные проработки по использованию систем теплового аккумуляирования (САТ) на АЭС проведены в 1970–80 гг. в ЭНИН (Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского), ВНИИАЭС и некоторых других организациях. Работы в этом направлении продолжаются и в настоящее время.

Было разработано довольно много вариантов блоков с переменной структурой тепловой схемы. Исследовались разные схемы аккумуляирования горячей воды и свежего пара, но наибольшее внимание уделялось аккумуляторам питательной воды (АПВ). Общим у всех схем является то, что в период зарядки аккумуляторов турбина и электрогенератор работают на пониженной мощности, а в период разрядки происходит повышение мощности блока, которое может осуществляться как основным турбогенератором, так за счет дополнительно устанавливаемой пиковой турбины. Нормальным является базовый режим работы таких блоков со штатной тепловой схемой. При этом сохраняется высокая тепловая экономичность, характерная для базовых агрегатов. При необходимости изменения мощности соответствующими переключениями изменяется структура тепловой схемы; часть же элементов блока продолжает работать в режимах, близких к номинальному, что создает для них щадящие условия работы при маневрировании мощностью блока.

Как показывают выполненные исследования [13], использование тепловых аккумуляторов для покрытия пиковых нагрузок в суточном графике рентабельно. Однако оно неэффективно для регулирования недельных нагрузок, так как аккумуляция теплоты за выходные дни требует очень больших объемов баков-аккумуляторов, что значительно увеличивает капитальные затраты. Аккумуляция теплоты горячей воды или пара позволяет производить изменение мощности, выдаваемой генератором в сеть, при сохранении постоянной или близкой к ней тепловой мощности реактора. Турбоустановка же при этом работает в существенно переменном режиме.

Технико-экономическая эффективность аккумулирования тепла в значительной степени зависит от уровня удельных капиталовложений в пиковый контур и в его главную составляющую – систему аккумулирования. Если не учитывать некоторые дополнительные трудности и проблемы, в большинстве случаев выгоднее было бы осуществлять суточное аккумулирование тепла по сравнению с вводом нового оборудования АЭС. Возможные принципиальные схемы аккумулирования, разрабатывавшиеся у нас и за рубежом, приведены в [13].

В качестве примера реализации этой концепции, следуя [26], рассмотрим более подробно проект энергоблока АЭС с включением в тепловую схему турбоустановки аккумуляторов горячей воды (рис. 10.1). Установка может работать при трех структурах тепловой схемы.

Основной режим — базовый, при котором установка работает со штатной структурой тепловой схемы. Пар из РУ 1 поступает в часть высокого давления турбины 2. Далее, пройдя СПП 3 и часть низкого давления турбины 4, пар поступает в конденсатор 13. Образующийся в нем конденсат конденсатными насосами 14 направляется в регенеративные подогреватели низкого давления 5 и далее в деаэратор 6. Из него питательными насосами 15 питательная вода через подогреватели высокого давления 7 возвращается в РУ. Клапаны 11 и 12 в базовом режиме закрыты, тепловой аккумулятор 8 отключен. При этом установка работает с тепловой экономичностью, обычной для базовых энергоблоков.

Вторая структура тепловой схемы соответствует периоду минимальных нагрузок. Открывая клапан 11, производят зарядку бака-

аккумулятора 8 горячей водой. При этом уменьшается расход пара через часть низкого давления турбины и, соответственно, уменьшаются мощности турбины и электрического генератора. В период пиков нагрузки установка работает с третьей структурой тепловой схемы. Клапан 11 закрывают и открывают клапан 12. При этом происходит разрядка бака-аккумулятора. Поступая в расширитель 10, вода частично испаряется. Образовавшийся пар направляется в дополнительную пиковую турбину 9, вырабатывая мощность сверх номинальной. Вода из расширителя специальным насосом 16 возвращается в деаэратор.

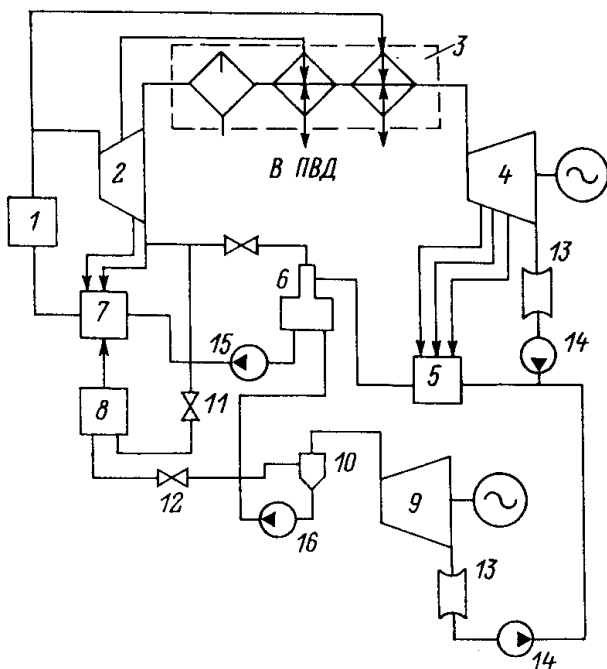


Рис. 10.1. Тепловая схема турбоустановки АЭС с аккумуляторами горячей воды

Приведем для сравнения описание также другого варианта САТ с АПВ, который был разработан в ЭНИНе в 1980-х гг. для блоков предполагавшейся к строительству Татарской АЭС с реакторами ВВЭР-1000. Основное оборудование блока включало в себя реак-

торную установку ВВЭР-1000, турбогенератор К-1000, электрогенератор ТВВ-1200 и АПВ. Проработки показали, что применение САТ обеспечивает:

- регулировочный диапазон мощности АЭС свыше 50%,
- ожидаемый экономический эффект более 35 млн руб. (в ценах 1980 г).

Основными элементами САТ по данному проекту являются баки-аккумуляторы питательной воды (АПВ) из сталежелезобетона, емкость каждого из которых составляла 17 000 м<sup>3</sup>, для хранения горячей воды с параметрами 210 °С и 2,5 МПа, баки холодного конденсата (БХК) и система подогрева воды, подаваемой их БХК в АПВ в режиме зарядки. В качестве греющей среды в последней системе используются влажный пар после цилиндра высокого давления турбины и частично острый пар. В качестве дополнительной ступени подогрева применяется деаэратор, для чего предусматривалась его модернизация путем установки более мощных деаэраторных колонок.

При разряде САТ за счет подачи горячей воды в питательный бак деаэратора из АПВ происходит вытеснение пара из регенеративных отборов турбины на подогреватели низкого давления № 3–5 и деаэратор, а также частично на подогреватели высокого давления, что обеспечивает увеличение располагаемой мощности турбоагрегата за счет пропуска этого пара через проточную часть турбины в конденсатор на 145 МВт (естественно, турбина должна модернизироваться).

Паровая подушка, создаваемая в верхней части объема АПВ, обеспечивает стабильные параметры горячей воды, запасаемой в аккумуляторе, и практически постоянную температуру его корпуса во всех режимах работы САТ, а также выполняет функцию насоса в режиме разряда, создавая подпор и подачу воды в тракт питательной воды.

Решения по электротехнической части были приняты на основе унифицированного проекта блока ВВЭР-1000, но в связи с увеличением располагаемой мощности блока при разряде АПВ штатный электрогенератор предлагалось заменить на генератор ТВВ-1200, используемый на Костромской ГРЭС.

Управление основными технологическими процессами дополнительно устанавливаемого оборудования САТ осуществляется с блочного щита управления во всех режимах работы АЭС.

Баки холодной и горячей воды размещаются на прилегающей к главному корпусу площадке без изменения основных решений по компоновке унифицированной АЭС с ВВЭР-1000.

Для пикового режима использования САТ (5 ч разряда АПВ в сутки, что соответствует годовому числу часов использования дополнительной мощности блока 1000 ч/год) суммарная полезная емкость АПВ на один блок составляет 30 000 м<sup>3</sup> (два аккумулятора), а дополнительные капвложения, связанные с СТА, – 18,8 млн руб. (в ценах 1980 г.), или 130 руб./кВт.

Приведем выводы из одной из последних публикаций, посвященных САТ (журнал РЭА, № 2, 2010):

1. Применение САТ на атомных станциях позволяет сохранить высокий КИУМ атомного энергоблока при работе в маневренных режимах, обеспечить достижение глубокого выгорания ядерного горючего и свести к минимуму число глубоких термических циклов для РУ и оборудования первого контура, так как САТ обеспечивают сохранение постоянной тепловой мощности РУ. При этом удается обеспечить широкий диапазон регулирования мощности энергоблока.

2. САТ имеют гораздо более низкую капиталоемкость, чем ГАЭС (см. раздел 10.3). Капиталовложения на создание в схеме ЛАЭС-2 рассматриваемых в указанной публикации двух типов САТ (эквивалентных по «мощности» Ленинградской ГАЭС) составляют 22 и 13 млрд руб. В то время как на создание ГАЭС требуется 102 млрд руб.

3. Срок окупаемости теплоаккумулирующей системы оценивается на уровне от 3 до 5 лет в зависимости от соотношения длительности циклов пиковых и полупиковых нагрузок и от диапазона регулирования мощности. Чем больше диапазон регулирования мощности, тем выше эффект от применения САТ на АЭС.

Повышению экономической выгодности и привлекательности САТ будет способствовать введение тарифов на электроэнергию, дифференцированных по времени суток.

На основе своих расчетов авторы публикации оценивают этот оптимальный тариф применительно к 2011 г. так:



- пиковая зона – 4,24 руб. · кВт · ч;
- дневная зона – 1,95 руб. · кВт · ч;
- ночная зона – 1,25 руб. · кВт · ч.

4. Применение САТ в составе АЭС наделяет атомный энергоблок новыми коммерческими свойствами, в том числе:

- повышенной конкурентоспособностью АЭС на объединенном рынке электроэнергии и мощности из-за устранения потерь от недовыработки электроэнергии при работе АЭС в маневренном режиме;

- получением дополнительного эффекта от производства пиковой и полупиковой энергии за счет прироста мощности энергоблока над номинальной в часы пиковой и полупиковой нагрузки;

- обеспечением более экономичного режима использования топливного цикла.

5. Анализ режимных параметров АЭС с САТ указывает на широкие возможности их участия в покрытии переменной зоны графика суточных электрических нагрузок в ОЭС практически без каких-либо ограничений.

### 10.3. Внешние аккумуляторы энергии

Одним из наиболее перспективных направлений решения проблемы маневренности АЭС при сохранении базового режима работы реакторного и парогенерирующего оборудования является применение гидроаккумулирующих систем, т.е. создание энергокомплексов, включающих в свой состав АЭС и ГАЭС.

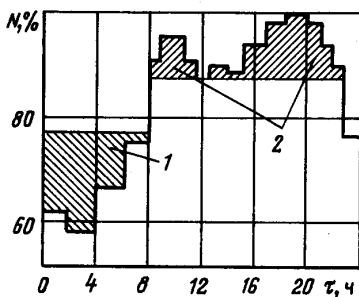


Рис. 10.2. Типовой суточный график выработки и отпуска электроэнергии с шин АЭС, работающей в комплексе с ГАЭС.

Заштрихованные области:

1 – зарядка, 2 – разрядка

ты реакторного и парогенерирующего оборудования является применение гидроаккумулирующих систем, т.е. создание энергокомплексов, включающих в свой состав АЭС и ГАЭС. Вообще говоря, ГАЭС выравливает на грузку в энергосистеме в целом. Но совмещение АЭС и ГАЭС в едином энергокомплексе с суточным аккумулярованием энергии даст возможность обеспечить практически постоянную нагрузку РУ АЭС (рис. 10.2). Кстати, на этом рисунке хорошо видна уникаль-

ная особенность ГАЭС, которая заключается в том, что ее мощность, участвующая в регулировании графика нагрузки, равна сумме мощностей генераторного режима (при покрытии пиковой части графика) и насосного режима (при заполнении ночного провала).

В нашей стране первая попытка совмещения АЭС и ГАЭС в едином комплексе была сделана при проектировании Южно-Украинского энергетического комплекса [46] в составе АЭС мощностью 4000 МВт и двух ГЭС-ГАЭС суммарной мощностью 2200 МВт. Идея заключалась в технологическом объединении станций при совместном использовании создаваемых водохранилищ для охлаждения циркуляционной воды АЭС и гидравлического аккумулирования энергии.

Площадка для АЭС и гидроэнергетических объектов была выбрана на р. Южный Буг, где намечалось строительство ирригационно-энергетического гидроузла с крупным водохранилищем, для регулирования годового стока и орошения 75 тыс. га засушливых земель. Поэтому при проектировании уделялось большое внимание «тепловому загрязнению».

В состав комплекса в первоначальном варианте (рис. 10.3) входили АЭС, Константиновский гидроузел с ГЭС-ГАЭС, Ташлыкская ГЭС-ГАЭС и Александровский гидроузел с небольшой ГЭС (9 МВт), режим работы которого подчинен требованиям санитарных и ирригационных пропусков, а также насосная станция первого подъема для перекачки воды из Константиновского в Ташлыкское водохранилище, организуемое в балке Ташлык. Позднее схема и состав комплекса несколько раз пересматривались, о чем будет сказано ниже.

Принципиальная проектная схема охлаждения циркуляционной воды АЭС и гидроаккумулирования за сутки Южно-Украинского энергетического комплекса изображена на рис. 10.3. Забор циркуляционной воды для АЭС осуществляется по этому проекту из придонного слоя Ташлыкского водохранилища насосной станцией второго подъема, расположенной вблизи плотины. Теплая вода из системы охлаждения поступает по каналу в верхние слои водохранилища. В часы максимального электропотребления вода Ташлыкского водохранилища срабатывается на турбинах Ташлыкской ГАЭС в Александровское водохранилище. В это же время работают в турбинном режиме гидроагрегаты Константиновской ГЭС-ГАЭС.

В часы ночного провала нагрузок вода из Александровского водохранилища перекачивается гидроагрегатами Ташлыкской и Константиновской ГЭС-ГАЭС. Насосная станция первого подъема работает равномерно в течение суток, за исключением часов максимального электропотребления.

В соответствии с первоначальным проектом:

1. АЭС состоит из четырех энергоблоков ВВЭР-1000.

2. На Ташлыкской ГЭС-ГАЭС общей мощностью 1820 МВт установлено шесть обратимых гидроагрегатов единичной мощностью 130 МВт в турбинном режиме и 133 МВт – в насосном, а также три «прямых» агрегата по 360 МВт. Максимальный перепад высот составляет 83 м.

3. На Константиновской ГЭС-ГАЭС установлено восемь гидроагрегатов единичной мощностью 53,6 МВт в турбинном режиме и 80 МВт – в насосном. Расчетный напор – 20,3 м.

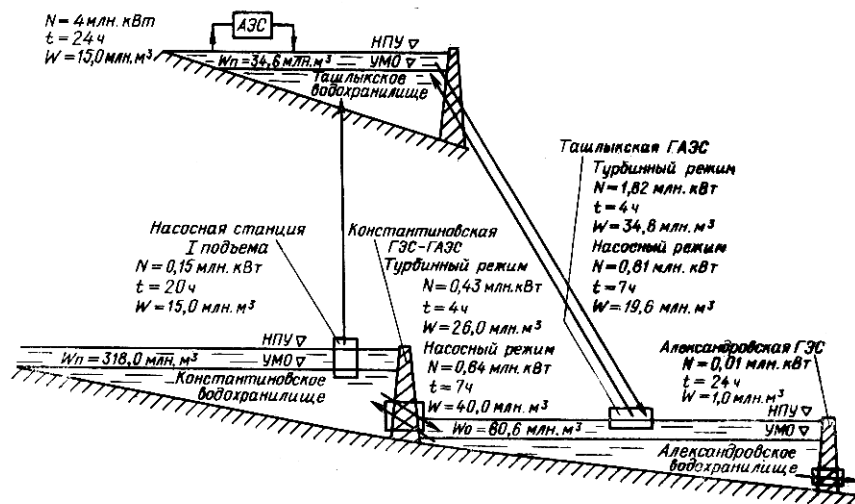


Рис. 10.3. Принципиальная схема охлаждения циркуляционной воды и гидроаккумулирования за сутки на Южно-Украинском энергокомплексе

Возможный режим работы гидроэнергетических объектов комплекса представлен в табл. 10.1. Как видно из нее, в ночное время насосные станции расходуют 1600 МВт, т.е. 40% мощности АЭС. В

вечерний максимум нагрузки суммарная мощность комплекса доходит до 6400 МВт.

Энергетические режимы работы энергокомплекса в пределах выбранных параметров энергетических установок и водохранилищ устанавливаются различными в зависимости от требований энергосистемы. В течение конкретных суток энергетические режимы могут существенно отличаться от приведенного в табл. 10.1. Путем изменения числа часов работы и степени использования установленной мощности каждой ГЭС-ГАЭС и насосной станции выбираются оптимальные режимы загрузки, отвечающие требованиям энергосистемы.

Отметим, что в процесс охлаждения циркуляционной воды АЭС вовлекаются водные поверхности всех трех водохранилищ. По результатам термогидравлических исследований и расчетов доля Ташлыкского водохранилища в охлаждении воды составляет до 60 %, а на долю Александровского и Константиновского водохранилищ приходится около 40 %.

Таблица 10.1

Режим работы гидроагрегатов комплекса (проект 1980-х гг.)

Водно-энергетические характеристики	Ташлыкская ГЭС-ГАЭС	Константиновская ГЭС-ГАЭС	Насосная станция 1 подъема
<b>Турбинный режим</b>			
Используемая мощность, МВт	1820	430	–
Число часов работы в сутки, ч	4	4	–
Годовая выработка энергии, млн кВт·ч	2140	625	–
в том числе:			
в режиме ГАЭС	2140	445	
на естественном стоке	–	180	
<b>Насосный режим</b>			
Используемая мощность, МВт	810	640	150
Число часов работы в сутки, ч	7	7	20
Суточный объем закачки воды, млн м <sup>3</sup>	18	34	15
Годовые затраты энергии, млн кВт·ч	1720	1330	770

Выбор и обоснование основных параметров водохранилищ производились с учетом следующих основных требований:

- обеспечения расчетных расходов циркуляционной воды в системе охлаждения АЭС;
- регулирования неравномерного стока реки и использования его для орошения земель на площади до 50 тыс. га и выработки электроэнергии;
- исключения «теплового загрязнения» сбрасываемых вод; обеспечения необходимых санитарных пропусков воды в нижний бьеф воды Александровского гидроузла.

Колебания уровней в водохранилищах, связанные с привлечением их к выработке электроэнергии составляют:

- в Ташлыкском водохранилище – 4,5 м;
- в Александровском – 4,7 м;
- в Константиновском – 1–2 м; причем полное колебание уровня в Константиновском водохранилище с учетом расходов на орошение доходит до 17,5 м.

Принятая схема использования водохранилищ для охлаждения и гидроаккумулирования является весьма гибкой, поскольку позволяет в оптимальных границах маневрировать мощностями ГЭС-ГАЭС и насосной станции первого подъема в зависимости от температурных условий и режимных требований энергосистемы к работе энергоисточников комплекса. Вместе с тем осуществление достаточно глубокого охлаждения отвечает также и требованиям водопользователей, расположенных ниже Александровского гидроузла.

Основные положительные стороны описанного решения, помимо обеспечения стабильного режима работы АЭС:

- комплексное использование водохранилищ;
- отказ от строительства градирен;
- уменьшение площади занятых земель;
- сокращение затрат на эксплуатацию.

В [46] высказывается также мнение, что в таких энергокомплексах возможен отказ от установки на АЭС дизель-генераторов, поскольку для обеспечения собственных нужд комплекса могут использоваться гидроагрегаты любой ГЭС-ГАЭС.

Южно-Украинский энергокомплекс в проектно-м варианте реализован не был. В 80-х годах XX в. были введены в эксплуатацию три блока АЭС. В 1985 г. начато строительство Александровского гидроузла. Его ГЭС введена в строй в 1999 г., на ней установлено два агрегата общей мощностью 11,5 МВт. В 2006-м состоялся пуск первого агрегата Ташлыкской ГАЭС. По последнему варианту (утвержденному в 1999 г.) эта ГАЭС будет иметь шесть обратимых агрегатов. Мощность каждого в насосном режиме составляет 229 МВт, в генераторном – 150 МВт.

На российских АЭС создание энергокомплекса АЭС-ГАЭС было предусмотрено для блока № 5 Курской АЭС, но в связи с задержкой строительства блока этот проект до настоящего времени не реализован.

Строительство ряда гидроаккумулирующих станций предусмотрено и упоминавшейся Генеральной схемой размещения объектов энергетики до 2020 г., одобренной Правительством РФ [49]. После этого концерн «Росэнергоатом» и компания «РусГидро», в ведении которой находится строительство ГАЭС, приняли решение синхронизировать сроки ввода гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и новых блоков атомных станций. Речь идет о Ленинградской ГАЭС, Курской ГАЭС и гидроаккумулирующей станции в составе Центрального энергокомплекса (ГАЭС+АЭС) в Тверской области.

Строительство совмещенных энергокомплексов позволит снизить расходы на реализацию схемы выдачи мощности по сравнению с отдельным строительством АЭС и ГАЭС, а также уменьшить затраты на создание строительной, производственной и социальной инфраструктуры.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ЧАСТИ I

### *Нормативные документы и отраслевые стандарты*

1. Общие положения по обеспечению безопасности атомных станций при проектировании, сооружении и эксплуатации (ОПБ-88/97). М.: Госатомнадзор РФ, 1998.
2. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций. Изд. 4-е (СТО 1.1.1.01.0678-2007). М.: Энергоатом, 2008.
3. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций. НП-082-07. М.: Ростехнадзор, 2007.
4. ГОСТ 24277-91. Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические условия. М.: Комитет по стандартизации, 1991.
5. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты. Стандарт СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005.
6. Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России. Методические указания. СО-ЦДУ ЕЭС, 2002.
7. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. ОАО РАО «ЕЭС России». СТО 17330282.29.240.001-2005.
8. Технические требования к маневренным характеристикам блоков АЭС с реакторами на тепловых нейтронах типа РБМК, РБМКП, ВВЭР (проект). Донецк, 1977.
9. Технические требования к участию АЭС в первичном регулировании частоты в энергосистеме и в изменениях нагрузки АЭС по диспетчерскому заданию. Согласованы техническим директором концерна «Росэнергоатом» Н.М. Сорокиным 05.10.2004, утверждены руководителем СО-ЦДУ ЕЭС.

### *Научно-техническая литература и учебные пособия*

10. Авария на Чернобыльской АЭС и ее последствия. Информация, подготовленная для совещания экспертов МАГАТЭ. Приложение 2. М.: ГК ИАЭ, 1986.
11. *Ананьев А.Н. и др.* Безопасность АЭС с канальными реакторами. М.: Энергоатомиздат, 1996.

12. *Афров А.М. и др.* ВВЭР-1000: физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность. М.: Университетская книга, Логос, 2006.
13. *Аминов Р.З. и др.* АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность. М.: Энергоатомиздат, 1990.
14. *Аркадьев Б.А.* Режимы работы турбоустановок АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1986.
15. *Баклушин Р.П.* Эксплуатационные режимы АЭС. Обнинск: ГНЦ РФ Физико-энергетический институт, 2009.
16. *Беркович М.А. и др.* Автоматика энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1985.
17. *Беркович М.А. и др.* Основы автоматики энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981.
18. *Бондаренко А.Ф., Комаров А.Н.* Требования к поддержанию частоты в ЕЭС России. М.: СО-ЦДУ ЕЭС, 2005.
19. *Васильев А.А. и др.* Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1990.
20. *Воронин Л.М.* Особенности эксплуатации и ремонта АЭС. М.: Атомиздат, 1981.
21. *Гиришфельд В.Я. и др.* Режимы работы и эксплуатация ТЭС. М.: Энергия, 1980.
22. *Горохов А.К. и др.* Обоснование нейтронно-физической и радиационной частей проектов ВВЭР. М.: ИКЦ «Академкнига», 2004.
23. *Жданов П.С.* Вопросы устойчивости электрических систем. М.: Энергия, 1979.
24. *Зверков В.В., Игнатенко Е.И.* Ядерная паропроизводящая установка с ВВЭР-440. М.: Энергоатомиздат, 1987.
25. *Иванов В.А.* Регулирование энергоблоков. Л.: Машиностроение, Ленинградское отделение, 1982.
26. *Иванов В.А.* Эксплуатация АЭС. СПб.: Энергоатомиздат, 1994.
27. *Игнатенко Е.И., Пыткин Ю.Н.* Маневренность атомных энергоблоков с реакторами типа ВВЭР. М.: Энергоатомиздат, 1985.
28. Канальный ядерный энергетический реактор РБМК / Под ред. Ю.М. Черкашова. М.: ФГУП НИКИЭТ, 2006.
29. *Косьяк Ю.Ф. и др.* Эксплуатация турбин АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1983.



30. *Маргулова Т.Х.* Атомные электрические станции. М.: ИздАТ, 1994.

31. *Маркович И.М.* Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969.

32. *Мысак И.С., Кусков И.А.* Повышение маневренности энергоблоков. Киев: Техника, 1982.

33. *Овчинников Ф.Я., Семенов В.В.* Эксплуатационные режимы ВВЭР. М.: Энергоатомиздат, 1988.

34. *Прокопенко А.Г., Мысак И.С.* Стационарные, переходные и пусковые режимы энергоблоков ТЭС. М.: Энергоатомиздат, 1990.

35. Пусконаладочные работы на АЭС с реакторами типа ВВЭР. *Волков А.П. и др.* М.: Атомиздат, 1980.

36. Реакторная физика для персонала АЭС с реакторами РБМК-1000: Учебное пособие. М.: Концерн «Росэнергоатом», 2003.

37. *Спассков В.П. и др.* Расчетное обоснование теплогидравлических характеристик реактора и РУ ВВЭР. М.: ИКЦ «Академкнига», 2004.

38. *Ташлыков О.Л. и др.* Эксплуатация и ремонт ядерных паропроизводящих установок АЭС. В 2-х тт. М.: Энергоатомиздат, 1995.

39. *Трояновский Б.М. и др.* Паровые и газовые турбины атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1985.

40. *Усов С.В., Казаров С.А.* Режимы тепловых электростанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985.

41. *Фельдман М.Л., Черновец А.К.* Особенности электрической части атомных электростанций. Л.: Энергоатомиздат, 1983.

42. *Шальман М.П., Плютинский В.И.* Контроль и управление на атомных электростанциях. М.: Энергия, 1979.

43. Эксплуатационные режимы АЭС с ВВЭР-1000 / *Овчинников Ф.Я. и др.* М.: Энергоатомиздат, 1992.

#### *Сборники статей и докладов, журналы*

44. *Гетман А.Ф. и др.* Термосиловое нагружение и его связь с напряжениями, повреждаемостью и остаточным ресурсом оборудования. В сб. «Атомные электрические станции». Вып. 12. М.: Энергоатомиздат, 1991, с. 49.

45. *Дементьев Б.А. и др.* О маневренных возможностях АЭС с ВВЭР-440 с позиций малоциклового прочностного оборудования. Там же, с. 107.

46. *Доценко Т.П.* Южно-Украинский энергетический комплекс // «Теплоэнергетика», № 7, 1982.

47. *Сорокин Н.М.* Опыт эксплуатации АЭС концерна «Росэнергоатом», обеспечение безопасности и повышение эффективности атомной энергетики России. В сб. «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». Доклады на шестой международной научно-технической конференции. МНТК-2008. М.: Концерн «Росэнергоатом», 2008, с. 3.

48. *Троянов В.М. и др.* Ядерное топливо. Современное состояние и перспективы. Там же, с. 32.

#### *Другие документы*

49. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. Одобрена распоряжением Правительства РФ 22.02.2008 г. № 215-р.

50. INSAG-7. Чернобыльская авария: дополнение к INSAG-1. Доклад Международной консультативной группы по безопасности ядерных установок. Вена: МАГАТЭ, 1993.

## СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В ЧАСТИ I

АРМ	– автоматический регулятор мощности
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
АЭС	– атомная электрическая станция
БН	– быстрый натриевый (реактор)
БС	– барабан-сепаратор
ВВЭР	– водо-водяной энергетический реактор
ГАЭС	– гидроаккумулирующая электрическая станция
ГЦН	– главный циркуляционный насос
ГЭС	– гидравлическая электрическая станция
ЕЭС	– единая энергетическая система
к.з.	– короткое замыкание
КМПЦ	– контур многократной принудительной циркуляции
ЛЭП	– линия электропередачи
НПРЧ	– нормативное первичное регулирование частоты
ОДУ	– объединенное диспетчерское управление
ОПРЧ	– общее первичное регулирование частоты
ОПЭ АС	– общие правила обеспечения эксплуатации АЭС
ОР СУЗ	– органы регулирования СУЗ
ОЭС	– объединенная энергетическая система
ПГ	– парогенератор
ППР	– планово-предупредительный ремонт
РБМК	– реактор большой мощности канальный
РБМКП	– реактор большой мощности канальный с перегревом пара
РЗМ	– разгрузочно-загрузочная машина
РДУ	– региональное диспетчерское управление
РУ	– реакторная установка
САР	– система автоматического управления
сн	– собственные нужды (блока)
СОЦДУ	– системный оператор – центральное диспетчерское управление
СУЗ	– система управления и защиты (реактора)
ТВС	– тепловыделяющая сборка
ТЭС	– тепловая электростанция (на органическом топливе)
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УРБ	– ускоренная разгрузка блока
ЦВД	– цилиндр высокого давления (турбины)
ЦДС	– центральная диспетчерская служба
ЦДУ	– центральное диспетчерское управление
ЦНД	– цилиндр низкого давления (турбины)
ЭГСР	– электрогидравлическая система авторегулирования



**Часть II**

**ОБРАЩЕНИЕ  
С РАДИОАКТИВНЫМИ  
ОТХОДАМИ НА АЭС**

## ВВЕДЕНИЕ

Радиоактивные отходы (РАО) – это не подлежащие дальнейшему использованию на АЭС изделия, материалы или вещества в любом агрегатном состоянии, в объеме или на поверхности которых содержание радионуклидов превышает безопасные уровни, установленные федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии. Вообще говоря, РАО образуются на всех стадиях ядерного топливного цикла – от добычи урана до переработки отработавшего ядерного топлива, но в данной работе будут рассматриваться только вопросы обращения с РАО на АЭС. На станциях радиоактивные отходы образуются при эксплуатации энергоблоков и выводе их из эксплуатации.

Работа АЭС всё время связана с использованием радиоактивных теплоносителей, «загрязненного» оборудования или инструмента и т.д. Радиоактивные нуклиды, которые либо являются продуктами деления ядер урана и плутония, либо возникают в результате активации веществ и изделий в нейтронном потоке, образуются при работе ядерного реактора. Далее образовавшиеся нуклиды и их дочерние продукты ведут себя в соответствии с их физическими и химическими свойствами. Они могут входить в состав химических соединений, растворяться в теплоносителе, переноситься его потоком, откладываться и сорбироваться на стенках оборудования или трубопроводов в различных участках контуров, удаляться из контуров при сдвухах, попадать в помещения вместе с теплоносителем при течах или ремонтах, выходить за пределы станции в виде радиоактивных жидкостей или газоаэрозольных смесей и т.д.

Как источники ионизирующего излучения, образующиеся радиоактивные вещества потенциально опасны для человека и окружающей природной среды. Поэтому, если их общая и (или) удельная активность превышает минимально значимые величины, предусмотренные действующими санитарными нормами, а, как правило, это так и есть, то при обслуживании оборудования и систем, проведении ремонтных и других работ на станции необходимо соблюдать установленные меры радиационной безопасности. В частности, необходимы жесткие меры контроля за образованием радиоактивных веществ, меры по ограничению их распространения как в помещениях и на площадке станции, так и за пределами последней,

по соблюдению, наконец, установленных норм облучения персонала и населения.

Эти требования в полной мере относятся и к тем радиоактивным материалам, веществам, изделиям, которые далее не нужны в технологическом цикле АЭС, т.е. к РАО.

Сегодня атомные станции считаются «чистыми» источниками электроэнергии. При нормальной эксплуатации АЭС дополнительная дозовая нагрузка на человека составляет 0,02 мЗв/год, в то время как доза от естественного и антропогенно измененного естественного фона – 1,2–1,3 мЗв/год. «Чистота» АЭС достигнута в результате тех научно-технических программ исследований по радиационной безопасности станций, промышленных и исследовательских реакторов, которые проводятся в течение уже более 70 лет, тех мер и технических решений, которые реализуются в проектах и практически полностью предотвращают возможность вредного воздействия радиации на человека. Наконец, она обеспечивается за счет правильной эксплуатации специальных систем, гарантирующих низкие значения газоаэрозольных выбросов и жидких сбросов в окружающую среду. Принципы работы этих систем, их схемы и конструкции оборудования непрерывно совершенствуются, чтобы безоасность АЭС обеспечивалась более эффективными и дешевыми средствами.

Цель этих мер ясна – поступление радионуклидов от АЭС во внешнюю среду не должно приводить к радиационному воздействию на население, превышающему пределы, установленные нормативными документами. Путям достижения этой цели и посвящена часть II пособия.

Последнее, что необходимо заметить. В зависимости от большого числа факторов, не последнее место среди которых занимают количество образующегося нуклида и его радиологические характеристики, разные нуклиды оказывают не одинаковое воздействие на человека. Поэтому наибольшее внимание при разработке мер, снижающих образование и выход РАО, оказывается тем из них, воздействие которых более опасно: так называемым биологически значимым.

## **Глава 1. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АЭС**

---

Атомная станция, как известно, считается безопасной, если в процессе эксплуатации ее радиационное воздействие на персонал, население, проживающее в районе размещения АЭС, и на окружающую среду не превышает установленных норм.

Опасность, возникающая из-за невозможности исключить полностью попадание радиоактивных отходов в окружающую среду и далее в организм человека и связанная с накоплением долгоживущих радиоактивных веществ, привела к тому, что проблеме обращения с РАО и их захоронения уделяется очень большое внимание как на международном, так и на государственном уровнях. Эту проблему признают одной из важнейших, определяющих дальнейшее развитие атомной энергетики [26]. Поэтому требования по ограничению распространения отходов включены в законы и нормативные документы разных уровней, меры по ограничению учитываются в проектах всех станций, а способы реализации этих требований продолжают разрабатываться и совершенствоваться.

Проблема обращения с РАО есть, вообще говоря, часть комплекса вопросов, относящихся к радиационной безопасности АЭС. Последняя изучается в специальном курсе. Однако специфичность проблемы РАО требует отдельного ее рассмотрения. Это нашло отражение даже в нормативных документах как российских, так и МАГАТЭ.

### **1.1. Обеспечение радиационной безопасности**

Радиационная опасность, которую представляют АЭС для персонала, работающего на станции, и населения, проживающего вблизи нее, имеют разные причины и, соответственно, преодолевается отличающимися, хотя и взаимосвязанными средствами.

Персонал АЭС в своей повседневной работе постоянно имеет контакт с проникающим ионизирующим излучением, с системами, в которых циркулирует радиоактивный теплоноситель, с возможным загрязнением поверхностей оборудования и атмосферы рабочих помещений и, как частный случай, с радиоактивными отходами. Цель его действий при работе с РАО – локализовать их и подготовить к дальнейшему хранению или захоронению.



Если же локализация или захоронение по тем или иным причинам невозможны, персонал с помощью предусмотренных в проекте средств обеспечивает максимально возможную очистку (деактивацию) изделий или сред, выходящих за пределы площадки АЭС.

При этом за радиационной обстановкой в производственных помещениях станции и на ее территории и за дозами облучения, полученными каждым работником, ведутся тщательный контроль и учет. Допуск к работам, вызывающим повышенное облучение, требует специального оформления. В необходимых случаях работник может быть временно отстранен от опасных работ.

Положение с радиационным воздействием на население принципиально отлично. Во-первых, оно связано только с РАО, выходящими за пределы площадки станции. Это в первую очередь газоаэрозольные радиоактивные отходы (ГРО), затем – жидкие (ЖРО) и в значительно меньшей мере – твердые (ТРО).

Во-вторых, при рассмотрении вопроса о населении, необходимо учитывать, что:

- полностью исключить попадание радиоактивных отходов в окружающую среду и далее в организм человека даже при нормальной работе станции невозможно;
- опасность, возникающая из-за этого, усугубляется из-за накопления в природе долгоживущих радиоактивных веществ;
- за населением, проживающим вокруг АЭС, не осуществляется дозиметрического контроля.

Из анализа этих особенностей вытекает однозначный вывод: чтобы обеспечить безопасность населения величины газоаэрозольных выбросов в атмосферу и сбросов со станции радиоактивных жидкостей должны жестко нормироваться и контролироваться.

Следует отметить, что внешняя среда инерционна по отношению к радионуклидам, содержащимся в РАО. Процессы накопления и миграции радионуклидов в объектах внешней среды протекают достаточно медленно, количества их в этих объектах невелики и иногда трудноизмеримы. Именно поэтому, чтобы исключить недопустимое поступление радиоактивных отходов во внешнюю среду, необходимо еще на стадии проекта АЭС предусматривать меры, минимизирующие их образование, предусматривать соответствующие защитные барьеры и системы очистки (деактивации) ЖРО и ГРО, а в процессе эксплуатации станции постоянно под-

держивать эти системы и барьеры в работоспособном состоянии, контролировать содержание радионуклидов в сбросах жидкостей и выбросах газов (непосредственно в вентиляционных трубах), наконец, принимать меры к немедленному устранению нарушений норм, если они происходят.

Для выполнения требований санитарных норм и ограничения попадания радиоактивных веществ во внешнюю среду, включая неизбежные при эксплуатации выбросы и сбросы их за пределы станции, в проектах АЭС предусматриваются технические и организационные меры, которые необходимо выполнять, а также постоянно совершенствовать.

## **1.2. Образование РАО**

Радиоактивные нуклиды образуются при работе ядерного реактора и либо являются продуктами деления ядер урана и плутония, либо возникают в результате активации веществ и изделий в нейтронном потоке. Далее образовавшиеся нуклиды и их дочерние продукты ведут себя в соответствии с их физическими и химическими свойствами.

Наибольшее количество их концентрируется в контуре, который отводит тепло от активной зоны реактора. Радионуклиды появляются в нем, во-первых, за счет активации в нейтронном потоке в активной зоне реактора самого теплоносителя, естественных примесей, имеющихся в нем, и продуктов коррозии конструкционных материалов контура и, во-вторых, за счет попадания в контур продуктов деления при разгерметизации оболочек твэлов или, в значительно меньшей мере, из-за их поверхностного загрязнения оболочек ураном в процессе изготовления. Наведенной активностью будет обладать и теплоноситель технологических систем, циркулирующих в нейтронном поле, например, вода контура охлаждения СУЗ реактора РБМК, воздух систем охлаждения биологической защиты, использующихся в некоторых быстрых реакторах.

Далее радионуклиды из 1-го контура попадают в теплоноситель второго или вспомогательных систем (при течах в теплообменных аппаратах), в помещения (при протечках, ремонтах, дезактивации оборудования), в атмосферу рабочих помещений (в тех же случа-

ях), на одежду или тело работающих (при обслуживании или ремонте), и т.д.

Радионуклиды, находящиеся в теплоносителе, частично удаляются системами очистки, но могут также откладываться на стенках оборудования и трубопроводов, затрудняя проведение ремонтов и требуя проведения дезактивации перед ними.

Эти же нуклиды ответственны за образование ТРО, образующихся (если исключить внутрореакторные узлы, непосредственно находящиеся в нейтронном потоке) в результате сорбции радионуклидов из теплоносителя или поверхностного загрязнения ими.

Эти же нуклиды ответственны за образование ГРО. Газообразные продукты, растворенные в теплоносителе, и аэрозоли могут удаляться из контура при сдвухах и других технологических операциях, а попавшие с протечками в помещения – в виде аэрозолей с воздухом, отсасываемым вентиляцией.

Рассмотрим кратко пути образования и распространения радионуклидов. Более подробно об особенностях этих процессов говорится дальше в соответствующих главах.

### 1.2.1. Продукты деления (ПД)

При делении ядер и последующем распаде ПД образуется более 200 различных нуклидов. Большая часть ПД и дочерних продуктов радиоактивна (практически только  $\beta$ - и  $\gamma$ -активность). Периоды полураспада их находятся в широком диапазоне – от долей секунды до десятков и более лет. Все ПД образуются внутри таблеток топлива и в основном остаются там (98–99 %). Небольшая часть вследствие диффузии попадает в пространство между таблетками и оболочкой твэла.

На практике некоторые твэлы в активной зоне могут иметь те или иные дефекты оболочек, возникающие в процессе работы. Если это микротрещины, через них в теплоноситель выходят только газообразные (изотопы ксенона и криптона) и легколетучие (изотопы иода, цезия и др.) продукты деления; если трещины большие или возникло значительное повреждение оболочки, то в теплоносителе могут появиться и твердые осколки и даже топливо.

ПД, находящиеся в теплоносителе, частично удаляются системами очистки (см. гл. 4), но они могут также откладываться на

стенках оборудования и трубопроводов, затрудняя проведение ремонтов. Газообразные продукты тем или иным путем выходят за пределы контура (см. гл. 5) и после очистки выбрасываются через вентиляционную трубу.

Поскольку от герметичности твэлов в значительной степени зависит безопасность АЭС, допустимая степень негерметичности нормируется в Правилах ядерной безопасности (ПБЯ) [14]. Для водоохлаждаемых реакторов ВВЭР и РБМК предел безопасности по этому параметру составляет 1% твэлов с дефектом типа газовой неплотности от общего количества твэлов в активной зоне и 0,1% твэлов с прямым контактом топлива с теплоносителем. Для реакторов БН соответствующие значения – 0,2 и 0,02%. Работы, направленные на повышение надежности твэлов, позволили добиться значительного уменьшения количества дефектных твэлов. Сейчас за время штатной кампании разгерметизируется не более 0,01% твэлов. Соответственно уменьшился и источник загрязнения теплоносителя, связанный с этим.

### 1.2.2. Продукты активации

Активность теплоносителя контура охлаждения реактора зависит от многих факторов: технологической схемы реакторной установки, типа теплоносителя, примененных конструкционных материалов, расхода теплоносителя на очистку, а также надежности твэлов. Активации подвергаются:

- сам теплоноситель;
- примеси, поступающие в контур с теплоносителем;
- продукты коррозии и эрозии, поступающие с поверхностей, омываемых теплоносителем.

Собственная активность водного теплоносителя достигает 0,1 Ки/кг, натрия – 6-10 Ки/кг. Активность примесей в воде составляет до  $10^{-4}$  Ки/кг, а продуктов коррозии – до  $10^{-5}$  Ки/кг.

#### ***Теплоноситель***

На АЭС с реакторами, охлаждаемыми водой, активируются изотопы кислорода. Дочерними продуктами являются нуклиды разных газов, наиболее значимый из которых – нуклид  $^{16}\text{N}$ , образующийся по реакции  $^{16}\text{O}(n,p)^{16}\text{N}$ . Он излучает  $\gamma$ -кванты с энергией 6,13 МэВ

и имеет период полураспада – 7,11 с. Вследствие малого периода полураспада  $^{16}\text{N}$  представляет опасность только при работе реактора на мощности.

В реакторах БН активируется натрий по реакции  $^{23}\text{Na}(n,\gamma)^{24}\text{Na}$ .  $^{24}\text{Na}$  является источником жесткого  $\gamma$ -излучения (2,75 МэВ) и имеет период полураспада около 15 ч. Другими продуктами активации натрия являются  $^{22}\text{Na}$  ( $T_{1/2} = 2,6$  года) и короткоживущий газообразный неон  $^{23}\text{Ne}$ .

### ***Естественные примеси***

К естественным примесям в воде относятся нуклиды Ca, Mg, Si, Na и некоторых других элементов, большинство из которых образуют практически не растворимые соединения. В контуре они образуют плотный слой накипи на стенках оборудования. Почти все эти нуклиды, кроме натрия, являются  $\beta$ -излучателями, а  $^{24}\text{Na}$  присутствует в малом количестве, поскольку хорошо задерживается ионообменными фильтрами. Современная технология и системы водоподготовки позволяют получить воду высокой степени чистоты с весьма малым содержанием примесей. Тем не менее эти примеси попадают в контур (особенно при нарушениях ВХР), и поэтому в теплоносителе содержатся такие радионуклиды, как  $^{24}\text{Na}$ ,  $^{31}\text{Si}$ ,  $^{38}\text{Cl}$ ,  $^{42}\text{K}$  и  $^{45}\text{Ca}$ .

Активность естественных примесей в воде составляет обычно  $\sim 10^6$  Бк/кг ( $\sim 10^{-4}$  Ки/кг).

В перечень биологически значимых ни один нуклид из этой группы не попал.

### ***Продукты коррозии***

Продукты коррозии (ПК), поступающие в контур со стенок оборудования и трубопроводов, представляют весь набор компонентов сталей или других конструкционных материалов (подробнее см. [28]).

Скорость общей коррозии обычно невелика и для нержавеющей стали в воде составляет около  $1 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$ , но при нарушениях ВХР она усиливается. Через несколько суток после останова блока активность первого контура водоохлаждаемого реактора в основном определяется радионуклидами коррозионного происхождения:  $^{51}\text{Cr}$ ,  $^{54}\text{Mn}$ ,  $^{58}\text{Co}$ ,  $^{59}\text{Fe}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{63}\text{Zn}$ . Наиболее неприятным из них является

кобальт  $^{60}\text{Co}$ , испускающий достаточно жесткое  $\gamma$ -излучение ( $\sim 1,2$  МэВ) и имеющий период полураспада 5,25 года. Из-за большого периода полураспада кобальт как бы накапливается в теплоносителе, его активность доходит до 90% общей активности ПК. Поэтому кобальт  $^{60}\text{Co}$  и указан в СП АС-03 как биологически значимый. Меры борьбы – точное поддержание ВХР и использование конструкционных материалов с пониженным содержанием кобальта.

Активность ПК –  $10^4$ – $10^5$  Бк/кг ( $\sim 10^{-5}$  Ки/кг).

ПК могут откладываться на стенках оборудования или трубопроводов и снова смываться. С учетом работы системы очистки в теплоносителе со временем устанавливается некое равновесное содержание каждого продукта. В водяном теплоносителе ПК существуют в виде окислов металла как в растворимой, так и нерастворимой (более 85 %) формах. В последнем случае они образуют мелкодисперсные частицы.

При протечках теплоносителя или вскрытии контура для ремонта либо перегрузки эти частицы попадают в воздух рабочих помещений в виде аэрозолей.

### ***Теплоносители и среды других систем***

Во-первых, достаточно высокую радиоактивность имеют вспомогательные системы, обменивающиеся теплоносителем с основным контуром (например, системы подпитки-продувки или организованных протечек ВВЭР, система продувки и расхолаживания РБМК и т.п.). Второй контур ВВЭР может стать активным при протечках в парогенераторах. Но поскольку протечки обычно невелики, то и активность второго контура мала.

Во-вторых, кроме теплоносителя основного контура охлаждения реактора, активации подвергаются среды и теплоносители вспомогательных технологических систем, если они попадают в области, где существует нейтронный поток. Так в реакторах РБМК активируется теплоноситель контура охлаждения СУЗ (КОСУЗ) и газ, прокачиваемый через графитовую кладку реактора, в реакторах БН – аргон, находящийся в реакторе над уровнем натрия для защиты последнего от окисления.

Радиоактивность в КОСУЗ определяется активацией самого теплоносителя, неосаждающихся примесей и продуктов коррозии,

т.е. теми же нуклидами, что и КМПЦ, за исключением продуктов деления. Обычно активность в этом контуре на 2–3 порядка ниже, чем в контуре МПЦ.

Источником активных газов или аэрозолей могут стать и другие контуры или вспомогательные системы, в частности системы очистки теплоносителя, бассейны выдержки отработавших ТВС, хранилища жидких радиоактивных отходов.

### **1.3. Пути распространения радионуклидов в природной среде**

Поскольку полностью исключить попадание радиоактивных отходов в окружающую среду и далее в организм человека даже при нормальной работе станции невозможно, необходимо знать пути радиационного воздействия на человека жидких (ЖРО) и газообразных (ГРО) отходов (рис. 1.1). Кратко прокомментируем этот рисунок.

#### **1.3.1. Газоаэрозольные отходы (ГРО)**

ГРО при работе станции образуются в количествах до сотен тысяч кубометров в час. Поэтому на них практически нельзя распространить требования по хранению; станции вынуждены выбрасывать их в вентиляционную трубу. Естественно, это делается с соблюдением мер по снижению активности и под постоянным контролем. Рассмотрим пути воздействия газоаэрозольных выбросов на человека.

***Первый путь – внешнее облучение.*** Выбрасываемый через вентиляционную трубу воздух с радиоактивными газами и (или) аэрозолями образует факел, который распространяется над землей, постепенно увеличиваясь в размерах. Излучением находящегося в факеле нуклидов облучаются все объекты, расположенные на земле, в том числе и человек. Мощность дозы излучения факела зависит от многих причин, в частности от концентрации радионуклидов, расстоянии от трубы, условий распространения факела и т.п. Некоторые из радионуклидов, находящиеся в факеле, особенно в аэрозольной форме, оседают на местности вокруг АЭС, накапливаются в почве, растительности, в других объектах, попадают в воду и

также воздействуют своим излучением на человека путем внешнего облучения.

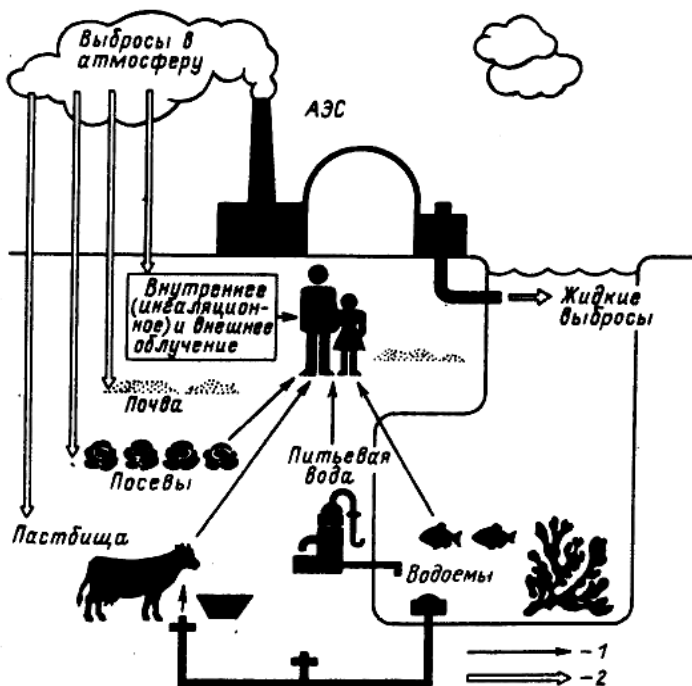


Рис. 1.1. Пути радиационного воздействия АЭС на человека:  
1 – попадание радиоактивных веществ в организм человека;  
2 – выпадение радиоактивных веществ

**Второй путь** воздействия – **внутреннее облучение** в результате **ингаляционного** (со вдыхаемым воздухом) поступления радионуклидов в организм. Факел, распространяясь над землей и постоянно расширяясь, создает в приземном воздухе определенные концентрации газообразных радионуклидов. При дыхании они с воздухом попадают внутрь организма. Приземная концентрация радионуклидов зависит от тех же факторов, которые указаны выше, а максимального своего значения она достигает на расстоянии от трубы, равном примерно ее двадцати высотам.

**Третий путь** – это **внутреннее облучение** человека в результате поступления радионуклидов в организм с водой и **по пищевым**



*цепочкам.* Осевшие на землю из облака выбросов радионуклиды через корневую систему усваиваются растениями, растения попадают либо непосредственно в пищу человека (овощи, фрукты, грибы), либо съедаются скотом, усваиваются их организмами и попадают в организм человека с молоком или мясом. Нуклиды, осевшие в воду, далее могут оказаться в водорослях, затем в рыбе и с ней также попасть в организм человека.

При нормальной работе АЭС радиоактивные газы и аэрозоли возникают как результат предусмотренного проектом технологического процесса производства энергии и должны удаляться из помещений и оборудования непрерывно или периодически в виде ГРО. Из-за тесной связи с технологией активность выбросов станций существенно зависит от типа реакторной установки (РУ): в случае РБМК она в 10–100 раз выше, чем в ВВЭР [29, 42], в случае БН примерно в 10 раз ниже, чем в ВВЭР [42].

### 1.3.2. Жидкие радиоактивные отходы (ЖРО)

ЖРО являются тем видом отходов, которым уделяется, пожалуй, наибольшее внимание при эксплуатации. Количество радиоактивных вод, их химический состав и активность зависят от типа РУ, организации водно-химического режима, надежности работы основного оборудования первого контура, культуры эксплуатации и ряда других причин. Например, на АЭС с двумя блоками ВВЭР-440 в год образуется около 20 000 м<sup>3</sup> трапных и обмывочных вод. А на АЭС с двумя одноконтурными реакторами РБМК-1000 – количество трапных и обмывочных вод может достигать 80 000–100 000 м<sup>3</sup> [28]. На последних заметную добавку в ЖРО дают дренажные воды турбинного отделения. Эти примеры показывают примерные объемы жидких отходов, с которыми приходится иметь дело. На станциях предусматриваются меры по хранению и переработке ЖРО, в частности по сокращению объема хранимых ЖРО и переводу их в более удобные для хранения твердые формы, но часть их (в первую очередь, дебалансные воды – термин будет объяснен в дальнейшем) с соблюдением санитарных норм и под постоянным контролем может сбрасываться в водоемы.

ЖРО, попавшие в воду (в открытые водоемы или грунтовые воды), а также аэрозольные отходы, осевшие из газового факела в

воду водоема-охладителя АЭС или какого-либо другого водоема, могут попасть в организм человека с водой, если водоем используется для питьевого водоснабжения, или по упоминавшейся пищевой цепочке «вода – водоросли – рыба – человек».

### 1.3.3. Твердые радиоактивные отходы (ТРО)

Нельзя полностью исключить при эксплуатации АЭС и попадание в окружающую среду твердых РАО. Как правило, это связано с нарушением установленных норм радиационной безопасности и правил обращения с РАО. Примеры этого есть, к сожалению, и в отечественной, и в зарубежной практике.

Но в значительно большей мере твердые РАО определяют радиационную опасность при снятии энергоблоков с эксплуатации. На этой стадии жизненного цикла АЭС проводятся мероприятия, которые включают в себя дезактивацию, демонтаж и удаление радиоактивных материалов, оборудования, элементов строительных конструкций. При этом за короткие промежутки времени образуются большие объемы отходов, которые могут сильно различаться по типу и активности и включать крупногабаритные объекты.

## Глава 2. ОБЩИЕ ПОДХОДЫ К ОБРАЩЕНИЮ С РАО

---

### 2.1. Основные принципы обращения с РАО

Основные общепризнанные принципы обращения с радиоактивными отходами сформулированы в международной «Объединенной конвенции по безопасному обращению с отработавшим топливом и радиоактивными отходами», в федеральных законах «Об использовании атомной энергии» и «О радиационной безопасности населения», в ряде стандартов безопасности МАГАТЭ и отечественных нормативных документах по безопасности [1–12, 43–50].

Эти принципы направлены на обеспечение безопасности работы с РАО на всех ее этапах. Главной целью при этом является защита человека и окружающей природной среды от вредного воздействия ионизирующего излучения как в настоящее время, так и в будущем. Принципы частично повторяют общие подходы к безопасности при использовании ядерной энергии, частично специфичны именно для РАО и сводятся к следующему.

#### 2.1.1. Принципы государственного управления и регулирования

- Государство несет ответственность за создание законов, регулирующих всю деятельность, связанную с использованием атомной энергии, включая и обращение с радиоактивными отходами, и за организацию независимых органов, регулирующих и контролирующих эту деятельность.
- Для обеспечения безопасности при обращении с РАО важно, чтобы в принятых законах и выпущенных нормативных документах было определено четкое распределение обязанностей и ответственности между участниками этой деятельности.
- Государственными регулирующими органами должны быть установлены предельные допустимые нормы облучения персонала и населения, сбросов и выбросов радиоактивных веществ в окружающую природную среду.
- Ответственность за конкретную АЭС, хранилище отходов, вид деятельности несет эксплуатирующая организация.

### 2.1.2. Принципы радиационной безопасности

- **Принцип нормирования** – непревышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения.
- **Принцип обоснования** – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному радиационному фону облучением.
- **Принцип оптимизации** – поддержание индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения на возможно низком достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов (в английской аббревиатуре – ALARA – As Low As Reasonably Achievable).

### 2.1.3. Принципы обращения с РАО

- Образование радиоактивных отходов и их активность должны удерживаться на практически приемлемом минимальном уровне.
- Воздействие РАО на здоровье человека и окружающую среду в будущем не должно превосходить того, которое считается приемлемым сегодня.
- При всех видах деятельности, связанных обращением с радиоактивными отходами и их захоронением, бремя, возлагаемое на будущие поколения, не должно быть чрезмерным.

В данном случае под бременем понимаются финансовые издержки, отвлечение административных, научно-исследовательских и иных ресурсов, радиационное, социальное и иного рода воздействия.

Все перечисленные принципы известны и, по-видимому, не нуждаются в обширных комментариях. Остановимся только на двух вопросах.

1. Очень важным принципом является **минимизация количества образующихся РАО**. Эксплуатация АЭС связана с образованием и использованием радиоактивных жидкостей и газов, «загрязнен-

ного» радиоактивными нуклидами оборудования, инструментов, спецодежды и т.п. Для уменьшения объема РАО широко используется принцип очистки от загрязнений (деактивации) и повторного использования этих веществ, материалов, предметов. Деактивируют оборудование перед ремонтом, приборы, инструменты, приспособления, спецодежду по мере их загрязнения и т.д. И только в случае, если в результате деактивации не удастся снизить радиоактивность до приемлемых значений, предметы относят к твердым РАО и помещают в хранилища.

Наиболее широко принцип повторного использования (рециклирования) применяется по отношению к радиоактивным водам, которые образуются при эксплуатации АЭС в больших количествах. Очистка их от радиоактивных примесей и повторное использование значительно снижают объем жидких РАО и тем самым облегчают решение проблем радиационной безопасности станций.

Существует и экономический аспект повторного использования, касающийся, в частности, теплоносителя первого контура. Вода, охлаждающая активную зону реактора, обладает высокой радиоактивностью, связанной с активацией находящихся в ней продуктов коррозии сталей и естественных примесей, а также с попаданием в нее продуктов деления при разгерметизации твэлов. Но, с другой стороны, теплоноситель реакторного контура с точки зрения химии является водой высокой чистоты (типа конденсатов), поэтому экономически выгоднее возвращать его в цикл, а не сбрасывать.

2. При обращении с РАО возможна передача их от одного оператора к другому (например, от АЭС – региональному комбинату «Радон»). Это, может быть, в меньшей степени относится к АЭС, на площадках которых, как правило, предусматриваются хранилища для РАО на весь срок эксплуатации. Во всяком случае условия и порядок вывоза и передачи отходов, если это будет необходимо, ответственность каждого из операторов должны быть четко определены письменно.

Транспортировка РАО производится на специально оборудованном транспорте, в контейнерах и по согласованным с местными органами санитарного надзора маршрутам. Контейнеры, в которых вывозятся отходы, подвергаются дозиметрическому контролю, при необходимости – внешней деактивации.

## 2.2. Нормирование радиационного воздействия АЭС

Допустимые нормы радиационного воздействия на персонал АЭС, так же, как нормы газоаэрозольных выбросов и сбросов жидких радиоактивных веществ в окружающую среду, а через них воздействие на население и эту среду, устанавливаются для АЭС специальными правилами – «Санитарными правилами проектирования и эксплуатации атомных станций (СП АС-03)» [5], основывающимися, в свою очередь, на действующих «Нормах радиационной безопасности (НРБ)» [3], «Санитарных правилах обращения с радиоактивными отходами (СПОРО)» [6] и «Основных санитарных правилах обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ)» [4]. Последние варианты этих основных нормирующих документов – НРБ-99, СПОРО-2002 и ОСПОРБ-99 – выпущены в 1999–2002 гг.

В НРБ-99 в соответствии с рекомендациями Международной комиссии по радиационной защите установлены следующие пределы эффективной дозы облучения всего тела человека от техногенных источников ионизирующего излучения любого вида в условиях нормальной эксплуатации:

- для персонала, непосредственно обслуживающего радиоактивные системы и оборудование, – 20 мЗв/год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв/год;
- для населения – 1 мЗв/год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв/год.

Доза облучения населения распределяется между отдельными техногенными источниками ионизирующего излучения. Для каждого из них федеральным органом надзора устанавливается квота (доля) предела годовой дозы так, чтобы сумма квот не превышала указанного предела – 1 мЗв/год.

Для АЭС эти квоты установлены в СП АС-03:

- для действующих станций – 250 мкЗв/год;
- для проектируемых и строящихся – 100 мкЗв/год.

Квоты устанавливаются на суммарное облучение населения от радиоактивных газоаэрозольных выбросов в атмосферу и жидких сбросов в поверхностные воды в целом для АЭС, независимо от количества энергоблоков на ее площадке. Распределение квот при нормальной эксплуатации АЭС приведено в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Квоты на облучение населения  
при нормальной эксплуатации АЭС, мкЗв/год

Радиационный фактор	Атомная станция	
	действующая	строящаяся или проектируемая
Газоаэрозольные выбросы	200	50
Жидкие сбросы	50	50
Сумма	250	100

Приведенные в таблице значения рассматриваются как верхняя граница возможного облучения населения в режиме нормальной эксплуатации АЭС. Они используются для расчета соответствующих квот на облучение населения от предельно допустимых выбросов радионуклидов в атмосферу и предельно допустимых сбросов их в поверхностные воды.

В качестве нижней границы дозы (порога дозы) при оптимизации принимается величина в пять раз меньшая – 20 мкЗв/год, ниже которой с учетом экономических и социальных факторов не требуется дополнительных мер по радиационной защите населения.

Для расчетов годовых допустимых выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду обычно принимается следующее распределение указанной пороговой дозы:

- 10 мкЗв/год – на газоаэрозольные выбросы;
- 10 мкЗв/год – на жидкие сбросы.

Исходя из этих последних величин, определяются допустимые концентрации отдельных радионуклидов или их смесей в сбросах и выбросах, выходящих за пределы станции.

В последней редакции СП АС – СП АС-03 – квоты устанавливаются на суммарное облучение населения от радиоактивных газоаэрозольных выбросов в атмосферу и жидких сбросов в поверхностные воды *в целом для АЭС, не зависимо от количества энергоблоков* на ее площадке. Необходимо обратить внимание на выделенные жирным шрифтом слова, так как в более ранних редакциях СП АС нормировался выброс на 1 ГВт(э) мощности станции. Соответственно в изданной ранее литературе, например [28, 29], можно встретить ссылки на эти устаревшие нормы.

Кстати, следует обратить внимание на то, что допустимые выбросы нормируются с точки зрения воздействия на человека. Считается, что если радиационное воздействие безопасно для человека, то оно безопасно и для других объектов биосферы.

Наконец, последнее. Разные радионуклиды представляют, вообще говоря, разную опасность для человека. Она зависит от многих факторов, не последними из которых является суммарное количество образующихся ядер данного нуклида, период его полураспада и возможность накопления в тканях человеческого организма. Отсюда – будет ли его излучение потенциально значимо на фоне радиоактивности всей совокупности радионуклидов. С этой точки зрения выделяют биологически значимые нуклиды, которые и учитываются, когда решается вопрос о необходимости захоронения или возможности выбросов (сбросов) РАО в окружающую среду.

### **2.3. Классификация радиоактивных отходов**

Радиоактивные отходы, образующиеся при эксплуатации АЭС, можно классифицировать по разным признакам, в том числе, по агрегатному состоянию, величине активности и периоду полураспада.

#### **2.3.1. По агрегатному состоянию**

По агрегатному состоянию радиоактивные отходы разделяются на жидкие, твердые и газообразные.

**К жидким радиоактивным отходам** относятся не подлежащие дальнейшему использованию неорганические и органические жидкости, пульпы и шламы, удельная активность радионуклидов в которых более чем в 10 раз превышает значения уровней вмешательства при поступлении с водой, приведенные в НРБ-99 (приложение 2), т.е. уровней активности, при превышении которых следует проводить защитные мероприятия.

Следует отметить, что в зарубежной литературе пульпы и шламы иногда причисляют к твердым отходам.

**К твердым радиоактивным отходам** относятся не предназначенные для дальнейшего использования оборудование, инструмен-



ты, приборы и другие изделия, материалы, спецодежда и т.д., а также отвержденные ЖРО, в которых удельная активность радионуклидов превышает значения минимально значимой удельной активности (НРБ-99, приложение 4), а при неизвестном радионуклидном составе удельная активность больше:

- 100 кБк/кг – для источников бета-излучения;
- 10 кБк/кг – для источников альфа-излучения;
- 1 кБк/кг – для трансурановых радионуклидов.

Наконец, к *газообразным радиоактивным отходам* относятся не подлежащие использованию газы и аэрозоли, образующиеся при эксплуатации, с объемной радиоактивностью, превышающей установленные в НРБ-99 (приложение 2) значения допустимой объемной активности.

Ниже приводятся требования к твердым и жидким РАО. Требования к ГРО будут приведены в гл. 4.

### 2.3.2. По удельной активности

По удельной активности жидкие и твердые РАО согласно СПОРО-2002 и СП АС-03 разделяются на три категории (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Классификация жидких и твердых РАО

Категории отходов	Удельная активность, кБк/кг		
	бета-излучающие радионуклиды	альфа-излучающие радионуклиды (кроме трансуранов)	транс-урановые радионуклиды
Низкоактивные	Менее $10^3$	Менее $10^2$	Менее $10^1$
Среднеактивные	От $10^3$ до $10^7$	От $10^2$ до $10^6$	От $10^1$ до $10^5$
Высокоактивные	Более $10^7$	Более $10^6$	Более $10^5$

Отметим, что в процессе эксплуатации атомных станций образуются в основном низко- и среднеактивные отходы.

### 2.3.3. По периоду полураспада радионуклидов

По периоду полураспада радионуклидов из всей массы РАО выделяются отходы, содержащие радионуклиды с периодом полураспада менее 15 сут. Они собираются отдельно и выдерживаются в местах временного хранения для снижения активности до уровня, не превышающего требования ОСПОРБ-99. После этого твердые отходы удаляются как обычные промышленные отходы, а жидкие могут использоваться в системе оборотного водоснабжения или сливаться в хозяйственно-бытовую канализацию (при соответствующем контроле, разумеется).

## 2.4. Общая схема обращения с РАО

Обращение с РАО, повторимся, включает в себя все виды операций с отходами до их окончательного захоронения. На рис. 2.1 представлена развернутая схема обращения.

### 2.4.1. О терминологии

Обращение с радиоактивными отходами – специфичная область в ядерной энергетике, в которой используется своя устоявшаяся терминология. Поэтому представляется целесообразным для точного и однозначного понимания последующего текста пояснить термины, использованные в приведенной ниже схеме (см. рис. 2.1). Определения терминов даются в соответствии с [8, 9, 44] и приводятся в порядке их возникновения на схеме (сверху вниз и слева направо).

**Захоронением** считается помещение отходов в соответствующее хранилище без намерения их последующего извлечения.

**Предшествующее захоронению обращение с РАО** (обращение перед захоронением) – это любые стадии обработки и другие операции по обращению с отходами, выполняемые перед их окончательным захоронением, такие как операции по предварительной обработке, переработке, кондиционированию, хранению и перевозке. Для АЭС снятие с эксплуатации считается частью деятельности по обращению с радиоактивными отходами перед их захоронением.

**Обработка отходов** – технологические операции, которые изменяют характеристики отходов (объем, агрегатное состояние и (или) физико-химические свойства). Обработка включает в себя предварительную обработку, переработку и кондиционирование.

**Хранение** – временное содержание отходов в специально отведенных местах, емкостях, хранилищах, обеспечивающее защиту от радиации и изоляцию от внешней среды, с возможностью последующего извлечения.

**Предварительная обработка** – любая операция или все операции, предшествующие переработке отходов, такие как сбор, сортировка, изменение химического состава и дезактивация.

**Переработка** – операции, предназначенные для повышения безопасности и (или) экономических показателей посредством изменения характеристик отходов. Основными целями переработки являются:

- уменьшение объема;
- удаление из отходов радионуклидов;
- изменение состава.

Результатом переработки может быть получение соответствующей формы отходов, необходимой для дальнейшей работы с ними, в частности для кондиционирования.

**Кондиционирование** – операции по изготовлению упаковки отходов, пригодной для последующего обращения (перевозки, хранения и (или) захоронения). Кондиционирование может включать перевод отходов в твердую форму, помещение их в контейнеры и, при необходимости обеспечение дополнительной (вторичной) наружной оболочки.

**Упаковка отходов** – упаковочный комплект (контейнер) с помещенными в него РАО, подготовленный для транспортирования, и (или) хранения, и (или) захоронения.

**Контейнер для отходов** – емкость, в которую отходы помещаются для дальнейшего более безопасного обращения с ними (перевозки, хранения и (или) окончательного захоронения); кроме того, это внешний барьер, защищающий отходы. Контейнер для отходов

представляет собой элемент упаковки отходов. Например, высокоактивные отходы в виде расплава стекла разливают в контейнер специальной конструкции, в котором происходят его охлаждение и отверждение.

**Сбор отходов** – сосредоточение отходов в специально оборудованных емкостях (для жидких РАО) или в первичных упаковках в специально отведенных и оборудованных местах (для твердых РАО).

В качестве контейнеров для первичных упаковок ТРО могут использоваться мешки, ящики и другие емкости, предотвращающие распространение радиоактивности.

**Сортировка** – операции, в которых отходы или материалы (радиоактивные и нерадиоактивные) разделяются, чтобы в дальнейшем храниться отдельно в соответствии с их радиологическими, химическими и (или) физическими свойствами, которые будут определять характер обращения с ними и (или) переработки.

**Дезактивация** – удаление или снижение радиоактивного загрязнения с какой-либо поверхности или из какого-либо объема.

**Иммобилизация** – перевод отходов в заданную форму посредством их отверждения, включения в какую-либо матрицу или заключения в герметическую оболочку. Иммобилизация снижает возможность миграции или рассеяния радионуклидов в процессе перевозки, хранения и (или) захоронения.

Матричный материал – нерадиоактивный материал, используемый для иммобилизации ЖРО в монолитную структуру. Примерами таких материалов являются битум, цемент, стеклоподобные материалы.

**Упаковка** – подготовка радиоактивных отходов к безопасному обращению с ними (перевозке, хранению и (или) захоронению), посредством заключения их в соответствующий контейнер.

**Выщелачивание** – растворение веществ, содержащихся в бетоне или другом твердом веществе, в воде, при воздействии на соответствующий блок грунтовых вод.

## 2.4.2. Описание общей схемы обращения с РАО

Взаимосвязь различных операций по обращению с РАО иллюстрирует рис. 2.1.

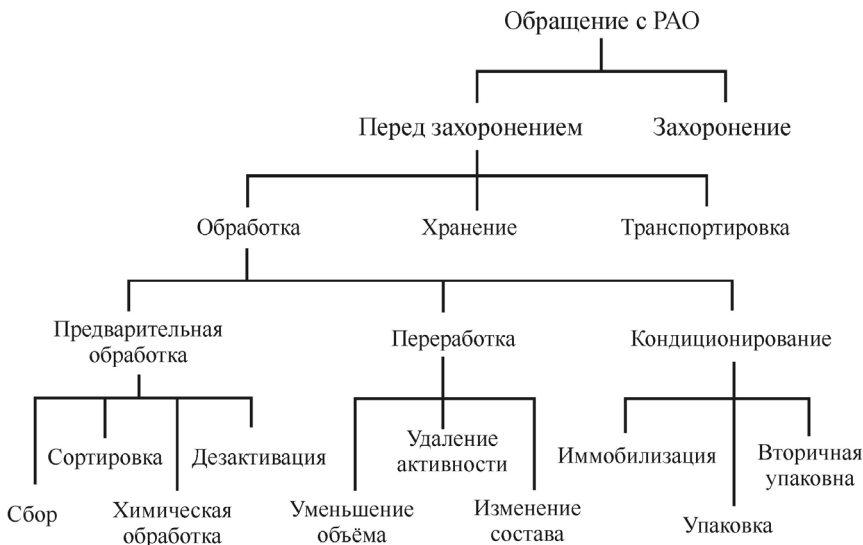


Рис. 2.1. Схема, иллюстрирующая стадии обращения с РАО

Итак, **захоронение**, т.е. помещение отходов в соответствующее хранилище без намерения их последующего извлечения, является обязательной заключительной стадией обращения с радиоактивными отходами. Соответствующим образом подготовленные (кондиционированные) РАО должны помещаться в специально оборудованные инженерные сооружения – хранилища для долговременного хранения отходов. Конструкция хранилищ для захоронения должна обеспечивать надежную изоляцию радиоактивных отходов от окружающей среды, защищать людей и биологические ресурсы от радиационного воздействия захороненных радиоактивных отходов сверх уровней, установленных нормами и правилами (НРБ-99, СПОР-2002). Однако во многих случаях условия для захоронения отходов отсутствуют, поэтому может требоваться хранение их в течение длительных сроков (десятки или сотни лет).

Как правило, РАО получают в виде, не готовом к захоронению. Соответственно необходимо *обращение* с ними, т.е. проведение неких операций, в результате которых отходы преводятся к виду, пригодному для захоронения. На всех основных стадиях обращения с РАО может происходить их *временное* (технологическое) *хранение* и перевозка (*транспортировка*).

Временное хранение РАО осуществляется в контейнерах, конструкция которых обеспечивает возможность механизированной погрузки и разгрузки их со спецтранспорта. Это требование не относится к контейнерам с низкоактивными отходами, которые допускается погружать и разгружать вручную. Тип контейнера, естественно, определяется характеристиками отходов. В частности, мощность дозы гамма-излучения на расстоянии 1 м от его поверхности не должна превышать 0,1 мГр/ч, а на границе участка временного хранения контейнеров с РАО – 0,005 мГр/ч.

Главным в обращении с РАО является процесс их *обработки*. Основная цель обработки РАО заключается в том, чтобы получить отходы, упакованные или неупакованные, которые соответствуют требованиям приемлемости для захоронения. В эти требования входят такие показатели, как удельная активность, водоустойчивость (скорость выщелачивания), механическая прочность, радиационная стойкость и т.д. Должны также выполняться требования, предъявляемые к обращению с упаковками отходов, их перевозке и хранению.

В соответствии с рекомендациями МАГАТЭ «Принципы обращения с радиоактивными отходами» [44] технологический процесс обработки РАО должен состоять из следующих этапов:

- предварительной обработки;
- переработки;
- кондиционирования.

По-видимому, следует сразу оговориться по поводу терминов «обработка» и «переработка». В русских вариантах некоторых документов МАГАТЭ они переставлены местами по сравнению с расположением, приводимым на рис. 2.1. Исходные английские термины допускают оба варианта перевода. Но автор считает правильным указанное их использование, поскольку согласно «Словарю русского языка» С.И. Ожегова слово «обработать» означает

«сделать готовым для чего-либо» (в нашем случае для захоронения), а слово «переработать» – «переделать, превратить во что-либо в процессе работы, обработки». В российских нормативных документах объединяющий термин «обработка» не используется.

На рис. 2.1 показан весь спектр возможных операций, проводимых при обработке РАО, но следует совершенно четко понимать, что для конкретного вида РАО могут требоваться не все указанные операции. Необходимый тип обработки зависит от конкретного вида отходов и определяется в зависимости от их агрегатного состояния, химической и радиоактивности, периода полураспада нуклидов, входящих в состав отходов, и, наконец, от общей стратегии обращения с отходами. В наиболее полном виде схема применима к ЖРО. А вопрос о наборе и порядке операций, проводимых с конкретным типом РАО, решается в проекте АЭС.

**Предварительная обработка отходов** производится непосредственно на местах их образования. Более правильно английское название этого этапа следовало бы перевести как «обращение до переработки», но в русской литературе термин принят в указанном виде; так он и будет употребляться ниже.

Вообще говоря, на этом этапе имеют дело не с отходами, как таковыми, а с исходными продуктами – предметами, веществами, средами, загрязненными радиоактивными нуклидами. Этап включает сбор, сортировку и первичную дезактивацию этих продуктов с учетом их агрегатного состояния по активности и физико-химическому составу. Цель этапа состоит в том, чтобы определиться с дальнейшей судьбой исходных продуктов: распределить их по степени активности, периодам полураспада нуклидов, физическим и химическим свойствам, дезактивировать то, что поддается дезактивации, и вернуть эти дезактивированные предметы или среды в технологический цикл или, если продукты окончательно относятся к РАО, выбрать метод их дальнейшей обработки.

Таким образом, в результате предварительной обработки часть радиоактивных отходов может быть возвращена в производственный цикл сразу или после дезактивации, а другая часть – направлена на переработку и кондиционирование для поверхностного захоронения или захоронения в глубокие геологические формации.

**Переработка радиоактивных отходов** включает операции, цель которых состоит в уменьшении объема, удалении радионуклидов

и (или) изменении состава отходов. Примерами таких операций являются сжигание горючих отходов, уплотнение сухих твердых отходов путем, например прессования (уменьшение объема); выпаривание, фильтрация или ионный обмен жидких отходов (удаление радионуклидов или концентрация их в меньшем объеме); осаждение или изменение состава химических веществ.

**Кондиционирование радиоактивных отходов** состоит в превращении радиоактивных отходов в форму, пригодную для безопасного перемещения, хранения и захоронения. При необходимости на этом этапе производится иммобилизация отходов путем их помещения в матрицы из бетона, битума или из стеклоподобных материалов. Иммобилизованные радиоактивные отходы упаковываются в контейнеры, конструкция которых определяется активностью и типом отходов.

Способы кондиционирования и иммобилизации более подробно рассматриваются в главах, относящейся к обращению с конкретными видами отходов. Здесь же предварительно поясним эти способы только на одном примере. Как известно, чтобы получить бетон, смешивают в определенных пропорциях цемент (вяжущее вещество), инертный материал (песок) и воду. После затвердевания получается прочный твердый блок. Если при затворении (замешивании) бетона использовать не воду, а жидкий радиоактивный раствор, то после затвердевания радиоактивность окажется связанной внутри бетонного блока. Аналогично вместо песка в исходную массу можно добавить радиоактивные твердые или сыпучие вещества, связав их в блоке. В общем виде такой процесс называют отверждением отходов.

**Временное хранение отходов** в процессе обработки при соблюдении требований безопасности осуществляет главным образом по техническим или экономическим соображениям (например, хранение для накопления количества отходов, необходимого для переработки, выдержка на время распада короткоживущих радионуклидов или в целях уменьшения тепловыделения до уровня, приемлемого для захоронения). В любом случае такое хранение – промежуточный этап системы обращения с радиоактивными отходами перед их захоронением.



## 2.5. Реализация принципов обращения с РАО на АЭС

Вопросы образования радиоактивных веществ в процессе эксплуатации АЭС и, соответственно, обращения с ними и с РАО рассматриваются, анализируются и учитываются уже на стадии проектирования энергоблока.

В проект включается раздел, содержащий характеристики образования РАО при нормальной эксплуатации и их оценку для проектных аварий: годовое количество образующихся твердых и жидких радиоактивных отходов и газообразных радиоактивных веществ, их активность, радионуклидный состав, а также меры по предупреждению и ликвидации аварийного образования РАО.

Предусматриваются также средства переработки и кондиционирования радиоактивных отходов, места и способы их временного и долговременного хранения, системы очистки перед сбросом воздуха и радиоактивных газов в атмосферу, а воды – в естественные водоемы, средства транспортирования радиоактивных отходов в пределах АЭС и до мест захоронения.

В проект обычно включают разные системы обращения с низко-, средне- и высокоактивными РАО и нерадиоактивными отходами. Для каждого вида отходов определяются методы сбора, временного хранения (с указанием сроков), упаковки, транспортировки, переработки и кондиционирования (при необходимости), длительного хранения и (или) захоронения. Соответственно предусматриваются помещения и оборудование для обработки РАО, определяется объем, периодичность и методы радиационного контроля.

Все эти меры разрабатываются исходя из требования, чтобы облучение персонала, занятого обращением с РАО, не превышало дозовых пределов, установленных для персонала, а облучение населения – 0,1 мЗв/год.

Основная цель обработки РАО, как уже указывалось, заключается в том, чтобы получить отходы, которые соответствуют требованиям приемлемости для захоронения. Если предполагается хранение РАО в течение продолжительного периода времени, то должен учитываться упоминавшийся выше принцип: «обращение с радиоактивными отходами осуществляется таким образом, чтобы не налагать чрезмерного бремени на будущие поколения».

На различных стадиях процесса обращения с радиоактивными отходами перед их захоронением выдерживаются установленные проектом характеристики радиоактивных отходов с точки зрения их физических, химических, радиологических и биологических свойств. Целью являются контроль технологического процесса и обеспечение того, чтобы отходы или упаковки отходов соответствовали критериям приемлемости для хранения, перевозки и захоронения.

Именно на стадии проекта предусматриваются меры, обеспечивающие, насколько это практически возможно, исключение или **уменьшение образования радиоактивных веществ** и РАО.

**Во-первых**, повлиять на это можно посредством **выбора конструкционных материалов** оборудования и других элементов контуров; выбора режимов и процедур, использующихся на протяжении эксплуатации АЭС и т.д. Например, уплотнительные поверхности общепромышленной арматуры для обеспечения длительной плотности затвора обычно наплавляются сплавами типа стеллитов. Этот материал обладает высокой износостойкостью, коррозионной и эрозийной стойкостью, малым коэффициентом трения и отсутствием схватывания (задирания) поверхностей при затяжке арматуры. Однако применение такой арматуры на АЭС вызвало определенные трудности. Дело в том, что стеллиты содержат значительное количество кобальта, который хорошо активизируется и обладает большим периодом полураспада. Поэтому продукты износа уплотнений, попадая в первый контур, повышают его активность; во многих случаях до недопустимых значений.

Исходя из критерия минимизации объемов РАО, подходят к выбору промывочных или дезактивационных растворов для первого контура или отдельных единиц оборудования, методов дезактивации и других эксплуатационных процедур.

Другим способом удержать образование радиоактивных отходов на минимальном практически осуществимом уровне является, как уже говорилось в разделе 2.1, **повторное использование и (или) рециклирование материалов**, которое должно применяться в той степени, в какой это возможно и целесообразно.

Этому же способствует оптимальная организация процедуры сбора и разделения отходов.

**Во-вторых**, в проекте должна надлежащим образом учитываться *взаимосвязь между стадиями образования радиоактивных веществ, включая РАО, и обращения с ними*. Ввиду наличия взаимозависимости между различными стадиями обращения с радиоактивными отходами вся деятельность – от образования отходов до их захоронения – должна рассматриваться в качестве этапов большого комплексного процесса, называемого «обращение с РАО», и технология для каждой стадии должна выбираться с учетом совместимости ее с другими стадиями. Если оптимизация одной стадии обращения с РАО налагает значительные ограничения на последующие или заранее исключает жизнеспособные варианты, то комплексный подход нарушается.

**В-третьих**, при рассмотрении вариантов обращения с РАО должны учитываться *вопросы защиты* работников и населения, а также охраны окружающей среды не только от радиологической, но и *нерадиологической опасности*, имея в виду обычные аспекты здравоохранения и безопасности (токсичность отходов, их химическую активность, пожароопасность и т.п.).

Наконец, проект должен основываться на таких конструктивных решениях, включать такие особенности, которые облегчат вывод блока из эксплуатации в будущем.

Для описания принципиальных подходов к обращению с радиоактивными отходами обычно используют термины «выдержка и распад», «концентрация и локализация» и «разбавление и рассеяние».

«**Выдержка и распад**» подразумевает задержку отходов в хранилище до тех пор, пока вследствие распада радионуклидов, содержащихся в них, не произойдет требуемое снижение их активности.

«**Концентрация и локализация**» означает уменьшение объема и удержание радионуклидов посредством кондиционирования в целях предотвращения рассеяния в окружающей среде.

«**Разбавление и рассеяние**» – это сброс отходов в окружающую среду таким образом, чтобы условия окружающей среды и процесс сброса обеспечивали снижение концентрации радионуклидов до уровней, при которых радиологическое воздействие сбрасываемых веществ окажется приемлемым.

При формировании политики в области обращения с РАО учитывают радиологические последствия различных вариантов обращения. С точки зрения радиологической защиты необходимо обеспечивать сбалансированность между облучением в данное время в результате рассеяния радионуклидов в окружающей среде и потенциальным облучением в будущем, которое может произойти вследствие захоронения радиоактивных отходов.

Два первых подхода («выдержка и распад», «концентрация и локализация») требуют хранения РАО в течение различных сроков или помещения их в специально оборудованное место для захоронения с целью предотвращения выхода отходов в окружающую среду. Поэтому они подвергаются обработке, чтобы их можно было безопасно помещать и выдерживать в хранилище или в месте для захоронения. Третий подход («разбавление и рассеяние») является обоснованной практикой обращения с газообразными и жидкими радиоактивными отходами и осуществляется с соблюдением допустимых пределов, определенных регулирующим органом.

Санкционированные сбросы, санкционированное использование и освобождение материала из-под контроля регулирующего органа, при необходимости после надлежащей обработки и (или) достаточно длительного периода хранения являются эффективным средством сокращения объема и количества радиоактивного материала, требующего дальнейшей переработки. Однако эти варианты обращения, если они принимаются, должны соответствовать установленным условиям и критериям. При их применении обеспечивается также надлежащий учет нерадиологических опасностей.

## **Глава 3. ТВЕРДЫЕ РАДИОАКТИВНЫЕ ОТХОДЫ И ОБРАЩЕНИЕ С НИМИ**

---

К твердым радиоактивным отходам (ТРО), как уже упоминалось, относятся не предназначенные для дальнейшего использования оборудование, инструменты и другие изделия, материалы, спецодежда и т.д., а также отвержденные жидкие РАО, в которых удельная активность радионуклидов превышает значения минимально значимой удельной активности, установленные в НРБ-99 (приложение 4).

При неизвестном радионуклидном составе к ТРО относят предметы, удельная активность которых больше:

- 100 кБк/кг – для источников бета-излучения;
- 10 кБк/кг – для источников альфа-излучения;
- 1 кБк/кг – для трансурановых радионуклидов.

Гамма-излучающие отходы неизвестного состава считают активными, если мощность поглощенной дозы на расстоянии 0,1 м от их поверхности превышает 0,001 мГр/ч над фоном.

Из всех ТРО выделяются смешанные, содержащие, помимо радионуклидов, ядовитые, патогенные или биологически активные вещества, сильные окислители, коррозионно-активные и химически неустойчивые вещества.

### **3.1. Источники и виды ТРО**

Основными источниками ТРО, образующихся при эксплуатации АЭС, являются:

- детали и материалы, извлекаемые из активной зоны (подвергшиеся нейтронному облучению);
- детали и узлы ремонтируемого оборудования, контактировавшие с радиоактивным теплоносителем или другими радиоактивными технологическими средами и сорбирующие на поверхности радиоактивные нуклиды;
- загрязненные приборы, инструменты, приспособления;
- обтирочные и упаковочные материалы, тара;
- фильтровальные элементы спецвентиляции,

- спецодежда, обувь, средства индивидуальной защиты;
- отвержденные жидкие РАО;
- другие загрязненные предметы.

Объем ТРО на АЭС зависит от типа реакторной установки, принятой схемы дезактивации и ремонта основного оборудования и трубопроводов радиоактивных контуров и, конечно, от технического уровня эксплуатации. Как уже упоминалось, для уменьшения объема ТРО загрязненные детали, узлы, одежда и другие предметы подвергаются дезактивации и при возможности используются повторно.

ТРО подразделяются по степени активности, по материалу, из которого они изготовлены, по физико-химической форме.

Классификация ТРО по степени радиоактивности приведена в разделе 2.3.

Для предварительной сортировки ТРО в СПОРО [6] рекомендуется использование в качестве критерия мощности дозы гамма-излучения на расстоянии 0,1 м от поверхности:

- низкоактивные – от 0,001 до 0,3 мГр/ч;
- среднеактивные – от 0,3 до 10 мГр/ч;
- высокоактивные – более 10 мГр/ч.

Слабоактивные ТРО – это спецодежда, обувь, перчатки, обтирочные материалы, бумага, инструменты и другие предметы, длительная работа с которыми не представляет серьезной радиационной опасности для персонала. Первичных слабоактивных ТРО на крупной АЭС образуется ~150–200 м<sup>3</sup>/год [28].

К средне- и высокоактивным ТРО относятся детали, извлекаемые из активной зоны реактора, отработавшие аэрозольные фильтры и другие сильно загрязненные предметы. Количество твердых высокоактивных отходов, накапливающихся за год, составляет 10–15 м<sup>3</sup> [28].

Особо необходимо оговориться об отработанном топливе. Если смотреть с точки зрения только АЭС, ТВС, отработавшие установленный срок в активной зоне реактора, являются отходом, поскольку не подлежат дальнейшему использованию. Однако с точки зрения атомной энергетики в целом – и это есть установленная линия государственной политики в Российской Федерации – отработавшее топливо является ценным сырьем, содержащим ядерное

горючее, в том числе вторичное, которое может быть выделено и использовано для изготовления новых ТВС. Поэтому в отечественной литературе и нормативных документах отработавшее топливо к отходам не относится.

*По используемому материалу* ТРО делятся, в первую очередь, на горючие и негорючие. К горючим относят такие материалы, как бумага, дерево, резина, полиэтилен, спецодежда, тара и другие сгораемые предметы. К негорючим – сталь, другие конструкционные металлы, бетон, фторопласты и т.д.

Отдельно рассматриваются химически активные, пожаро- или взрывоопасные вещества, например, отходы щелочных жидкометаллических теплоносителей.

*По физической форме* ТРО делятся в зависимости от габаритов и возможных способов переработки, особенно – сокращения объема (см. ниже).

## **3.2. Обработка ТРО**

Обработка ТРО (см. рис. 2.1) включает в себя, в первую очередь, сбор, сортировку, дезактивацию, затем переработку и кондиционирование. Радиоактивные предметы, удаленные из натриевых систем, перед переработкой и кондиционированием отмываются от натрия.

### **3.2.1. Общие положения**

Технические средства и организационные меры по обеспечению радиационной безопасности при сборе, переработке, хранении и кондиционировании ТРО на АЭС определяются исходя из максимальной допустимой активности. Конкретные технические средства, предусматриваемые в проекте АЭС, должны соответствовать требованиям нормативных документов, а при их отсутствии предлагаемые решения устанавливаются и обосновываются в проекте в соответствии с достигнутым уровнем науки и техники.

Сбор, переработка, хранение и кондиционирование ТРО проектируются так, чтобы обеспечивать:

- поддержание требуемого уровня безопасности при обращении с ТРО как с источниками ионизирующего излучения;

- сведение облучения персонала и населения к разумно достижимому низкому уровню (с учетом экономических и социальных факторов);
- сокращение объема ТРО;
- предотвращение возможных аварий с радиационными последствиями и ослабление их последствий в случае их возникновения;
- подготовку ТРО к захоронению.

Соответственно в проекте предусматриваются меры, обеспечивающие выполнение этих требований. Например, помещения, предназначенные для сбора, переработки, хранения и кондиционирования ТРО, оборудуются системой вентиляции, предотвращающей загрязнение воздушной среды соседних помещений и окружающей среды радиоактивными веществами и поддерживающей необходимый температурный режим. Удаляемые из помещений загрязненный воздух, а из оборудования – газы перед выбросом в атмосферу подвергаются очистке.

Другой пример: во время эксплуатации АЭС при планировании и проведении ремонтных или других работ в зоне строгого режима обязательно предусматриваются меры по снижению объема ТРО.

### 3.2.2. Сбор и сортировка ТРО

Сбор ТРО является обязательным этапом подготовки их к хранению, переработке и кондиционированию. Его цель, с одной стороны, исключение поступления радионуклидов в окружающую среду выше пределов, установленных санитарными правилами путем сосредоточения ТРО в специальных контейнерах и помещениях, а с другой – исключение попадания в хранилища ТРО нерадиоактивных отходов.

При сборе ТРО или в дальнейшем в качестве самостоятельной технологической операции проводится их сортировка в соответствии с удельной активностью, радионуклидным составом, физической природой и предполагаемым методом переработки. В ОПЭ АС [15] прямо подчеркивается, что персонал АЭС не должен допускать смешивания ТРО различной степени радиоактивности, а также попадания неактивных твердых отходов в контейнеры для сбора ТРО. Запрещается смешивать радиоактивные и неактивные



отходы и РАО разных категорий с целью снижения их удельной активности. Соблюдение этих требований должно исключить слишком быстрое заполнение хранилищ ТРО, которые представляют собой сложные инженерные сооружения.

Что же касается методов переработки, то с этой точки зрения ТРО делятся на прессуемые, сжигаемые, измельчаемые, переплавляемые и неперерабатываемые.

Сбор ТРО производится в специально отведенных и соответствующим образом оборудованных местах. Места сбора и контейнеры для ТРО с соответствующей идентификационной маркировкой (помимо знака радиационной опасности это цвет контейнера и надпись – «на сжигание», «на прессование» или «на захоронение») стараются расположить как можно ближе к месту образования отходов. В качестве первичных упаковок ТРО могут использоваться прочные полиэтиленовые мешки, крафт-мешки, металлические ящики или другие емкости, предотвращающие распространение радиоактивности. Мешки после их заполнения помещают в металлические контейнеры. Если это необходимо, на месте сбора предусматриваются защитные приспособления для снижения излучения за их пределами до допустимого уровня.

Если же мощность дозы гамма-излучения на поверхности сборников РАО превышает 2 мГр/ч, они должны помещаться в специальные защитные колодцы или ниши. Извлечение их из этих укрытий производится специальными устройствами, исключающими переоблучение персонала.

Отдельно собираются:

- взрыво- и пожароопасные ТРО;
- металлические ТРО, подлежащие переплавке;
- ТРО, содержащие только радионуклиды с периодом полураспада менее 15 сут.

Последние ТРО выдерживаются в местах временного хранения до снижения величин их удельной и суммарной активности до значений, при которых радиоактивные вещества освобождаются от регламентации ОСПОРБ-99. Затем они могут быть вывезены на полигон промышленных отходов АЭС как обычные отходы.

Металлические ТРО с низким уровнем удельной активности и поверхностного загрязнения после дезактивации подвергаются радиационному контролю, по результатам которого они либо направ-

ляются на дальнейшую переработку, хранение и (или) захоронение, либо исключаются из категории РАО.

Поверхности не подлежащих переработке металлических ТРО больших размеров дезактивируются и покрываются пленками, предотвращающими распространение радионуклидов в окружающую среду.

### 3.2.3. Переработка и кондиционирование горючих ТРО

Горючие слабоактивные ТРО (бумага, дерево, резина, спецодежда, тара и другие сгораемые предметы и материалы) сжигают в специально оборудованных печах, оснащенных соответствующей вентиляцией с улавливающими аэрозольными фильтрами. Путем сжигания горючих материалов можно уменьшить общий объем слабоактивных отходов в 10–50 раз. Образующаяся при сжигании зола собирается и хранится в герметичных контейнерах или бочках. Полученную золу можно также отвердить методом цементирования.

На рис. 3.1 представлена схема установки для сжигания твердых и жидких радиоактивных отходов, разработанная московским НПО «Радон». Она рассчитана на сжигание 60 кг/ч твердых или 20 кг/ч жидких отходов.

Установка включает в себя печь сжигания с форсунками, работающими на жидком топливе, узел загрузки, газоочистку комбинированного типа и узел удаления и отверждения зольного остатка.

Упаковки с ТРО через систему шиберов узла загрузки поступают в печь на верхний колосник (решетку с отверстиями для прохода снизу в зону горения воздуха и для отвода золы). Жидкие горючие отходы подаются для сжигания непосредственно через форсунки. Температура в камере сжигания достигает 900 °С. Накопившаяся зола с верхнего колосника периодически сбрасывается на нижний колосник печи, где происходит ее дожигание. На нижнем колоснике производится также дожигание сажи, подаваемой из высокотемпературного фильтра газоочистки.

После сжигания всей партии ТРО и остывания установки зольный остаток выгружается. Он смешивается с цементом, добавляется необходимое количество воды, затем смесь подается в контейнеры.

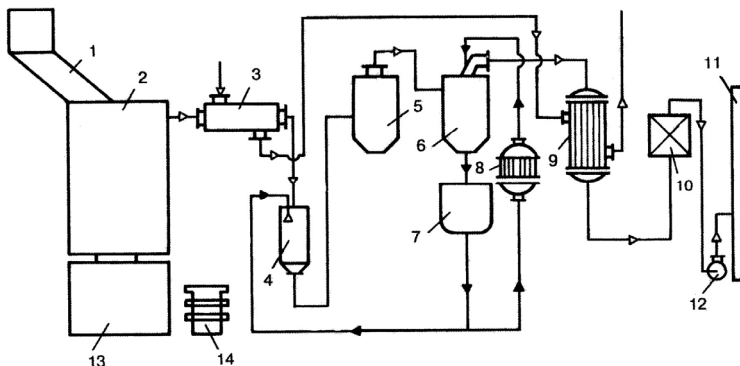


Рис. 3.1. Схема установки для сжигания РАО:

1 – узел загрузки; 2 – печь сжигания; 3 – теплообменник труба в трубе; 4 – теплообменник распылительный; 5 – высокотемпературный фильтр; 6 – скруббер; 7 – емкость оборотная; 8 – теплообменник охлаждения орошающего раствора; 9 – теплообменник газовый; 10 – фильтр абсолютный; 11 – труба выбросная; 12 – вытяжной вентилятор; 13 – узел омоноличивания зольного остатка; 14 – контейнер с цементным блоком

После затвердевания смеси контейнер с цементным блоком выдерживается в течение необходимого времени и отправляется на захоронение.

Основное пространство на схеме (см. рис. 3.1) занято системой очистки отходящих газов. Эти газы охлаждаются в теплообменнике «труба в трубе» и в распылительном теплообменнике, после чего поступают на высокотемпературный фильтр. В нем происходит очистка газов от крупнодисперсных аэрозолей на металлочаневых фильтрующих элементах. Накопившиеся на этих элементах зола и сажа периодически сдуваются сжатым воздухом в сажесборник и по мере накопления подаются с помощью питателя в печь на дожигание.

Из фильтра газы попадают в скруббер, туда же подается орошающий раствор из оборотной емкости. В нем газы охлаждаются и очищаются от аэрозолей и агрессивных кислых компонентов. Часть орошающего раствора из оборотной емкости поступает также в распылительный теплообменник. После скруббера газы нагреваются в газовом теплообменнике до температуры выше точки росы и поступают в абсолютный фильтр, где происходит их окончательная

очистка от мелкодисперсных аэрозолей. Очищенные газы сбрасываются с помощью вытяжного вентилятора в атмосферу.

Система газоочистки отходящих газов обеспечивает коэффициент очистки их от радиоактивности – 99,99 %, а от кислых компонентов – 98 %.

Коэффициент сокращения объема твердых отходов – 40–60.

#### 3.2.4. Переработка и кондиционирование металлических ТРО

Прессование металлических и других ТРО и резка длинномерных предметов производится для уменьшения возможного объема перед помещением в хранилище твердых отходов (ХТО). За счет прессования удается уменьшить объем отходов в 5–10 раз.

При обращении с высокоактивными твердыми отходами требуются специальные защитные и транспортные средства, а также мероприятия, обеспечивающие радиационную безопасность для обслуживающего персонала.

### 3.3. Хранение ТРО

Хранение ТРО на АЭС организуется так, чтобы исключить:

- необоснованное облучение персонала;
- облучение населения выше установленных пределов;
- поступление радионуклидов в окружающую среду выше пределов, установленных санитарными правилами.

Соответственно в проекте АЭС предусматриваются технические средства и организационные меры по безопасному хранению ТРО, а также устанавливаются и обосновываются их ожидаемые объемы, радионуклидный состав, величина активности и сроки хранения.

Сбор и временное хранение незначительных объемов ТРО осуществляется, как правило, в специальных помещениях основного корпуса АЭС. Эти помещения оборудуются так, чтобы обеспечить условия хранения в соответствии с требованиями СП АС-03 и ОСПОРБ-99.

Длительное хранение больших объемов ТРО производится в специально оборудованных хранилищах твердых отходов (ХТО) или на специально созданных площадках с системой барьеров,

предотвращающих поступление радионуклидов в окружающую среду, в частности в грунтовые воды, в количествах, превышающих пределы, установленные санитарными правилами. Технические характеристики барьеров, например надежность гидроизоляции, обосновываются в проекте в соответствии с требованиями норм. В процессе эксплуатации АЭС контроль за состоянием ХТО производится систематически, во всяком случае – не реже 1 раза в месяц.

Конструкция и конструкционные материалы хранилища ТРО выбираются так, чтобы не только предотвращать недопустимый выход радионуклидов в окружающую среду, но и обеспечивать срок службы хранилища не менее срока эксплуатации самой станции. Кроме того, конструкция хранилища должна предотвращать попадание в ХТО воды. Если же это случилось, немедленно принимаются меры по ее удалению и переработке.

В хранилищах ТРО предусматриваются технические средства, обеспечивающие:

- дезактивацию внутренних поверхностей;
- осмотр, ревизию и извлечение ТРО из хранилища;
- дистанционное управление перемещением контейнеров с ТРО в случае повышенных мощностей эквивалентных доз;
- сбор и удаление влаги;
- пожаротушение и пожарную сигнализацию (для горючих ТРО);
- вентиляцию;
- радиационный контроль.

В необходимых случаях (например, в хранилищах ТРО с высоким уровнем активности) дополнительно предусматриваются:

- контроль температуры воздуха;
- контроль содержания водорода в воздухе хранилища;
- контроль содержания радионуклидов в воздухе хранилища;
- охлаждение размещенных в хранилище ТРО.

На территории вокруг хранилищ ТРО предусматриваются контрольно-наблюдательные скважины для отбора проб грунтовых вод. Количество и расположение этих скважин устанавливаются и обосновываются в проекте АЭС. При работе станции периодически контролируются режим грунтовых вод, уровень воды в контрольных скважинах, содержание радионуклидов в них.

## Глава 4. ОБРАЩЕНИЕ С ЖИДКИМИ РАДИОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ

---

### 4.1. Общие положения

К жидким радиоактивным отходам (ЖРО) относятся, как уже говорилось, не подлежащие дальнейшему использованию неорганические и органические жидкости, суспензии, эмульсии, пульпы и шламы, содержащие радиоактивные вещества в растворенной форме или в виде взвесей. Отходы считаются радиоактивными, если удельная активность радионуклидов в них более чем в 10 раз превышает значения уровней вмешательства при поступлении с водой, приведенные в НРБ-99 (приложение 2) [3], т.е. уровней активности, при превышении которых следует проводить защитные мероприятия.

При разработке систем обращения с ЖРО учитывают их особенности, не присущие твердым отходам, в том числе то, что жидкие отходы могут быть коррозионно или химически активны, что они обладают значительно большей мобильностью, подвижностью. Поэтому к хранению ЖРО, к транспортировке их подходят значительно жестче, чем в случае твердых отходов. По этой же причине к стадии кондиционирования ЖРО применяют требование иммобилизации, т.е. ограничения подвижности радионуклидов.

Важно понимать следующее. В реакторных контурах, бассейнах выдержки ядерного топлива, других технологических системах АЭС содержатся сотни кубических метров радиоактивных теплоносителей и других радиоактивных сред, но они не являются отходами, поскольку используются и будут использоваться в технологическом цикле станции. К ЖРО относятся только неорганизованные протечки, дебалансные воды, различные отработанные дезактивирующие растворы, воды, остающиеся после регенерации или промывки ионообменных фильтров, воды после прачечных, душевых и т.п.

Для обеспечения радиационной безопасности АЭС радиоактивные воды, а тем более ЖРО, если их активность больше указанной выше величины, не должны попадать в окружающую природную среду и поэтому не могут сбрасываться в обычные системы кана-

лизации, водоемы и т.д. Для обращения с ними на станциях предусматриваются специальные системы и технические средства, а при эксплуатации используются методы, исключающие недопустимый выход активности. И хотя в заглавии раздела стоит обращение с ЖРО, иногда трудно отделить соответствующие меры и средства от обращения просто с радиоактивным теплоносителем или средой.

Обращение с ЖРО – это все виды деятельности, связанные со сбором, транспортированием, переработкой, кондиционированием, хранением и (или) захоронением их. Для безопасного выполнения этих операций в проекте АЭС предусматриваются:

- системы спецводоочистки (СВО);
- системы спецканализации (СК);
- хранилища для жидких и кондиционированных отходов.

Именно эти системы и устройства, их особенности и режимы работы будут рассматриваться в настоящей главе.

Излагаемый ниже материал опирается на нормативные документы Ростехнадзора [7–12], санитарного надзора [3–6] и концерна «Росэнергоатом» [15].

Хотелось бы обратить внимание на две особенности содержания настоящей главы.

Во-первых, в ней основное внимание уделяется системам и оборудованию, используемым на блоках с водоохлаждаемыми реакторами – ВВЭР и РБМК. Это объясняется, с одной стороны, большим числом и разнообразием систем, использующих водный теплоноситель, соответственно большим разнообразием ненужных водных растворов (отходов). А, с другой, тем, что на АЭС БН, где в 1-м и 2-м контурах используется натриевый теплоноситель, небольшие (килограммовые) количества отходов натрия, появляющиеся при ремонтах или мелких течах, сразу переводят в водный раствор щелочи. Далее с ним обращаются так же, как, скажем, на блоке ВВЭР обращаются с любым дезактивационным раствором.

Во-вторых, хотя темой пособия является обращение с ЖРО, опасность сброса жидких отходов с АЭС может быть связана не только с их радиоактивностью. Например, для уменьшения скорости коррозии в водный теплоноситель иногда вводят специальные добавки (гидразин и аммиак), которые сами по себе вредны для живых организмов, если их концентрация достаточно высока. Поэтому, даже если вода в технологических контурах не радиоактив-

на, перед сбросом необходимо проверить ее химический состав. Сбрасываемые воды должны соответствовать требованиям «Правил охраны поверхностных вод».

## 4.2. Источники ЖРО на АЭС

### 4.2.1. Причины появления радиоактивных жидкостей

Как уже говорилось в разделе 1.2, основной источник всех радиоактивных загрязнений на АЭС – реакторный контур. Радионуклиды появляются в нем за счет активации в нейтронном потоке в активной зоне реактора самого теплоносителя, естественных примесей и продуктов коррозии конструкционных материалов, а также за счет попадания в контур продуктов деления при разгерметизации оболочек твэлов. Наведенной активностью будет обладать и теплоноситель технологических систем, циркулирующих в нейтронном поле.

Назовем основные нуклиды, с которыми связана активность теплоносителей.

1. Активация собственно теплоносителя играет существенную роль только для РУ БН. Собственная активность водного теплоносителя в современных реакторах достигает  $3 \cdot 10^9$  Бк/кг ( $\sim 0,1$  Ки/кг), а натрия –  $(2 \div 6) \cdot 10^9$  ТБк/кг ( $5-9$  Ки/кг).

2. Естественные примеси в реакторах, использующих водный теплоноситель, включают в свой состав такие радионуклиды, как  $^{24}\text{Na}$ ,  $^{31}\text{Si}$ ,  $^{38}\text{Cl}$ ,  $^{42}\text{K}$  и  $^{45}\text{Ca}$ . Все они, кроме натрия, являются  $\beta$ -излучателями. Активность естественных примесей в воде составляет обычно  $\sim 10^6$  Бк/кг ( $\sim 10^{-4}$  Ки/кг). Биологически значимых среди них нет.

3. Продукты коррозии (ПК) конструкционных материалов вносят сравнительно небольшой вклад в активность –  $10^4-10^5$  Бк/кг ( $\sim 10^{-5}$  Ки/кг). Однако через несколько суток после останова блока активность первого контура водоохлаждаемого реактора в основном определяется радионуклидами коррозионного происхождения:  $^{51}\text{Cr}$ ,  $^{54}\text{Mn}$ ,  $^{58}\text{Co}$ ,  $^{59}\text{Fe}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{63}\text{Zn}$ .

Наиболее неприятным из них является кобальт  $^{60}\text{Co}$ , испускающий достаточно жесткое  $\gamma$ -излучение ( $\sim 1,2$  МэВ) и имеющий период полураспада 5,25 года. Из-за большого периода полураспада ко-



бальт как бы накапливается в теплоносителе, его активность доходит до 90% общей активности ПК. Меры борьбы – точное поддержание ВХР и использование конструкционных материалов с пониженным содержанием кобальта.

Продукты коррозии неравномерно распределяются по контуру: примерно 40–50 % образуют прочную пленку, плотно прилегающую к поверхности, около 40 % скапливается в виде осадка (шлама) в застойных зонах, зазорах, тупиковых участках трубопроводов и других подобных местах, 10–15 % удаляются системами очистки и только 0,1 % циркулирует вместе с теплоносителем.

4. Продукты деления (ПД) попадают в реакторный контур при нарушении герметичности оболочек твэлов. При газовой неплотности в воду через микродефекты оболочек диффундируют инертные газы (Xe, Kr) и летучие продукты деления (Cs, I, Ru), при прямом контакте – выходят твердые осколки и даже топливо. Поскольку от выхода ПД в значительной степени зависит безопасность АЭС, допустимая степень негерметичности ограничена (ПБЯ), цифры приведены в разделе 1.2.

Работы, направленные на повышение надежности твэлов, позволили добиться значительного уменьшения количества дефектных твэлов и, соответственно, выхода ПД в теплоноситель.

#### 4.2.2. Источники ЖРО на АЭС и их характеристика

Исходя из сказанного выше, назовем источники ЖРО:

1. **Продувочная вода** реакторного контура и организованные протечки этого контура, вода бассейнов выдержки и перегрузки, вода опорожнения реакторных петель; они характеризуются наибольшей химической чистотой (солесодержание менее 1 г/л), но и наибольшей радиоактивностью.

2. **Дезактивационные растворы**, использованные при дезактивации контуров, оборудования или отдельных деталей; они содержат радиоактивные окислы конструкционных материалов. Химический состав растворов целиком зависит от реагентов, используемых для дезактивации (применяемых щелочей и кислот). Солесодержание дезактивационных вод доходит до 25 г/л. Активность их зависит от материалов основных контуров и может доходить до  $10^9$ – $10^{10}$  Бк/л.

3. *Продувочная вода парогенераторов* двухконтурных установок (ВВЭР); эта вода имеет по сравнению с реакторной большее солесодержание, но меньшую радиоактивность, так как последняя определяется только протечками из первого контура. Поскольку величина протечек влияет на безопасность АЭС, она нормируется. Активность продувочных вод обычно не превышает 10 Бк/л.

4. *Трапные и обмывочные воды*. Трапные воды – это воды неорганизованных протечек или случайных проливов. Трапами – воронкообразными углублениями в полу, к которым подведены трубы спецканализации, – оборудуются все помещения технологических систем, мастерских или лабораторий. В трапы же сливаются и обмывочные воды, появляющиеся при дезактивации стен и полов помещений, в которых располагаются технологические системы с активным теплоносителем или оборудование для переработки ЖРО. При обмывке помещений обычно используются поверхностно активные вещества, которые и являются основным загрязнителем. Кроме них, в обмывочных водах присутствуют масло, ветошь, цементная пыль и другие производственные загрязнения. Если для обмывки используется обессоленная вода, то солесодержание обмывочных вод невелико (1–2 г/л), а активность составляет порядка  $10^5$  Бк/л.

5. *Регенерационные и промывочные воды*. Регенерационные воды появляются при обработке кислотой и щелочью фильтрующего ионообменного материала установок очистки радиоактивных вод для восстановления его обменной способности. Основные «загрязнители» – водорастворимые соли, кислоты и щелочи. Общее солесодержание составляет до 50 г/л; активность – в среднем  $10^6$  Бк. Промывочные воды появляются в результате таких операций, как взрывление фильтрующего материала водой, гидроперегрузка его, отмывка фильтрующего материала после регенерации.

6. *Воды спецпрачечных и душевых*. Это воды наименьшей радиоактивности. Источник примесей в них – используемая техническая или водопроводная вода. Кроме того, в воде прачечных присутствуют моющие средства, тринатрийфосфат, кальционированная сода и другие вещества. Активность вод прачечных достигает  $10^3$  Бк в период ремонта, а обычно ниже допустимых значений. Воды душевых имеют активность еще более низкую благодаря большому разбавлению чистой водой.

**Количество радиоактивных вод**, их химический состав и активность зависят от типа реакторной установки, организации водно-химического режима, надежности работы основного оборудования первого контура, культуры эксплуатации и ряда других причин.

Например, на АЭС с двумя энергоблоками ВВЭР-440 образуется, как уже упоминалось, около 20 000 м<sup>3</sup>/год трапных и обмывочных вод, а на АЭС с двумя реакторами РБМК-1000, использующими одноконтурную схему, количество трапных и обмывочных вод может достигать 80 000–100 000 м<sup>3</sup>/год [28]. На одноконтурных АЭС существенную добавку в объем трапных вод дают дренажные воды турбинного отделения, регенерационные растворы и промывочные воды с фильтров конденсатоочистки.

Кстати, после концентрирования радиоактивности с использованием систем СВО этот объем сокращается в 50–100 раз и составляет всего 300–400 м<sup>3</sup>/год для АЭС с ВВЭР-440 и 1000–1200 м<sup>3</sup>/год для РБМК-1000.

### **4.3. Принципы обращения с ЖРО**

#### **4.3.1. Цели обеспечения безопасности при обращении с ЖРО**

Цели обеспечения безопасности при обращении с РАО применительно к ЖРО согласно [8]:

- обеспечение надежной защиты работников (персонала) и населения от радиационного воздействия ЖРО сверх установленных нормами радиационной безопасности уровней;
- обеспечение надежной изоляции ЖРО от окружающей среды, защита настоящего и будущих поколений, биологических ресурсов от радиационного воздействия сверх пределов, установленных нормами радиационной безопасности;
- предотвращение сбросов ЖРО в окружающую среду в количестве, превышающем предельно допустимые величины.

Для реализации этих целей используются принципы, подробно рассмотренные в гл. 2 пособия и направленные на обеспечение приемлемой защищенности человека и окружающей среды. Однако целесообразно сформулировать и разъяснить их применительно именно к жидким средам и ЖРО.

#### 4.3.2. Принципы обращения с ЖРО

В контурах современных мощных энергоблоков АЭС циркулируют, как упоминалось, сотни кубических метров высокоактивных теплоносителей. Примеси и другие продукты откладываются на стенках оборудования и трубопроводов, затрудняя ремонт. Поэтому требуется хотя бы периодическое удаление этих «загрязнителей». В то же время в случае реакторов ВВЭР или РБМК теплоноситель – это вода высокой чистоты (типа конденсата). Поэтому с точки зрения и экономики, и радиационной безопасности целесообразно очищать ее от радионуклидов и сохранять в технологическом цикле.

С другой стороны, жесткие требования к поддержанию заданного водно-химического режима (ВХР) в контурах РУ ВВЭР и РБМК приводят к необходимости постоянной очистки теплоносителя в этих контурах. При очистке из него удаляются естественные примеси и продукты коррозии конструкционных материалов, как раз и обладающие наведенной активностью. Таким образом, системы СВО, очищающие теплоноситель от примесей, фактически производят и его дезактивацию. Радионуклиды при этом концентрируются в ионообменных смолах или других фильтрующих материалах, имеющих объем на несколько порядков меньше, чем исходные воды.

Тем самым реализуются два принципа обращения с радиоактивными жидкостями на АЭС: 1) *возможно более полный возврат очищенных вод в технологический цикл* и наименьший сброс очищенных вод в канализацию и 2) *концентрирование радиоактивности* в остатке по возможности наименьшего объема для захоронения его в минимально необходимых емкостях. Эти принципы используются при обращении не только с теплоносителем реакторного контура, но и с другими, химически более загрязненными водами и ЖРО. Они важны потому, что количество радиоактивных жидкостей и образующихся ЖРО на станции в несколько раз больше, чем, например, твердых отходов. Соответственно с точки зрения достижения целей, сформулированных выше, значительно возрастает значение возможности дезактивации исходных жидкостей и возврата их в технологический цикл.

Еще один принцип, реализуемый на АЭС при обращении с радиоактивными жидкостями, звучит так: *раздельная очистка вод или ЖРО*, различающихся по радиоактивности и физико-химическим показателям. Такое решение оправдывается тем, что в большинстве случаев облегчает обработку, упрощает схему конкретной системы СВО, предназначенной для переработки определенных категорий ЖРО.

Что касается контуров РУ БН, то очистка теплоносителя от наиболее значимых с точки зрения технологии примесей – кислорода и водорода – осуществляется в холодных фильтрах-ловушках, которые улавливают и некоторые из радиоактивных примесей, в частности тритий. Разработаны также специальные фильтры для удаления из потока натрия такого ПД, как цезий.

#### 4.3.3. ЖРО и принцип глубоко эшелонированной защиты

В главе 2 не уделено достаточного внимания использованию при обращении с РАО стратегии глубокоэшелонированной защиты, особенно важной при обращении с ЖРО.

В процессе эксплуатации АЭС безопасность при обращении с любыми РАО технически обеспечивается за счет последовательной реализации стратегии глубоко эшелонированной защиты. Как известно, она предполагает: а) наличие ряда барьеров на пути выхода излучений или радиоактивных веществ в окружающую среду и б) систему организационно-технических мер, защищающих эти барьеры, предупреждающих их отказы или снижающих последствия нарушения герметичности последних.

Система барьеров при обращении с ЖРО включает в себя стенки сосудов (оборудования), контейнеров и трубопроводов, содержащие отходы, герметичные границы помещений и хранилищ, физико-химическую форму кондиционированных ЖРО.

Система технических и организационных мероприятий в свою очередь включает:

- консервативный подход к проектированию, качество изготовления оборудования и его монтажа, подбор и подготовку эксплуатационного персонала;
- строгий учет и контроль образования и перемещения ЖРО на АЭС;

- технические средства, при помощи которых персонал может контролировать технологический процесс обработки, хранения или перемещения ЖРО, получать сигналы об отклонениях, управлять процессом и, наконец, воздействовать на развитие ситуации при возникновении аварийных состояний.

Собственно все указанные меры и средства разрабатываются и предусматриваются еще на стадии проекта. Именно полнота и правильность учета в проекте всех особенностей конкретной реакторной установки (РУ) обеспечивают успешность использования стратегии глубокоэшелонированной защиты и безопасность обращения с любыми РАО при эксплуатации АЭС.

#### 4.4. Классификация ЖРО

Согласно [9] ЖРО классифицируются в зависимости от:

- удельной активности и радионуклидного состава – на низкоактивные, среднеактивные и высокоактивные (см. раздел 1.3);
- физических и химических свойств:
  - на гомогенные и гетерогенные;
  - на органические (масла, эмульсии масел в воде, растворы детергентов);
  - на неорганические, в том числе малосолевые водные растворы (с концентрацией солей менее 1 г/л), высокосолевые водные растворы (с концентрацией солей более 1 г/л), щелочные металлы, использованные в качестве теплоносителя.

В СП АС-03 [5] предлагается также классифицировать отходы по периоду полураспада – более 15 сут или менее 15 сут.

Отходы первой из названных категорий активности (низкоактивные) опасны только при попадании внутрь организма человека и поэтому должны быть локализованы так, чтобы в результате миграции по биологическим цепочкам они не могли попасть в организм человека в опасных количествах. Среднеактивные отходы опасны и как источник внешнего облучения, в связи с чем при работе с ними также необходима защита от проникающего излучения. Наконец, высокоактивные отходы имеют настолько высокую

удельную активность, что, кроме мощной радиационной защиты, требуют охлаждения в течение длительного времени [42].

Как уже говорилось, в процессе эксплуатации атомных станций образуются в основном низко- и среднеактивные отходы. Высокоактивные отходы могут возникать при каких-то специфических операциях, например при обмывке горячей камеры после разделки в ней топливных сборок с дефектными твэлами.

Разделение по физико-химическим свойствам и времени полураспада, по-видимому, не требует дополнительных пояснений.

#### **4.5. Требования нормативных документов к системам обращения с ЖРО на АЭС**

Требования к системам обращения с ЖРО на АЭС изложены в ряде взаимодополняющих нормативных документов Ростехнадзора [7–12], санитарного надзора [3–6] и концерна «Росэнергоатом» [15]. Приведем основные из них, опираясь, в первую очередь, на «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций» [5] и «Правила безопасности при обращении с радиоактивными отходами атомных станций» [11].

Итак, на стадии проектирования АЭС прорабатываются и в проектной документации отражаются (применительно к ЖРО) следующие вопросы:

- источники образования ЖРО, количество отходов, их физико-химические свойства и радионуклидный состав;
- годовое плановое и аварийное количество образующихся ЖРО;
- обоснование выбора систем обращения с ЖРО, включая их кондиционирование;
- методы контроля химического и радионуклидного состава ЖРО и контроля качества физико-химических форм кондиционированных ЖРО;
- оснащение средствами контроля и управления, позволяющими контролировать технологические процессы, эффективно управлять ими и предотвращать неконтролируемое поступление радионуклидов в окружающую среду во всех проектных режимах эксплуатации;
- методы разделения разных ЖРО;

- обоснование надежности защитных барьеров;
- условия безопасности эксплуатации систем обращения с ЖРО и мероприятия, которые необходимо провести, если эти условия нарушены.

В соответствии с этим:

- устанавливаются и обосновываются сроки хранения некондиционированных и кондиционированных ЖРО в хранилищах и, соответственно, предусматриваются хранилища такого объема, чтобы обеспечить безопасное и надежное хранение всех ЖРО;
- предусматривается сбор протечек, исключаящий распространение радиоактивности за пределы защитных барьеров;
- предусматривается возможность представительного отбора проб.

Конструкция и компоновка оборудования и трубопроводов систем обращения с ЖРО выполняются так, чтобы обеспечивать возможность проведения их осмотра, дезактивации, ремонта, гидравлических (пневматических) испытаний, контроля металла и сварных соединений в процессе эксплуатации, а также замены оборудования и трубопроводов. При разработке компоновки обращается особое внимание на достижение минимально возможной протяженности трубопроводов, сокращению до минимально возможного количества арматуры, сварных и разъемных соединений, отсутствие недренируемых и застойных зон, обеспечение трубопроводов, транспортирующих радиоактивные высокосолевые растворы, шламы и другие аналогичные среды, устройствами для промывки.

Наконец, обязательно предусматриваются на всех стадиях обращения с ЖРО:

- проведения прямого и полного контроля систем обращения с ЖРО на соответствие их проектным характеристикам;
- обеспечение пожаро- и взрывобезопасности;
- радиационный контроль.

Требования к обращению с ЖРО из [11] процитируем без сокращений:

*«При проектировании систем обращения с РАО должны быть предусмотрены:*



- *исключение сброса дебалансных вод или сведение к обоснованному минимальному сбросу дебалансных вод путем их максимального использования для технологических вод АС;*
- *предотвращение загрязнения технологических сред АС радиоактивными отходами;*
- *недопущение неконтролируемых сбросов радиоактивных веществ с АС в водные объекты, водоносные горизонты, колодцы, скважины, на поверхность земли, а также в системы хозяйственно-фекальной и производственно-ливневой канализации;*
- *очистка всех сбросов с АС, которые могут привести к накоплению радиоактивных веществ в окружающей среде выше пределов, установленных федеральными нормами ...;*
- *организованный сбор и раздельное временное хранение всех образующихся на АС жидких радиоактивных отходов в зависимости от их удельной активности, химической природы и фазового состояния;*
- *наличие системы емкостей для хранения ЖРО. Конструкция и конструкционные материалы емкостей должны обеспечивать срок службы не менее срока эксплуатации АС. Объем емкостей должен обеспечивать не менее чем трехмесячную технологическую выдержку ЖРО до их переработки для распада короткоживущих радионуклидов;*
- *наличие систем переработки всех ЖРО с целью сокращения их объема и кондиционирования».*

Некоторый комментарий к этой цитате.

**Дебалансные воды** – это воды, поступающие в системы СВО или приемные баки в количестве, превышающем необходимость возврата в технологические контуры. Дебалансные воды могут появляться в результате попадания в спецканализацию вод из неактивных контуров при опорожнении последних, обмывочных и других посторонних вод. Может возникнуть временный дебаланс, если возврат очищенных вод из-за ремонта блока отсутствует, а очистку необходимо продолжать для создания свободного объема в емкостях сбора «грязных» вод. Дебалансные воды могут быть слиты в обычную канализацию после необходимой очистки и под строгим дозиметрическим контролем.

## 4.6. Системы для обращения с ЖРО

### 4.6.1. Система спецканализации

Как упоминалось выше, на АЭС, помимо обычных систем канализации (бытовой (хозяйственно-фекальной) и производственно-ливневой), предусматривается отдельная специальная канализация, предназначенная для сбора и транспортирования ЖРО на переработку или временное хранение.

Специальная канализации (СК) включает в себя, во-первых, баки-накопители и изолированные от всех других систем трубопроводы для транспортировки радиоактивных стоков в эти баки, и, во-вторых, оборудование и трубопроводы для передачи собранных ЖРО из баков-накопителей к системам спецводоочистки (СВО) или в хранилища жидких отходов (ХЖО). Необходимость в системе СК возникает потому, что сброс жидкостей, содержащих радионуклиды, и ЖРО в системы, через которые они могут попасть во внешнюю среду, недопустим с точки зрения радиационной безопасности. Поэтому слив ЖРО в хозяйственно-фекальную или производственно-ливневую канализацию, в поверхностные водоемы, поглощающие ямы, колодцы, скважины, на поля орошения, поля фильтрации и на поверхность земли всеми нормативными документами категорически запрещается.

СК состоит из нескольких подсистем, число которых определяется характером и степенью загрязненности радиоактивных вод: технологической (дебалансные и трапные воды, дезактивационные растворы и т.д.), от спецпрачечной, от установок очистки вод. Тем самым обеспечивается разделение (сортировка, по терминологии рис. 2.1) потоков разных по качеству и радиоактивности вод.

Отдельно собираются ЖРО для временного хранения (с периодом полураспада менее 15 сут), горючие ЖРО и пульпы ионообменных смол, перлита и активированного угля.

Баки для сбора ЖРО размещают на нижних отметках реакторных зданий для обеспечения самотечного слива. Их изготавливают из нержавеющей стали или железобетона с нержавеющей облицовкой. Емкость их определяется среднесуточным сбросом, максимально допустимым разовым сбросом и временем планируемого простоя установок СВО.

Хранилища для ЖРО и общестанционные системы СВО обычно размещаются в отдельном здании или в спецкорпусе, где помимо СВО располагаются и помещения другого назначения (например, спецпрачечная, мастерские для ремонта загрязненного оборудования). В этом случае от здания реактора (от сборных баков) к этому корпусу прокладываются трубопроводы СК. Трубопроводы укладываются с обязательным уклоном в сторону слива. Причем трубопроводы для низкоактивных ЖРО допускается укладывать непосредственно в грунт, но выше уровня грунтовых вод на 0,5 м, а трубопроводы других категорий ЖРО прокладываются в железобетонных каналах или лотках с надежной гидроизоляцией и устройствами для контроля протечек, их сбора и удаления; конструкция их допускает также дезактивацию внутренних поверхностей. Для сбора протечек, попадающих в каналы и лотки, в конце линии СК устанавливают приемную гидроизолированную емкость.

Передачу ЖРО из одной емкости для сбора или хранения их в другую рекомендуется осуществлять с использованием статического давления жидкости или газа (без применения насосов).

### ***Пример реализации системы СК (АЭС с несколькими блоками ВВЭР-1000)***

Система СК станции с блоками ВВЭР-1000 (рис. 4.1) предназначена для сбора неорганизованных протечек вод систем зоны строгого режима, а также сбора вод после наружной дезактивации оборудования и помещений зоны строгого режима для исключения неконтролируемого попадания радиоактивных вод в окружающую среду.

В каждом помещении зоны строгого режима реакторного отделения и спецкорпуса устанавливаются трапы СК для приема в них вод, попавших на пол помещения. Трапные воды по трубам СК самотеком направляются в бак-приямок трапных вод. Для исключения распространения газообразных радиоактивных продуктов по помещениям зоны строгого режима через систему СК трапы выполнены с гидрозатвором и запорным вентиляем. Вода, собранная системой СК, насосами отправляется на установку очистки трапных вод, расположенную в спецкорпусе, после чего повторно используется в цикле АЭС.

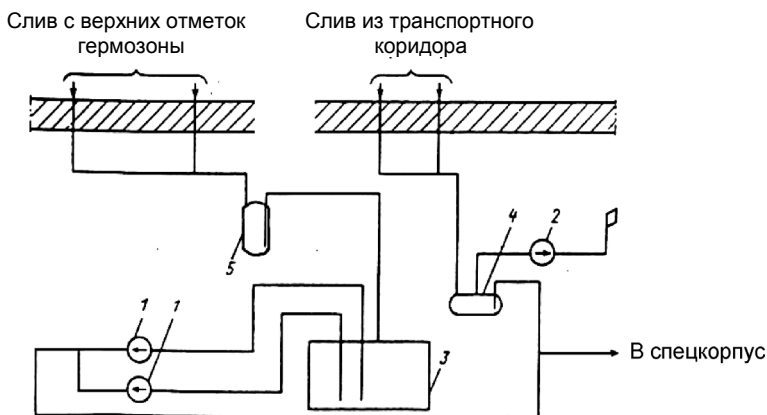


Рис. 4.1. Принципиальная схема системы спецканализации блока ВВЭР-1000:

1 – насос спецканализации; 2 – вакуум-насос; 3 – бак трапных вод;  
4 – монжюс 1 м<sup>3</sup>; 5 – монжюс 10 м<sup>3</sup>

Производительность СК определена исходя из условия обеспечения слива из каждого помещения трапных вод в режимах нормальной эксплуатации блока или при проведении планово-предупредительных ремонтов, а также необходимых послеаварийных мероприятий. Режимом, определяющим производительность системы, является режим проведения дезактивации помещений обмывом горячим конденсатом с расходом 30 м<sup>3</sup>/ч. Соответственная производительность СК обеспечивается выбором необходимых размеров трапов и диаметров трубопроводов, а также производительностью рабочего и резервного насосов, составляющей 45 м<sup>3</sup>/ч для каждого. В условиях нормальной эксплуатации при выходе из строя рабочего насоса включается в работу резервный, предотвращая переполнение бака-приямка.

Трубопроводы СК выполнены из нержавеющей стали и проложены с уклоном не менее 0,005 в сторону слива (в здании реактора – в сторону бака-приямка). Повреждения труб возможны в основном за счет появления микротрещин в сварных швах, следствием чего может стать появление протечек. Предусмотрены меры, обеспечивающие обнаружение протечек и возможность ремонта.

#### 4.6.2. Системы спецводоочистки

##### ***Количество и назначение систем СВО***

В связи с большим разнообразием загрязненных радионуклидами вод и ЖРО по их радиоактивности, периодичности образования, объемам, подлежащим переработке, требованиям к степени очистки и в соответствии с указанным выше принципом раздельной обработки вод разного состава на станциях создается несколько установок СВО, каждая со своим назначением. Некоторые из них обслуживают конкретный блок, другие – станцию в целом. Проиллюстрируем это на примере блоков с реакторами ВВЭР (табл. 4.1). Как видно из нее, системы СВО можно разделить на две категории, разные по назначению.

Установки СВО, относящиеся к первой категории, являются технологическими системами и предназначены для поддержания качества теплоносителя и ограничения его загрязнения радиоактивными нуклидами в реакторных контурах, бассейнах и т.д. Они работают непрерывно (циркуляционные контуры АЭС) или периодически (бассейны выдержки), но с возвратом очищенной воды в соответствующие системы. Производительность этих установок выбирают так, чтобы во всех режимах обеспечивалось требуемое качество водного теплоносителя. Установки этой категории, как правило, обслуживают отдельный блок.

Эти технологические системы СВО, имеющие дело с водами высокой химической чистоты, как правило, включают в свой состав (по ходу потока) механический фильтр, ионообменные фильтры и фильтр-ловушку. Механический фильтр улавливает сравнительно крупные взвеси; ионообменные фильтры очищают теплоноситель от растворенных примесей; фильтр-ловушка улавливает мелкие частицы ионитов, уносимых потоком при прохождении теплоносителя через ионообменные фильтры.

Установки СВО, относящиеся ко второй категории, предназначены для обработки ЖРО. Из установок, указанных в табл. 4.1, эту роль играют СВО-3 (трапные и обмывочные воды, дезактивационные растворы и т.п.) и СВО-7 (воды после прачечных и душевых).

Эти установки обычно являются общестанционными. Работа их может быть периодической с накоплением сбросов и очищенной воды в предусмотренных для этого баках. Производительность ус-

тановок для обработки этих вод, а также периодичность их работы определяются емкостями баков, имеющихся на станции для сбора вод, подлежащих дезактивации, и для хранения очищенного конденсата. В состав этих СВО, имеющих дело с высокосолевыми растворами, как правило, включаются выпарные установки и дегазаторы. Для более глубокой очистки иногда применяется вторая ступень с ионообменными фильтрами.

Таблица 4.1

### Системы спецводоочистки реакторов ВВЭР

Тип обрабатываемой воды	Обозначение	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	
		ВВЭР-440	ВВЭР-1000
Очистка воды реакторного контура	СВО-1	30*	60*
Очистка продувочной воды реакторного контура и организованных протечек	СВО-2	30*	30*
Очистка трапных вод	СВО-3	_***	_***
Очистка вод бассейнов и баков аварийного запаса борной кислоты	СВО-4	30**	30-40*
Очистка продувочной воды парогенераторов	СВО-5	15*	30*
Регенерация борной кислоты	СВО-6	3****	3****
Очистка вод спецпрачечных	СВО-7	_***	_***

Примечания: \* – на 1 блок; \*\* – на два блока; \*\*\* – общестанционные СВО, производительность зависит от числа блоков; \*\*\*\* – по борному концентрату.

Несколько особняком стоят сточные воды душевых санпропускников, которые имеют малую радиоактивность и содержат примеси, соответствующие их источнику – технической или водопроводной воде. Эти воды направляются в контрольные баки для радиометрического контроля. При соблюдении требований НРБ и ОСПОРБ и при строгом дозиметрическом контроле воды, не относящиеся к ЖРО (см. введение), могут быть сброшены в обычную

канализацию или внешние водоемы. Воды, относящиеся к ЖРО, через СК направляются на СВО для спецпрачечных.

Аналогичные системы СВО существует и на АЭС с РБМК (подробнее см. [32]). Отметим только, что в случае РБМК существует система 100%-ной конденсатоочистки, фактически выполняющая роль технологической СВО.

На блоках типа БН, использующих натриевый теплоноситель, количество радиоактивных вод и, соответственно, ЖРО значительно меньше. Поэтому и число СВО тоже меньше. Для блока БН-600, например, предусмотрено всего три СВО, но те же две категории остаются:

- 1) для очистки вод обмывки от натрия оборудования и топливных сборок, дезактивационных и регенерационных растворов, трапных вод;
- 2) для очистки вод бассейнов выдержки;
- 3) для очистки вод спецпрачечной и душевых.

### ***Оборудование и схемы установок СВО***

Для очистки (дезактивации) радиоактивных вод используют разные методы: осаждение, дистилляция, фильтрация (через слои ионообменных смол или природных неорганических сорбентов), мембранные и т.д. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки. На АЭС обработку ЖРО производят чаще всего на ионообменных фильтрах или в выпарных установках. В некоторых случаях обработка выполняется в две ступени – сначала на выпарных установках, а затем на ионообменных фильтрах.

Схемы СВО, конструкции используемого оборудования, режимы работы изучались в курсах «Атомные станции», «Технология теплоносителей», а также достаточно широко описаны в литературе [30, 35, 38, первые издания 32], поэтому рассмотрим в качестве примера схему только одной системы – СВО-4 блока РБМК-1000 (рис. 4.2).

Трапные воды 1 через механический фильтр 2 сливаются в приемный бак трапных вод 3. Оттуда они насосами 4 подаются в выпарной аппарат 5, скомпонованный с доупаривателем 6. Из доупаривателя кубовый остаток с концентрацией солей до 200–400 г/л поступает в монжюс 7, а после заполнения последнего передавливается сжатым воздухом 8 в хранилище жидких отходов 9.

Пар из выпарного аппарата поступает в конденсатор-дегазатор 10, где конденсируется и очищается от газов (в частности, от углекислого газа и радиоактивных благородных газов). Затем конденсат насосом 11 через систему фильтров 14–16 направляется в бак «чистого» конденсата 17. Из последнего после радиационного контроля он возвращается в технологический цикл блока 18. Если результаты контроля неудовлетворительны, конденсат направляется на повторную очистку.

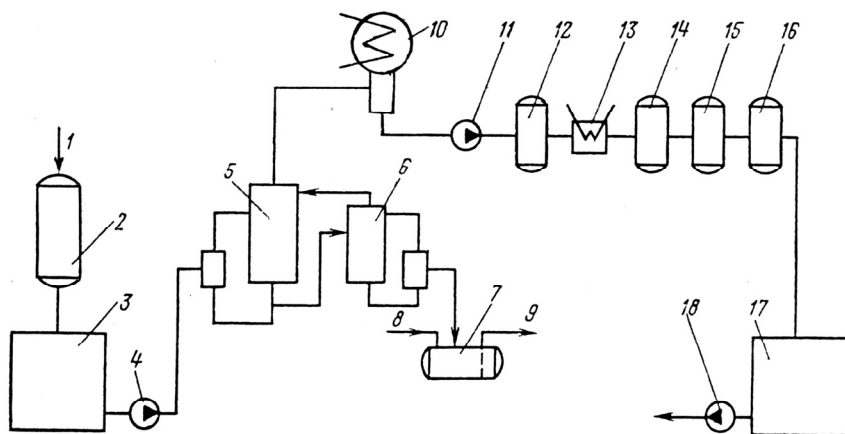


Рис. 4.2. Принципиальная схема системы СВО-4 блока РБМК-1000:  
 1 – исходная вода; 2 – механический фильтр; 3 – бак трапных вод; 4 – насос трапных вод; 5 – выпарной аппарат; 6 – доупариватель; 7 – монжюс; 8 – сжатый воздух; 9 – в хранилище жидких отходов; 10 – конденсатор-дегазатор; 11 – насос деаэрированной воды; 12 – фильтр с активированным углем; 13 – охладитель; 14 – Н-катионитовый фильтр; 15 – ОН-анионитовый фильтр; 16 – фильтр смешанного действия; 17 – контрольный бак; 18 – перекачивающий насос

Одно из условий надежной работы установок СВО – своевременная замена фильтрующего материала. По истечении срока службы радиоактивные фильтрующие материалы через системы гидровыгрузки направляются в хранилища жидких отходов. Сброс отработавших смол в ХЖО производится в виде пульпы с определенным соотношением твердой и жидкой фаз.



### 4.6.3. Хранение ЖРО

#### ***Общие подходы***

Временное хранение ЖРО в процессе обработки при соблюдении требований безопасности осуществляется главным образом по техническим или экономическим соображениям (например, для хранения на время распада короткоживущих радионуклидов или в целях уменьшения тепловыделения до уровня, приемлемого для захоронения). В любом случае такое хранение – промежуточный этап системы обращения с радиоактивными отходами перед их захоронением, осуществляемый в соответствии с требованиями, изложенными ниже. Эти или даже более жесткие требования должны удовлетворяться при длительном хранении ЖРО – в течение десятков или сотен лет, как предусматривалось в проектах первых АЭС. Характерная формулировка тех лет [29]: «ХЖО представляют собой герметичные емкости, ... в которых жидкие отходы могут находиться неограниченно долгое время».

При работе перечисленных в предыдущем разделе технологических установок СВО (например, СВО-1 и СВО-2 в ВВЭР) дезактивированные воды возвращаются непосредственно в контур, а воды после других СВО собираются в баках чистого конденсата для последующего использования. Наряду с этим получают высокорadioактивные кубовые остатки после выпарки и ионообменные смолы с сорбированными ими радионуклидами. Объемы этих ЖРО очень малы в сравнении с исходными жидкими радиоактивными отходами, и длительное хранение или захоронение их требует поэтому меньше места, но при длительных сроках хранения вызывает заметные трудности.

В первые годы существования АЭС эти высокорadioактивные отходы направлялись в полуподземные стальные емкости объемом от 200–500 до 5000–7000 м<sup>3</sup>. Причем отходы разных категорий хранились в разных емкостях. Для уменьшения объема правилами предписывалось отправлять на хранение отходы с содержанием солей не менее 500 г/л. Один из вариантов такого хранилища жидких отходов показан на рис. 4.3.

Российская атомная энергетика (Нововоронежская, Белоярская и другие АЭС) накопили определенный опыт хранения концентрированных ЖРО, отработавших ресурс ионообменных смол в смеси с

другими сорбентами и фильтрующими материалами и т.п. Этот опыт оценивается положительно [28]. Однако хранение радиоактивных отходов в жидком виде – сложная и достаточно трудоемкая работа, требующая строгого контроля за герметичностью емкостей и здания ХЖО, поддержания в емкостях необходимого водно-химического и температурного режима, постоянного вентилирования ХЖО (для исключения накопления радиолитического водорода) и дозиметрического контроля. Тем не менее полностью исключить возможность течи из емкостей или других неприятностей при длительном хранении нельзя.

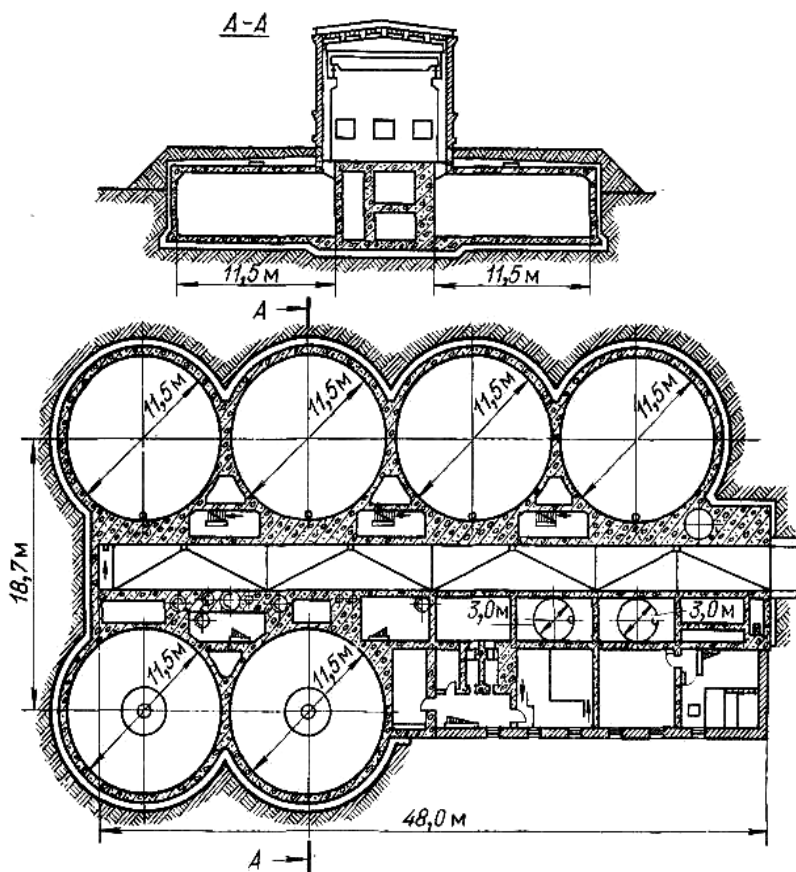


Рис. 4.3. Хранилище жидких отходов

Поэтому к хранилищам ЖРО предъявляются достаточно жесткие требования по обеспечению безопасности хранения. Конструкция емкостей для сбора и временного хранения ЖРО должна исключать возможность утечки радиоактивных растворов в грунт и попадания их в подземные воды. Они должны иметь надежную гидроизоляцию (например, двойные стенки у емкостей с контролем и обеспечением удаления протечек, дублированный контроль за уровнем воды или пульпы, систему перекачки содержимого из одной емкости в другую и т.д.). Вокруг ХЖО должны располагаться наблюдательные скважины для контроля за появлением радиоактивности в грунтовых водах, расположение их выбирается с учетом направления потоков последних.

### ***Требования нормативных документов***

Поскольку эти требования являются принципиальными, не ограничиваясь кратким изложением, данным выше, процитируем положения «Правил безопасности при обращении с радиоактивными отходами атомных станций» [11] и некоторых других нормативных документов (номера пунктов исходных документов сохранены):

### ***А. Требования к помещениям, в которых расположены емкости для хранения ЖРО [11]:***

*«4.2.3. Помещения, в которых расположены емкости для хранения ЖРО, должны иметь трехслойную гидроизоляцию и облицовку из нержавеющей стали. Объем облицованного помещения должен вмещать все количество ЖРО, находящихся в емкостях. Состояние металла облицовки и сварных соединений облицовки подлежит периодической проверке неразрушающими методами контроля. Объем и периодичность проверки устанавливаются в проекте в соответствии с требованиями нормативных документов.*

*4.2.5. В помещениях емкостей для хранения ЖРО должны быть предусмотрены:*

- *сигнализация протечек из емкостей;*
- *система сбора и возврата протечек;*
- *возможность дезактивации;*
- *радиационный контроль (мощность дозы  $\gamma$ -излучения)».*

**Б. Требования к самим емкостям для хранения ЖРО [11]:**

«4.2.2. Емкости для хранения ЖРО оснащаются

- трубопроводами и арматурой для приема ЖРО, направления ЖРО на переработку и (или) кондиционирование, полного опорожнения;
- контрольно-измерительными устройствами для осуществления технологического контроля температуры, давления, уровня в емкости, сигнализации верхнего уровня емкости, включая контроль протечек ЖРО из емкости;
- пробоотборными устройствами, позволяющими проводить отбор проб по всей высоте емкости;
- устройствами для диспергирования и удаления шлама (осадка) и отложений;
- оборудованием и трубопроводами для перекачки растворов, шламов, сорбентов и смол из одной емкости в другие;
- устройствами для предотвращения перелива ЖРО из емкостей в помещения;
- технологической сдувкой, предназначенной для предотвращения образования взрывоопасных концентраций водорода в свободном объеме емкости;
- средствами контроля концентрации водорода и сигнализации о наличии водорода в свободном объеме емкости;
- устройствами, не допускающими повреждения емкостей при повышении в них давления или их вакуумировании.

Конструкция емкостей должна позволять поиск мест протечек и выполнение ремонта.

4.2.6. В емкостях для хранения ЖРО должен поддерживаться водно-химический режим, обеспечивающий их надежную и безопасную эксплуатацию в течение установленного проектом срока эксплуатации АС. (В [9] уточняется, что ВХР должен исключать интенсивные коррозионные процессы.)

4.2.7. Проектом должны быть предусмотрены резервные емкости для хранения ЖРО, образовавшихся в результате аварий. Минимальный резервный объем этих емкостей должен быть обоснован в проекте. На резервные емкости и помещения, в которых они установлены, распространяются те же требования, что и на основные емкости».

## ***В. Требования к хранилищам ЖРО [9]:***

*«6.2. В проекте ядерной установки... должны быть предусмотрены технические средства и организационные меры по безопасному хранению ЖРО, а также установлены и обоснованы допустимые объемы ЖРО, их радионуклидный состав, величина активности и сроки хранения ЖРО.*

*6.3. Хранение больших объемов ЖРО должно осуществляться в специально оборудованных хранилищах с системой барьеров, предотвращающей поступление радионуклидов в окружающую среду выше пределов, установленных федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии и другими нормативными документами. Технические барьеры устанавливаются и обосновываются в проекте ядерной установки... в соответствии с требованиями настоящего документа и других федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.*

*6.3.1. Конструкция и конструкционные материалы ХЖО должны:*

- предотвращать выход радионуклидов в окружающую среду выше пределов, установленных федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии;*
- обеспечивать срок службы ХЖО не менее срока эксплуатации ядерной установки...;*

*Объем емкостей ХЖО должен обеспечивать необходимую технологическую выдержку ЖРО до их переработки и (или) распада короткоживущих радионуклидов.*

*6.3.7. На территории вокруг помещений с емкостями для хранения ЖРО должны быть предусмотрены контрольно-наблюдательные скважины для отбора проб грунтовых вод. Количество и расположение наблюдательных скважин устанавливается в соответствии с нормативными документами».*

*Что касается хранения малых объемов ЖРО, то оно осуществляется в специально оборудованных помещениях. Расположение помещений, оборудование их для хранения малых объемов ЖРО и условия хранения должны соответствовать требованиям «Основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99)» [4].*

## 4.7. Обращение с ЖРО

Вернемся к общей схеме обращения с отходами (см. рис. 2.1) и рассмотрим различные этапы обработки ЖРО. Начнем с вод и водных растворов.

### 4.7.1. Предварительная обработка отходов

На рис. 2.1 выделены следующие операции: сбор, сортировка, дезактивация и химическая обработка. Цель этапа, напомним, состоит в том, чтобы определиться с дальнейшей судьбой исходных продуктов: распределить их по степени активности, периодам полураспада нуклидов, физическим и химическим свойствам, дезактивировать их и вернуть в технологический цикл, или если продукты окончательно относятся к ЖРО, выбрать метод их дальнейшей обработки.

#### *Сбор ЖРО и их сортировка*

Сбор ЖРО – обязательный этап подготовки к их переработке и т.д., производящийся путем сосредоточения ЖРО в специальном оборудовании. Для сбора ЖРО предусматривается система спецканализации, полностью отделенная от других канализационных систем. Сбор различных ЖРО проводится раздельно, т.е. осуществляется сортировка ЖРО в зависимости от их характеристик.

Раздельно собираются и (или) очищаются:

- малосолевые водные растворы (концентрация солей менее 1 г/кг);
- высокосолевые водные растворы (концентрация солей более 1 г/кг);
- сильные окислители;
- коррозионно-активные вещества;
- химически неустойчивые вещества;
- ионообменные смолы;
- шламы и т.д.

Органические взрыво- и пожароопасные ЖРО также собираются отдельно.

Раздельный сбор обеспечивается разными способами. Например, в случае блока ВВЭР:

- малосолевые водные растворы (теплоносители), если они не возвращаются сразу в контур (при очистке на СВО-1), собираются в баке организованных протечек, откуда через СВО-2 могут перекачиваться в контур по мере необходимости; сбор в бак и выдача из него идут по трубопроводам системы подпитки-продувки;
- высокосолевые водные растворы (трапные и обмывочные воды и т.д.) собираются по линиям спецканализации в предусмотренный бак и далее направляются на СВО-3; очищенная вода возвращается в технологический цикл.

Примером раздельного сбора является и сбор вод душевых, о котором говорилось выше.

### *Дезактивация*

Можно сказать, что этому виду предварительной обработки подвергаются теплоносители реакторного контура, бассейна выдержки, других систем на технологических установках СВО. Конечно, в этом случае имеют дело не с отходами, как таковыми, а с жидкими средами, загрязненными радиоактивными нуклидами. Но именно очистка (дезактивация) дает возможность продолжать использовать эти среды в технологическом цикле станции. Говоря иными словами, за счет дезактивации теплоноситель возвращается в технологический цикл, что и является целью предварительной обработки.

#### 4.7.2. Переработка радиоактивных отходов

Переработка (см. рис. 2.1) включает операции, цель которых состоит в уменьшении объема, в удалении радионуклидов и (или) в изменении состава отходов. Примерами таких операций являются: сжигание горючих отходов; выпаривание, фильтрация или ионный обмен с целью удаления радионуклидов или концентрации их в меньшем объеме; осаждение или изменение состава химических веществ.

Пример операций по переработке – процесс обращения с ЖРО в системе СВО-4 РБМК, которая описана выше. Он включает в себя

выпаривание воды и концентрацию активных продуктов в кубовом остатке, дегазацию воды и доочистку ее на ионообменных фильтрах перед возвращением в цикл.

Изменение химического состава применяется в случае переработки химически активных или нестабильных веществ. Пример – переработка остатков натриевого теплоносителя. Суть сводится к превращению металлического натрия в щелочной раствор, не взаимодействующий активно с воздухом, водой и поэтому значительно более безопасный при хранении и дальнейшем обращении.

#### 4.7.3. Кондиционирование радиоактивных отходов

Кондиционирование, как уже говорилось, состоит в превращении радиоактивных отходов в форму, пригодную для дальнейшего безопасного обращения, перемещения, хранения, захоронения, и может включать в себя иммобилизацию отходов, помещение их в контейнеры (упаковку), а при необходимости – и вторичную упаковку. На этом этапе производится иммобилизация отходов путем их помещения в матрицы из бетона, битума, стеклоподобных или других материалов. Иммобилизованные радиоактивные отходы упаковываются в контейнеры, конструкция которых определяется активностью и типом отходов.

Способы кондиционирования и иммобилизации более подробно рассматриваются ниже и, если говорить в общем виде, предусматривают в первую очередь процесс, называемый отверждением жидких отходов.

Поскольку длительное хранение ЖРО трудоемко и, несмотря на жесткие требования по обеспечению безопасности, не исключает возможность течи из емкостей и поступления радионуклидов в окружающую среду, то более безопасен перевод ЖРО в твердую форму, удобную для длительного хранения, т.е. в ту, которая в течение многих лет оставалась бы стабильной и надежно фиксировала (иммобилизовала) накопленные радиоактивные вещества, не подвергаясь разрушению под действием воды, света и других внешних факторов.

Для отверждения ЖРО были разработаны и в разные годы использовались на АЭС следующие методы.



### ***Глубокое упаривание (кальцинация) жидких отходов***

По этому методу жидкие радиоактивные концентраты переводят в твердую форму за счет прокаливания (интенсивной сушки). Однако получаемые твердые отходы пористы, гигроскопичны и легко растворяются под действием воды, поэтому их надо хранить в герметичных контейнерах (типа металлических бочек).

### ***Цементирование жидких отходов***

Сущность метода цементирования заключается в том, что среднеактивные ЖРО переводят в твердую фазу путем изготовления на их основе цементных блоков разной формы. Для этого жидкие солевые концентраты перемешиваются с цементом в аппаратах типа бетономешалок в течение 15–30 мин, а затем смесь выгружают в формы или металлическую тару.

Требования к отвержденным отходам достаточно высоки. В качестве примера: в случае рассматриваемых цементных блоков они должны быть [9]:

- водостойчивыми (скорость выщелачивания радионуклидов цезия и стронция не более  $1 \cdot 10^{-3}$  г/см<sup>2</sup> · сут),
- механически прочными (предел прочности при сжатии более 5 МПа),
- радиационно и водостойкими,
- а также устойчивыми к термическим циклам.

Указанная выше механическая прочность должна сохраняться после облучения дозой  $10^6$  Гр; после 90-дневного погружения в воду; после 30 циклов замораживания и оттаивания (–40...+40 °С).

Напомним, что выщелачивание – это растворение веществ, содержащихся в бетоне (или в другом твердом веществе) в воде при воздействии на соответствующий блок грунтовых вод.

Недостатки метода связаны с тем, что механическая прочность блоков в значительной мере зависит от содержания ЖРО. При содержании более 150 г/л прочный монолит не образуется. Другой недостаток – высокая выщелачиваемость радионуклидов при контакте блоков с водой. В цементных блоках лучше закрепляются ниобий и рутений, хуже – стронций и цезий. Чтобы уменьшить выщелачивание, для цементирования используются высокомарочные гидростойкие цементы. По этой же причине цементование не применяется при удельной активности концентратов вы-

ше  $3,7 \cdot 10^6$  Бк/л. Наконец, при этом способе отверждения объем радиоактивных отходов за счет цемента увеличивается в 1,5–2 раза.

Цементные блоки как твердые отходы хранить значительно удобнее и дешевле, но хранить их необходимо в специальных мотельниках, не допуская контакта с водой. Чтобы исключить выщелачивание, цементирование иногда производится в металлических бочках, которые и подлежат захоронению после заполнения.

Перечисленные недостатки частично устраняются при обработке цементной массы полимерными материалами. По этой технологии цементные блоки, полученные обычным способом, дегидрируются, затем пропитываются органическим мономером с добавкой катализатора и нагреваются для полимеризации. Полученные блоки на порядок более стойки к выщелачиванию.

### ***Битумирование жидких отходов***

Этот способ является, по-видимому, наиболее надежным и перспективным способом отверждения средне- и низкоактивных ЖРО на АЭС. Битумированию можно подвергнуть не только любые концентрированные жидкие отходы АЭС с высоким содержанием солей (более 200 г/л), но также растворы и пульпы, содержащие ионообменные смолы, сорбенты и различные фильтровальные материалы. Сущность метода заключается в том, что жидкие отходы в разогретом состоянии (при температуре 120–150 °С) равномерно смешиваются с битумом. В результате образуются твердые, влагостойкие блоки, содержащие радиоактивные соли до 50 % общей массы.

Битумирование ЖРО производится в битуматорах (рис. 4.4). Он представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд 5, в центре которого проходит вал 9, соединенный со скребками 3. Обогрев битуматора осуществляется греющим паром, подаваемым в рубашку 2. ЖРО с содержанием около 200 г/л подаются с постоянным расходом в верхнюю часть аппарата. С помощью вращающегося диска 4 они равномерно распределяются по обогреваемой стенке битуматора. Стекая вниз по стенке в виде пленки, отходы интенсивно испаряются. Парогазовая смесь удаляется, а соли выпадают в виде кристаллов. На стенке образуется подвижная масса влажных кристаллов, содержащая до 20–30 % воды. С помощью

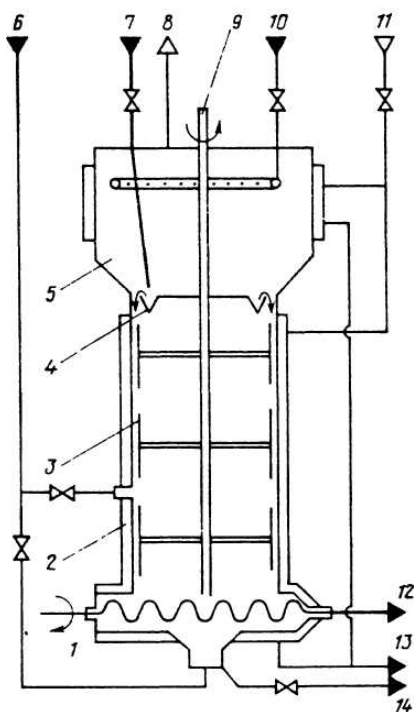


Рис. 4.4. Схема битуматора:  
 1 – винтовой экструдер; 2 – паровая рубашка; 3 – скребок; 4 – вращающийся диск; 5 – корпус битуматора; 6 – битум; 7 – вход исходного раствора; 8 – парогазовая смесь; 9 – вал; 10 – моющие растворы; 11 – греющий пар; 12 – битумная смесь на захоронение; 13 – конденсат греющего пара; 14 – в спецканализацию

скребок масса непрерывно перемещается в нижнюю часть битуматора.

Предварительно разогретый битум подается в среднюю часть аппарата и перемешивается с отходами до образования гомогенной смеси, при этом отходы окончательно упариваются до содержания влаги не более 5%. Битум подается в таком количестве, чтобы получающаяся смесь содержала его примерно 50%. При недостаточном количестве битум дополнительно вводится в нижнюю часть битуматора.

Готовая к захоронению битумная смесь выгружается винтовым экструдером 1, встроенным в днище битуматора, и заливается в формы или в стальные бочки емкостью 200 л, в которых охлаждается и захоранивается в сухих хранилищах.

Парогазовая смесь конденсируется в конденсаторе, неконденсирующиеся газы после очистки удаляются в систему спецвентиляции, а

конденсат, содержащий до 50 мг/л масла, поступает в маслоотстойник. После отделения масла конденсат возвращается на очистку, а масло закачивается в битуматор.

Битумные монолитные блоки надежно фиксируют в себе радиоактивные вещества и могут длительное время храниться в любых хранилищах твердых отходов. Скорость выщелачивания при кон-

такте с водой составляет  $2,5 \cdot 10^{-5}$  г/см<sup>2</sup>·сут. Однако при поглощенных дозах выше  $10^8$  Гр нарушается химическая структура материала, повышается эластичность, уменьшается температура вспышки. Поэтому битумированию подвергаются концентраты с уровнем активности не более  $3,7 \cdot 10^{11}$  Бк. Если ЖРО имеют высокую удельную активность, то перед битумированием они разбавляются низкоактивными отходами.

Установки для битумирования ЖРО производительностью 200–600 л/ч предусматриваются в проектах всех отечественных АЭС.

### ***Остекловывание***

При этом способе отверждения отходы помещаются в матрицу из боросиликатного или другого стекла. Были разработаны стекловидные композиции, позволяющие включить в себя РАО. Стекла выдерживают нагревание и излучение отходов без ухудшения свойств. В воде они растворяются очень медленно, в течение многих тысяч лет.

Жидкие отходы поступают в установку, где нагреваются, обезвоживаются и превращаются в порошок. Этот порошок на следующем шаге обработки смешивается со стеклообразующими добавками (фосфорной кислотой или боросиликатным флюсом). Затем смесь сплавляется и сиропообразный продукт выливается в контейнер из нержавеющей стали. После охлаждения и затвердевания остеклованных отходов контейнер с этой массой закрывается и дезактивируется снаружи. После этого он готов к длительному хранению и окончательному захоронению. Типичный стеклянный блок имеет диаметр ~ 30 см и высоту от 1 до 3 м. Продукты деления составляют около 20 % массы блока.

Остекловывание связано с использованием сложного оборудования, работающего при высоких температурах (до 1300–1500 °С), поэтому оно рационально только для отверждения высокоактивных отходов, получающихся при переработке облученного ядерного топлива.

#### **4.7.4. Переработка органических жидкостей**

Горючие органические жидкости – масла, растворители и т.п. – собираются в поддоны, затем в отдельные емкости и сжигаются в

специальных установках с очисткой образующихся газов от радиоактивных и других вредных веществ (см. раздел 3).

#### 4.7.5. Переработка и кондиционирование пульпы и шламов

Высокорadioактивные кубовые остатки после выпарных аппаратов и ионообменные смолы с сорбированными ими нуклидами, объемы которых очень малы в сравнении с исходными ЖРО, а также пульпы перлитов и активированного угля собираются в отдельные емкости в хранилищах жидких отходов (ХЖО). Для справки, количество отработавших свой ресурс ионообменных смол на крупных АЭС достигает 250–300 м<sup>3</sup>/год.

Ранее они отстаивались в ХЖО. При этом за счет естественного уплотнения осадка объем пульпы сокращался почти в 10 раз. Вода отсасывалась, очищалась и возвращалась в цикл. В настоящее время пульпы отверждаются в соответствии с описанными выше технологиями.

## Глава 5. ОБРАЩЕНИЯ С ГАЗООБРАЗНЫМИ ОТХОДАМИ

### 5.1. Требования нормативных документов

Допустимые пределы воздействия ионизирующего излучения на человека устанавливаются, как уже говорилось в гл. 2, «Нормами радиационной безопасности (НРБ)». Для населения (людей, проживающих вблизи АЭС, но не работающих профессионально с источниками излучения) в действующих НРБ-99 [3] в качестве нормируемой величины воздействия – предела дозы – установлена эффективная доза 1 мЗв/год в среднем за любые последовательные пять лет, но не более 5 мЗв/год. Квоты на выбросы и сбросы при нормальной эксплуатации АЭС были представлены в табл. 2.1.

Исходя из этой величины, в СП АС–03 [5] для АЭС установлены допустимые нормы газоаerosольных выбросов (как и сбросов жидких радиоактивных веществ) в окружающую среду. В частности, определены значения годовых допустимых выбросов (ДВ) для биологически значимых радионуклидов для АЭС с реакторными установками различных типов (табл. 5.1) с учетом их особенностей в части соотношения активностей нуклидов в выбросе и условий выброса (высоты вентиляционных труб).

Таблица 5.1  
Годовые допустимые выбросы ГРО в атмосферу, ГБк\*

Радионуклид	АЭС с РБМК	АЭС с ВВЭР и БН	АЭС с ЭГП-6
ИРГ	$3,7 \cdot 10^6$	$0,69 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^6$
$^{131}\text{I}$ (газовая + aerosольная формы)	93	18	18
$^{60}\text{Co}$	2,5	7,4	7,4
$^{134}\text{Cs}$	1,4	0,9	0,9
$^{137}\text{Cs}$	4,0	2,0	2,0

\*Напомним, что  $1 \text{ ГБк} = 10^9 \text{ Бк} = 27 \text{ мКи}$ .

При определении этих ДВ учитывается тот факт, что основной вклад (свыше 98 %) в дозу облучения населения в режиме нормальной эксплуатации АЭС вносят инертные радиоактивные газы

(ИРГ – аргон, криптон, ксенон) и радионуклиды  $^{131}\text{I}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ , а для реакторов типа БН –  $^{24}\text{Na}$ . «Нормирование и контроль активности других радионуклидов, обнаруживаемых в выбросах АС, нецелесообразен ввиду их пренебрежимого вклада в дозу облучения» ([9], п. 5.12).

Соблюдение установленных СП АС-03 значений ДВ гарантирует, что доза облучения лиц из критической группы населения за счет газоаerosольных выбросов АЭС при нормальной эксплуатации не превысит 10 мкЗв/год. Соответственно предельные ДВ (ПДВ) для действующих АЭС устанавливаются на уровне 20 ДВ, а для проектируемых и строящихся – на уровне пяти ДВ. Кстати, значение ПДВ является пределом безопасной эксплуатации АЭС и в качестве такового вносится в технологический регламент каждого блока.

СП АС предполагают установление определенного запаса по выбросам (и сбросам) радиоактивных веществ в окружающую среду. Это означает, что станции должны работать с выбросами меньшими предельно допустимых. Для текущего контроля выбросов для каждой АЭС не зависимо от числа действующих энергоблоков на ее площадке устанавливаются контрольные уровни (КУ) выбросов за сутки и за месяц. Значения КУ выбросов за эти промежутки времени приведены в табл. 5.2 и 5.3.

Таблица 5.2

КУ выбросов в атмосферу за месяц, ГБк

Радионуклид	АЭС с РБМК	АЭС с ВВЭР и БН	АЭС с ЭГП-6
ИРГ	$0,31 \cdot 10^6$	$0,057 \cdot 10^6$	$0,16 \cdot 10^6$
$^{131}\text{I}$ (газовая + аэрозольная формы)	7,8	1,5	1,5
$^{60}\text{Co}$	0,21	0,62	0,62
$^{134}\text{Cs}$	0,12	0,075	0,075
$^{137}\text{Cs}$	0,33	0,17	0,17

*Примечание:* в отдельные месяцы допускается выброс радионуклидов, превышающий КУ до трех раз, при условии, что не будет превышен годовой ДВ.

Следует обратить внимание на то, что в этих таблицах радионуклиды фактически разделены на нуклиды месячного и суточного нормирования. А поскольку выброс АЭС формируется случайным образом, то СП АС разрешают в отдельные месяцы или дни превысить контрольные уровни, при условии, что суммарный выброс соответственно за год или квартал не превзойдет допустимого.

Таблица 5.3

КУ выбросов в атмосферу за сутки, ГБк

Радионуклид	АЭС с РБМК	АЭС с ВВЭР и БН	АЭС с ЭГП-6
ИРГ	$10 \cdot 10^3$	$1,9 \cdot 10^3$	$5,5 \cdot 10^3$
$^{131}\text{I}$ (газовая + аэрозольная формы)	0,260	0,050	0,050
$^{24}\text{Na}$	–	15*	–

\*Только для АС с БН.

*Примечание:* в отдельные дни или несколько дней допускается выброс радионуклидов, превышающий КУ в 10 раз, при условии, что не будет превышен КУ за квартал.

Выше говорится о воздействии ГРО на население, но от них должен быть защищен и персонал, работающий на АЭС. Эти две проблемы решаются параллельно, часто одними и теми же техническими средствами.

## 5.2. Источники газовых радиоактивных отходов

### 5.2.1. Общие положения

Работа АЭС связана с образованием радиоактивных нуклидов. Наибольший вклад в газовые радиоактивные отходы вносят нуклиды, находящиеся в той или иной форме в жидком теплоносителе или в газообразной фазе. В дальнейшем будет сделан более детальный анализ возникновения и поведения различных радионуклидов в схемах станции. Сейчас же на примере реакторов с водным теплоносителем остановимся на образовании двух групп ГРО, упомянутых в разделе 1.2, а именно: на образовании отходов в результате технологических сдувок и вентиляции помещений блока.



### ***Технологические сдувки***

Технологический процесс на АЭС требует постоянного удаления из теплоносителя присутствующих в нем газов (не только радиоактивных!). Газы, находящиеся в теплоносителе, ухудшают, иногда нарушают работу систем и поэтому должны удаляться – отсасываться эжекторами, периодически сдуваться и т.п. При этих процессах из контура охлаждения активной зоны реактора или вспомогательных технологических систем удаляются не только радиоактивные и неактивные газы, но и захватываемые потоком газа капельки жидкости, и даже твердые микрочастицы, содержащие радионуклиды. Эти нуклиды удаляются из контура также при других нормальных технологических операциях (например, при выводе теплоносителя в системы очистки, перемещении его в запасные баки, отборе проб на анализы, и, наконец, как результат организованных протечек). Во всех таких случаях теплоноситель при снижении его давления и температуры дегазируется, образуя газообразные отходы.

Отводимые из контура или технологического оборудования газы и образуют технологические сдувки. Обычно они состоят из азота и водорода и содержат примеси водяного пара и газообразных продуктов деления и активации – радиоактивные изотопы криптона, ксенона и аргона. На АЭС с реакторами ВВЭР выход этих газов составляет 4–70 м<sup>3</sup>/ч, на АЭС с РБМК – до 300–350 м<sup>3</sup>/ч. Активность их достаточно велика, и поэтому перед выбросом в атмосферу они должны подвергаться очистке, точнее – выдержке для снижения активности за счет естественного распада.

Поскольку в газах содержится водород, то перед выдержкой они пропускаются через устройства, сжигающие его, или разбавляются азотом до взрывобезопасных концентраций.

### ***Вентиляционные выбросы***

При неорганизованных протечках в помещения станции, в которых расположено оборудование радиоактивных контуров, в больших или меньших количествах вытекает теплоноситель, в результате чего образуются аэрозоли. Теплоноситель поступает в помещения в паровой или парожидкостной фазе. Часть его осаждается на поверхностях оборудования, полу и стенах помещения, затем высыхает и впитывается поверхностями, а другая часть образует

аэрозоли. В начальный момент это гидроаэрозоли, по мере высыхания они становятся твердыми. Часть гидроаэрозолей коагулирует с частицами пыли, часть – друг с другом и оседает на пол и стены помещения. Летучие радиоактивные вещества, выделяясь из теплоносителя, сорбируются пылью. Таким образом, в воздухе технологических помещений в аэрозольной форме присутствуют радионуклиды продуктов коррозии и деления, а также продуктов активации. Надо отметить, что процессы образования и переноса аэрозолей достаточно сложны и не до конца изучены. Плохо изучены и факторы, которые на эти процессы влияют.

Среди радионуклидов, попадающих в помещения при неорганизованных протечках, из-за биологической значимости выделяют иод, который может находиться в различных физико-химических и агрегатных состояниях (в молекулярной или аэрозольной формах, в виде органических соединений). Соотношение между физико-химическими формами и агрегатными состояниями также зависит от разных факторов. Все эти обстоятельства приходится учитывать при выборе схем очистки ГРО.

Радиоактивные аэрозоли и изотопы радиоактивного иода удаляются из помещений станции вентиляционными системами, работающими на выброс или по схеме рециркуляции.

### ***Об активности ГРО***

Активность ГРО водоохлаждаемых реакторов обусловлена в основном короткоживущими радионуклидами. Они влияют на формирование радиационной обстановки внутри здания АЭС, но из-за быстрого распада не представляют опасности при возможном выходе в окружающую среду. К радиоактивному загрязнению среды может привести только выход радионуклидов, период полураспада которых больше нескольких минут или даже часов – в зависимости от физико-химических свойств и особенностей поведения в биосфере. Содержание в ГРО таких биологически значимых нуклидов нормируется, как это описано в предыдущем разделе.

В реакторных установках типа БН опасность с точки зрения появления газоаэрозольной радиоактивности представляют течи и последующее горение натрия с образованием плотного дыма из аэрозолей оксида натрия  $\text{Na}_2\text{O}$ . При горении в атмосферу выделяются и радионуклиды, содержащиеся в теплоносителе. Однако

случаи течей и тем более горения радиоактивного натрия крайне редки, поскольку даже при течи его из контура загорания может и не быть.

На активность ГРО при нормальной работе АЭС оказывает влияние значительная временная задержка перед выбросом радионуклидов в венттрубу, в результате которой биологически значимые короткоживущие нуклиды в основном распадаются прежде, чем попадают в биосферу. Однако в аварийных ситуациях эта задержка может отсутствовать.

### 5.2.2. Продукты деления (ПД)

Кратко вопросы образования и распространения РАО затрагивались в разделе 1.2. Дополним эти положения в части, касающейся ГРО.

Итак, при делении ядер образуется много различных нуклидов. Все эти продукты деления (ПД) и дочерние изотопы образуются внутри таблеток топлива и в основном остаются там. Небольшая часть вследствие диффузии попадает в пространство между таблетками и оболочкой твэла. Выход их через герметичную оболочку в теплоноситель возможен также только за счет диффузии. Этот выход мал для всех нуклидов, за исключением трития. Последний в водоохлаждаемых реакторах химически связывается цирконием, являющимся основным материалом оболочек твэлов. В результате выход трития через оболочки не превышает 1 %. При использовании оболочек твэлов из нержавеющей стали (реакторы типа БН) через них диффундирует до 80–98 % трития, но последний образует с натрием устойчивое химическое соединение, которое удерживается холодными фильтрами-ловушками системы очистки теплоносителя.

На практике некоторые твэлы в активной зоне могут иметь те или иные дефекты оболочек, возникающие в процессе работы. Если даже в оболочке появились только микротрещины, в теплоноситель через них будут выходить продукты деления: газообразные (изотопы ксенона и криптона) и легколетучие (изотопы иода, цезия и другие).

Наиболее биологически значимые радионуклиды ИРГ и иода представлены в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Радионуклиды ИРГ и йода, образующиеся при работе ядерного реактора

Нуклид	$T_{1/2}$	Нуклид	$T_{1/2}$	Нуклид	$T_{1/2}$
$^{85}\text{Kr}$	10,8 лет	$^{133}\text{Xe}$	5,3 сут	$^{129}\text{I}$	$1,6 \cdot 10^7$ лет
$^{85\text{m}}\text{Kr}$	4,4 ч	$^{133\text{m}}\text{Xe}$	2,3 сут	$^{131}\text{I}$	8 сут
$^{87}\text{Kr}$	1,3 ч	$^{135}\text{Xe}$	9,2 ч	$^{133}\text{I}$	21 ч
$^{88}\text{Kr}$	2,8 ч	$^{135\text{m}}\text{Xe}$	15,6 мин	$^{135}\text{I}$	6,7 ч

Дальнейший путь выхода ПД в атмосферу зависит от типа реакторной установки (РУ). В одноконтурных установках газовые ПД уносятся из реактора с паром, а продукты, существующие в аэрозольной форме, – с каплями влаги, увлекаемыми паром; далее они попадают в турбину и отсасываются эжекторами из конденсаторов вместе с другими неконденсируемыми газами, образуя технологические сдувки, которые затем выбрасываются в венттрубу. В двухконтурных РУ – эти продукты удаляются через деаэратор подпитки также в венттрубу. Чтобы снизить активность выброса, технологические сдувки подвергаются выдержке и очистке (см. ниже). Возможно также попадание ПД в воздух технологических помещений – при течах теплоносителя, ремонтах, связанных с разгерметизацией радиоактивного контура, и в других случаях.

Существует заметное различие в составе радионуклидов продуктов деления, находящихся в теплоносителе и в ГРО одноконтурных реакторов (РБМК, ВК) и двух- и трехконтурных (ВВЭР, БН). Из-за замкнутости первого контура последних время пребывания в нем радиоактивных веществ намного больше, чем в открытом контуре МПЦ реактора РБМК. В случае ВВЭР, например, поток воды из первого контура (в систему очистки или в виде протечек) относительно мал. Поэтому скорость выведения радиоактивных газов также мала. Период полувыведения составляет от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от конструктивных особенностей реакторной установки и режима работы. Как показывают расчетные оценки [42], в случае ВВЭР-440 этот период достигает трех суток, а в ВВЭР-1000 – в несколько раз меньше. Разница объясняется тем, что в системе очистки ВВЭР-440, в отличие от ВВЭР-1000, не производится дегазация подпиточной воды, т.е. удаление из нее радиоактивных газов.

В кипящем реакторе газы переходят из воды в пар и довольно быстро (за время до 30 с) выводятся из контура через эжекторы конденсаторов турбин.

Поэтому в теплоносителе ВВЭР преобладают долгоживущие нуклиды  $^{133}\text{Xe}$ ,  $^{135}\text{Xe}$ ,  $^{85\text{m}}\text{Kr}$ , а в РБМК существует весь спектр ПД, включая короткоживущие. Следовательно, на АЭС с реакторами РБМК задержка газов перед выбросом их в вентиляционную трубу (о чем будет идти речь далее) имеет большее значение, чем в случае ВВЭР.

В случае БН газовые ПД концентрируются в газовой «подушке» реактора над уровнем натрия, там же находится радиоактивный аргон  $^{41}\text{Ar}$ , появляющийся в результате активации по реакции  $^{40}\text{Ar}(n,\gamma)^{41}\text{Ar}$ . Радиоактивные газы забираются из газовой подушки при подготовке реактора к перегрузке и выдерживаются в специальных ресиверах (см. ниже). Как правило, трудностей при работе реактора они не доставляют. Что касается легколетучих ПД, то они либо растворяются в натрии, либо образуют с ним химические соединения. Опасность они могут представлять только в случае течи и горения натрия.

Из сказанного выше ясно, что одним из путей снижения выхода ПД в атмосферу и соответственно уменьшения активности ГРО является поддержание на возможно более низком уровне активности теплоносителя по ПД. По этой причине нормативными документами [14] устанавливается в качестве предела безопасной эксплуатации максимально допустимое число твэлов с негерметичными оболочками, которые могут находиться в активной зоне. В реакторах ВВЭР и РБМК допускается число газонеплотных твэлов (с микротрещинами) не более 1 %, а с крупными дефектами – 0,1 %. Для реакторов БН соответствующие значения – 0,2 и 0,02 %. Фактические показатели дефектности твэлов действующих АЭС в настоящее время во много раз меньше этих предельно допустимых значений.

### 5.2.3. Продукты активации

Активность теплоносителя, как уже упоминалось, зависит от многих факторов: технологической схемы реакторной установки, типа теплоносителя, примененных конструкционных материалов,

расхода теплоносителя на очистку, а также надежности твэлов. Активации подвергаются сам теплоноситель, примеси, поступающие в с ним контур и продукты.

Собственная активность водного теплоносителя достигает  $10^{-1}$  Ки/кг, натрия – десятки Ки/кг. Активность примесей в воде составляет до  $10^{-4}$  Ки/кг, а продуктов коррозии – до  $10^{-5}$  Ки/кг.

Выше объяснялось, как при протечках теплоносителя или вскрытии контура для ремонта или перегрузки активные продукты коррозии или примеси попадают в воздух рабочих помещений, образуя аэрозоли. В СП АС-03 (см. табл. 5.1 и 5.2) из них указан как биологически значимый только  $^{60}\text{Co}$ . Дело в том, что поскольку ПК обладают разными периодами полураспада, то при эксплуатации реактора в контуре происходит накопление наиболее долгоживущего нуклида –  $^{60}\text{Co}$ . Его вклад постепенно доходит до 90 % общей активности долгоживущих ПК.

#### 5.2.4. Теплоносители и среды других систем

Как известно, кроме теплоносителя основного контура охлаждения реактора, активации подвергаются среды и теплоносители вспомогательных технологических систем, если они попадают в области, где существует нейтронный поток. Активность газовых теплоносителей и сред определяется аргоном. Последний активируется по упоминавшейся реакции  $^{40}\text{Ar}(n,\gamma)^{41}\text{Ar}$ . Нуклид  $^{41}\text{Ar}$  распадается с периодом полураспада 1,83 ч и испускает  $\gamma$ -кванты с энергией 1,3 МэВ, а также  $\beta$ -частицы. Например, в газовом контуре реакторов РБМК активируется азот, прокачиваемый через графитовую кладку реактора, и примеси в нем, но основная активность связана с примесью в газе – аргоном, содержание которого менее 1 %.

Аргоном же определялась активность воздуха, использовавшегося как теплоноситель в системе охлаждения защиты реакторов БН-350 и БОР.

Отдельного упоминания заслуживает проблема активности газовых сдувок из циркуляционного бака КОСУЗ, которая возникла, когда после Чернобыльской аварии начали внедрять быстродействующую систему аварийной защиты (БАЗ). Быстродействие достигнуто за счет изменения способа охлаждения стержней БАЗ –

перехода на пленочное охлаждение стенок каналов с продувкой свободного пространства азотом, эжектируемым в теплоноситель.

Однако с подачей азота возникла аргоновая проблема. В азоте и подсасываемом воздухе содержится до 1% аргона. Активация аргона в нейтронном потоке вызвала увеличение радиоактивных выбросов на 150–200 Ки/сут [18]. Для исключения этого была внедрена новая система сдувки газа из циркуляционного бака КОСУЗ.

Источником активных газов или аэрозолей могут явиться и другие контуры или вспомогательные системы (в частности, системы очистки теплоносителя, бассейны выдержки отработавших ТВС, хранилища жидких радиоактивных отходов).

#### 5.2.4. Краткое резюме

Источником ГРО являются продукты нейтронной активации, образующиеся вне твэлов, и продукты деления, частично выходящие из твэлов в теплоноситель. Часть этих продуктов в результате технологических операций, ремонтов и (или) перегрузок, а также при случайных протечках непрерывно или периодически выводится из реакторного контура, а затем попадает в воздух технологических помещений или системы специальной вентиляции.

В блоках ВВЭР основным постоянным источником ГРО является система очистки теплоносителя первого контура с баком «грязного» конденсата и системой деаэрации очищенной воды, бассейн выдержки отработавших ТВС, ремонтные и перегрузочные операции. В РБМК – эжекторы конденсаторов турбин, и также бассейн выдержки отработавших ТВС и ремонтные операции.

### 5.3. Способы снижения активности ГРО

#### 5.3.1. Общие положения

Как следует из предыдущих разделов, биологически значимые газоаэрозольные выбросы АЭС включают следующие составляющие:

- инертные радиоактивные газы (ИРГ);
- радионуклиды иода;
- аэрозоли.

Эти составляющие имеют разное агрегатное состояние, обладают разными физическими и химическими свойствами. Поэтому для

снижения их активности (деактивации) приходится прибегать к разным способам удаления радионуклидов из газовой (в дальнейшем для краткости – газового) потока.

Аэрозоли – частицы, для их улавливания пригодны аэрозольные фильтры, используемые и в других отраслях промышленности. Для улавливания радиоактивных изотопов иода целесообразно использовать свойства некоторых веществ, например активированного угля, эффективно сорбировать иод или использовать химическую активность иода и выводить его из потока путем химических реакций с фильтрующими материалами. ИРГ – инертные газы, проходящие через любые фильтры; единственная возможность снизить их радиоактивность – выдержать некоторое время для распада более короткоживущих нуклидов прежде, чем выбросить в атмосферу.

Методы дезактивации ГРО перед выбросом в атмосферу развивались вместе с развитием атомной энергетики. До конца 1970-х гг. на большинстве АЭС отходящие газы просто удаляли во внешнюю среду через вентиляционные трубы с разбавлением их до допустимых концентраций атмосферным воздухом [41]. Более высокоактивную часть отходящих газов, связанную преимущественно с производством перегрузок или ремонтов, а также с организованными протечками, направляли в емкости выдержки (газгольдеры, ресиверы), опоражниваемые через определенные интервалы времени. На первых АЭС с кипящими реакторами вследствие относительно большого объема отходящих газов стали применять проточные камеры выдержки, оборудованные на выходе аэрозольными фильтрами. Более эффективные, но и более сложные и дорогие системы начали внедрять со второй половины 1970-х.

### 5.3.2. Основные подходы к обращению с ГРО

В гл. 2 обсуждались принципиальные подходы к обращению с любыми радиоактивными отходами. Однако обращение с газоаэрозольными отходами имеет свою специфику, на которой необходимо остановиться отдельно. Она в первую очередь связана с очень большим объемом вентиляционных выбросов – сотни тысяч кубометров в час. Такие объемы исключают возможность переработки и захоронения, как в случае жидких отходов.



Для описания принципиальных подходов к обращению с РАО обычно используют термины «разбавление и рассеяние», «выдержка и распад» и «концентрация и локализация». Для ГРО особенно большое значение имеет первый из названных подходов.

**«Разбавление и рассеяние»** – применительно к ГРО это выброс газов и аэрозолей в атмосферу таким образом, чтобы процесс выброса и условия окружающей среды обеспечивали перемешивание газов с атмосферным воздухом и снижение концентрации радионуклидов до уровней, при которых радиологическое воздействие выбрасываемых веществ окажется приемлемым.

Такой подход является обоснованной практикой обращения с ГРО во всем мире и осуществляется с соблюдением допустимых пределов выбросов, определенных регулирующим органом. Для обеспечения его на всех АЭС предусматривается выброс воздуха в атмосферу через вентиляционные трубы, устье которых находится на высоте 100–150 м над поверхностью земли. Скорость воздуха в устье обычно выбирается не менее 10 м/с, кроме того, она должна в 1,5–2 раза превышать скорость ветра на той же высоте.

Например, для АЭС с ВВЭР-440 на два блока сооружается одна труба высотой 120 м и диаметром в устье 3 м. Общий объем выбрасываемого через нее воздуха составляет 527 тыс. м<sup>3</sup>/ч при скорости выброса 20 м/с.

Иногда вентиляционная труба выполняется двойной: в основной трубе размещается труба меньшего диаметра, используемая для удаления небольших объемов наиболее активного воздуха. Это позволяет увеличить скорость выброса ГРО, улучшая эффективность рассеяния и уменьшая вероятность срыва «факела», а также снизить требование к антикоррозионной защите основной трубы. По этому принципу выполнены, например, металлические вентиляционные трубы реакторных отделений блоков Балаковской АЭС. Внутренняя труба имеет диаметр 1,6 м, внешняя – 3 м. Внутренняя труба используется в нормальном режиме работы блока, когда удаляется немногим более 100 000 м<sup>3</sup>/ч воздуха. По проекту в нее организован также выброс из системы спецгазоочистки (см. разделе 5.4.2). Основная венттруба диаметром 3 м используется в режиме ремонтных работ, когда удаляется 280 000 м<sup>3</sup>/ч воздуха.

Высокие вентиляционные трубы – важное средство защиты приземного воздуха от загрязнения ГРО. Газы и аэрозоли, попав в

атмосферу, подхватываются воздушными потоками, перемешиваются с воздухом и под действием ветра уносятся от трубы. Свой вклад вносит и то обстоятельство, что температура выбрасываемых газов обычно выше температуры атмосферного воздуха, и газовая струя имеет направление вверх. Все это гарантирует многократное разбавление выбросов атмосферным воздухом и снижение удельной активности нуклидов в воздухе до приемлемых величин.

**«Выдержка и распад»** подразумевает некоторую временную задержку ГРО перед выбросом их в вентиляционную трубу, в результате которой вследствие распада радионуклидов, содержащихся в отходах, происходит снижение их активности. Устройства, обеспечивающие такую задержку, обсуждаются ниже.

**«Концентрация и локализация»** применительно к ГРО означает удержание радионуклидов на фильтрах или в специальных устройствах, через которые проходит воздушный или газовый поток перед тем, как попадет в вентиляционную трубу, с целью предотвращения рассеяния радионуклидов в окружающей среде. С фильтрами, накопившими радионуклиды, впоследствии обращаются как с твердыми отходами.

Как уже говорилось, по источникам образования газоаэрозольные выбросы можно разделить на две категории: воздух, удаляемый вентиляцией из производственных помещений, и сдувки из технологического оборудования. Активность последних значительна и определяется принятой технологией и той точкой технологической схемы, откуда производится сдувка.

Для облегчения реализации временной задержки и осаждения радионуклидов ГРО на фильтрах в проектах АЭС предусматривается, что воздух, удаляемый из производственных помещений, и технологические сдувки из разного оборудования не смешиваются, но производится их раздельная очистка с учетом конкретных физико-химических характеристик газового потока. Более того, выброс газовых сдувок в вентиляционные короба без очистки прямо запрещен правилами. Есть, по крайней мере, следующие причины такого подхода:

- с точки зрения конечного результата, т.е. снижения суммарной активности радионуклидов, поступающих в атмосферу, очистка небольшого количества высокоактивных выбросов

может быть организована более эффективно, чем большого количества низкоактивных;

- обеспечение взрывобезопасности, поскольку в газовых сдвухах может содержаться заметное количество водорода, при смешении с воздухом это может привести к возникновению взрывоопасной концентрации (напомним, что взрывоопасной является концентрацией водорода в воздухе всего 4%);
- наконец, в газовых сдвухах часто содержится большое количество влаги, ухудшающей условия работы аэрозольных и йодных фильтров.

Устройства для подготовки ГРО к выбросу в атмосферу образуют сложную систему, состоящую из отдельных подсистем. Каждая подсистема рассчитана на свой источник активных газов и аэрозолей. Некоторое представление об этом дает рис. 5.1 [42], относящийся к энергоблокам ВВЭР и РБМК конца 1970-х гг.

Следует обратить внимание на то, что разные газовые потоки подвергаются разной очистке. Конкретные методы очистки ГРО от тех или иных радиоактивных нуклидов или аэрозолей, а также схемы установок для очистки обсуждаются ниже.

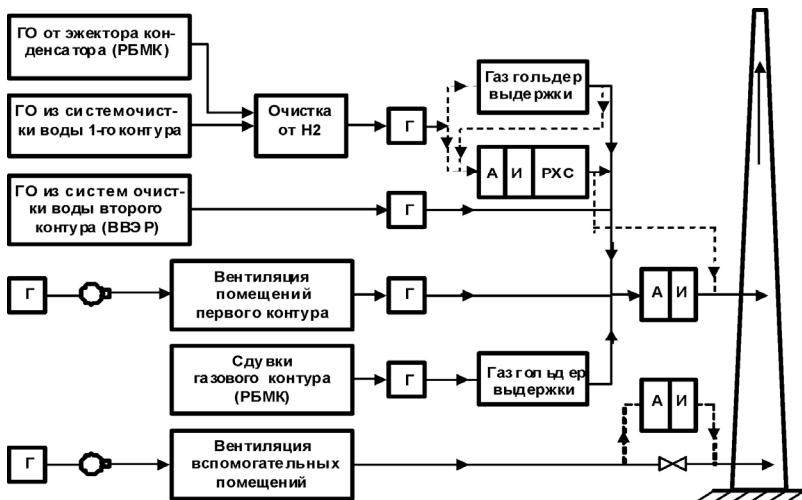


Рис. 5.1. Схема обработки и удаления газообразных отходов АЭС с реактором ВВЭР или РБМК:

Г – фильтр грубой очистки; А (И) – аэрозольный (йодный) фильтр; РХС – радиохроматографическая система очистки газов

На этом рисунке два прямоугольника названы «газгольдеры выдержки». Этим термином в тот период обозначались проточные устройства, сегодня называемые «камеры выдержки». Этим же термином обозначались и ресиверы, в которых выдерживались под давлением порции газа перед их сбросом в атмосферу (на рис. 5.1 они отсутствуют).

### 5.3.3. Снижение активности ИРГ

От ИРГ очищаются в первую очередь технологические сдвухи. Очистка от них вентиляционного воздуха нецелесообразна из-за малой их концентрации.

Для снижения активности ИРГ в выбросе АЭС применяют проточные камеры выдержки (КВ), газгольдеры (ресиверы) и радиохроматографические системы, а также сочетание их. Принцип во всех случаях используется одинаковый – задержка выбрасываемых в трубу ГРО в течение некоторого времени, за которое часть радионуклидов ИРГ распадется и их активность в газовом потоке снизится. Естественно, что чем больше время задержки, тем меньше активность ИРГ после задерживающего устройства, на входе в вентиляционную трубу.

Первый из указанных выше способов – проточные камеры выдержки – прост в технологическом оформлении и довольно часто используется на АЭС, но так как с газами в камеру поступает водород, что может привести к образованию в нем гремучей смеси и взрыву, то газ предварительно очищают от водорода путем сжигания его в специальных устройствах. Недостатки этого способа – необходимость делать камеру весьма большого объема. Такой способ очистки применен, например, на АЭС РБМК, где КВ сделаны в виде герметичных сооружений с лабиринтом для движения газа. Недостаток ресиверов, где газ хранится под давлением, – возможность утечки газа.

Метод сорбции газов активированным углем осуществляется по двум схемам: либо с применением устройства для очистки газа от водорода, либо с разбавлением очищаемого газа азотом для снижения в нем концентрации водорода. Очистку газов от аэрозолей осуществляют с помощью специальных аэрозольных фильтров.

Рассмотрим последовательно все эти способы.

### Проточная камера выдержки

Простейшее, но достаточно эффективное устройство для снижения активности ИРГ – проточная камера выдержки (КВ). Она представляет собой герметичную конструкцию объемом 2000–3000 м<sup>3</sup>, внутри которой для газового потока организован лабиринт. Такая камера была единственным очистным устройством в системе выброса эжекторных газов на первых блоках с реакторами РБМК.

Как уже отмечалось, на АЭС с РБМК два основных источника ИРГ – эжекторные газы, содержащие нуклиды Кг и Хе, и сдувки газового контура, в составе которых <sup>41</sup>Аг. Поэтому на этих АЭС делались две камеры выдержки: одна для эжекторных газов, другая – для сдувок газового контура.

Например, на Курской АЭС [37] камеры выдержки 1-го и 2-го блоков размещены в отдельном здании (рис. 5.2) с толщиной стен, выполненных из железобетона, 700 мм, что обеспечивает биологическую защиту. Камеры 1-го блока расположены на отметке 0,0; 2-го – над ними на отметке +4,8. Показанная на рис. 5.2 камера 6-2 объемом 1870 м<sup>3</sup> предназначена для выдержки эжекторных газов,

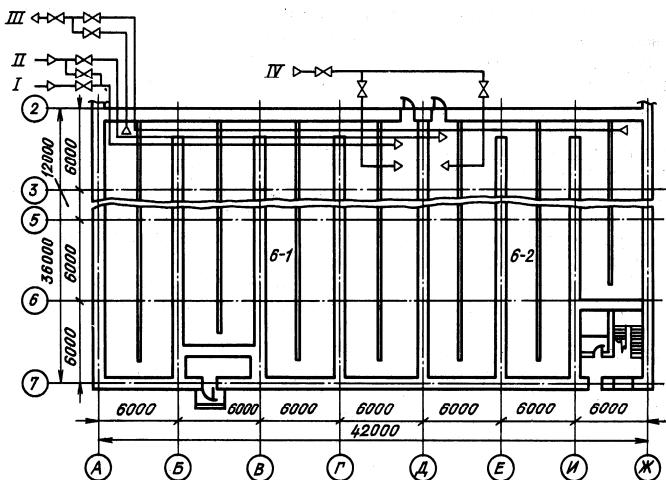


Рис.5.2. Принципиальная схема камер выдержки (КВ) 1 блока Курской АЭС:

- 6-1 – КВ реакторного пространства; 6-2 – КВ эжекторных газов;
- I – газы из реактора; II – эжекторные газы; III – выход газов из КВ;
- IV – воздух

а камера 6-1 (2450 м<sup>3</sup>) – для газов, сбрасываемых из газового контура реактора, азота после азотной продувки реактора и азота с установки очистки гелия.

КВ разделены на отсеки, образующие лабиринт, за счет чего формируется направленный поток газа и сокращается возможность его перемешивания. По внутренней поверхности они облицованы стальным листом. Проходки трубопроводов герметизированы.

Из-за большого объема и наличия лабиринта очищаемый газ по-является на выходе из камеры выдержки с задержкой на время  $\tau_{\text{зад}}$ , которое в первом приближении можно оценить как

$$\tau_{\text{зад}} = \frac{V}{G},$$

где  $V$  – объем камеры выдержки, м<sup>3</sup>;  $G$  – расход газовой смеси, м<sup>3</sup>/ч.

Время задержки  $\tau_{\text{зад}}$  не зависит от физико-химических свойств очищаемого газа, оно одинаково как для нуклидов Хе, так и нуклидов Кг. Состав газа на выходе камеры отличается от состава на входе – он обогащается радионуклидами с большим периодом полураспада (табл. 5.5), а также аэрозолями дочерних и внучатых радионуклидов ИРГ.

Обычно  $\tau_{\text{зад}}$  составляет 10–12 ч (проектный режим) и уменьшается с увеличением расхода. Любое увеличение расхода, например, из-за подсосов воздуха через неплотности в конденсаторе турбины, снижает  $\tau_{\text{зад}}$  и, следовательно, ухудшает эффективность камеры выдержки как очистительного устройства.

Эффективность работы КВ иллюстрирует табл. 5.5.

Газ из КВ отсасывается технологической вентиляцией, работающей постоянно. За счет этого в КВ поддерживается разрежение –30...–80 мм вод. ст. При продувках давление кратковременно возрастает до +150...200 мм вод. ст.

В связи с тем, что в основном режиме камера, связанная с газовым контуром, работает с расходом не более 30 м<sup>3</sup>/ч, на Курской АЭС КВ были объединены, и эжекторные газы по перемычке направлены параллельно и в КВ газового контура. Более выгодной является последовательная схема соединения камер, но ее реализация потребовала бы существенных капитальных затрат. Однако и такое изменение схемы дало положительный эффект. Указанный в

табл. 5.5 среднегодовой коэффициент снижения активности (11,75) относится к объединенной схеме, до объединения он составлял 2,4.

Таблица 5.5

Состав и удельная активность эжекторных газов до и после КВ первого блока КуАЭС [37]

Нуклид	Период полураспада	Вход в КВ		Выход из КВ		Коэф. снижения активности
		Удельная активность, $10^{-5}$ Ки/л	Доля в составе газа, %	Удельная активность, $10^{-5}$ Ки/л	Доля в составе газа, %	
$^{133}\text{Xe}$	5,29 сут	0,605	2,74	0,533	28,4	–
$^{135}\text{Xe}$	9,08 ч	1,46	6,6	0,835	44,4	–
$^{135\text{m}}\text{Xe}$	15,65 мин	2,71	12,3	–	–	–
$^{138}\text{Xe}$	14,13 мин	6,55	29,6	–	–	–
$^{87}\text{Kr}$	76,3 мин	2,55	11,54	0,216	11,5	–
$^{88}\text{Kr}$	2,84 ч	5,16	23,35	0,165	8,77	–
$^{85}\text{Kr}$	4,48 ч	0,313	1,42	0,131	6,96	–
$^{89}\text{Kr}$	3,18 мин	2,8	12,67	–	–	–
Сумма		22,1	100	1,88	100	11,75

Большое внимание уделяется содержанию водорода в КВ, поскольку в отечественной практике были взрывы, полностью разрушавшие КВ (ЛАЭС) [18]. Поэтому перед сбросом в КВ эжекторные газы проходят через устройство сжигания водорода (на катализаторе). Ведется также постоянный контроль за концентрацией водорода. Допускаемое объемное содержание  $\text{H}_2$  – 0,4 %. При превышении его на БЩУ подается сигнал. В этом случае проводится продувка КВ. В [37] отмечается, что такие случаи происходят крайне редко.

«Дочерними» и «внучатыми» радионуклидами ИРГ являются короткоживущие нуклиды рубидия и цезия, поэтому при прохождении газового потока через камеру выдержки в ней образуются  $^{85}\text{Rb}$ ,  $^{87}\text{Rb}$ ,  $^{88}\text{Rb}$ ,  $^{89}\text{Rb}$ ,  $^{135}\text{Cs}$ ,  $^{138}\text{Cs}$ ,  $^{139}\text{Cs}$ , существующие в аэрозольной форме. Камера выдержки работает как своеобразный генератор короткоживущих радиоактивных аэрозолей. Чтобы исключить поступление их в атмосферу, после камеры выдержки организуют очистку газового потока от аэрозолей (см. раздел 5.3.5).

### Ресиверы для выдержки газовых сдувок

Другой упоминавшийся выше способ снижения активности ИРГ – выдержка их в специальных ресиверах (газгольдерах). Они используются для хранения и выдержки высокоактивных газов, сбрасываемых из 1-го контура при подготовке к ремонту или перегрузке. В [22] приведен один из возможных вариантов схемы включения таких ресиверов для реактора с водным теплоносителем (рис. 5.3). Газы из, например, надводного пространства баков «грязного» конденсата по линии 1 поступают в газоохладители 2, где конденсируется водяной пар, вынесенный вместе с газами. Радиоактивный конденсат направляется на спецводоочистку (линия 3), а газы проходят аэрозольные фильтры 4 и компрессором 5 закачиваются в один из ресиверов 6. После выдержки газы через аэрозольные фильтры по линии 7 сбрасываются в вентиляционную трубу. Обычно один из ресиверов заполнен и радионуклиды в нем распадаются, а сдувки в это время направляются в другой ресивер. Время выдержки определяется по распаду  $^{133}\text{Xe}$ .

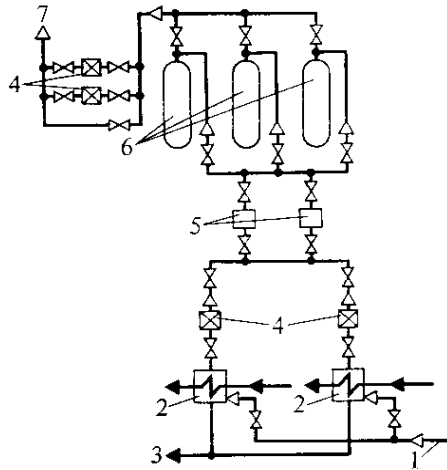


Рис. 5.3. Схема установки для выдержки газовых сдувок

Схемы, используемые в реальных установках, могут отличаться от описанной. Ниже на рис. 5.8 показана система очистки газовых сдувок, использовавшаяся на первых блоках НВАЭС. В ней предусмотрено два газгольдера объемом по  $100 \text{ м}^3$ , рассчитанные на давление  $0,7 \text{ МПа}$ . Они размещались непосредственно у основания вентиляционной трубы. В схемах современных АЭС с ВВЭР описанные ресиверы (газгольдеры) не используются.

Однако очень похожая система применяется на блоках с реакторами БН. Отличия ее от описанной выше (см. рис. 5.3) в том, что в



случае БН нет необходимости в устройствах для осушки и очистки подаваемого в ресиверы газа.

В технологической схеме энергоблока БН-600 предусмотрена система выдержки активного газа (СВАГ). Она предназначена для сбора активного аргона из газовых полостей оборудования 1-го контура при его замене (перед ремонтом или перегрузкой), выдержки активного аргона с целью снижения его активности и обеспечения повторного использования выдержанного аргона.

В состав СВАГ входят:

- два ресивера для хранения и выдержки аргона емкостью по  $4 \text{ м}^3$ , рабочее давление – 1,25 МПа;
- два компрессора «грязного» аргона, предназначенные для закачки его в ресиверы (производительность –  $20 \text{ м}^3/\text{ч}$ , давление на напоре – 1,25 МПа);
- фильтр аэрозольный с пропускной способностью до  $11 \text{ м}^3/\text{ч}$ , расположенный на линии сброса выдержанного аргона в вентиляцию;
- ресивер на всасе компрессоров «грязного» аргона для сглаживания пульсаций давления.

Оборудование и трубопроводы системы расположены в герметичных необслуживаемых и полуобслуживаемых боксах. Управление и контроль за работой СВАГ производятся дистанционно с БЩУ.

В процессе эксплуатации СВАГ может находиться в двух режимах:

- выдержки и хранения грязного газа;
- приема грязного газа из систем 1-го контура при замене газа на чистый.

В режиме выдержки система отсечена от систем 1-го контура арматурой, но имеется возможность отбора пробы газа для определения его активности. При снижении активности до предусмотренного уровня аргон из ресиверов может быть снова использован для подпитки газовых полостей 1-го контура либо сброшен через аэрозольный фильтр в вентиляционную трубу.

В режиме приема «грязного» газа включается один из компрессоров и осуществляется закачка газа в ресиверы выдержки. Сброс аргона из газовой подушки реактора в систему производится через ловушку паров натрия.

### ***Радиохроматография***

Радиохроматографический способ снижения активности ИРГ в выбросе АЭС использует процесс фронтальной хроматографии – непрерывной адсорбции ИРГ на поверхности твердого тела. По-видимому, целесообразно пояснить упомянутые в предыдущей фразе термины.

***Адсорбция*** – уплотнение газа на поверхности твердого тела (сорбента). В радиохроматографической колонне (герметичной емкости, заполненной углем) происходит физическая (не сопровождающаяся какими-либо химическими превращениями) адсорбция ИРГ на активном угле. В процессе адсорбции молекулы газа осаждаются на поверхности твердого тела и удерживаются на ней физическими силами притяжения (силы Ван-дер-Ваальса). Процесс сопровождается выделением тепла. Существуют и способы химического удержания (так называемая хемосорбция), но в системах АЭС они не используются и ниже не рассматриваются.

Твердые вещества, пригодные для адсорбции, должны иметь высокую пористость, т.е. хорошо развитую поверхность с большой эффективной площадью. Свойства сорбента определяются именно характером пористости, размерами микропор. Считают, что в процессе адсорбции принимают участие не все поры, а только те, которые имеют размеры, близкие к размерам сорбируемых молекул газа. То есть разные молекулы сорбируются с разной эффективностью. Поэтому стремятся создавать материалы с такими поверхностными свойствами, которые были бы способны улавливать молекулы заданного типа (типов). Следует также оговориться, что процесс адсорбции сопровождается обратным процессом – десорбции, т.е. отрывом молекул с поверхности и уносом их потоком газа.

Для улавливания ИРГ эффективным сорбентом являются активированные угли, которые получают при пиролизе подходящих сортов каменного угля, торфа, дерева и некоторых других материалов. Например, хорошим исходным материалом для получения активированного угля оказалась скорлупа кокосовых орехов. Для получения активированного угля скорлупу обугливают при температуре 1150 °С и затем активируют путем обработки водяным паром. Из разных видов углей промышленного изготовления для отечественных АЭС экспериментально был выбран уголь марки СКТ-3 –

торфяной уголь сернисто-калиевой активации, имеющий ультрамикропористую структуру.

**Газовая хроматография** – процесс разделения газовых смесей при пропускании их через твердое активное вещество с развитой поверхностью, сопровождающийся массообменом между этим веществом и газом. Сорбент размещается в специальной емкости – хроматографической колонне (или адсорбере, рис. 5.4). При прохождении потока газа через колонну молекулы некоторых газов (выбранных за счет подбора свойств сорбента) адсорбируются на поверхности последнего и на выходе из его слоя отсутствуют. По мере насыщения сорбента фронт концентраций сорбируемого газа сдвигается к выходу колонны. Когда он достигнет выхода колонны, и, соответственно, концентрации всех газов в смеси на выходе из колонны сравняются с концентрациями на входе, процесс разделения газовой смеси заканчивается. Колонна перестает работать на разделение газов.

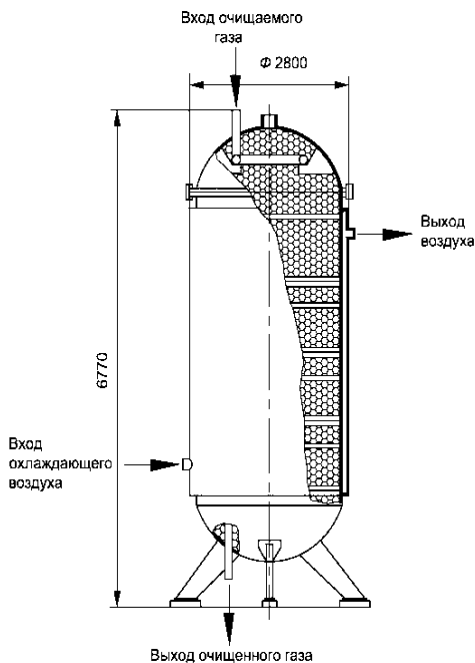


Рис. 5.4. Адсорбер

Но время прохождения каждой молекулы газа всего слоя сорбента с учетом процессов сорбции и десорбции достаточно велико. Это свойство и используется для снижения активности ГРО.

Мысленно разделим массу сорбента в колонне на более тонкие слои. Молекула, адсорбированная первым слоем, задерживается в нем какое-то время, затем отрывается (десорбирует) и переносится во второй или третий или какой-то следующий слой. В нем она снова сорбируется. Такой процесс повторя-

ется неоднократно. В результате радиоактивные молекулы достигают выхода колонны с заметной задержкой по времени.

Если время движения фронта смеси ИРГ по колонне достаточно велико по сравнению с периодом полураспада нуклидов, по длине колонны со временем установится стационарное распределение активности каждого нуклида. И поскольку наша цель не удаление соответствующего радиоактивного нуклида, а создание условий для его возможно большего распада, то колонна может работать в этом режиме сколь угодно долго. Такую колонну называют «вечной», в том смысле, что на выходе ее устанавливается стабильный фронт разделяемой газовой смеси, в которой остались главным образом только долгоживущие радионуклиды.

Если определить коэффициент очистки газа  $k_{оч}$  как отношение объемной активности  $i$ -го радионуклида на входе в колонну к активности его на выходе, то

$$k_{оч} = \exp\left[\frac{\lambda_i \Gamma_i V}{G}\right],$$

где  $\lambda_i$  – постоянная распада  $i$ -го радионуклида;  $\Gamma_i$  – коэффициента адсорбции  $i$ -го нуклида;  $V$  – объем сорбента в колонне;  $G$  – расход газа через колонну.

Из формулы видно, что  $k_{оч}$  прямо зависит от коэффициента адсорбции ИРГ на активированном угле  $\Gamma$  (различного для разных газов), объема колонны  $V$  и расхода газа  $G$ . А коэффициент  $\Gamma$ , в свою очередь, зависит от свойств угля и его температуры в радиохроматографической колонне (РХК). Зависимость  $\Gamma$  от температуры иллюстрирует рис. 5.5.

Как пример, угольные колонны на Кольской АЭС имеют объем  $20 \text{ м}^3$  и работают при темпе-

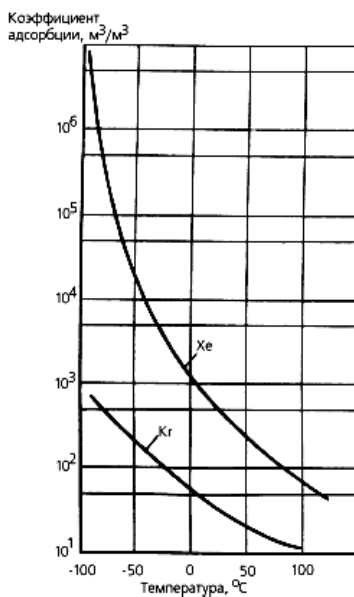


Рис. 5.5. Зависимость коэффициента адсорбции от температуры

ратуре +20 °С. Время прохождения хроматографического фронта через колонну составляет 42 сут для Хе и 3,5 сут для Кг. На АЭС «Ловиза» (Финляндия), где также установлены реакторы ВВЭР-440, но объем колонны увеличен до 40 м<sup>3</sup>, соответствующие времена составляют 120 сут для Хе и 10 сут для Кг.

Необходимо обратить внимание на то, что примеси, содержащиеся в газе, поступающем в РХК, в том числе такие «обычные» для ВВЭР, как влага или аммиак, влияют на эффективность ее работы. При определенных концентрациях примесей в поступающем газе они не только конкурируют с ИРГ по сорбции на угле, но могут и «отравить» уголь, сделать его неспособным сорбировать ИРГ. Поэтому при использовании РХК в проекте всегда предусматривается предварительная очистка и осушка газа.

#### 5.3.4. Очистка ГРО от иода

Очистке от иода могут подвергаться как технологические сдвухи, так и вентиляционный воздух технологических помещений.

Поскольку радиоактивные изотопы иода в очищаемом воздухе присутствуют в разных агрегатных состояниях и химических формах (аэрозоли, молекулы, органические соединения), то для улавливания изотопов применяются различные фильтры: для иода в аэрозольной форме – аэрозольные фильтры, для молекулярного иода – угольные, для органических соединений – также угольные, но специально обработанные (импрегнированные) фильтры. В качестве импрегнаторов применяют различные вещества, способные вступать в химические реакции с иодом (например, AgNO<sub>3</sub>).

В очищаемом воздухе АЭС преобладают аэрозольная и молекулярная формы иода. Поэтому обычно применяются аэрозольные и угольные неимпрегнированные фильтры.

Аэрозольные фильтры описаны в следующем разделе.

Иодные угольные фильтры – это радиохроматографические колонны с большим коэффициентом адсорбции молекулярного иода. Коэффициент адсорбции при 20 °С равен  $7 \cdot 10^7$ . Улавливается до 99 % иода.

Фильтры типа АУ применяются главным образом для улавливания радиоактивных изотопов йода, находящихся в паровой фазе. Поглотителем в них является активированный уголь типа СКТ. По-

сколькo коэффициент очистки от иода много больше, чем ИРГ, то адсорберы для улавливания иода имеют меньшие размеры (например, вес одного АУ-1500 всего 360 кг). Толщина слоя сорбента принимается равной 400 мм при скорости воздуха 0,4 м/с. Для увеличения коэффициента очистки угольные адсорберы типа АУ-1500 соединяют – ставят друг на друга в «колонки», обычно по три штуки, и соединяют по газу параллельно. Общее количество их определяется расходом очищаемого воздуха.

Используемые на АЭС фильтровальные иодные станции обычно работают с эффективностью 95–99 %.

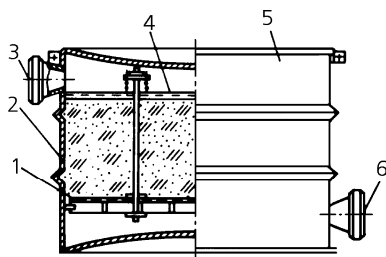


Рис. 5.6. Угольный адсорбер типа АУ:

1 – решетка неподвижная; 2 – активированный уголь; 3 – вход загрязненного воздуха; 4 – решетка прижимная; 5 – корпус адсорбера; 6 – выход очищенного воздуха

### 5.3.5. Очистка ГРО от аэрозолей

Очистке от аэрозолей в первую очередь подвергается вентиляционный воздух технологических помещений, но при необходимости и технологические сдувки.

Для очистки от аэрозолей применяют фильтры, изготовленные из специальных тонковолокнистых тканей: ФПП и ФПА. Ткань ФПП представляет собой слой ультратонких (1,5–2,5 мкм) волокон перхлорвинила, нанесенный на подкладку из марли. Она гидрофобна, стойка по отношению к кислотам и щелочам, но подвержена воздействию масел и органических растворителей. Ее рабочая температура не более 60 °С. Ткань ФПА готовится из ультратонких волокон ацетилцеллюлозы, она гидрофильна (пригодна при относительной влажности воздуха до 80 %) и может работать при температуре до 150 °С. Эта ткань стойка по отношению к маслам, но разрушается кислотами и щелочами.

Очистка воздуха тонковолокнистыми фильтрами от аэрозолей происходит в результате их инерционного осаждения на волокнах, электростатического осаждения и прилипания частиц в поверхно-

стном слое фильтра (когда диаметр аэрозолей больше расстояния между волокнами). Совместное действие всех этих процессов обеспечивает работу фильтра с эффективностью более 99,99 % при удельной нагрузке до  $150 \text{ м}^3/\text{ч}$  воздуха на  $1 \text{ м}^2$  поверхности фильтра [20].

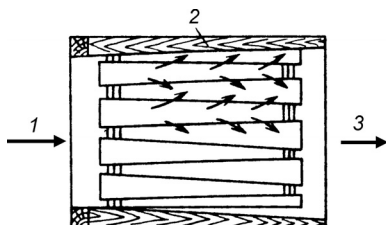


Рис. 5.7. Фильтрующий элемент аэрозольного фильтра:

1 – вход загрязненного воздуха;  
2 – каркас; 3 – выход очищенного воздуха

При конструировании фильтров стараются обеспечить компактность, максимальную фильтрующую поверхность, минимальное аэродинамическое сопротивление, герметичность конструкции и удобство замены. Эти качества достигнуты в рамочных фильтрах с прямыми или клиновидными (рис. 5.7) рамками.

Фильтры собираются из П-образных рамок, причем закрытые стороны рамок чередуются с открытыми. Между рамками прокладывается фильтрующая ткань (подложкой – марлей – в сторону выхода воздушного потока, чтобы не разорвало давлением). Стопку таких рамок объединяют в один фильтр, защищая его торцы листовым материалом.

#### 5.4. Очистка технологических сдувок

В настоящем разделе, основываясь на изложенном выше материале, опишем реальные системы, используемые на АЭС для очистки технологических сдувок перед выбросом их в атмосферу. Системы, служащие для этих целей, получили общее название систем спецгазоочистки (СГО). Напомним, что сдувки необходимо очищать от ИРГ, иода и аэрозолей. Соответственно системы СГО содержат необходимые фильтры и оборудование, обеспечивающее их длительную работоспособность.

##### 5.4.1. Система спецгазоочистки первых ВВЭР

На рис. 5.8 приведена принципиальная схема очистки газовых радиоактивных сдувок на первой очереди Нововоронежской АЭС

(НВАЭС) [33]. Для очистки газообразных выбросов (азот или воздух, содержащий радиоактивные газы) от радиоактивной пыли и аэрозолей были предусмотрены фильтровальные установки, включающие в себя фильтры для улавливания пыли и других частиц, а также специальные фильтры из тонковолокнистых материалов типа ФПП и ФПА для очистки от аэрозолей. Опыт эксплуатации на НВАЭС аэрозольных фильтров с тканью типа ФПП-25 и ФПА-15 подтвердил высокую эффективность очистки на них от радиоактивных аэрозолей (в том числе от иода-131). Коэффициенты улавливания аэрозолей на этих фильтрах достигали 95–99,5 %, что позволяло очищать газоздушные сбросы до уровня, значительно ниже, чем требовалось по действовавшим в то время нормам.

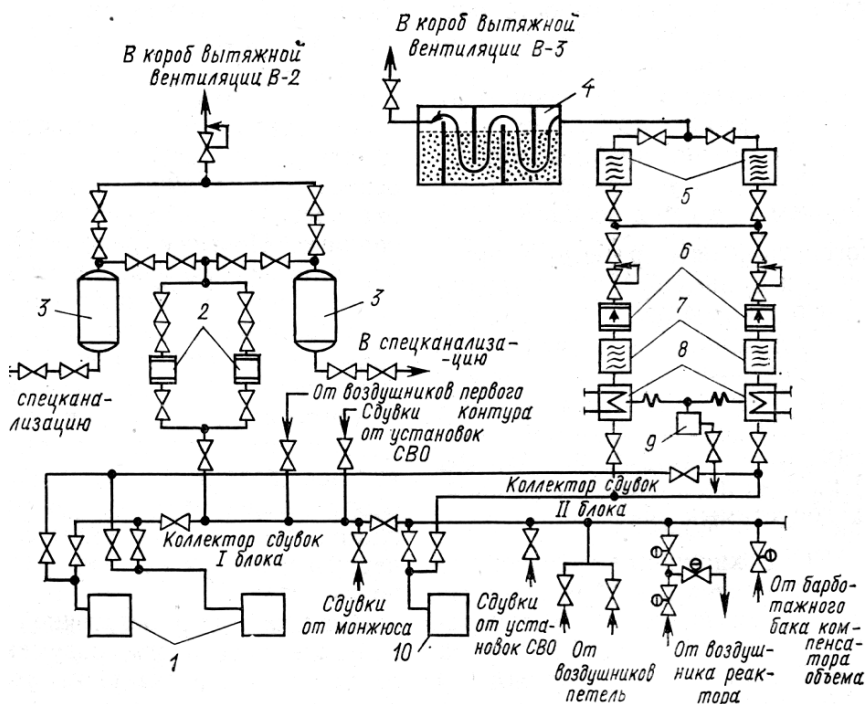


Рис. 5.8. Принципиальная схема очистки ГРО первой очереди НВАЭС

Высокоактивные газовые отходы с первого и второго блоков поступали в общий коллектор и собирались в баках 1 и 10 воды



первого контура. Объем каждого бака  $400 \text{ м}^3$ . Верхнюю часть объема баков занимал газ, нижнюю – вода, собранная при опорожнении петель или реактора. Из баков газ откачивался компрессорами 6. На всасе компрессоров были установлены теплообменники 8 и тканевые фильтры 5. В теплообменниках газ охлаждался до температуры  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ ; образующийся при этом конденсат сливался в отстойник 9 и далее в спецканализацию. В фильтрах 7 газ очищался от аэрозолей и направлялся на трехступенчатый компрессор 6, где последовательно сжимался до 15 МПа. После каждой ступени сжатия газ охлаждался в холодильниках. После последней ступени он направлялся на водомаслоотделитель, входящий в комплект компрессора, и затем на фильтры 5. На них производилась дополнительная очистка от аэрозолей и паров масла. Перед фильтрами 5 газ дросселировался до 9 кПа (изб) и охлаждался до температуры  $-20 \text{ }^\circ\text{C}$ , что способствовало адсорбции ИРГ на угольном фильтре 4.

Угольный фильтр размещался в защищенном боксе, облицованном нержавеющей сталью, и имеющем внутри лабиринт. Емкость рабочего объема составляла  $90 \text{ м}^3$ , а длина хода газа около 90 м. Очищенный газ направлялся в вытяжную систему вентиляции В-3, где разбавлялся воздухом, проходил дополнительную очистку на тканевых фильтрах и выбрасывался через вентиляционную трубу в атмосферу. При нормальной эксплуатации эта система очищала  $30 \text{ м}^3/\text{ч}$  газа, поступающего с первого блока, и  $13 \text{ м}^3/\text{ч}$  – со второго.

В некоторых режимах работы (перегрузка, профилактика угольного фильтра и т.п.) газ из баков воды первого контура откачивался компрессорами 2 на выдержку в газгольдеры 3 емкостью  $100 \text{ м}^3$  (рабочее давление – 0,7 МПа). В процессе выдержки в газгольдерах ( $\sim 5-7$  сут) большая часть радионуклидов распадалась. Газгольдеры заполнялись газом попеременно. По окончании выдержки газ через редукционный клапан сбрасывался в систему вентиляции В-2.

#### 5.4.2. Спецгазоочистка блоков ВВЭР-1000

Система спецгазоочистки (проектное обозначение –ТС20) предназначена для очистки от радиоактивных загрязнений технологических сдувок, поступающих из:

- охладителя организованных протечек;
- прямка (бака) организованных протечек;

- баков боросодержащих вод;
- системы дожигания водорода (TS10), через которую сбрасывается газ из деаэрата подпитки.

Кроме того, в систему СГО периодически могут поступать сдувки из:

- гидроемкостей САОЗ;
- теплообменников охлаждения бассейна выдержки.

В режимах нормальной эксплуатации и при авариях, исключая аварии с повышением давления под оболочкой выше 0,13 МПа(абс), основным критерием работоспособности системы является обеспечение очистки газовых сдувок на 2–2,5 порядка (по ИРГ); степень очистки газа по ИРГ, иодам и аэрозолям при нормальной эксплуатации должна исключить превышение предельно допустимых норм по выбросам радиоактивных веществ, установленных действующими нормативами.

Система функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации, включая переходные режимы, а также в режимах обесточивания.

Система СГО (рис. 5.9) состоит из трех независимых, одинаковых по устройству, взаимозаменяемых подсистем (каналов):

- основной, работающей постоянно и обеспечивающей очистку газа после системы дожигания водорода;
- вспомогательной, обеспечивающей постоянную очистку газовых сдувок из баков боросодержащих вод, охладителя организованных протечек и приемка организованных протечек;
- резервной.

Каждая из подсистем обеспечивает очистку радиоактивных газов с расходом до 60 нм<sup>3</sup>/ч, однако оптимальной является работа подсистемы с расходом газа до 12 нм<sup>3</sup>/ч. Все газовые сдувки, во избежание образования в них взрывоопасных концентраций водорода, разбавляются азотом.

Очистка воздуха от радиоактивных газов и аэрозолей в системе спецгазоочистки осуществляется в две ступени. На первой производится охлаждение воздуха до 20–30 °С в теплообменнике 6 и затем грубая осушка и очистка его на самоочищающихся фильтрах 7. Сконденсировавшаяся влага отводится в бак-гидрозатвор, а далее сбрасывается в спецканализацию. В качестве фильтрующего мате-

риала для самоочищающегося фильтра применяется стекловолокно. Его главное достоинство – продолжительный срок службы, оно стойко по отношению к кислотам и щелочам.

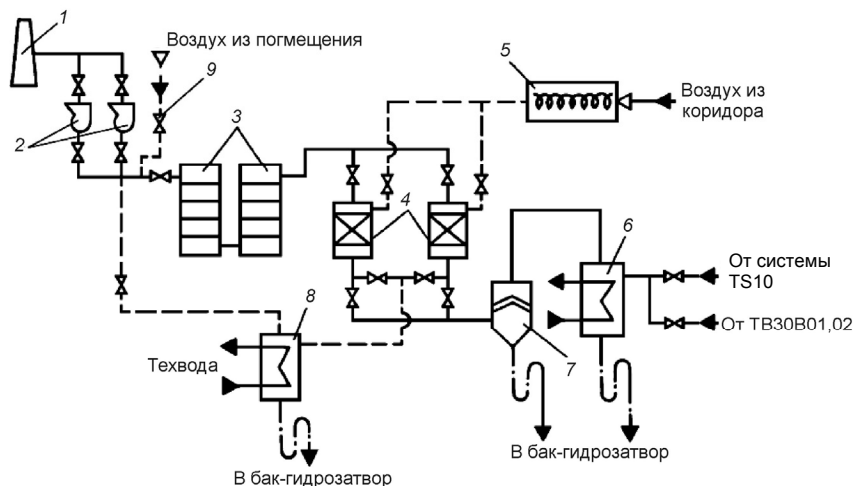


Рис. 5.9. Упрощенная схема одного канала спецгазоочистки ВВЭР-1000: 1 – венттруба блока; 2 – газодувки; 3 – фильтр-адсорбер; 4 – цеолитовые фильтры; 5 – нагреватель контура регенерации; 6 – теплообменники; 7 – самоочищающийся фильтр; 8 – теплообменник контура регенерации

Помимо аэрозолей на этом этапе улавливаются мельчайшие капельки влаги, поэтому фильтры оборудованы дренажами. При работе самоочищающегося фильтра из стекловолокна желательна повышенная влажность входящего на очистку воздуха. В этом случае фильтрующая насадка из стекловолокна поддерживается во влажном состоянии за счет конденсации пара. Увлажнение не дает затвердеть осадку загрязнений и обеспечивает его непрерывное удаление с фильтрующего материала в виде раствора или пульпы, что делает возможным отказ от частой замены стекловолокна. Коэффициент очистки таких фильтров достаточно высок.

На второй ступени для очистки воздуха от короткоживущих ИРГ применяют адсорбционные фильтры (колонны) 3. В качестве засыпки в них используют активированный уголь. Для короткоживущих радионуклидов они действуют по принципу «вечных колонн», которые работают в непрерывном режиме; срок их службы определяется только износом сорбента.

Радиоактивный йод также достаточно хорошо сорбируется на активированном угле при комнатной температуре. Хуже сорбируется йод, находящийся в виде соединений, например метилоидид СН<sub>3</sub>. Коэффициент очистки для него при комнатной температуре составляет около 50 и увеличивается с понижением температуры.

При работе системы СГО воздух из самоочищающихся фильтров 7 выходит влажным. Однако адсорбционные колонны с активированным углем боятся повышенной влажности, поскольку при поглощении влаги происходит существенное снижение его адсорбционных свойств по отношению к инертным газам. Также накопление влаги приводит к слипанию частиц адсорбента.

Обычно для осушки воздуха либо устанавливают сорбционные фильтры, улавливающие влагу, либо повышают температуру воздуха на 5–10 °С. В системе СГО ВВЭР-1000 для поглощения излишней влаги перед адсорберами установлены цеолитовые фильтры 4. В системах очистки технологических сдувок АЭС для осушки газа рекомендуют применять цеолит марки NaA, обладающий высокой влагоемкостью и очень слабой адсорбционной способностью по отношению к ИРГ. Выделяющееся при поглощении цеолитом влаги тепло отводится водой, подаваемой в рубашку фильтра.

В связи с тем, что работающий цеолитовый фильтр по мере поглощения влаги из воздуха насыщается ею и эффективность его падает, периодически включается предусмотренный в системе резервный фильтр. Затем насыщенный влагой фильтр регенерируется продувкой цеолита воздухом, нагретым до 400–450 °С. Поскольку цеолит марки NaA, практически не сорбирует йод, ксенон и криптон, в процессе регенерации в венттрубу выбрасывается незначительное количество радиоактивных изотопов.

Арматура и оборудование СГО запитаны от секций 2-й категории надежного питания, которые в случае обесточения получают энергоснабжение от дизель-генератора. Однако при обесточении секции надежного питания любой системы безопасности (СБ) автоматического включения газодувок 2 не происходит. Они могут быть включены, в случае необходимости, с БЦУ при наличии запаса по мощности дизеля после окончания запуска всех механизмов СБ.

Отдельно необходимо остановиться на системе дожигания водорода (проектное обозначение – TS10).

Для связывания свободного кислорода, появляющегося в воде первого контура при ее радиолитическом разложении, в теплоноситель первого контура дозируется аммиак. Разлагаясь, он является источником внутриконтурного получения водорода, обеспечивающего подавление последствий радиационного разложения воды. Но из-за добавок аммиака в воде контура создается избыточное количество свободного водорода: от 30 до 60 нмл/кг.

Создание в 1-м контуре избыточной концентрации водорода, помогающее решить проблему связывания свободного кислорода, вызывает другую трудность: при выводе теплоносителя первого контура на обработку со снижением давления или деаэрацией будет происходить интенсивное выделение растворенного в воде водорода, его накопление в газовых полостях оборудования.

В целях недопущения скопления водорода во взрывоопасных концентрациях в оборудовании РУ на практике чаще всего производится продувка оборудования азотом для разбавления газовой смеси и ее удаления.

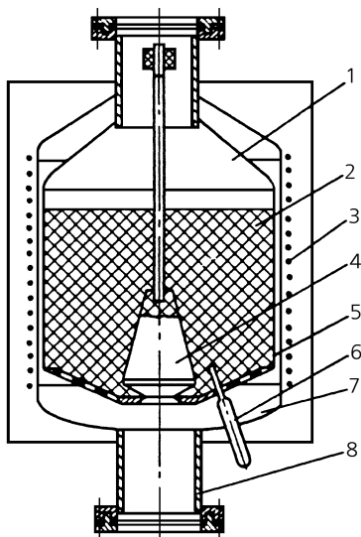


Рис. 5.10. Контактный аппарат:  
 1 – днище; 2 – катализатор типа ОПК-2; 3 – электронагреватель; 4 – запорное устройство; 5 – корзина; 6 – термометр; 7 – корпус; 8 – выходной патрубок

смеси и ее удаления.

Для наиболее мощного источника выделения, возможного скопления и образования взрывоопасной концентрации водорода – деаэрата подпиточной воды – имеется специально сконструированная система для сбора и утилизации выделяющегося из продувочной воды водорода, называемая системой дожигания водорода. Она всегда включена при работе системы продувки подпитки.

Основным элементом системы является аппарат для каталитического окисления (сжигания) водорода в газовой смеси. Принцип его работы основан на широко известной химической реакции по-

лучения воды из кислорода и водорода. Главная особенность процесса заключается в том, что сжигание осуществляется на платиновом катализаторе типа ОПК-2.

Использование его позволяет дожигать водород при концентрациях, значительно меньших предела взрывоопасности смеси.

Контактный аппарат (рис. 5.10) выполнен в виде цилиндрического сосуда диаметром 400 мм, внутри которого находится корзина с шариковым платиновым катализатором. Катализатор ОПК-2 представляет собой платиновую чернь, нанесенную на шарики окиси алюминия диаметром 3,5–6,0 мм. Газовая смесь поступает сверху в корзину, проходит слой катализатора и выходит через нижний патрубок. Контактный аппарат рассчитан на расход газа 300 нм<sup>3</sup>/ч, давление 0,125 МПа и температуру 230–280 °С.

#### 5.4.3. Системы спецгазоочистки реакторов РБМК

Очистка газовых отходов на первых блоках РБМК производилась в камерах выдержки. Блоки более поздней постройки оборудованы установками подавления активности (УПАК). Схема такой установки (рис. 5.11) в принципе аналогична схеме СГО ВВЭР.

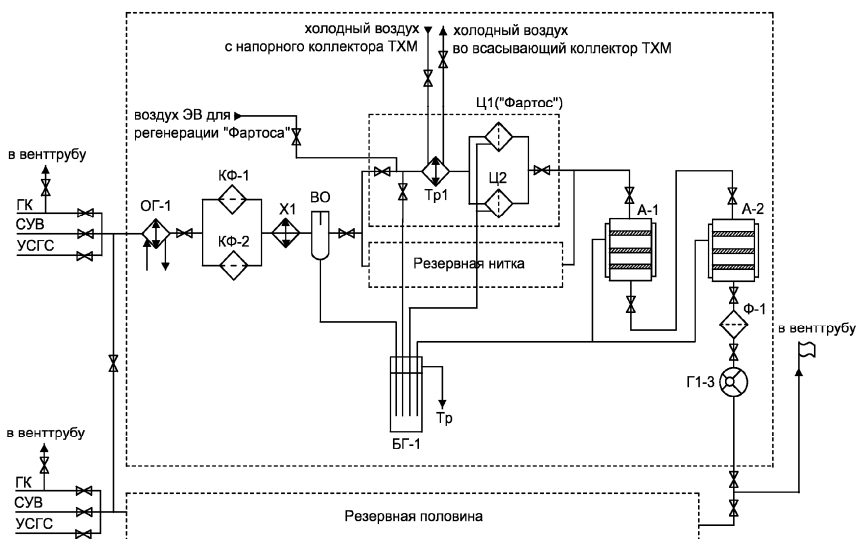


Рис. 5.11. Принципиальная схема УПАК

Основное отличие УПАК от СГО ВВЭР в производительности установки (она выше почти в пять раз) и варианте резервирования оборудования.

В РБМК эжектируемая из конденсаторов турбин газовая смесь через установку сжигания гремучей смеси (УСГС) поступает на УПАК, осушается, очищается от аэрозолей и йода на фильтровальных колоннах, охлаждается и сорбируется в адсорбере на сорбенте. Данные выбросы являются единственными при нормальной работе блока на номинальной мощности.

Помимо неконденсирующихся газов от установок УСГС (до 80 кг/ч от одного турбогенератора), в УПАК поступают следующие радиоактивные выбросы:

- азот продувки кладки реактора (при работе реактора на мощности, при которой температура графита кладки не превышает 750 °С до 500 кг/ч от одного реактора); режим азотной продувки применяется во время останова блока на ППР и при работе реактора на мощности менее 50 %  $N_{НОМ}$ ;
- газ от установки очистки гелия или из прочноплотного бокса (только в режиме ликвидации последствий аварий).

Следует отметить, что схема и конструкция реактора РБМК, в отличие от ВВЭР и БН, дают возможность «регулировать» активность газовых выбросов. Системы контроля герметичности оболочек твэлов РБМК позволяют при работе реактора на мощности определить ТВС с разгерметизировавшимися твэлами, а система перегрузки – удалить дефектную сборку. Поэтому при приближении активности ГРО к контрольному уровню сборка, потерявшая герметичность, извлекается из реактора, что сразу снижает выбросы.

Опишем кратко работу УПАК (рис. 5.11). С узла вводов на очистку в УПАК поступают радиоактивные газы от разных источников: из газового контура (ГК), системы удаления водорода (СУВ) и установки сжигания гремучей смеси (УСГС). Газы с температурой до 40 °С собираются в общий коллектор, а затем поступают в межтрубное пространство охладителя газов ОГ, где охлаждаются водой до 20–30 °С.

Затем газ направляется в фильтровальные колонки КФ, для очистки от радиоактивного йода и аэрозолей, а после них – в предварительный холодильник Х, где охлаждается до температуры 2–5 °С холодным потоком газа, поступающим на адсорберы от теплооб-

менников ТР. Отделение капельной влаги от газа происходит во влагоотделителе ВО. Вода из ВО самотеком сливается в бак-гидрозатвор БГ, а затем в трап. После влагоотделителя газ поступает в один из регенеративных теплообменников ТР, где охлаждается до температуры  $-30 \dots -60$  °С холодным воздухом от турбохолодильных машин ТХМ. При этом остаточная влага в виде инея и льда высаживается на внутренней поверхности теплообменных труб (периодическая регенерация теплообменников, заключающаяся в плавлении льда и удалении влаги, осуществляется путем нагрева межтрубного пространства сбросным воздухом от ТХМ, имеющим температуру 100 °С). Влага из межтрубного пространства теплообменника удаляется самотеком через бак-гидрозатвор в трап.

Для улавливания аэрозольного снега, выносимого из ТР, предусмотрены фильтры «Фартос» Ц (по четыре фильтра в каждой половине, по два на каждый ТР). Часть охлажденного газа после фильтров «Фартос» направляется в трубное пространство холодильника Х для охлаждения потока газа, поступающего от КФ, температура его повышается, а затем смешивается с оставшейся частью охлажденного газа. Таким путем достигается относительная влажность газа, подаваемого на очистку в адсорберы, не выше 70 %.

В адсорберах А-1 и А-2, куда поступает газ после фильтров «Фартос», в результате динамической адсорбции и радиоактивного распада устанавливается стационарный режим, при котором концентрация радиоактивных газов убывает к выходу из адсорбера. Адсорбер работает непрерывно в режиме «вечной колонны». При необходимости предусмотрена возможность регенерации активного угля в адсорберах азотом с температурой 130 °С от электроподогревателя. Газ, выходящий из адсорбера, очищается от угольной пыли с помощью фильтра Ф, после которого газ поступает на всас газодувок Г и сбрасывается в вентрубу.

Регенерация фильтров «Фартос» производится атмосферным воздухом от электровентилятора ЭВ, подаваемым через регенеративный теплообменник. Влага из трубного пространства ТР и фильтров «Фартос» удаляется самотеком через бак-гидрозатвор в трап. Регенеративный поток воздуха после фильтра «Фартос» идет, помимо адсорберов, на всас газодувки Г, при этом половины рассекаются и включается газодувка резервной половины для более качественной регенерации.



Вернемся к вопросу о возрастании газовых выбросов после модернизации системы охлаждения стержней БАЗ, о чем говорилось в разделе 5.2.3. Вначале организовали отвод этого газа в камеру выдержки (КВ). Газ из циркуляционного бака КОСУЗ отсасывался вентиляторами, с расходом 400–600 м<sup>3</sup>/ч подавался через подогреватель в контактный аппарат, где происходило сжигание водорода, и затем через КВ поступал в вентиляционную трубу. Это позволило снизить выброс до 20–25 Ки/сут [18]. Для дальнейшего снижения выброса аргона провели модернизацию и перешли на замкнутую схему с возвратом газа в циркуляционный бак, что снизило выброс еще в 5 раз.

В заключение этого раздела приведем сравнение нуклидного состава выброса ИРГ блоков РБМК, работающих с камерой выдержки и с УПАК [20].

Таблица 5.6

Нуклидный состав выбросов ИРГ, %

Радионуклид	КВ	УПАК
<sup>133</sup> Xe	30	80
<sup>135</sup> Xe	40	–
<sup>133m</sup> Xe	4–5	–
<sup>85m</sup> Kr	3–4	3–4
<sup>87</sup> Kr	3	3–4
<sup>88</sup> Kr	5	5
<sup>41</sup> Ar	14	10

Как видно из табл. 5.6, выбросы блоков, использующих УПАК, обогащены долгоживущими радионуклидами, в первую очередь – <sup>133</sup>Xe. Этот изотоп практически определяет мощность выброса.

## 5.5. Вентиляция рабочих помещений

### 5.5.1. Общие положения

Рассмотрим теперь требования к системам вентиляции технологических помещений станции.

Объемы вентиляционного воздуха, удаляемого с АЭС, – сотни тысяч кубических метров в час. Очистка такого количества воздуха

от ИРГ нецелесообразна, и, как правило, в ней нет необходимости, но очищать вентиляционный воздух от аэрозолей и иногда от нуклидов иода необходимо. Радиоактивные газы и аэрозоли продуктов деления или коррозии появляются, как уже говорилось, в воздухе помещений станции при протечках теплоносителя, при проведении ремонтных работ, связанных с разгерметизацией радиоактивных контуров и некоторых других случаях. Именно для их удаления из помещений и обеспечения радиационной безопасности на АЭС предусматривается комплекс систем специальной технологической вентиляции. Конкретный выбор систем, входящих в этот комплекс, и их производительности решается на стадии проектирования АЭС с учетом компоновки реакторного отделения и выбора систем локализации аварий.

В настоящем разделе кратко рассматриваются принципы организации специальной технологической вентиляции, главными задачами которой являются:

- удаление радиоактивных газов и аэрозолей из рабочих помещений АЭС и обеспечение радиационной безопасности персонала;
- исключение недопустимых выбросов ГРО в атмосферу, обеспечение тем самым безопасности населения и защиты окружающей среды.

Рассмотрение вопросов организации общеобменной вентиляции, создающей нормальные санитарно-гигиенические условия труда, и вентсистем, предусмотренных для отвода тепла из технологических помещений, выходит за рамки пособия.

#### 5.5.2. Требования к организации спецвентиляции

Для очистки воздуха помещений АЭС от радионуклидов применяются вентиляционные системы двух типов: рециркуляционные и прямоточные. В рециркуляционных системах очищенный фильтрами воздух вновь поступает в помещения, и концентрация радиоактивных продуктов в последних уменьшается. Материалы фильтров таких систем должны сохранять свои свойства при достаточно высоких температуре (до 100 °С) и влажности (до 100 %). Коэффициент очистки воздуха рециркуляционными системами обычно не-

велик (20–30). Эффект очистки достигается за счет увеличения доли очищаемого воздуха.

В прямоточной системе очищенный воздух выбрасывается в трубу, т.е. в атмосферу, поэтому коэффициент очистки этими системами должен быть достаточным для обеспечения требований безопасности.

Вопросы организации специальной вентиляции, достаточно подробно рассматриваемые в курсе «Атомные электрические станции» [32], хорошо освещены в работе [31]. Поэтому здесь мы ограничимся только наиболее важными положениями и требованиями к вентсистемам, изложенными в нормативных документах [12, 15] и определяющими обеспечение радиационной безопасности.

При проектировании систем спецвентиляции исходят из принципа разделения помещений зоны строгого режима АЭС на обслуживаемые, полубслуживаемые и необслуживаемые в соответствии с их возможной радиоактивностью.

Основные правила, которые используются при проектировании, вкратце сводятся к следующему:

1) спецвентиляция организуется, как правило, как приточно-вытяжная, но с обеспечением разрежения во всех обслуживаемых помещениях. Для этого расход приточного воздуха устанавливается меньше расхода вытяжки, поэтому часть воздуха подсасывается в помещения через неплотности и специальные клапаны избыточного давления (КИД). Разрежение в помещениях поддерживается обычно на уровне 50 Па (5 мм вод.ст.);

2) к одной и той же вентсистеме допустимо параллельное подключение разных помещений только при равном уровне их радиоактивности;

3) чтобы уменьшить производительность вентиляционных установок, помещения с разными уровнями активности могут подключаться последовательно. При этом используется как бы ступенчатая схема: приточный воздух подается в обслуживаемые помещения и коридоры, оттуда он через неплотности в дверных проемах, в местах проходок кабелей и технологических трубопроводов, а также через КИДы поступает в необслуживаемые помещения и, наконец, отсасывается из наиболее загрязненных в радиационном отношении помещений. Такое направление потока воздуха обеспечивается за счет указанного разрежения, создаваемого вентиляторами

вытяжных установок. Тем самым исключается переток воздуха в обратном направлении – из грязных помещений в чистые;

4) поступление приточного воздуха в помещение и удаление загрязненного в вытяжную систему предусматриваются таким образом, чтобы надежно вентилировалось все помещение. Особенно это важно для помещений, где образуется и скапливается водород;

5) производительность вентиляционных установок должна обеспечивать не менее чем однократный обмен воздуха в час в каждом помещении, а в открытых дверных проемах необслуживаемых помещений во время ремонтов скорость воздуха должна быть не меньше 1 м/с;

6) вентиляционные агрегаты спецсистем имеют 100-процентное резервирование с автоматическим включением резерва;

7) запрещается заводить в вентиляцию сдувки технологического оборудования. Они после очистки отдельными трубопроводами подаются непосредственно в вентиляционную трубу.

При проектировании вентсистем обращается внимание на отсутствие в помещениях невентилируемых мест (застойных зон), где практически не происходит воздухообмена и могут скапливаться радиоактивные или другие газы. Особенно это важно для помещений, где возможно накопление водорода. В других случаях вентиляция организуется так, чтобы уменьшить или исключить выход активных газов в помещения. Например, особенностью спецвентиляции реакторного зала РБМК является подача воздуха сверху вниз. Чистый воздух поступает в верхнюю часть зала, вытяжка осуществляется из-под плитного настила, а также из шахт и бассейнов. Такая схема позволяет предотвратить «выбивание» воздуха из-под плитного настила в зал. Вытяжку воздуха осуществляют две системы общей производительностью 70 000 м<sup>3</sup>/ч, что обеспечивает разрежение под настилом около 50 кПа.

### 5.3. Особенности вентиляции гермообъемов

Особенности организации вентиляции герметичных помещений рассмотрим на примере вентиляции гермооболочки (ГО) реакторной установки (РУ) ВВЭР-1000 (проект В-320) [31]. Эта вентиляция должна обеспечивать:

- нормальные санитарно-гигиенические условия работы персонала, включая и не превышение допустимых концентраций радионуклидов;
- создание разряжения в герметичных необслуживаемых помещениях для предотвращения перетока загрязненного воздуха в «чистые» помещения;
- поддержание допустимых температур во всех технологических помещениях: не выше 40 °С в периодически обслуживаемых помещениях и не выше в 60 °С – в необслуживаемых.

Первые две цели совпадают с теми, которые обсуждались выше. Последняя цель связана именно с герметичностью оболочки, в которой размещено оборудование РУ. При работе энергоблока и во время нахождения РУ в горячем состоянии даже при наличии на поверхностях оборудования тепловой изоляции имеют место значительные тепловые потери в пространство ГО. По оценкам, они составляют около 4 МВт. Если это тепло не отводить, то температура воздуха в центральном зале через трое суток установится около 150 °С. За это же время давление воздуха в ГО возрастет до 0,037 МПа (изб).

При превышении указанных выше температур и допустимых температур строительных конструкций (например, температура бетона – не более 80 °С) инструкции однозначно требуют останова энергоблока и его перевода в «холодное» состояние. Поэтому без охлаждения воздушного объема и строительных конструкций ГО эксплуатация РУ невозможна. Для целей охлаждения ГО проектом предусмотрено несколько рециркуляционных вентиляционных систем. При работе реактора все они должны постоянно находиться в действии. Рециркуляционная вентиляция выполнена по замкнутой схеме с отводом тепла к воде в воздухоохладителях.

Требования, предъявляемые к этим системам, включают не только поддержание заданной температуры воздуха в герметичных помещениях при работе блока на мощности и в переходных режимах, но и обеспечение работоспособности в режимах прекращения подачи нормального электропитания (обесточивания) и «малой течи» при повышении давления в ГО до 0,13 МПа. Вывод в ремонт этих систем возможен только во время ППР.

Вентиляционные системы ГО подразделяются на обособленные группы, обслуживающие отдельные технологические части энергоблока. Каждая система включает в себя несколько вентагрегатов. Например, система, обозначенная в проекте как TL01, состоит из шести рециркуляционных установок (три рабочие и три резервные). Наконец, в связи с тем, что эти вентсистемы должны работать и в аварийных условиях, к их оборудованию предъявляются повышенные требования. В частности, в них устанавливаются вентагрегаты в сейсмостойком исполнении, допускающие эксплуатацию при температуре окружающей среды до 75 °С и влажности до 100 %. Эти вентиляторы имеют повышенные показатели надежности работы (наработка на отказ не менее 10 000 ч, межремонтный период 25 000 ч). При обесточивании они запитываются от дизель-генераторов.

Еще одна рециркуляционная вентсистема (TL49) предусмотрена для предотвращения выхода газов и аэрозолей вместе с водяными парами с открытых поверхностей бассейна мокрой перегрузки в режиме ремонтных и перегрузочных работ. Она обеспечивает перекрытие направленной воздушной струей бассейна выдержки (БВ), бассейна внутрикорпусных устройств (ВКУ) и верхней части шахты реактора.

Помимо четырех вентсистем, служащих для отвода тепла, предусмотрена отдельная система (проектное обозначение – TL02) для очистки воздуха боксов ГЦН, ПГ и центрального зала от радиоактивных загрязнений. Вентиляторы ее обеспечивают расход воздуха 30 000 м<sup>3</sup>/ч. Система снабжена аэрозольными и иодными фильтрами (рис. 5.12) и вводится в работу при возникновении необходимости очистки воздуха в обслуживаемых помещениях.

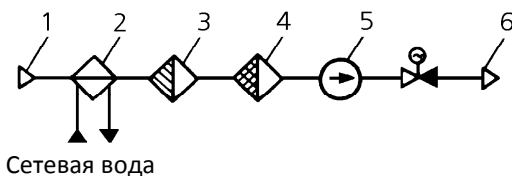


Рис. 5.12. Упрощенная схема вентсистемы TL02:  
 1 – забор воздуха; 2 – калорифер; 3 – аэрозольный фильтр;  
 4 – иодный фильтр; 5 – вентилятор; 6 – выброс воздуха

Очистка воздуха от радиоактивных аэрозолей и иода в вентсис-теме TL02 производится фильтрами на основе активированного угля и ткани Петрянова, которые боятся повышенной влажности воздуха. Для предохранения фильтров влажность очищаемого воз-духа не должна превышать 70 %, что обеспечивается за счет его подогрева сетевой водой в калориферах.

Подводя итог сказанному, отметим, что применение рециркуля-ционных вентсистем для отвода тепловыделений и очистки воздуха в этих помещениях ГО позволяет уменьшить объем воздуха, выбра-сываемого в атмосферу, а следовательно, и количество радиоактив-ных выбросов. Действительно, расчетный объем ГО  $\sim 45\ 000\ \text{м}^3$ . По проекту общий расход воздуха в герметичной части реакторного отделения в режиме нормальной эксплуатации составляет более  $340\ 000\ \text{м}^3/\text{ч}$ , а при остановленном реакторе более  $620\ 000\ \text{м}^3/\text{ч}$ . Средняя кратность циркуляции достигает, соответственно, 8 и 12. С учетом же рециркуляции в режиме нормальной эксплуатации выбрасывается в атмосферу после тщательной очистки лишь  $3000\ \text{м}^3/\text{ч}$  воздуха. Это обеспечивает минимальный выброс радио-активных газов и аэрозолей.

Для указанных целей и создания и поддержания необходимого разрежения воздуха в ГО во время работы энергоблока (15–20 мм вод. ст.), обеспечения минимального воздухообмена и пре-дотвращения скопления водорода в верхней части ГО предусмот-рены вытяжная (система TL22) и приточная (TL42) вентиляция. Упрощенная схема первой из них представлена на рис. 5.13.

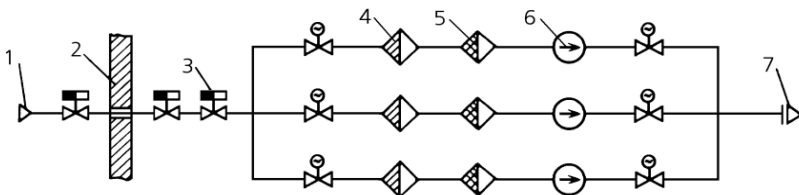


Рис. 5.13. Упрощенная схема вытяжной вентсистемы ГО:

1 – забор воздуха из ГО; 2 – защитная оболочка; 3 – быстродействующий отсечной клапан; 4 – аэрозольный фильтр; 5 – иодный фильтр; 6 – вентилятор; 7 – выброс воздуха в венттрубу блока

Как видно на рис. 5.13, система состоит из трех параллельных и одинаковых ниток: одна рабочая, две – резервные. Высоконапорный

вентилятор каждой из них обеспечивает расход  $3000 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Система укомплектована 18 аэрозольными фильтрами (6 рабочих, 12 резервных) и 6 угольными иодными фильтрами (2 рабочих, 4 резервных). Они снижают активность выбрасываемого воздуха в 200–250 раз.

В режиме нормальной эксплуатации отсос воздуха из-под защитной оболочки производится только вентсистемой TL22. Именно с ее помощью из наиболее «грязной» части блока выбрасывается в атмосферу после тщательной очистки  $3000 \text{ м}^3/\text{ч}$  воздуха, который, кстати, сбрасывается по внутренней вентиляционной трубе (см. раздел 5.3.2).

Поскольку воздухопроводы вентсистем TL22 и TL42, постоянно работающих при нормальной эксплуатации РУ, пересекают стены гермооболочки, то для ее герметизации при аварии на воздухопроводах установлены герметичные отсечные клапаны (поз. 3 на рис. 5.13). При аварии с разуплотнением первого контура закрытие герметичных клапанов на воздухопроводах указанных систем происходит автоматически при повышении давления на величину более  $0,3 \text{ кПа}$ .

Энергопитание вентиляционной установки TL22 также осуществляется от шин собственных нужд 2-й категории, при обесточении получающих питание от дизель-генераторов.

Помимо вентсистем нормальной эксплуатации для создания нормальных условий в ГО в режиме перегрузки и производства ремонтных работ и для очистки воздуха в возможный послеаварийный период предусмотрены специальные ремонтно-аварийная вытяжная (TL21) и приточная (TL41) вентсистемы.

Ввод в работу этих систем производится после останова реактора и снижения активности в ГО ниже  $10^{-8} \text{ Ки/л}$ . В зависимости от показаний дозиметрического контроля удаляемый воздух может проходить очистку на аэрозольных и иодных фильтрах или выбрасываться в трубу по обводной линии без очистки. Упрощенная схема вытяжной системы представлена на рис. 5.14.

Вентиляторы этой системы имеют производительность по  $100\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Во время проведения ремонтов воздух удаляется совместной работой трех вентиляторов, при этом обеспечивается общий расход более  $280\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Очистка на фильтрах при ремонтах не производится.



В аварийных режимах система может работать в режиме рециркуляционной очистки воздуха. В этом случае воздух, забираемый из боксов ПГ, очищается на фильтрах и по обводной линии с гермоклапаном и далее по воздухопроводу вытяжки из БВ возвращается под оболочку.

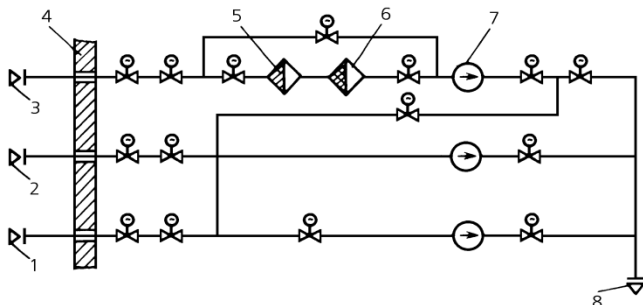


Рис. 5.14. Схема вытяжной ремонтно-аварийной системы:  
 1 – забор воздуха от БВ; 2 – забор воздуха от бассейна ВКУ; 3 – забор воздуха из бокса ПГ; 4 – гермооболочка; 5 – аэрозольный фильтр; 6 – иодный фильтр; 7 – вентилятор; 8 – выброс воздуха в венттрубу

## 5.6. Газоаэрозольные выбросы при авариях на АЭС

Основные технологические среды АЭС радиоактивны. При сильных повреждениях технологического оборудования количество поступающего в помещение теплоносителя или газа иногда столь велико, что может привести к разрушению помещений. С другой стороны, потеря всего или значительной части теплоносителя из-за его протечки может привести к разгерметизации оболочек твэлов, к оплавлению части и даже всей активной зоны.

В аварийной ситуации при массовом нарушении герметичности оболочек твэлов в теплоноситель и помещения будут поступать активные ПД. Поскольку в работающем реакторе накапливаются миллионы кюри активных ПД, то поступление их во внешнюю среду во много раз превысит допустимое.

С целью предотвращения аварий и локализации их последствий разрабатываются меры, обеспечивающие техническую безопасность АЭС. Малая часть из них упоминалась в настоящей работе. Однако сколь-либо подробное их рассмотрение выходит далеко за рамки не только пособия, но и курса «Эксплуатация АЭС».

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ЧАСТИ II

### *Нормативные документы и комментарии к ним*

1. Федеральный закон «Об использовании атомной энергии». – № 170-ФЗ от 21.11.95.
2. Федеральный закон «О радиационной безопасности населения». – № 3-ФЗ от 09.01.96.
3. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99). СП 2.6.1.758-99. М.: Минздрав России, 1999.
4. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99). СП 2.6.1.799-99. М.: Минздрав России, 2000.
5. Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций (СП АС-03). М.: Минздрав России, 2003.
6. Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002). СП 2.6.6.1168-02. М.: Минздрав России, 2002.
7. Безопасность при обращении с радиоактивными отходами. Общие положения. НП-058-04. М.: Ростехнадзор, 2004.
8. Сбор, переработка, хранение и кондиционирование твердых радиоактивных отходов. Требования безопасности. НП-020-2000. М.: Госатомнадзор России. 2000.
9. Сбор, переработка, хранение и кондиционирование жидких радиоактивных отходов. Требования безопасности. НП-019-2000. – М.: Госатомнадзор России, 2000.
10. Обращение с газообразными радиоактивными отходами. Требования безопасности. НП-021-2000. М.: Госатомнадзор России, 2000.
11. Правила безопасности при обращении с радиоактивными отходами атомных станций. НП-002-04. М.: Ростехнадзор, 2004.
12. Правила устройства и эксплуатации систем вентиляции, важных для безопасности атомных станций. НП-036-05. М.: Ростехнадзор, 2006.
13. Общие положения по обеспечению безопасности атомных станций при проектировании, сооружении и эксплуатации (ОПБ-88/97). М.: Госатомнадзор РФ, 1998.
14. Правила ядерной безопасности атомных электростанций (ПБЯ РУ АС-89). М.: Атомиздат, 1990.

15. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций (ОПЭ АС). М.: Русслит, 1997.
16. Комментарий к федеральному закону «Об использовании атомной энергии». М.: Изд. Государственной Думы, ИзДАТ, 1998.
17. Пособие по изучению «Правил технической эксплуатации электрических станций». Т. 2. М.: Энергия, 1980.

*Научно-техническая литература и учебные пособия*

18. *Ананьев А.Н. и др.* Безопасность АЭС с канальными реакторами. М.: Энергоатомиздат, 1996.
19. *Афров А.М. и др.* ВВЭР-1000: физические основы эксплуатации, ядерное топливо, Безопасность. М.: Логос, 2006.
20. *Бадяев В.В. и др.* Охрана окружающей среды при эксплуатации АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
21. *Баклушин Р.П.* Обращение с радиоактивными отходами на АЭС. Ч. 1. Обнинск: ИАТЭ, 2005.
22. *Баклушин Р.П.* Обращение с радиоактивными отходами на АЭС. Ч. 2. Обнинск: ИАТЭ, 2006.
23. *Баклушин Р.П.* Обращение с радиоактивными отходами на АЭС. Ч. 3. Обнинск: ИАТЭ, 2007.
24. *Баклушин Р.П.* Эксплуатационные режимы АЭС. Обнинск, ГНЦ РФ ФЭИ, 2009.
25. Безопасность атомных станций. М.: Росэнергоатом – EdF (Франция), 1994.
26. Белая книга ядерной энергетики / Под ред. Е.О. Адамова М.: ГУП НИКИЭТ, 1998.
27. Белоус Д.А. Радиация. Биосфера. Технология. СПб.: ООО ДЕАН, 2004.
28. *Воронин Л.М.* Особенности эксплуатации и ремонта АЭС. М.: Атомиздат, 1981.
29. *Егоров Ю.А.* Основы радиационной безопасности атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1982.
30. *Коростелев Д.П.* Обработка радиоактивных вод и газов на АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1988.
31. *Мадоян А.А., Власик В.Ф.* Вентиляция атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1984.

32. *Маргулова Т.Х.* Атомные электрические станции. М.: ИздАТ, 1994.

33. *Овчинников Ф.Я. и др.* Эксплуатация реакторных установок Нововоронежской АЭС. М.: Атомиздат, 1972.

34. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник / Под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. Кн. 4. М.: Энергоатомиздат, 1991.

35. *Самойлов О.Б. и др.* Безопасность ядерных энергетических установок. М.: Энергоатомиздат, 1989.

36. *Скалкин Ф.В. и др.* Энергетика и окружающая среда. Л.: Энергоиздат, 1981.

37. *Смирнов Н.С., Яценко А.И.* Опыт эксплуатации камер выдержки и УПАК Курской АЭС. В сб. «Атомные электрические станции». Вып. 12. М.: Энергоатомиздат, 1991.

38. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. Кн. 3. М.: Энергоатомиздат, 1989.

39. *Усынин Г.Б., Кусмарцев Е.В.* Реакторы на быстрых нейтронах. М.: Энергоатомиздат, 1985.

40. Химическая технология теплоносителей ядерных энергетических установок. *Седов В.М. и др.* М.: Энергоатомиздат, 1985.

41. *Чечеткин Ю.В. и др.* Очистка радиоактивных газообразных отходов АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1986.

42. Ядерная энергетика, человек и окружающая среда / Бабаев Н.С. и др. / Под ред. А.П. Александрова. М.: Энергоатомиздат, 1984.

#### *Материалы МАГАТЭ*

43. Объединенная конвенция по безопасному обращению с отработавшим топливом и безопасному обращению с радиоактивными отходами. INFCIRC/546, 1997.

44. Основы безопасности. Принципы обращения с радиоактивными отходами. Сер. № 111-F. Вена: МАГАТЭ, 1995.

45. Основы безопасности. Безопасность ядерных установок. Сер. № 110. Вена: МАГАТЭ, 1992.

46. Обращении с радиоактивными отходами до захоронения, включая снятие с эксплуатации. Требования. WS-R-2. Вена: МАГАТЭ, 2000.

47. Обращение с низко- и среднеактивными отходами до захоронения: Руководство. WS-G-2.5. Вена: МАГАТЭ, 2003.

48. Безопасность АЭС: эксплуатация. Требования. NS-R-2. Вена: МАГАТЭ, 2000.

49. Безопасность АЭС: проектирование. Требования. NS-R-1. Вена: МАГАТЭ, 2000.

50. Безопасность при обращении с радиоактивными отходами: захоронение: Требования и руководства. Комплект документов. Вена: МАГАТЭ, 2000–2010.

51. Основные принципы безопасности атомных электростанций. INSAG-12 (75-INSAG-3. Rev.1) / Доклад Международной консультативной группы по безопасности ядерных установок (INSAG). Вена: МАГАТЭ, 1999.

## СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В ЧАСТИ II

АС	– атомная станция
АЭС	– атомная электрическая станция
БН	– быстрый натриевый (реактор)
ВВЭР	– водоводяной энергетический реактор
ВК	– водяной кипящий (реактор) (корпусной)
ВХР	– водно-химический режим
ГРО	– газообразные радиоактивные отходы
ДВ	– допустимый выброс
ЖРО	– жидкие радиоактивные отходы
ИРГ	– инертные радиоактивные газы
КВ	– камера выдержки
КИД	– клапан избыточного давления
КМПЦ	– контур МПЦ
КОСУЗ	– контур охлаждения СУЗ
КУ	– контрольный уровень (выброса)
ЛАЭС	– Ленинградская АЭС
МАГАТЭ	– Международное агентство по атомной энергии
МПЦ	– Многократная принудительная циркуляция
НПО	– научно-производственное объединение
НРБ	– Нормы радиационной безопасности
ОСПОРБ	– Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности
ПД	– продукты деления
ПК	– продукты коррозии
ПДВ	– предельно допустимый выброс
РАО	– радиоактивные отходы
РАО ЩМ	– радиоактивные отходы щелочных металлов
РБМК	– реактор большой мощности канальный
РУ	– реакторная установка
РХК	– радиохроматографическая колонна
СВО	– спецводоочистка
СК	– система спецканализации
СП АС	– Санитарные правила (для АЭС)

- СПОРО – Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами
- СУЗ – система управления и защиты
- ТРО – твердые радиоактивные отходы
- ХЖО – хранилище жидких радиоактивных отходов
- ХТО – хранилище твердых радиоактивных отходов

Р.П. Баклушин

ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
АЭС

Часть I  
РАБОТА АЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Часть II  
ОБРАЩЕНИЕ С РАДИОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ

Редактор *Е.Г. Станкевич*  
Оригинал-макет подготовлен *С.В. Тялиной*

Подписано в печать 15.12.2010. Формат 60х84 1/16  
Печ.л. 19,25. Изд. № 2/4/22. Тираж 110 экз. Заказ № 28

---

Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ».  
115409, Москва, Каширское шоссе, 31.  
Типография ООО «Полиграфический комплекс «Курчатовский».  
144000, Московская область, г. Электросталь, ул. Красная, д. 42