

**РАО «ЕЭС РОССИИ»**



**СВОД ПРАВИЛ  
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ  
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

**СП ТЭС-2007**

**Москва 2007 г.**

---

**СОДЕРЖАНИЕ**

<b>1</b>	<b>Общие положения</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Инженерные изыскания</b> .....	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Генеральный план</b> .....	<b>14</b>
3.1	Размещение тепловой электростанции .....	14
3.2	Размещение зданий и сооружений .....	15
3.3	Размещение инженерных сетей .....	16
3.4	Вертикальная планировка .....	17
<b>4</b>	<b>Транспортное хозяйство</b> .....	<b>19</b>
<b>5</b>	<b>Теплотехническая часть</b> .....	<b>23</b>
<b>5.1</b>	<b>Тепловая схема</b> .....	<b>23</b>
<b>5.2</b>	<b>Котельное отделение</b> .....	
5.2.1	Котельные установки ТЭС с паровыми турбинами .....	
5.2.2	Золоулавливание .....	
5.2.3	Внутростанционное золошлакоудаление .....	
5.2.4	Котельные установки ТЭС с газотурбинными установками .....	
<b>5.3</b>	<b>Турбинное отделение</b> .....	
5.3.1	Паротурбинные установки .....	
5.3.2	Газотурбинные установки .....	
<b>6</b>	<b>Водоподготовка и водно-химический режим</b> .....	
6.1	Подготовка добавочной воды .....	
6.2	Очистка конденсата .....	
6.3	Водно-химический режим и химконтроль .....	
6.4	Защита от коррозии .....	
6.5	Склад реагентов .....	
<b>7</b>	<b>Топливное и масляное хозяйство</b> .....	
7.1	Разгрузка, хранение и подача твердого топлива .....	
7.2	Разгрузка, хранение и подача жидкого топлива .....	
7.3	Газовое хозяйство .....	
7.4	Масляное хозяйство .....	
<b>8</b>	<b>Теплоснабжение</b> .....	
<b>9</b>	<b>Электротехническая часть</b> .....	
9.1	Главные схемы электрических соединений .....	
9.2	Главные схемы электрических соединений ТЭС с ПГУ .....	
9.3	Схемы электрических соединений собственных нужд .....	
9.4	Схемы электрических соединений собственных нужд ТЭС с ПГУ .....	
9.5	Управление, электрическая автоматика и оперативный ток .....	
9.6	Распределительные устройства и вспомогательные сооружения .....	
9.7	Средства внешней и внутриобъектной связи и телемеханики .....	
<b>10</b>	<b>Система контроля и управления технологическими процессами</b> .....	
10.1	Общие положения .....	
10.2	Посты управления .....	
10.3	Помещения щитов управления .....	
10.4	Метрологическое обеспечение .....	
<b>11</b>	<b>Гидротехническая часть</b> .....	
11.1	Системы охлаждения и технического водоснабжения .....	
11.2	Внешнее золошлакоудаление .....	

---

<b>12</b>	<b>Объемно-планировочные и конструктивные решения .....</b>
12.1	Общие требования .....
12.2	Главный корпус .....
12.3	Помещения систем контроля и управления .....
12.4	Здания и сооружения топливного и масляного хозяйства .....
12.5	Здания и сооружения электротехнических устройств .....
12.6	Производственные здания и помещения подсобного назначения .....
12.7	Вспомогательные здания и помещения .....
<b>13</b>	<b>Инженерное оборудование, сети и системы .....</b>
13.1	Отопление, вентиляция, кондиционирование и обеспыливание воздуха .....
13.2	Водоснабжение и канализация .....
13.3	Электрическое освещение .....
<b>14</b>	<b>Противопожарные мероприятия .....</b>
<b>15</b>	<b>Организация труда, система управления производством, организация и механизация ремонтных работ .....</b>
15.1	Организация труда .....
15.2	Система управления производством .....
15.3	Организация и механизация ремонтных работ .....
<b>16</b>	<b>Охрана окружающей среды .....</b>
16.1	Охрана земель .....
16.2	Охрана атмосферы .....
16.3	Охрана водоемов .....
16.4	Защита от шума .....
<b>17</b>	<b>Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций .....</b>
17.1	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны .....
17.2	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций .....
<b>18</b>	<b>Приложения .....</b>
	Приложение 1. Перечень принятых сокращений .....
	Приложение 2. Термины и определения .....
	Приложение 3. (рекомендуемое) Уровни ответственности зданий и сооружений тепловых электростанций (в соответствии с ГОСТ 27751) .....
	Приложение 4. (рекомендуемое) Расчетная температура и кратность воздухообмена в производственных помещениях .....
	Приложение 5. Масштабы инженерно-топографических планов .....

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий Свод правил является основополагающим документом, устанавливающим требования, подлежащие обязательному учету при проектировании вновь сооружаемых, расширяемых или реконструируемых энергетических объектов независимо от форм собственности и подчинения, включая:

- тепловые электростанции (ТЭС) с паротурбинными агрегатами единичной мощностью 6,0 МВт и более при начальных параметрах пара перед турбиной до 30,0 МПа (300 кгс/см<sup>2</sup>) и 250-600°С;
- тепловые электростанции с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми установками (ПГУ) с газовыми турбинами единичной мощностью 6,0 МВт и более.

Настоящий Свод правил не распространяется на:

- ТЭС (ПГУ) с высоконапорными парогенераторами и с внутрицикловой газификацией топлива;
- передвижные электростанции;
- теплоэлектрогенерирующие установки объектов подземного и подводного применения;
- теплоэлектрогенерирующие установки, размещаемые на морских, речных судах и других плавучих средствах;
- теплогенерирующие установки и оборудование атомных электростанций;
- дизельные электростанции;
- геотермальные электростанции.

*Примечание:*

*При проектировании ТЭС в специальном исполнении (например, комплектно-блочные, наплавные и т.п.) следует разрабатывать на основе данных правил дополнительные технические требования, учитывающие особенности их изготовления, сооружения, монтажа и эксплуатации.*

1.2. В Своде правил приведены основные положения проектирования тепловых электрических станций (ТЭС) с паротурбинными установками и ТЭС, использующих для выработки электрической и тепловой энергии парогазовые (ПГУ) или газотурбинные установки (ГТУ).

Проектирование отдельных сооружений, узлов и систем, входящих в состав тепловой электростанции или иной теплоэлектрогенерирующей установки в составе промышленных предприятий, должно выполняться в соответствии с законодательными и нормативными актами Российской Федерации и/или ее субъектов и не должно противоречить требованиям настоящих Норм и других действующих отраслевых нормативных документов.

1.3. Отступление от требований действующих стандартов, норм и правил допускается только по согласованию с организацией, утвердившей их. В случае, когда указанные документы согласованы с другими надзорными органами (Госгортехнадзор РФ, природоохранными и др.), отступления должны быть согласованы и с ними.

1.4. Электрическая и тепловая мощность, тип оборудования тепловой электро-

станции определяются требованиями Заказчика, схемой развития энергосистемы или тепловой сети и уточняются в обоснованиях инвестиций и в ТЭО (проектах) строительства на основе анализа экономической целесообразности покрытия роста тепловых нагрузок района, дефицита электроэнергии с учетом влияния ограничивающих факторов конкретной площадки по условиям обеспечения технологического процесса топливом и водой, генерального плана, обеспечения экологических требований и других местных условий.

Единичная мощность основного оборудования теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) выбирается с учетом характера тепловых нагрузок (паровых или отопительных).

1.5. Установленная мощность тепловой электростанции на базе паросиловых установок (ПСУ) определяется при среднегодовых значениях температуры, давления, влажности воздуха и температуры охлаждающей воды для условий площадки ТЭС.

1.6. По заявке Заказчика при разработке обоснований инвестиций и ТЭО (проектов) следует предоставлять предложения по возможности использования отходов производства тепловых электростанций (золошлаков, сбросного тепла, шламов и др.). При этом должны предусматриваться установки, сооружения и производства по сбору отходов, их переработке и выдаче потребителям.

1.7. Комплекс зданий и сооружений тепловых электростанций должен обеспечивать:

- надежное и экономичное ведение технологического процесса (эксплуатации);
- возможность проведения ремонта оборудования;
- охрану окружающей среды;
- взрыво- и пожарную безопасность;
- требования эргономики;
- безопасную работу персонала;
- охрану объекта.

В комплекс зданий и сооружений тепловых электростанций входят:

а) здания и сооружения основного производственного назначения (главный корпус, установки газоочистки и удаления золы и шлака, дымовые трубы, сооружения электрической части, технического водоснабжения, установки удаления золы и шлака, топливное хозяйство со складами твердого и/или жидкого топлива, газовое хозяйство);

б) подсобно-производственные здания и сооружения (объединенный вспомогательный корпус, включая химводоочистку; пусковая или вспомогательная паровая и пиковая водогрейная котельная; лаборатории; маслосклад; железнодорожная станция; сооружения по сбору и очистке замасленных, бытовых и ливневых стоков; подъездные и внутривозрадные дороги; ограждения и др.);

в) административно-бытовой корпус или бытовой и административный корпус со столовой, сооружениями гражданской обороны, пожарной охраны и др.;

Необходимость проектирования дополнительных зданий и сооружений (маслоаппаратная, электролизерная, ремонтные мастерские, склады и др.), производственных зданий и сооружений по выпуску материалов и изделий из отходов производства (золы, шлака, шламов, продуктов сероочистки газов) определяется заданием на проектирование.

1.8. Все системы и сооружения ТЭС должны проектироваться с учетом осуще-

ствления необходимых мер в области защиты работников ТЭС и подведомственных объектов производственного и социального назначения от чрезвычайных ситуаций, с планированием мероприятий по повышению устойчивости функционирования ТЭС, обеспечению жизнедеятельности работников ТЭС в чрезвычайных ситуациях, предупреждению аварий.

1.9. Проектирование тепловых электростанций должно вестись с применением оборудования, автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), средств механизации ремонтных работ заводского изготовления, технический уровень которых отвечает современным и перспективным требованиям.

1.10. В проектах конденсационных электростанций (КЭС) показатели экономичности (удельный расход топлива на отпуск электроэнергии и расход электроэнергии на собственные нужды) определяются для трех режимов работы станции на проектном расчетном (гарантийном) топливе.

В качестве исходных расчетных нагрузок принимаются – 100%-ная и две другие принимаемые в зависимости от заданного режима работы КЭС в энергосистеме (80 и 60% или 70 и 50% от номинальной мощности либо другие значения).

Показатели экономичности для среднегодового режима определяются с учетом продолжительности работы КЭС на каждой вышеперечисленной нагрузке.

1.11. В проектах теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) показатели экономичности (удельный расход топлива на отпуск электроэнергии и тепла и расход электроэнергии на собственные нужды) определяются для двух режимов работы: среднезимнего (при средней температуре отопительного периода) и среднелетнего (при средней температуре летнего периода) на проектном расчетном (гарантийном) топливе.

Среднегодовые показатели определяются с учетом продолжительности вышеперечисленных режимов.

1.12. Основные технические решения должны приниматься с учетом наилучшего проектного топлива и обеспечения при этом принятых показателей мощности, надежности, маневренности, экологической безопасности и др.

1.13. По требованию Заказчика в проектах тепловых электростанций с блоками 180 МВт и выше может быть предусмотрено строительство учебно-тренировочных пунктов. Предусматриваемые в проекте учебно-тренировочные пункты должны включаться в пусковые комплексы первых энергоблоков ТЭС.

1.14. Для паросиловых электростанций, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха для отопления минус 20°C и выше, допускается проектирование главных корпусов электростанций с открытым котельным отделением, а также с полуоткрытой установкой пиковых водогрейных котлов, работающих на твердом топливе.

Открытая установка котлов-утилизаторов газотурбинных ТЭС допускается в районах с расчетной температурой наружного воздуха для отопления минус 23°C и выше.

Полуоткрытая установка водогрейных котлов на газообразном и жидком топливах рекомендуется в районах с расчетной температурой наружного воздуха для отопления минус 25°C и выше.

1.15. При реконструкции существующих ТЭС компоновочные решения по размещению оборудования в главных корпусах ТЭС должны приниматься на основании технико-экономических сравнений вариантов.

1.16. Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений следует разрабатывать в соответствии с требованиями действующих Федеральных и ведомственных нормативных документов и настоящих правил.

Принятые решения должны обеспечивать рациональное размещение и нормальную эксплуатацию оборудования, а также соответствующие действующим нормам условия работы обслуживающего персонала.

1.17. На блочных конденсационных электростанциях должна обеспечиваться возможность одновременного пуска не менее двух энергоблоков по условиям подачи топлива, запаса обессоленной воды, электро- и пароснабжения собственных нужд и прочим условиям.

1.18. Станционные трубопроводы должны проектироваться в соответствии с Правилами Госгортехнадзора РФ, нормами расчета на прочность, отраслевыми стандартами на детали и элементы трубопроводов и другими нормативно-техническими материалами.

При выборе материала трубопроводов, сооружаемых в районах с холодным климатом, кроме рабочих параметров должно учитываться (если это не исключено организационно-техническими мероприятиями) влияние низких температур при эксплуатации, монтаже, погрузочно-разгрузочных работах, хранении и транспортировке.

1.19. Проектирование ТЭЦ должно осуществляться, как правило, одновременно с проектированием магистральных тепловых сетей на основе утвержденной схемы теплоснабжения населенного пункта или промышленного района.

Существующие и сооружаемые в населенном пункте или промышленном районе котельные мощностью 100 Гкал/ч и более, расположенные в зоне действия существующих, сооружаемых и проектируемых ТЭС, как правило, должны использоваться для совместной работы с ТЭС в качестве пикового источника тепла.

1.20. Выбор системы теплоснабжения (открытая, закрытая, отдельная) производится Заказчиком совместно с проектной организацией в соответствии с положениями действующих нормативных документов по выбору типа системы теплоснабжения с учетом качества воды на основании технико-экономических расчетов с учетом степени обеспеченности исходной водой, возможности поддержания требуемого качества горячей воды у потребителей и санитарных требований.

1.21. Тепловые сети населенных пунктов не входят в состав промышленного строительства ТЭС и относятся к комплексу жилищного строительства.

1.22. Категории помещений и зданий (сооружений) ТЭС по взрывопожарной и пожарной опасности следует принимать по НПБ 105-03, ПБ-12-529-03 (раздел 8) и по ведомственному перечню помещений и зданий энергетических объектов с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности.

1.23. При проектировании ТЭС должны учитываться градостроительные условия строительства и характер окружающей застройки.

1.24. Проектирование зданий и сооружений ТЭС следует выполнять с учетом уровня их ответственности, устанавливаемого ГОСТ 27751. Уровень ответственности следует учитывать в расчетах несущих строительных конструкций, а также при определении требований к долговечности зданий и сооружений, номенклатуры и объема инженерных изысканий.

Отнесение объекта к конкретному уровню ответственности и выбор значений коэффициента надежности по ответственности производится генеральным проектировщиком по согласованию с заказчиком и указывается в техническом задании на проектирование.

Рекомендации по отнесению зданий и сооружений ТЭС к конкретным уровням ответственности приведены в приложении 3.

1.25. При проектировании ТЭС наряду с данными правилами следует руководствоваться требованиями соответствующих глав строительных норм и правил (СНиП), а также учитывать требования «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) и других действующих норм.

1.26. Общие требования к проектированию тепловых электростанций с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми установками (ПГУ):

1.26.1. Выбор типа ПГУ производится с учетом электрических и тепловых нагрузок, режимов работы и видов топлива.

При использовании природного газа в качестве основного и резервного топлива преимущественно должны применяться утилизационные ПГУ с комбинированным циклом, а при использовании газа и жидкого топлива - ПГУ со сбросом газов в котел или с вытеснением регенерации.

1.26.2. Установленная мощность парогазовых КЭС с газотурбинными и конденсационными паротурбинными установками определяется как сумма мощностей паровых и газовых турбин при среднегодовых значениях температуры, давления, влажности воздуха и температуры охлаждающей воды.

Установленная мощность парогазовых ТЭС с газотурбинными и теплофикационными паротурбинными установками определяется как сумма мощностей паровых и газовых турбин при средней температуре отопительного периода, давления, влажности воздуха и соответствующей температуре охлаждающей воды.

В случае установки в составе ПГУ теплофикационных турбин с двойным значением мощности при определении установленной мощности или маркировки ПГУ принимается значение мощности в числителе.

Номинальная мощность ПГУ (для целей сравнения) определяется по сумме номинальных мощностей газовых и паровых турбин. При этом номинальная мощность теплофикационной турбины принимается для теплофикационного режима с номинальным отпуском тепла.

1.26.3. Утилизационные и сбросные ПГУ должны, как правило, использоваться в базовом режиме работы в связи с их высокой экономичностью.

1.26.4. Технологическое оборудование ГТУ, используемое в открытом цикле, должно допускать возможность работы с пиковой мощностью.



1.26.5. В утилизационных ПГУ производительность и параметры пара паросиловой части специально не регулируются. Они определяются расходом и температурой газов за газовой турбиной.

С целью расширения диапазона частичных нагрузок ПГУ следует применять ГТУ с регулируемым входным направляющим аппаратом компрессора.

1.26.6. Оборудование ПГУ со сбросом газов от ГТУ в котел паросиловой установки должно обеспечивать:

- работу ПГУ в составе «ГТУ – энергетический котел – паровая турбина»;
- автономную работу паросиловой установки (котел – турбина);
- автономную работу ГТУ (при наличии байпасной трубы).

1.26.7. По просьбе Заказчика для пуска с нуля газотурбинных установок после их полного останова при системных авариях или чрезвычайных ситуациях предусматриваются дизель-генераторы или другие независимые источники электроэнергии.

При этом следует отдавать предпочтение полностью автономным газотурбинным установкам мощностью до 25 МВт, не требующим тиристорного пускового устройства.

1.26.8. В составе ПГУ, как правило, должны применяться газовые турбины, обеспечивающие достижение нормативных значений содержания окислов азота в уходящих газах при «сухой» камере сгорания. При невозможности выполнения этого требования необходимо предусматривать системы для снижения окислов азота путем впрыска в камеру сгорания ГТУ пара, воды или применение других специальных систем.

1.27. При комплектовании энергоблоков ПГУ и ПСУ оборудованием зарубежных поставщиков оно должно иметь согласование Госгортехнадзора РФ на возможность применения для установки на электростанциях России.

1.28. В настоящем Своде правил приняты следующие определения:

- слова «должен», «следует», «необходимо» и производные от них для обозначения обязательности выполнения требований Норм;
- слова «как правило» означает, что данное требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано;
- слово «допускается» означает, что данное решение принимается в виде исключения, как вынужденное (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов, используемого оборудования, материалов и т.п.);
- слово «рекомендуется» означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

## 2 ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

2.1 Для обоснования проектирования и строительства ТЭС выполняют инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрологические, инженерно-метеорологические и инженерно-экологические изыскания, сейсмологические исследования, изыскания местных грунтовых строительных материалов и источников технического и хозяйственно-питьевого водоснабжения.

2.2 Состав и объем инженерных изысканий для проектирования ТЭС определяются следующими основными факторами:

- стадией проектирования;
- степенью изученности природных условий территории и категорией сложности;
- технической характеристикой зданий и сооружений ТЭС (уровень ответственности, предполагаемые тип и глубина заложения фундаментов, ожидаемые нагрузки на них и т.д.).

2.3 Инженерные изыскания выполняются по техническим заданиям Заказчиков, согласованными или составленными проектной организацией.

2.4 Инженерно-геодезические изыскания должны обеспечивать получение топографической и геодезической информации, необходимой для изучения природных и техногенных условий района строительства тепловых электрических станций, обоснования проектных решений строительства, при реконструкции зданий и сооружений, а также для обеспечения других видов изысканий (разбивка и привязка горных выработок, привязка точек геофизических профилей и т.п.).

Инженерно-геодезические изыскания для проектирования и реконструкции ТЭС проводятся в соответствии с требованиями СНиП 11-02-96, СП 11-104-97 и ведомственных нормативных документов по инженерным изысканиям ВСН 34.72.111-92 «Инженерные изыскания для проектирования тепловых электрических станций».

Масштабы инженерно-топографических планов необходимые на разных стадиях проектирования ТЭС приведены в приложении 6.

2.5 Инженерно-геологические изыскания должны обеспечивать изучение условий территории строительства ТЭС, внеплощадочных сооружений и коммуникаций.

Результаты инженерно-геологических изысканий должны содержать данные, необходимые для обоснованного выбора типа и глубины заложения фундаментов, определения их размеров, с учетом прогноза изменений инженерно-геологических условий и возможного развития опасных природных процессов и явлений.

2.6 Инженерно-геологические изыскания под проектируемые здания и сооружения проводятся в соответствии с требованиями СНиП 11-02-96, СП 11-105-97.

Инженерно-геологические изыскания на стадиях «ТЭО (проект)» и «рабочая документация» согласно требованиям ведомственных нормативных документов по инженерным изысканиям ВСН 34.72.111-92 «Инженерные изыскания для проектирования тепловых электрических станций» должны выполняться на участках следующих зданий и сооружений проектируемой (реконструируемой) ТЭС: главный корпус, дымовые трубы, градирни, береговые насосные и насосные технического водоснабжения, резервуары емкостью более 10 тыс. м<sup>3</sup>, шламонакопители, здания и сооруже-

ния химводоочистки, открытые распределительные устройства (ОРУ), эстакады топливоподачи, узлы пересыпки, дробильные и разгрузочные устройства, шлакозолоотвалы.

2.7 На участках размещения турбоагрегатов при необходимости должны быть выполнены лабораторные и полевые работы по исследованию виброустойчивости грунтов.

Исследованию на виброустойчивость подлежат пески средней плотности (кроме крупных) независимо от степени их влажности, пески мелкие и пылеватые, плотные, водонасыщенные, супеси пластичные.

Глубины отбора проб при фундаментах на естественном основании принимать согласно ВСН 34.72.111-92.

При свайных типах фундаментов исследованию грунтов на виброустойчивость подлежат грунты, залегающие ниже предполагаемой глубины погружения свай.

Исследования динамических, упругих и демпфирующих свойств грунтов могут проводиться с помощью сейморазведки, испытаний штампами и лабораторных испытаний.

2.8 При размещении ТЭС в районах проявления опасных геологических процессов (оползни, обвалы, карст и др.) следует предусматривать инженерную защиту территории, зданий и сооружений в соответствии с главой СНиП 2.01.15-90.

2.9 При проектировании ТЭС в сейсмических районах (сейсмичность площадки более 6 баллов) расчетную сейсмичность территории строительства в баллах по шкале MSK-64 определяют по картам общего сейсмического районирования территории РФ (ОСР-97). Как правило, расчетную сейсмичность территории строительства ТЭС следует принимать по карте В. По решению Заказчика расчетная сейсмичность может быть принята по карте С.

Сейсмичность конкретной площадки объекта строительства следует уточнять в соответствии с данными микросейсморайонирования и результатами комплексных инженерных изысканий, проводимых специализированными организациями.

Не допускается без специального обоснования сооружение ТЭС на площадках, сейсмичность которых превышает 9 баллов, и непосредственно на тектонически и сейсмически активных разломах. При расположении площадки ТЭС вблизи активных тектонических нарушений, связанных с очагами землетрясений, необходимо проведение геодинамического мониторинга с периодичностью, определяемой в процессе геофизических исследований.

*Примечание:*

*На картах ОСР-97, приведенных в СНиП II-7, вероятность превышения значений сейсмической интенсивности для соответствующих территорий в течение 50 лет составляет: по карте В - 5%, по карте С - 1%.*

2.10 Инженерно-экологические изыскания проводятся для оценки современного состояния и прогноза возможных изменений природной среды при строительстве и эксплуатации ТЭС. Инженерно-экологические изыскания для проектирования и реконструкции ТЭС выполняются в соответствии с требованиями СНиП 11-02-96 и СП 11-102-97. В состав инженерно-экологических изысканий должны входить: радиационно-экологические исследования, исследования химического загрязнения грунтов,

---

газогеохимические исследования грунтов, исследования тепловых полей и т.д.

2.11 Для изучения изменений природных условий в процессе строительства и эксплуатации ТЭС в соответствии с ПТЭ должны быть разработаны проекты наблюдений за состоянием природной среды в процессе строительства и эксплуатации ТЭС:

- *проект наблюдений за деформациями оснований зданий и сооружений.* Наблюдения следует производить при всех грунтах основания за исключением скальных. Проект наблюдений за деформациями оснований следует разрабатывать в соответствии с указаниями ведомственных нормативных документов.
- *проект создания сети наблюдательных гидрогеологических скважин для контроля за режимом (уровнем, химическим и температурным) подземных вод.* Проект наблюдений за режимом подземных вод следует разрабатывать в соответствии с указаниями ведомственных нормативных документов

Указанные проекты разрабатывают проектные организации по отдельному заданию Заказчика.

2.12 Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства ТЭС должны обеспечивать комплексное изучение гидрометеорологических условий территории (района, площадки, участка, трасс водоводов) строительства и прогноз возможных изменений этих условий в результате взаимодействия с проектируемым объектом с целью получения необходимых и достаточных материалов для принятия обоснованных проектных решений.

Материалы инженерно-гидрометеорологических изысканий должны обеспечивать решение следующих основных задач:

- выбор места расположения площадки и ее инженерную защиту от неблагоприятных гидрометеорологических воздействий;
- определение возможности обеспечения потребности в воде и организацию различных видов водопотребления и водопользования;
- разработку природоохранных мероприятий и др.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания должны выполняться в соответствии с требованиями СНиП 11-02-96, СП 11-103-97, а также нормативных документов Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромета), отраслевых министерств и системы стандартов в области охраны природы и улучшения природных ресурсов.

### **3 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН**

#### **3.1 Размещение тепловой электростанции**

3.1.1 Тепловые электростанции надлежит размещать в соответствии с проектами планировки и застройки территорий с учетом возможности эффективного обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией с обязательным учетом гидрологии района строительства и условий охраны окружающей среды.

При размещении ТЭС должны быть учтены возможности транспортировки топлива, условия водоснабжения, системные и межсистемные связи по линиям электропередачи.

3.1.2 При размещении ТЭС следует обеспечить рациональное и экономное использование земельных и водных ресурсов, наибольшую эффективность капитальных вложений, защиту населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

3.1.3 Промплощадки для размещения ТЭС следует выбирать с соблюдением Основ земельного, лесного, водного законодательств, Основ законодательств о здравоохранении, недрах, охране природной среды, других законов Российской Федерации.

3.1.4 При выборе площадки для строительства ТЭС следует учитывать возможность дальнейшего расширения электростанции, наличие транспортных коммуникаций, ценность занимаемых земель, наличие зон возможного затопления, сейсмических явлений, зон проявления опасных геологических процессов, загрязнения территорий органическими и радиоактивными отходами, а также курортов, заповедников, национальных парков, зон санитарной охраны источников водоснабжения.

3.1.5 Размещение ТЭС должно быть согласовано с местными органами власти и органами государственного надзора.

3.1.6 Планировочные отметки площадок ТЭС, размещаемых на прибрежных участках рек и водоемов должны приниматься согласно нормам СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий.

За расчетный горизонт надлежит принимать уровень с вероятностью его превышения один раз в 100 лет.

3.1.7 Расстояния от сооружений ТЭС до жилых и общественных зданий надлежит принимать:

- от открытой установки трансформаторов, градирен, компрессорных, очистных сооружений и др. в соответствии с санитарными нормами;
- от открытых распределительных устройств с воздушными выключателями в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок;
- от складов твердого и жидкого топлива, кислот, щелочей и других сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ) в соответствии с действующими нормами.

### 3.2 Размещение зданий и сооружений

3.2.1 В пределах ограждаемой промплощадки ТЭС надлежит располагать главный корпус, здания и сооружения очистки дымовых газов, здания подсобных производств, растопочное мазутное и масляное хозяйства, корпус дробления топлива, открытые площадки установки ресиверов, открытую площадку установки трансформаторов, закрытое распределительное устройство (ЗРУ), пиковую водогрейную котельную, градирни, пункт подготовки газа, очистные сооружения нефтесодержащих сточных вод, обмывочных вод регенеративных воздухоподогревателей и котлов, вод химической очистки и консервации оборудования и прочих вод, содержащих вредные примеси.

Для размещения устройств автоматической охранной сигнализации следует предусматривать свободную от застройки зону с внутренней стороны ограждения шириной не менее 5 м.

3.2.2 Здания и сооружения ТЭС (ОРУ, насосные станции циркуляционного, противопожарного и питьевого водоснабжения, брызгальный бассейн и др.), расположенные вне промплощадки, должны быть ограждены.

3.2.3 Вне пределов промплощадки ТЭС следует располагать золошлакоотвалы, резервный склад угля, железнодорожные приемо-отправочные пути и связанные с ними разгрузочные устройства для топлива, склады мазута и дизельного топлива емкостью более 10000 м<sup>3</sup> при наземном и более 20000 м<sup>3</sup> при подземном хранении.

Указанные сооружения, за исключением золошлакоотвалов, могут размещаться на основной площадке, если площадь отведённых под строительство земель позволяет разместить их с соблюдением соответствующих норм.

Все указанные сооружения, за исключением золошлакоотвалов и железнодорожных приемо-отправочных путей, должны иметь ограждение.

3.2.4 Размещение зданий и сооружений ТЭС относительно сторон света и направлений господствующих ветров осуществляется согласно требованиям норм по проектированию генеральных планов промышленных предприятий с учетом направления выдачи электрической мощности и расположения естественных и искусственных водоохладителей.

3.2.5 Брызгальные бассейны и градирни следует располагать по отношению к ОРУ и открытым площадкам установки трансформаторов с подветренной стороны.

Расстояния между водоохладительными установками и ОРУ принимаются согласно требованиям норм по проектированию генеральных планов промышленных предприятий с учетом загрязненности атмосферы и токопроводимости воды.

3.2.6 Расстояние в свету между башенными градирнями при их площади свыше 3200 м<sup>2</sup>, расположенными в одном ряду, должно приниматься равным 0,5, а между рядами - 0,75 диаметра градирни.

3.2.7 Расстояние от открытых площадок установок трансформаторов до открытых отводящих каналов водоснабжения должно быть не менее 5 м.

3.2.8 Наименьшее расстояние от ресиверов для горючих газов до зданий и сооружений ТЭС следует принимать в соответствии с требованиями норм по проектированию генеральных планов промышленных предприятий, как для газгольдеров по-

стоянного объема. Расстояние от ресиверов с общим геометрическим объемом не более 500 м<sup>3</sup> до дымовых труб (независимо от их высоты) следует принимать, как до производственных и вспомогательных зданий в зависимости от их степени огнестойкости.

Расстояние между ресиверами, расположенными в группе, определяется в технологической части проекта из условия обеспечения монтажа, обслуживания и ремонта. Группа ресиверов должна состоять из ресиверов с одинаковым газом.

Расстояния между группами и отдельно стоящими ресиверами водорода и кислорода надлежит принимать не менее полусуммы диаметров двух смежных ресиверов, но не менее 5 метров.

Площадка для установки ресиверов должна иметь ограждение. Расстояние от ресиверов до ограждения должно быть не менее 5 м.

3.2.9 Здания и помещения ацетиленовых станций надлежит размещать в соответствии с требованиями норм по проектированию производства ацетилена для газопламенной обработки металлов.

3.2.10 Кислородные станции и распределительные установки надлежит размещать в соответствии с требованиями норм по проектированию производств продуктов разделения воздуха.

3.2.11 Компрессорные станции надлежит размещать в соответствии с требованиями норм по проектированию стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов.

3.2.12 Склады твердого топлива, как правило, должны располагаться по отношению к главному корпусу и ОРУ с подветренной стороны.

Расстояние от крайних штабелей угля до ОРУ надлежит принимать: при подветренном расположении склада - 80 м, а при наветренном - 100 м.

3.2.13 При размещении складов мазута, нефти, масла и других легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны учитываться требования норм по проектированию складов нефти и нефтепродуктов и по проектированию генеральных планов промышленных предприятий.

3.2.14 Расходные склады сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ) – серной и соляной кислот, аммиака, гидразина, хлора, размещаемые на площадке ТЭС, надлежит проектировать в соответствии со следующими требованиями:

а) расходные склады СДЯВ, кроме складов хлора, надлежит размещать в отдельных помещениях водоподготовительных устройств (ВПУ) и складов реагентов, в которых потребляются СДЯВ;

б) расходные склады хлора емкостью более 2 т следует размещать в отдельно стоящем здании.

Допускается размещение расходного склада хлора ёмкостью до 2 т в отдельном помещении хлораторной установки.

### **3.3 Размещение инженерных сетей**

3.3.1 Инженерные сети следует проектировать как единую коммуникационную систему, размещаемую в технических коридорах, обеспечивающих минимальный от-

вод участков территории и увязку со зданиями и сооружениями.

3.3.2 При размещении инженерных сетей следует учитывать требования норм и правил по проектированию генеральных планов промышленных предприятий, складов нефти и нефтепродуктов, водоснабжения, канализации, газоснабжения, тепловых сетей и «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

3.3.3 Инженерные сети, кроме сетей водопровода и канализации, трубопроводов систем пожаротушения следует, как правило, предусматривать наземными или надземными.

Трубопроводы серной и соляной кислоты, аммиака и аммиачной воды, гидразина и хлора должны предусматриваться только надземными.

3.3.4 Прокладка на площадке ТЭС трубопроводов с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями и газами, не относящимися к ТЭС, не допускается.

3.3.5 Запрещается прокладывать газопроводы на территории открытого распределительного устройства.

Расстояние от подземного газопровода (независимо от давления) до ограждения ОРУ должно быть не менее 5 м.

3.3.6 При подаче на ТЭС газа двумя независимыми газопроводами высокого давления расстояние между ними по всей длине должно быть не менее 30 м.

3.3.7 Газопроводы давлением до 5,0 МПа (50 кгс/см<sup>2</sup>) в пределах промплощадки ТЭС предусматриваются, как правило, надземными и могут прокладываться на эстакадах совместно с другими трубопроводами и кабелями с учетом требований норм по проектированию генеральных планов промышленных предприятий.

3.3.8 На территории ТЭС прокладку подземных сетей следует предусматривать вне пределов проезжей части автомобильных дорог и площадок с усовершенствованным покрытием. В стеснённых условиях допускается прокладка коммуникаций под проезжей частью автодорог с учётом нагрузок от транспорта.

3.3.9 При невозможности наземной или надземной прокладки трубопроводов кислорода, водорода и ацетилена допускается их подземная прокладка в траншеях.

При подземной прокладке трубопроводы кислорода, водорода и ацетилена должны быть заглублены не менее чем на 0,8 м в свету.

3.3.10 При пересечении подземных трубопроводов кислорода, водорода или ацетилена с другими подземными коммуникациями расстояние между ними по вертикали в свету должно быть не менее 0,1 м, а до электрических кабелей и кабелей связи - не менее 0,5 м.

3.3.11 Под штабелями твердого топлива не должна предусматриваться прокладка трубопроводов, водостоков, дренажных устройств, коммуникационных каналов и тоннелей, а также кабельных линий.

### **3.4 Вертикальная планировка**

3.4.1 Основные здания и сооружения ТЭС, имеющие значительную протяженность (главный корпус, открытое распределительное устройство), а также железнодо-



---

---

рожные пути должны располагаться, как правило, параллельно горизонталям природного рельефа с учетом указаний п.3.2.4 настоящего раздела.

При уклоне естественного рельефа более 3% следует принимать террасную планировку.

3.4.2 Выбор оптимальных отметок планировки промплощадки ТЭС необходимо выполнять на основании технико-экономических расчетов по критерию минимума приведенных затрат на земляные работы, водопонижение, противофильтрационные мероприятия, пригруз и гидроизоляцию подземных частей зданий и сооружений, фундирование и т.п., а также затрат на подачу охлаждающей воды в конденсаторы турбин главного корпуса. При этом должен учитываться прогноз изменения естественного режима грунтовых вод в процессе строительства и эксплуатации ТЭС.

При размещении ТЭС в прибрежных районах в соответствии с указанием п.3.1.6, когда требуется устройство насыпи с большим объемом земляных работ, допускается при соответствующем технико-экономическом обосновании размещение складов угля или мазута на естественных отметках рельефа местности с сооружением защитных дамб от паводковых вод.

3.4.3 Вертикальная планировка территории промплощадки ТЭС выполняется согласно СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий.

3.4.4 Площадки складов твердого топлива должны быть защищены от затопления поверхностными и грунтовыми водами. Уклоны поверхности площадки склада надлежит принимать не менее 0,3%. Отметки планировки угольного склада должны быть выше прогнозируемого уровня грунтовых вод не менее чем на 0,5 м.

3.4.5 Промплощадка ТЭС должна быть благоустроена и озеленена согласно СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий.

## 4. ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО

4.1. Выбор вида транспорта для перевозки персонала ТЭС и грузов должен производиться на основании технико-экономического сопоставления вариантов с учетом оценки экологических и социальных последствий осуществления проекта.

4.2. Категории внешних подъездных железнодорожных путей и автомобильных дорог электростанций должны устанавливаться на основе технико-экономических обоснований в зависимости от характера и размеров перевозок, интенсивности движения и их значения в общей транспортной сети промышленного района.

4.3. Внешние и внутренние железнодорожные пути с комплексом служебно-технических зданий и сооружений на них надлежит проектировать в увязке работы транспорта с технологией и режимом работы основного производства ТЭС, погрузочно-разгрузочных устройств и складов, а также с работой станции примыкания, обеспечивая единый технологический процесс работы транспорта ТЭС и ведомственного железнодорожного транспорта.

4.4. Все объекты железнодорожного, автомобильного и других видов промышленного транспорта надлежит проектировать согласно требованиям соответствующих норм технологического проектирования на полное проектное развитие электростанции с учетом осуществления ее строительства и ввода в эксплуатацию пусковыми комплексами и очередями.

При проектировании железнодорожной станции ТЭС следует учитывать возможное ее расширение в перспективе (в увязке с генпланом) с учетом расширения электростанции до предельной мощности.

4.5. В зависимости от местных условий и планировочных решений генплана, технологическую схему углеразгрузочной станции ТЭС, располагаемой между промплощадкой и угольным складом, следует принимать на основании технико-экономического сравнения вариантов размещения приемо-отправочного и технологического парков путей со стороны угольного склада и промплощадки.

4.6. Следует предусматривать возможное или целесообразное кооперирование с соседними предприятиями и организациями ведомственного железнодорожного транспорта по организации объединенных железнодорожных станций, подъездных путей, общих экипировочных устройств, локомотиво-вагонных депо и других сооружений транспортных хозяйств.

4.7. Выбор системы транспортного обслуживания определяется проектом и может осуществляться организациями ведомственного железнодорожного транспорта, объединенными железнодорожными хозяйствами промышленных предприятий или, в отдельных случаях, силами ТЭС.

Подъездные железнодорожные пути станции примыкания и ТЭС следует проектировать с учетом передачи их в ведение организациям ведомственного железнодорожного транспорта.

4.8. Необходимость сооружения подъездных железнодорожных путей для газомазутных электростанций при поступлении мазута по трубопроводам или водным транспортом должны определяться максимальным объемом перевозок грузов в пе-

риоды строительства и монтажа электростанции.

4.9. Полезные длины приемо-отправочных путей на станциях примыкания и железнодорожных станциях электростанций принимаются исходя из весовой нормы поездов и обращающегося подвижного состава к моменту ввода ТЭС в эксплуатацию с учетом возможности приема поездов перспективной весовой нормы, сформированных из перспективных вагонов.

В отдельных случаях, при соответствующем обосновании и согласовании с Управлением железной дороги, на железнодорожных станциях электростанций допускается сокращение полезных длин путей, но при условии обеспечения приема маршрута не более чем в две-три подачи.

4.10. Пропускная, провозная и перерабатывающая способность железнодорожного транспорта, определяемая на расчетный срок, должны соответствовать расчетным размерам движения с учетом неравномерности и иметь резерв не менее 15%.

За расчетный размер движения для электростанций принимается среднесуточный за год расход топлива для КЭС и среднесуточный за зимний расчетный период расход топлива для ТЭЦ при полной мощности электростанции.

Неравномерность перевозок учитывается коэффициентом неравномерности движения для маршрутных перевозок  $k=1,2$  и для отдельных подач и вагонов  $k=1,5$ .

4.11. Постоянные въезды железнодорожных путей в турбинное и котельное отделения предусматриваются только с временного торца главного корпуса. С постоянного торца главного корпуса и вдоль фронта установки трансформаторов предусматривается устройство путей перекачки трансформаторов. Для ТЭЦ допускается устройство путей перекачки трансформаторов со стороны временного торца.

4.12. В генеральных планах расширения, реконструкции и технического перевооружения ТЭС транспортно-планировочные решения должны предусматривать возможность вывоза и завоза в машинное и котельное отделения существующего главного корпуса тяжеловесного оборудования железнодорожным транспортом или, в трудных условиях по согласованию с Заказчиком, автомобильным транспортом.

4.13. Пути перекачки трансформаторов должны выполняться в соответствии с согласованными техническими условиями завода изготовителя трансформаторов и, как правило, на горизонтальных участках. В исключительных случаях, по условиям вертикальной планировки, продольный уклон путей перекачки допускается не более 2%.

Переломы профиля при алгебраической разности уклонов более 8% должны сопрягаться вертикальными кривыми радиусом не более 1000 м.

Пути для перекачки трансформаторов на собственных катках следует проектировать, как правило, на шпалах. При перекачке тяжелых трансформаторов допускается на основании расчетов укладывать пути перекачки на железобетонных плитах.

4.14. Для надвига вагонов на вагоноопрокидыватели должны применяться электротолкатели или, в обоснованных случаях, локомотивы с дистанционным управлением.

Для откатки порожняка должны применяться специальные маневровые устройства.

Пути надвига и откатки вагонов должны быть ограждены в соответствии с тре-

бованиями техники безопасности.

4.15. Все поступающие на электростанцию вагоны с твердым и цистерны с жидким топливом должны взвешиваться. При этом следует применять весы, позволяющие производить взвешивание вагонов на ходу без остановки состава.

4.16. На электростанциях при невозможности кооперирования с другими предприятиями предусматривается сооружение экипировочно-ремонтного блока для локомотивов и механизмов угольного склада, или локомотивного депо для газомазутных электростанций. В случаях приобретения для электростанции парка специализированных вагонов должно предусматриваться локомотивно-вагонное депо.

На железнодорожной станции ТЭС должен быть предусмотрен необходимый комплекс служебно-технических зданий, сооружений и устройств соответствующих служб железнодорожного хозяйства.

Производство безотцепочного ремонта вагонов должно производиться на отправочных путях железнодорожной станции ТЭС, для чего должны быть предусмотрены стеллажи для хранения запасных частей, асфальтированные дорожки вдоль ремонтных путей для подвоза запасных частей при соответствующем увеличении расстояния между путями.

При необходимости, отправочные пути должны быть оборудованы устройствами опробования автотормозов.

Отцепочный ремонт должен производиться на специальном железнодорожном пути.

Железнодорожные пути станции, пути технического обслуживания подвижного состава, пассажирские платформы и переезды должны быть оснащены в соответствии с требованиями ведомственных (железнодорожного транспорта) норм.

4.17. В случае доставки топливных маршрутов непосредственно локомотивами организации железнодорожного транспорта подъездные пути электростанции, примыкающие к электрифицированным магистралям, и приемо-отправочные пути железнодорожной станции ТЭС должны быть электрифицированы.

Проект электрификации надлежит выполнить в соответствии с требованиями ведомственных (железнодорожного транспорта) норм.

4.18. Выбор средств сигнализации и связи на подъездном пути, а также системы автоматики и телемеханики (СЦБ) на станциях определяется технико-экономическим расчетом.

Малодеятельные стрелки следует оставлять на ручном обслуживании.

4.19. При оборудовании железнодорожной станции ТЭС устройствами электрической централизации следует предусматривать взаимозависимость их работы с работой вагоноопрокидывателей.

4.20. Устройства электрической централизации, как правило, должны размещаться в специальных зданиях (постах централизации).

Для управления стрелками и сигналами станций должен предусматриваться, как правило, один пост централизации. Сооружение большего числа постов должно быть обосновано технико-экономическими расчетами.

Стрелочными переводами, определяющими выход электротолкателя для надвига вагонов, должен управлять только дежурный по железнодорожной станции с

обязательным контролем положения электротолкателя и вагоноопрокидывателя.

4.21. Разгрузочные и размораживающие устройства должны быть оборудованы автоматической выездной и въездной световой и звуковой сигнализацией.

4.22. Трассы и основные параметры проектируемых автомобильных дорог выбираются на основе технико-экономического сравнения вариантов.

4.23. Автомобильные дороги проектируются с учетом полной проектной мощности ТЭС и очередности строительства. Конструкция дорожной одежды и ширина проезжей части выбирается в соответствии требованиями действующих норм, исходя из интенсивности движения и типов обращающихся автомобилей как в период строительства, так и при эксплуатации.

4.24. На площади у главного въезда на электростанцию предусматриваются площадки для стоянок общественного транспорта, а также личных автомобилей, мотоциклов, мотороллеров и велосипедов. Размеры площадок (вместимость) определяются в зависимости от численности эксплуатационного персонала.

В местах посадки (высадки) персонала ТЭС на общественный транспорт предусматриваются перроны прибытия и отправления с сооружениями для защиты людей от атмосферных осадков и ветра.

4.25. Внешние автомобильные дороги для обслуживания водозаборных и очистных сооружений, ОРУ, артскважин, золошлакопроводов, тепловых сетей, идущих от ТЭЦ, открытых отводящих и подводящих каналов и других линейных сооружений должны проектироваться на одну полосу движения с усовершенствованным покрытием облегченных типов или переходными типами покрытий на одну полосу движения шириной 4,5 м при ширине земляного полотна 8,5 м.

Подъездные автомобильные дороги к складам топлива, расположенным вне пределов основной площадки ТЭС, следует предусматривать с усовершенствованным облегченным покрытием.

4.26. Трассы и конструкции дорожных одежд постоянных автодорог должны назначаться с учетом возможности их использования на период строительства ТЭС.

4.27. План, продольный профиль и ширину проезжей части автомобильных дорог, по которым намечается транспортирование крупногабаритного тяжеловесного оборудования средствами спецавтотранспорта, надлежит определять расчетом, исходя из состава, габаритов и массы обращающихся спецавтопоездов и принятой схемы движения.

4.28. На электростанциях, как правило, предусматривается автогаражное хозяйство, мощность которого должна определяться на основании расчета потребности по номенклатуре автотранспортных и передвижных колесных средств механизации для эксплуатационно-ремонтного обслуживания ТЭС.

4.29. При проектировании автомобильных и железных дорог в районах со сложными инженерно-геологическими и гидрогеологическими условиями (вечная мерзлота, солончаки, оползни, подвижные пески и т.д.) необходимо руководствоваться соответствующими нормативными документами, а также научно-техническими разработками и накопленным опытом строительства в этих условиях.

## 5 ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 5.1 Тепловая схема

5.1.1. Тепловая схема ТЭС является одной из основных схем электростанции и определяет ее уровень технического совершенства и тепловую экономичность. Схема дает представление о типе и принципе действия электростанции, характеризует сущность основного технологического процесса преобразования энергии газов за ГТУ и пара и тепла ПСУ.

5.1.2. При составлении тепловой схемы в первую очередь решаются вопросы выбора типа оборудования, мощности, параметров рабочих сред, позволяющих обеспечить наибольший экономический эффект.

5.1.3. Тип энергетической установки определяется характером потребителей, видом отпускаемой энергии, требуемой мощностью, размещением ее, видом топлива, перспективами роста и графиком нагрузки, экологическими условиями.

5.1.4. Технический прогресс в электроэнергетике развитых стран характеризуется следующими направлениями:

- создание высокоэкономичных энергоблоков с суперкритическими параметрами пара для работы по определенному графику нагрузки с возможностью более высокой степени автоматизации;
- использование ПГУ с различными схемами и технологическими процессами.

5.1.5. На конденсационных и теплофикационных электростанциях с преимущественно отопительной нагрузкой применяются блочные схемы ПГУ: «котел-утилизатор – паровая турбина».

На теплофикационных ТЭС с преобладающей паровой нагрузкой допускается применение схем с поперечными связями по пару и воде.

5.1.6. Для обеспечения собственных нужд ТЭС в тепловой схеме должны быть предусмотрены следующие основные магистрали:

- общестанционные магистрали пара соединяющие все блоки для обеспечения пусковых нужд блоков, подачи пара на уплотнения турбин при пуске;
- общестанционная магистраль для подачи пара на прочие станционные нужды (мазутослив, паровые спутники и т.д.);
- магистрали нормального и аварийного добавка обессоленной воды в цикл блока из баков запаса конденсата;
- магистраль подачи грязного конденсата из дренажных баков в бак грязного конденсата;
- промывочные магистрали, предназначенные для проведения предпусковых и технологических водных и кислотных промывок котла.

5.1.7. Схема должна предусматривать пуск блока из различных тепловых состояний оборудования.

Пуск блока из холодного состояния осуществляется на скользящих параметрах одновременно с растопкой котла и развороте турбины. Для этой цели устанавливаются пуско-сбросное устройство (ПСБУ) с быстросрабатывающим электрическим приво-

дом.

5.1.8. Для реализации режима пониженной нагрузки на блоке с двумя турбопитательными насосами (без резервного ПЭН) в качестве резервного источника питания ТПН следует предусматривать пар после БРОУ-ТПН.

5.1.9 Тепловая схема блочных электростанций должна обеспечивать возможность пуска блока на скользящих параметрах и из любого температурного состояния котлоагрегата, трубопроводов и турбины с минимальными потерями тепла и конденсата при соблюдении графиков-заданий, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска.

5.1.10 Тепловая схема блоков должна обеспечивать все режимы, обусловленные требованиями к маневренным характеристикам блоков, и, как правило, возможность работы на скользящем давлении.

5.1.11 Для пуска первого блока на блочной электростанции предусматриваются пуско-отопительная котельная или другие устройства, которые должны обеспечивать паром отопление зданий и пусковые операции, включая предпусковые очистки оборудования, деаэрацию питательной воды, разогрев мазута, приводные турбины вспомогательных механизмов при отсутствии пускорезервных агрегатов с электроприводами и другие пусковые нужды.

При отсутствии в составе блока пуско-резервного питательного электронасоса в пуско-отопительной котельной следует устанавливать котлы на параметры пара 4 МПа, 440°С для обеспечения пуска турбопитательных насосных агрегатов из горячего состояния.

Для теплоэлектроцентралей с котлами паропроизводительностью 500 т/ч и менее, а также неблочных конденсационных электростанций рекомендуется использовать в качестве пуско-отопительной временную котельную, сооружаемую для обслуживания строительно-монтажных работ, а также другие близлежащие источники пара и тепла.

5.1.12 Система пароснабжения собственных нужд блочных конденсационных электростанций должна обеспечивать одновременный пуск двух блоков, блочных теплофикационных - одного блока.

Система паропроводов собственных нужд, как правило, должна питаться паром из отборов турбин.

Система пароснабжения собственных нужд пиковых, полупиковых и других электростанций с повышенной мощностью должна проектироваться по специальному техническому заданию.

5.1.13 На конденсационных электростанциях, а также на ТЭС с малыми добавками воды в цикл, в качестве первой ступени деаэрации питательной воды, как правило, используются конденсаторы турбин.

5.1.14. На ТЭЦ с большими добавками воды в качестве первой ступени деаэрации подпиточной воды теплосети, как правило, применяются вакуумные деаэраторы.

5.1.15 На электростанциях должен создаваться дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий. На блочных электростанциях емкость баков принимается на 30 минут работы электростанции с мак-

симальной нагрузкой. На остальных электростанциях - на 40 минут. Указанные емкости включают емкость для сбора загрязненного конденсата, а также должны обеспечивать подачу обессоленной воды для предпусковых водно-химических или парокислородных очисток. Баки должны иметь антикоррозионную и тепловую защиту.

Производительность и количество насосов, откачивающих воду из баков, должны обеспечивать аварийную и нормальную подпитку работающих блоков и одновременный пуск:

- на блочной КЭС - двух блоков;
- на блочной ТЭЦ - одного блока;
- на КЭС и ТЭЦ с поперечными связями - двух котлов наибольшей производительности.

Насосы устанавливаются без резерва в количестве не менее двух. Подача воды на подпитку должна предусматриваться по двум общестанционным магистралям.

5.1.16 На каждый блок предусматривается установка одного дренажного бака емкостью 15 м<sup>3</sup> с двумя насосами и регулятором уровня. Производительность каждого насоса выбирается по максимальному расходу дренажей. На неблочных электростанциях допускается установка одного такого бака на две-три турбины. Вода из дренажного бака должна подвергаться очистке для повторного ее использования в цикле.

5.1.17 На ТЭЦ подогрев сырой воды, поступающей на химводоочистку, для подпитки сетей с открытым водозабором осуществляется, как правило, в выделенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин. Для ТЭЦ с ПГУ подогрев такой сетевой воды, кроме того, может быть осуществлен в теплообменниках за счет уходящих газов котлов-утилизаторов.

5.1.18 Тепловая схема ТЭЦ должна предусматривать наличие редуционно-охлаждающих установок (РОУ) для резервирования подачи пара на производство и собственных нужд с производительностью и параметрами пара равными отбору самой крупной турбины ТЭЦ. Схема должна обеспечивать поддержание этих РОУ в состоянии горячего резерва. Резервные РОУ на давление отопительных отборов не устанавливаются.

5.1.19 Для неблочных электростанций главные паропроводы выполняются по схеме с переключательной перемычкой, как правило, однониточной, секционированной задвижками.

Диаметр перемычки выбирается таким образом, чтобы при пропуске по ней пара к любой турбине от соседнего котла давление перед турбиной не падало ниже минимального предела, при котором обеспечивается номинальная мощность турбины.

Отключение котлов, турбин, турбонасосов и другого оборудования от работающей системы производится двумя последовательно установленными запорными органами.

Для электростанций с моноблоками при однобайпасной схеме запорные задвижки в системе промперегрева не устанавливаются и отключение промежуточных перегревателей для опрессовки производится задвижками или арматурой турбины.



## 5.2 Котельное отделение

### 5.2.1 Котельные установки ТЭС с паровыми турбинами

5.2.1.1 На конденсационных и теплофикационных электростанциях применяются, как правило, блочные схемы (котел-турбина).

На ТЭС с преобладающей паровой нагрузкой при соответствующем обосновании могут применяться схемы с поперечными связями.

5.2.1.2 Паровые котлы производительностью 160 т/ч и выше, а также водогрейные котлы производительностью 100 Гкал/ч и выше должны выполняться газоплотными.

Все пылеугольные котлы, а также газомазутные котлы производительностью выше 500 т/ч выполняются для работы под разрежением. Газомазутные котлы производительностью до 500 т/ч включительно выполняются преимущественно для работы под наддувом.

5.2.1.3 Паропроизводительность котельных агрегатов, устанавливаемых в блоке с турбоагрегатами, выбирается по максимальному пропуску острого пара через турбину с учетом расхода пара на собственные нужды.

Суммарная паропроизводительность котельных агрегатов, устанавливаемых на электростанциях с поперечными связями, должна быть не менее максимального расхода пара машинным залом с учетом максимального расхода пара на собственные нужды.

5.2.1.4 При работе котла на ухудшенном проектом топливе должны обеспечиваться номинальная нагрузка, номинальные параметры пара и нормативные значения удельных выбросов вредных веществ.

5.2.1.5 Для покрытия пиковых тепловых нагрузок на ТЭС применяются, как правило, специализированные пиковые котельные.

При использовании для пиковых котельных газомазутного топлива преимущественно должны применяться водогрейные котлы, присоединяемые к тепловым сетям непосредственно или через теплообменники. Способ присоединения выбирается на основании технико-экономических расчетов с учетом качества сетевой воды и надежности работы котла.

При использовании для пиковых котельных твердого топлива применяются паровые котлы низкого давления или водогрейные котлы с водоводяными теплообменниками на основе технико-экономического обоснования.

Теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления выбираются на основе технико-экономических расчетов исходя из условия покрытия 45-50% максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и покрытия 15-20% тепловой нагрузки в технологическом паре.

5.2.1.6 Теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления выбирается на основе технико-экономических расчетов, исходя из условия покрытия или, как правило, 45-50% максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и покрытия около 15-20% тепловой

нагрузки в технологическом паре котлами низкого давления.

На электростанциях при выходе из работы одного энергетического блока, турбины или котла оставшееся в работе оборудование, включая пиковые котлы должны в течение ремонтно-восстановительного периода обеспечить:

- подачу 100% необходимого тепла потребителям первой категории (больницы, роддома, специальные производства и т.п.), если иные режимы не предусмотрены договором;
- подачу тепла на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий, (допускающие в течение не более 54 ч снижение температуры до 12°C – жилые и общественные здания и до 8°C – промышленные предприятия) и остальным потребителям, допускающим снижение объема выдачи тепла при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха:
  - до 78% в районах с расчетной температурой отопления минус 10°C
  - до 84% в районах с расчетной температурой минус 20°C
  - до 87% в районах с расчетной температурой минус 30°C
  - до 89% в районах с расчетной температурой минус 40°C
  - до 91% в районах с расчетной температурой минус 50°C.

На тепловых электростанциях с поперечными связями установка резервных энергетических котлов не предусматривается.

Для вновь сооружаемых ТЭЦ установка пиковых газомазутных водогрейных котлов преимущественно осуществляется в районах размещения тепловых потребителей.

5.2.1.7 Энергетические и пиковые котлы устанавливаются в бесподвальном помещении.

5.2.1.8 На энергетических и пиковых котлах предусматривается эффективная очистка поверхностей нагрева, обеспечивающая их надежную работу. Для газомазутных котлов предусматриваются сажеобдувочные аппараты.

Для котлов, работающих на твердых топливах, преимущественно должна применяться водяная очистка экранов топки.

5.2.1.9 Для ТЭС с докритическим давлением пара, а также для электростанций, работающих на морской воде, как правило, применяются барабанные котлы.

5.2.1.10 Для электростанций с пылевидным сжиганием твердого топлива, независимо от вида топлива, как правило, применяется замкнутая индивидуальная система пылеприготовления. Применение разомкнутых схем пылеприготовления допускается при соответствующем обосновании.

5.2.1.11 При шаровых барабанных мельницах пылеприготовительная установка выполняется, как правило, по схеме с промежуточными бункерами. На котел паропроизводительностью 400 т/ч и более устанавливается не менее двух мельниц. Для котлов меньшей паропроизводительностью, а также для водогрейных котлов мощностью 180 Гкал/ч и ниже допускается установка одной мельницы на котел. При этом в случаях, допускаемых правилами взрывобезопасности, осуществляется связь по бункерам пыли с соседними котлами. Производительность мельниц выбирается из расчета обеспечения 110% номинальной паропроизводительности (теплопроизводи-

тельности) котла при сжигании проектного топлива ухудшенного качества.

5.2.1.12 При среднеходных мельницах, мельницах-вентиляторах, а также молотковых мельницах пылеприготовительная установка, как правило, выполняется по схеме с прямым вдуванием. Применение пылевых бункеров при молотковых и среднеходных мельницах допускается при соответствующем обосновании.

Количество мельниц в системах с прямым вдуванием выбирается:

- не менее трех для паровых котлов производительностью 400 т/ч и водогрейных котлов 100 Гкал/ч и более;
- не менее четырех для котлов 500-820 т/ч и не менее шести для котлов 1000 т/ч и более.

Производительность этих мельниц выбирается с расчетом, чтобы при остановке одной из них оставшиеся обеспечили при установленных трех мельницах – не менее 80% и при четырех и более мельницах не менее 100% номинальной производительности котла при работе на проектном топливе среднего состава.

5.2.1.13 Производительность питателей сырого угля принимается с коэффициентом запаса не менее 1,1 к производительности мельниц.

Производительность питателей пыли в схемах с промбункером выбирается из расчета обеспечения номинальной производительности котла при работе всех питателей с нагрузкой 70-75% их номинальной производительности.

Питатели сырого угля для пылесистем с прямым вдуванием и питатели пыли снабжаются электродвигателями с возможностью широкого регулирования числа оборотов (не менее 1:5).

5.2.1.14 Полезная емкость бункеров сырого топлива котельной принимается из расчета не менее:

- для каменных углей и АШ - 8-часового запаса по топливу с теплотворной способностью 4300 ккал/кг;
- для бурых углей - 5-часового запаса по топливу с теплотворной способностью 3000 ккал/кг;
- для сланцев и торфа - 3-часового запаса по топливу с теплотворной способностью 2000 ккал/кг;

Увеличение емкости бункеров допускается при соответствующем обосновании.

Полезная емкость бункера определяется с учетом угла естественного откоса в верхней части бункера, коэффициента заполнения бункера равного 0,9. Для систем с прямым вдуванием учитывается также несрабатываемая емкость, определяемая высотой в 2 м над выходным отверстием бункера.

Углы наклона стен бункеров к горизонту и минимальные размеры выходных отверстий бункеров принимаются:

а) для углей с нормальными сыпучими свойствами (угол естественного откоса не более 60°) угол наклона стенок не менее 65°, размеры отверстия не менее 1,1 м во всех направлениях;

б) для углей с ухудшенными сыпучими свойствами (угол естественного откоса больше 60°) угол наклона стенок не менее 70°, размеры отверстия не менее 1,6 м во всех направлениях;

в) для шлама, промпродукта и других углей, имеющих угол естественного откоса 70° и более - угол наклона стенок не менее 75° и размер отверстия не менее 1,8 м

во всех направлениях.

Допускается применять меньшие размеры выходного отверстия бункеров в зависимости от конструкции и размеров питателей угля и производительности мельниц при сохранении площади выходных отверстий.

Внутренние грани углов бункеров закругляются или перекрываются плоскостью.

Бункера сырого угля и торфа котельной при соответствующем обосновании снабжаются пневмообрушителями.

5.2.1.15 Полезная емкость промежуточных бункеров пыли в котельной должна обеспечить не менее 2-2,5-часового запаса номинальной потребности котла, сверх «несрабатываемой» емкости бункера, необходимой для надежной работы пылепитателей.

5.2.1.16 Характеристики дымососов и вентиляторов выбираются с учетом запаса по производительности и напору. Для дутьевых вентиляторов и основных дымососов запас по производительности должен быть 10%, запас по напору – 20%.

Для дымососов рециркуляции газов и вентиляторов рециркулирующего воздуха запас по производительности должен быть 5%, запас по напору - 10%.

Указанные запасы включают также необходимые резервы в характеристиках машин для целей регулирования нагрузки котла. При номинальной нагрузке котла и нормативных запасах по производительности и напору КПД тягодутьевых машин должен быть не менее 90% от максимального значения.

5.2.1.17 Для газомазутных котлов паропроизводительностью 500 т/ч и менее, для пылеугольных котлов паропроизводительностью 220 т/ч и менее, для водогрейных котлов теплопроизводительностью 180 Гкал/ч и менее, а также для каждого котла дубль-блока устанавливается один дымосос и один дутьевой вентилятор. Установка двух дымососов и двух вентиляторов в этом случае допускается только при соответствующем обосновании.

При установке на котел двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов производительность каждого из них выбирается не менее 50%. Для котлов с жидким шлакоудалением, в случае работы одного дымососа или одного дутьевого вентилятора должна быть обеспечена нагрузка котла не менее 70%.

5.2.1.18 Для регулирования работы центробежных дымососов и дутьевых вентиляторов котлов применяется направляющие аппараты с поворотными лопатками в сочетании с двухскоростными электродвигателями и при технико-экономическом обосновании - регулируемый электропривод. Для привода вентиляторов, подающих воздух в среднеходные и молотковые мельницы в пылесистемах с прямым вдуванием, применяются односкоростные электродвигатели.

Для регулирования осевых дымососов и вентиляторов, как правило, применяются направляющие аппараты в сочетании с односкоростными электродвигателями. Установка двухскоростных электродвигателей допускается при соответствующем обосновании.

5.2.1.19 Открытая установка дымососов и дутьевых вентиляторов применяется для электростанций, работающих на твердом, жидком или газообразном топливе в районах с расчетной температурой наружного воздуха для отопления выше минус

30°C.

Воздуходувки с турбоприводами устанавливаются в закрытых помещениях.

Открытая установка вынесенных трубчатых и регенеративных воздухоподогревателей применяется в климатических районах с расчетной температурой наружного воздуха для отопления выше минус 30°C.

5.2.1.20 При сжигании сернистых топлив предусматриваются мероприятия и устройства для защиты поверхностей нагрева котлов и газоходов от коррозии.

При установке на ТЭЦ водогрейных котлов, для которых в качестве основного или резервного выделено топливо с приведенным содержанием серы более или равным 0,1%, температура сетевой воды на входе в котел должна быть не ниже 110°C.

5.2.1.21 Для уборки пыли в помещениях котельной пылеугольных электростанций предусматривается пневматическая всасывающая система с разводкой трубопроводов, а для уборки полов система гидросмыва.

5.2.1.22 В котельном отделении электростанций следует предусматривать стенд для тарировки форсунок.

5.2.1.23 При проектировании котельных следует учитывать требования действующих норм и правил пожарной безопасности.

## 5.2.2 Золоулавливание

5.2.2.1 Все котлоагрегаты, сжигающие твердое топливо, оборудуются золоулавливающими установками.

Степень золоулавливания принимается в зависимости от тепловой мощности котла, приведенной зольности топлива и исходя из необходимости обеспечения нормативов удельных выбросов твердых частиц в атмосферу.

Эффективность золоулавливания проверяется при условии соблюдения норматива ПДВ.

5.2.2.2 В качестве золоуловителей для очистки газов со степенью 99% и выше должны приниматься, как правило, электрофильтры.

При техническом перевооружении электростанций с мокрыми золоуловителями допускается их замена на аналогичные установки со степенью очистки не менее 99%.

Применение золоуловителей других типов допускается при соответствующем обосновании.

5.2.2.3 Высота дымовых труб выбирается в соответствии с утвержденной методикой расчета рассеивания выбросов в атмосфере.

5.2.2.4 Открытая компоновка сухих золоуловителей применяется в районах с расчетной температурой отопления выше минус 30°C. При этом обязательно должны быть закрыты и утеплены подбункерное помещение, зоны обслуживания механизмов встряхивания и изоляторных коробок электрофильтров и сопел орошения мокрых золоуловителей. В районах с расчетной температурой отопления минус 20 и ниже мокрые золоуловители устанавливаются в помещении.

Золоуловители с сухой системой эвакуации цементирующейся золы из бунке-

ров снабжаются системой предпускового подогрева.

5.2.2.5 Система газоходов перед и после золоуловителей, а также их компоновка, должны обеспечивать равномерную раздачу дымовых газов по аппаратам при минимальном сопротивлении газового тракта. При проектировании новых котельных агрегатов с установкой в качестве золоуловителей электрофильтров необходимо выполнять аэродинамические исследования на моделях профилей и конфигураций газоходов перед и после золоуловителей с целью оптимизации скоростей и равномерности распределения газов в электрофильтрах.

На газоходах при подключении к дымовой трубе двух и более котлов после электрофильтров (дымососов) необходимо предусматривать возможность установки отглушающих устройств для отключения электрофильтров (дымососов) на период ремонта.

На газоходах каждого золоуловителя по заданию организации, их проектирующей, предусматриваются мерный участок, оснастка и площадка для контроля эффективности золоуловителей.

5.2.2.6 Если температура и влагосодержание дымовых газов за котлом не обеспечивают необходимых для эффективной работы электрофильтров благоприятных электрофизических свойств золы, требуемые температура и влагосодержание газов достигается устройством специальных установок перед электрофильтрами, включая специальные типы агрегатов питания.

5.2.2.7 Высоковольтные агрегаты питания электрофильтров размещаются в специальном помещении.

Электрофильтры оснащаются резервными высоковольтными агрегатами питания в количестве 10% от числа задействованных агрегатов и двумя резервными мотор-редукторами встряхивания коронирующих и осадительных электродов.

5.2.2.8 Не допускается сброс в бункеры электрофильтров воздуха или газов из системы аспирации, дробеочистки и др. Сброс сушильного агента из разомкнутой системы пылеприготовления в дымовые газы перед электрофильтром запрещается.

5.2.2.9 Электрофильтры должны иметь теплоизоляцию и систему обогрева нижней части бункеров, обеспечивающие температуру стенки бункеров не менее чем на 15°C выше точки росы дымовых газов по водяным парам.

5.2.2.10 Температура дымовых газов за мокрыми золоуловителями при любых режимах работы котла должна быть не менее чем на 15°C выше точки росы дымовых газов.

5.2.2.11 Электрофильтры оборудуются системами сбора сухой золы. Под бункерами золоуловителей устанавливаются устройства, исключающие присосы воздуха в бункеры. Эти устройства должны обеспечивать нормальную работу систем сухого и мокрого золоудаления с учетом режимов встряхивания осадительных электродов. Стенки бункеров золы должны быть защищены с внутренней стороны и иметь угол наклона не менее 55°. Точки для удаления сухой золы должны, как правило, выполняться вертикальными, минимальный угол должен быть не менее 55°.

По мере освоения промышленностью золоуловители должны комплектоваться приборами сигнализации минимального и максимального уровня золы в бункерах.

5.2.2.12 При проектировании ТЭС на мазуте в каждом конкретном случае должен рассматриваться вопрос целесообразности золоулавливающей установки.

5.2.2.13 Двухъярусные электрофильтры комплектуются резервом отдельно по ярусам.

5.2.2.14 При установке электрофильтров следует предусматривать запасы по расходу газов (10%) и степени очистки от золы (одно резервное поле).

5.2.2.15 При проектировании новых электростанций или расширении действующих должны применяться электрофильтры со скоростью газов в активном сечении не выше 1 м/с.

### 5.2.3 Внутростанционное золошлакоудаление

5.2.3.1 Внутростанционное удаление золы и шлака осуществляется отдельным.

При наличии на ТЭС сухих золоуловителей принимается, как правило, внутростанционное пневматическое золоудаление, при котором зола из-под золоуловителей собирается гравитационными течками или пневмосистемами в промбункер или к установке внешнего пневмотранспорта. Далее сухая зола транспортируется на склад, откуда подается в узлы смешения и в виде пульпы высокого насыщения направляется в приемок насосных станций. При наличии потребителей зола выдается в транспортные средства со склада или, при соответствующем обосновании, непосредственно из промбункеров. При этом внутростанционное пневматическое золоудаление не резервируется системами гидравлического удаления золы.

При мокрых золоуловителях принимается гидравлическое удаление золы и шлака в насосную станцию или эрлифтную установку.

При соответствующем обосновании могут применяться и другие способы внутреннего золошлакоудаления.

5.2.3.2 Производительность систем золошлакоудаления принимается по проектному топливу ухудшенного качества с максимально-часовым выходом золошлаков.

5.2.3.3 Шлаковые и золовые каналы в пределах площадки ТЭС, включая расположенные в насосной станции, принимаются, как правило, отдельными.

Шлаковые каналы при твердом шлакоудалении выполняются с уклоном не менее 1,5%, а при жидком шлакоудалении - не менее 1,8%. Золовые каналы выполняются с уклоном не менее 1%.

Каналы, как правило, выполняются железобетонными с облицовкой из камнелитных изделий. По длине каналов устанавливаются побудительные сопла. Каналы должны быть перекрыты легкосъёмными конструкциями на уровне пола.

Для сильно цементирующейся золы с содержанием окислов кальция более 20% (сланцы, торф, канско-ачинские угли и др.) золовые каналы должны быть минимально возможной протяженности и рекомендуется облицовывать их лотками из стальных труб и листов.

5.2.3.4 При гидравлическом золошлакоудалении багерная насосная (эрлифтная) станция располагается в котельном отделении. В случае невозможности расположе-

ния насосной в главном корпусе при соответствующем обосновании допускается располагать багерную насосную за пределами главного корпуса. При этом подземные каналы высотой более 1,8 м должны прокладываться в проходном тоннеле и оборудоваться освещением, вентиляцией и пешеходным настилом.

При пневматических способах сбора и удаления золы багерная насосная станция и узел приготовления пульпы размещаются непосредственно у склада сухой золы.

На всасе багерных насосов предусматривается приемная емкость не менее чем на две минуты работы насоса для насосной, расположенной в главном корпусе или у склада сухой золы, и не менее трех минут - для выносной багерной насосной. Емкость подводящих каналов при этом не учитывается.

Предусматривается прием и удаление пульпы из восходящих ветвей золопроводов при их выводе в резерв или ремонт.

5.2.3.5 К одной багерной насосной должны подсоединяться, как правило, шесть котлов паропроизводительностью 320-500 т/ч, четыре котла по 640-1000 т/ч, два котла по 1650-2650 т/ч.

5.2.3.6 Насосное оборудование систем золошлакоудаления принимается по возможности крупных типоразмеров. Насосы орошающей, смывной, эжектирующей, уплотняющей воды устанавливаются с одним резервным агрегатом в каждой группе насосов.

Багерные насосы для шлаковой и золошлаковой пульпы устанавливаются с одним резервным и одним ремонтным агрегатом в каждой насосной станции.

При опасности образования в системе минеральных отложений в каждой группе насосов (кроме багерных и шламовых) устанавливается по одному дополнительному насосу и 100%-ное резервирование коммуникаций для возможности проведения периодических очисток.

При необходимости перекачки шлаковой пульпы несколькими ступенями багерных и шламовых насосов в одной насосной станции устанавливается 2 ступени насосов по согласованию с заводами-изготовителями.

При транспорте золошлаковой пульпы эрлифтными установками в каждой их группе предусматривается один резервный эрлифт.

Подача воздуха к эрлифтам выполняется по схеме «нагнетатель-эрлифт».

Нагнетатели располагаются в выгороженном месте главного корпуса или, при соответствующем обосновании, в отдельном здании. В каждой их группе предусматривается один резервный нагнетатель.

5.2.3.7 Подачу смывной (оборотной осветленной) воды следует предусматривать по секционированной кольцевой схеме. Питание системы шлакоудаления и системы золоудаления каждого блока или котла осуществляется отдельными коллекторами, присоединенными к секционированному кольцу. Ветви кольца соединяются перемычками, от которых питаются общестанционные потребители.

5.2.3.8 При рН осветленной воды 10,0 и выше не допускается смешение ее с технической подпиточной водой. В этом случае подпиточная вода направляется непосредственно в золоотвал или рассредоточено по времени вводится в приемный бункер багерных насосов.



5.2.3.9 Шлакодробилки, как правило, устанавливаются под котлами. Установка шлакодробилок в багерной насосной предусматривается при необходимости получения более мелких фракций шлака по условиям применения на золошлакоотвале рассредоточенного намыва.

5.2.3.10 При проектировании электростанций необходимо предусматривать возможность сбора и выдачи золошлаков потребителям. Следует проектировать устройства для выдачи золы и шлака при условии включения их в техническое задание и предоставления Заказчиком необходимых исходных данных для проектирования.

5.2.3.11 Для сбора сухой золы в промбункер и транспорта ее на склад принимаются гравитационные течи, пневмосистемы с аэрожелобами и пневмоподъемниками, вакуумные системы, низконапорные трубные системы. При приведенной длине транспорта до склада от 200 до 1000 м применяются напорные пневмосистемы с пневмовинтовыми или камерными насосами. В каждой группе насосов должны быть предусмотрены один резервный и один ремонтный агрегат.

Склад сухой золы для выдачи ее потребителям принимается емкостью полутора-двухсуточного запаса при среднегодовом выходе золы.

5.2.3.12 При необходимости выдачи шлака потребителям предусматриваются гидравлические системы с закрытым трехсекционным шлакоотстойником, системы с намывом шлака в бурты или в расходные отвалы.

Шлакоотстойник выполняется железобетонным, с дренируемым основанием. Емкость одной секции отстойника принимается не менее суточного запаса и отстоя шлака.

5.2.3.13 По заданию и исходным данным Заказчика проектируются специальные установки по выдаче потребителям классифицированных золошлаков, по домолу сухой золы, по извлечению ферросилиция, получению золошлакогранулята и т.д.

## **5.2.4 Котельные установки ТЭС с парогазовыми установками**

5.2.4.1 В парогазовых установках утилизационного типа применяются, как правило, котлы-утилизаторы без дополнительного сжигания топлива. Применение котлов-утилизаторов с дожиганием топлива перед ними допускается при соответствующем обосновании.

5.2.4.2 В утилизационных ПГУ число независимых котлов-утилизаторов должно соответствовать числу газовых турбин в составе ПГУ.

5.2.4.3 В ПГУ утилизационного типа, как правило, должны применяться барабанные котлы-утилизаторы с естественной или принудительной циркуляцией воды с одним или несколькими контурами давлений пара. Применение прямоточных котлов-утилизаторов допускается при соответствующем обосновании.

5.2.4.4 Регулирование паропроизводительности и параметров пара в котлах-утилизаторах, как правило, не предусматривается. При необходимости снижения температуры пара перед паровой турбиной допускается использование впрыска питательной воды.

5.2.4.5 Параметры пара и паропроизводительность котла-утилизатора в основ-

ном расчетном режиме определяются в зависимости от климатических условий района размещения ТЭС и соответствующих значений расхода и температуры газов, поступающих от ГТУ.

5.2.4.6 Котлы-утилизаторы должны обеспечивать работу при изменении расхода и температуры газов, поступающих от газовой турбины, обусловленных изменением температуры наружного воздуха от максимальной до минимальной в районе ТЭС.

5.2.4.7 Передача тепла сетевой воде от газодводяных теплообменников, установленных за ГТУ или в паровом котле-утилизаторе, должна осуществляться через промежуточный контур, в котором циркулирует обессоленная вода или конденсат.

5.2.4.8 Котлы-утилизаторы выполняются газоплотными для работы под наддувом без дымососов.

5.2.4.9 Установка байпасной трубы перед котлом-утилизатором или байпасного газохода в утилизационных ПГУ, как правило, не предусматривается. Байпасная труба или газоход могут выполняться по заданию Заказчика при соответствующем обосновании.

5.2.4.10 Конструкция и тепловая схема котла-утилизатора должны обеспечивать его работу с минимально возможной температурой уходящих газов.

Разность температур «газы-вода» в конце зоны испарения не должна превышать 10-15°C.

5.2.4.11 При работе ПГУ на основном и резервном топливе температура воды (конденсата) на входе в котел-утилизатор должна превышать на 10-15°C температуру конденсации водяных паров в уходящих газах.

5.2.4.12 Поверхности нагрева котла-утилизатора должны выполняться из труб с наружным оребрением.

Поверхности нагрева и трубопроводы должны быть дренируемыми.

5.2.4.13 В конструкции котла-утилизатора предусматриваются мероприятия и устройства для снижения уровня шума до санитарных норм, включая установку шумоглушителей на входе или на выходе газов.

5.2.4.14 Котлы-утилизаторы устанавливаются, как правило, в бесподвальном помещении. Допускается установка с заглублением в грунт баков слива воды из поверхностей нагрева и трубопроводов.

5.2.4.15 Для ПГУ, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха для отопления -20°C и выше, допускается открытая установка котлов-утилизаторов, спроектированных с учетом климатических условий.

5.2.4.16 Котел и вспомогательное оборудование в сбросной ПГУ должны допускать работу при изменении температур наружного воздуха в районе ТЭС от минимальной до максимальной.

5.2.4.17 В составе сбросной ПГУ предусматривается, как правило, байпасный газоход с установкой быстродействующих предохранительных клапанов со сбросом газов в атмосферу.

## 5.3 Турбинное отделение

### 5.3.1 Паротурбинные установки

5.3.1.1 Единичная мощность турбоагрегатов конденсационных блоков на электростанциях выбирается на основе технико-экономического анализа с учетом величины аварийного резерва, а также перспективного развития.

5.3.1.2 Единичная мощность паровой турбины для утилизационной ПГУ выбирается исходя из паровой производительности котла-утилизатора.

5.3.1.3 Единичная мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ выбирается на основе технико-экономического анализа и с учетом перспективного роста тепловых нагрузок.

5.3.1.4 Турбины с производственным отбором пара выбираются с учетом длительного использования этого отбора в течение года.

Турбина с противодавлением выбирается для покрытия базовой части производственной паровой и отопительной нагрузок.

В схеме трубопроводов ТЭЦ предусматривается возможность осуществления мероприятий по максимальной загрузке противодавленческих турбин за счет суточного, недельного и сезонного сокращения производственных и отопительных отборов у теплофикационных турбин.

Для изолированных электростанций выбор агрегатов производится таким образом, чтобы при останове одного из них оставшиеся обеспечили покрытие электрических нагрузок с учетом допускаемого потребителями регулирования.

5.3.1.5 При установке турбин с двойным значением мощности (типа Т и ПТ) установленная электрическая мощность паросиловых ТЭЦ определяется значением мощности в числителе.

Технико-экономические показатели ТЭЦ определяются в соответствии с графиком тепловых и электрических нагрузок.

5.3.1.6 Количество и производительность питательных насосов должны соответствовать нижеуказанным нормам.

5.3.1.6.1 Для электростанций с блочными схемами:

5.3.1.6.1.1 Производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%.

5.3.1.6.1.2 На конденсационных блоках с давлением пара  $\leq 13$  МПа (130 кгс/см<sup>2</sup>) на каждый блок устанавливается, как правило, один питательный насос производительностью по 100%. На складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции.

5.3.1.6.1.3 На теплофикационных блоках с давлением пара  $\leq 13$  МПа (130 кгс/см<sup>2</sup>) на каждый блок устанавливается, как правило, два питательных насоса производительностью по 50%. На складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции.

Питательные насосы принимаются с электроприводами, которые должны, как правило, комплектоваться устройствами для плавного регулирования напора и производительности (гидромуфтами, регулируемые электроприводами), обеспечи-

вающими пусковые режимы и работу блоков на частичных нагрузках с минимальными потерями.

5.3.1.6.1.4 На блоках с закритическими параметрами могут устанавливаться питательные насосы с турбоприводом или с электроприводом и устройством для регулирования частоты вращения.

При установке турбонасосов блоки комплектуются одним насосом производительностью 100% или двумя по 50%. При установке на блок одного турбонасоса производительностью 100% дополнительно устанавливается насос с электроприводом и гидромуфтой или регулируемым электроприводом производительностью 30-50%. На блоках с турбинами типа Т допускается установка одного питательного электронасоса производительностью 100%.

При установке на блок двух турбонасосов производительностью по 50% насос с электроприводом не устанавливается. К турбонасосам предусматривается резервный подвод пара. Вспомогательные системы питательных турбонасосов и основной турбины, как правило, должны быть общими. При установке на блоке электронасосов их количество должно быть не менее двух.

5.3.1.6.2 Для электростанций с общими питательными трубопроводами:

5.3.1.6.2.1 На электростанциях, включенных в территориальные энергетические объединения, суммарная производительность всех питательных насосов должна обеспечивать номинальную производительность всех установленных котлов с запасом не менее 5%. Резервные питательные насосы предусматриваются на складе (один насос на каждый тип насосов, установленных на электростанции).

Для возможности регулирования сезонных и суточных нагрузок целесообразно предусматривать регулирование частоты вращения у части питательных насосов или установку одного питательного насоса малой производительности:

5.3.1.6.2.2 На электростанциях, не включенных в территориальные энергетические объединения, суммарная производительность питательных насосов должна обеспечивать работу всех установленных котлов при номинальной паропроизводительности. Кроме того, должно устанавливаться не менее двух резервных питательных насосов с паровым приводом или электроприводом, имеющим независимое питание.

5.3.1.6.2.3 Допускается применение турбонасосов в качестве основных, постоянно работающих питательных насосов с установкой, по крайней мере, одного питательного насоса с электроприводом для пуска электростанции с нуля.

При наличии бустерных насосов, оснащенных обратными клапанами на нагнетании, а также при применении бездеаэрационной схемы, всасывающий коллектор основного насоса должен быть защищен от недопустимого повышения давления вследствие возможного поступления в него воды через обратные клапаны основных питательных насосов.

5.3.1.7 Конденсаторы турбин при необходимости должны оснащаться системами очистки трубок эластичными шариками и фильтрами предочистки.

5.3.1.8 Суммарная производительность деаэрационных установок питательной воды выбирается по ее максимальному расходу на котлы.

5.3.1.9 На каждый блок устанавливается по возможности один деаэрактор. До-

пускается для энергоблоков с ПГУ применение интегрированных (встроенных в барабан котла-утилизатора) деаэраторов.

5.3.1.10 На неблочных электростанциях должна обеспечиваться возможность ремонта любого деаэратора при работе остальных.

5.3.1.11 Тепловая мощность деаэраторов блочной установки выбирается исходя из обеспечения работы блока в номинальном режиме, при сбросах нагрузки до величины собственных нужд и холостого хода (с учетом минимальной производительности котла) и при пусках. При сбросах нагрузки и пусках допускается снижение давления в деаэраторах до атмосферного.

5.3.1.12 Максимальный объем воды в баках следует принимать равным 85% их геометрического объема, минимальный - определяется по уровню выше кромки сливных штуцеров на величину диаметра штуцера. Максимальный объем должен не менее чем в 2 раза превышать величину изменения массового заполнения котла в диапазоне нагрузок от максимальной до технического минимума.

Емкость деаэраторов и геометрические характеристики тракта от деаэратора до питательных насосов должны уточняться исходя из исключения срыва питательных насосов в режиме сброса полной нагрузки блока до нагрузки с холостым ходом турбины. При повторном применении проектов деаэрационно-питательных установок такого уточнения не требуется.

5.3.1.13 Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течение не менее 3,5 минут и для неблочных электростанций - 7 минут. Сопротивление тракта от деаэратора до всаса питательных насосов не должно превышать 10 кПа (1 м вод.ст.).

5.3.1.14 Деаэрации подлежат все потоки воды, поступающие в питательный тракт.

5.3.1.15 К основным деаэраторам, подключенным непосредственно к отборам турбины, предусматривается подвод резервного пара для удержания в них давления при сбросах нагрузки и деаэрации воды при пусках.

5.3.1.16 При работе деаэратора на скользящем давлении подача пара должна предусматриваться от отбора турбины или коллектора собственных нужд блока.

5.3.1.17 На линии подвода пара к деаэратору предусматривается установка регулирующего клапана. Для энергоблоков 500 МВт и выше, а также при применении двухбайпасной пусковой схемы, допускается установка пускового регулирующего клапана на подаче греющего пара.

5.3.1.18 При установке двух и более деаэрационных колонок должно быть обеспечено симметричное распределение гидравлических и тепловых нагрузок по колонкам.

5.3.1.19 Тепло выпара деаэраторов питательной воды по возможности должно использоваться в тепловой схеме станции.

5.3.1.20 В проекте должно быть приняты меры по предотвращению присосов кислорода в конденсатных насосах и конденсатном тракте путем применения рациональных схем вакуумной части конденсатного тракта, а также соответствующего типа арматуры и фланцевых соединений.

5.3.1.21 Конденсатные насосы для сетевых подогревателей, располагаемых в машзалах, при двухступенчатом подогреве выбираются с резервным насосом у первой ступени подогрева. При одноступенчатом подогреве устанавливаются только рабочие насосы, но не менее двух с производительностью каждого около 70% от номинальной.

5.3.1.22 На блочных конденсационных и теплофикационных электростанциях со сверхкритическими параметрами пара могут применяться бездеаэрационные тепловые схемы энергоблока с организацией нейтрально-кислородного водного режима.

Для исключения интенсификации низкотемпературной коррозии, сажеобразования и загрязнения поверхностей нагрева котла при пусках в схеме регенерации турбины должна предусматриваться возможность подогрева пускового расхода конденсата не менее чем до 70°C.

5.3.1.23 Для неблочных электростанций всасывающая магистраль, напорная магистраль питательных насосов перед подогревателями высокого давления и напорная питательная магистраль в котельной выполняется одинарными с секционирующими задвижками.

5.3.1.24 При проектировании трубопроводов, включая трубопроводы малых диаметров, их прокладка производится с учетом кабельной раскладки.

5.3.1.25 Не допускается применение чугунной арматуры:

- на газопроводах горючего газа, мазутопроводах и маслопроводах;
- на трубопроводах воды и пара с температурой выше 115°C;
- на трубопроводах от атмосферных деаэраторов к питательным насосам;
- на трубопроводах пожаротушения;
- на трубопроводах конденсата и дренажей с температурой среды 50°C и выше;
- на трубопроводах специальных газов (кислорода, азота, водорода, углекислого газа и ацетилена).

Применение чугунной арматуры для объектов, строящихся в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже минус 10°C не допускается.

5.3.1.26 При разработке проектов выхлопных трубопроводов от предохранительных клапанов и продувочных линий котлов в атмосферу должны предусматриваться специальные устройства для снижения шума.

5.3.1.27 Наружные поверхности теплосилового оборудования, трубопроводов и воздухопроводов в зданиях, сооружениях и наружных установках должны иметь тепловую изоляцию. Проектирование тепловой изоляции должно выполняться в соответствии с действующими нормативными документами.

При температуре воздуха в помещении плюс 20°C температура на поверхности изолированных объектов не должна превышать:

- для объектов с температурой до 100°C (вкл.) - плюс 35°C;
- для объектов с температурой выше 100°C - плюс 45°C.

Для объектов, расположенных на открытом воздухе, в рабочей или обслуживаемой зоне температура на поверхности изолированных объектов не должна превышать 55°C при покровном слое из металла и 60°C - при других видах покровных слоев.

Температура на поверхности тепловой изоляции трубопроводов, расположен-

ных за пределами рабочей или обслуживаемой зоны, не должна превышать температурных пределов применения материалов покровного слоя, но не выше 75°C.

Конструкция тепловой изоляции фланцевых соединений, арматуры трубопроводов и участков, подвергающихся периодическому контролю, должна быть съёмной.

Тепловая изоляция основных трубопроводов, а также трубопроводов диаметром 100 мм и более при теплоносителе с температурой выше 100°C, участков поверхностей, находящихся вблизи маслопроводов, мазутопроводов и против их фланцевых соединений, вблизи кабельных линий, а также изоляции циклонов, сепараторов, баков запаса конденсата и деаэраторов, установленных снаружи, должна иметь металлические и другие водонепроницаемые негорючие покрытия.

5.3.1.28 В системах масляного охлаждения турбоагрегатов и вспомогательного оборудования блока (питательные электронасосы, тягодутьевые машины, трансформаторы и т.д.) должны применяться только маслоохладители плотной конструкции, исключающей попадание масла в охлаждающую воду или охлаждающей воды в масло.

5.3.1.29 В турбинном отделении электростанций не допускается предусматривать установку маслonaполненного оборудования, не относящегося к технологии отделения.

5.3.1.30 Напорные маслопроводы с избыточным давлением более 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>) в системах смазки, регулирования и уплотнения турбоагрегатов и питательных насосов следует предусматривать из стальных бесшовных труб, предназначенных для паровых котлов и трубопроводов, с минимальным количеством фланцевых соединений.

5.3.1.31 Фланцевые соединения напорных маслопроводов, включая соединения с арматурой (при избыточном давлении в них 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>) и более), следует принимать фасонного типа ("шип-паз", "выступ-впадина"). Установка высоких плоских фланцев допускается при стыковке с оборудованием и арматурой, не имеющей фланцев фасонного типа (на маслonaсосах, маслоохладителях, обратных клапанах и т.п.).

На маслопроводах в местах вероятных протечек (высокие плоские фланцевые соединения, сальниковые уплотнения арматуры и т.п.) необходимо предусматривать устройство металлических кожухов с организованным отводом масла в сборный бак или приямок.

5.3.1.32 В системах смазки и регулирования турбин и уплотнения вала генератора, а также в системах смазки других механизмов допускается предусматривать применение негорючих или трудногорючих жидкостей.

5.3.1.33 Под маслonaполненным оборудованием (маслоохладители, маслonaсосы, маслonaочистители и т.п.), имеющим разъемные присоединения трубопроводов, и маслonaбаками объемом более 0,1 м<sup>3</sup> следует предусматривать устройство поддонов.

Отвод масла от поддонов и кожухов следует предусматривать через воронки в сборный бак, откуда масло автоматически перекачивается на маслonaхозяство.

5.3.1.34 Для аварийного слива нефтяного масла из турбоагрегатов следует предусматривать аварийную подземную емкость, устанавливаемую за пределами

главного корпуса (не ближе 5 м от стен здания), равную полному объему наибольшей маслосистемы турбоагрегата. Такие емкости могут устанавливаться как на каждой блоке, так и по одной емкости на каждой группе блоков. Емкость оборудуется сигнализацией уровня с выводом на щит управления.

Для негорючих жидкостей аварийный слив не требуется.

5.3.1.35 На трубопроводах аварийного слива нефтяного масла из маслобака турбоагрегата следует предусматривать последовательно две задвижки, первая из которых с ручным колонковым приводом, выведенным на отметку обслуживания турбины и установленным в безопасном при пожаре на маслобаке месте. Вторая задвижка с ручным управлением по месту установки и должна быть опломбированной в открытом положении.

Сечение трубопровода аварийного слива масла должно обеспечивать опорожнение маслобака в течение 15 минут, но его диаметр не должен превышать 350 мм.

5.3.1.36 На вновь проектируемых ТЭС следует применять генераторы с воздушным или водяным охлаждением.

Для генераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением на реконструируемых ТЭС предусматривается централизованная подача водорода и углекислоты (азота).

Ресиверы для хранения водорода и углекислоты (азота) следует устанавливать вне главного корпуса на огражденной площадке.

Ручное управление подачи на подпитку и вытеснение водорода углекислотой (азотом) должно быть установлено в месте, безопасном при пожаре на маслосистеме турбогенератора.

5.3.1.37 Выпуск водорода из турбогенераторов в атмосферу следует предусматривать над кровлей турбинного отделения с установкой конца трубопровода не менее чем на 2 м выше уровня кровли.

Установка огнепреградителей при этом не требуется.

5.3.1.38 Прокладка транзитных трубопроводов с горючими и легковоспламеняющимися жидкостями и газами в турбинном, деаэрационном и котельном отделениях не допускается.

## 5.3.2 Газотурбинные установки

5.3.2.1 Выбор единичной мощности ГТУ производится с учетом требований Заказчика, принятой тепловой схемы парогазовой электростанции и на основе технико-экономического анализа, а также с учетом экологических требований.

5.3.2.2 Технические характеристики ГТУ, а также объем комплектации должны соответствовать существующим нормам.

5.3.2.3 Технические системы ГТУ должны обеспечивать все режимы, обусловленные требованиями к маневренным характеристикам энергетических установок.

5.3.2.4 Газотурбинная установка должна иметь комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ), которое обеспечивает:

- очистку атмосферного воздуха, поступающего в осевой компрессор ГТУ, от естественной и промышленной пыли до требуемых величин;



- нагрев воздуха при угрозе обледенения и, при необходимости, охлаждение воздуха;
- снижение до санитарных норм уровня звукового давления, создаваемого осевым компрессором;
- предотвращения попадания посторонних предметов и атмосферных осадков в воздушный тракт.

Конструкция КВОУ должна учитывать местные климатические условия и соответствовать существующим нормативным материалам.

5.3.2.5 ГТУ должна иметь единую систему смазки турбогруппы и электрического генератора. По согласованию между разработчиком ГТУ и Заказчиком допускаются отдельные системы смазки и различные типы масел.

Система маслоснабжения ГТУ должна исключать попадание масел в окружающую среду.

5.3.2.6 При использовании горючих масел и емкости маслоблока ГТУ более 5 м<sup>3</sup> должен предусматриваться аварийный слив масла в аварийный резервуар согласно существующим нормам.

5.3.2.7 Конструкция оборудования ГТУ должна обеспечивать существующие нормативные требования по обеспечению взрывобезопасности оборудования. ГТУ должна обеспечивать вентиляцию трактов ГТУ и газоходов КУ в процессе ее разворота.

5.3.2.8 Горячие элементы ГТУ в местах возможного контакта обслуживающего персонала должны быть закрыты тепловой изоляцией или защитными кожухами. Температура наружной изоляции или кожуха не должны превышать 45°С.

5.3.2.9 Экологические характеристики ГТУ должны соответствовать существующим нормам.

5.3.2.10 Оборудование ГТУ должно быть выполнено в виде блочных конструкций, готовых к монтажу и раскладке для ревизии.

5.3.2.11 Тип компоновки машзала должен приниматься на основании технико-экономического анализа.

В компоновочных решениях ГТУ должны быть максимально сокращены всасывающие воздухопроводы и выхлопные газоходы.

Компоновочные решения машзала должны предусматривать ремонтные зоны и возможность заезды транспорта. Для ремонта оборудования должны быть предусмотрены грузоподъемные механизмы.

## 6 ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

Проектирование водоподготовительных установок (ВПУ), а также устройств водно-химического режима должно обеспечивать:

- надежность снабжения котлов и систем теплофикации водой требуемого качества;
- экономичность в части капитальных и эксплуатационных затрат;
- минимальное влияние сточных вод на природные водоемы;
- отсутствие солевых отложений и коррозии водоподготовительного и теплоэнергетического оборудования и трубопроводов.

При проектировании водоподготовительных установок должны рассматриваться варианты решения с учетом всего комплекса водно-химических вопросов электростанций, включая природоохранные.

В пусковой комплекс первого блока или следующей очереди электростанции должны включаться устройства и установки, обеспечивающие производство обессоленной и умягченной воды, очистку сточных вод, а также водно-химический режим оборудования на всю очередь строительства электростанции.

### 6.1 Подготовка добавочной воды

6.1.1 Для приготовления добавочной воды котлов на электростанциях следует применять при соответствующем обосновании:

- воды поверхностных источников;
- воды артезианских скважин;
- воды прямоточных и циркуляционных систем охлаждения турбин при коэффициенте упаривания  $K_y$  не более 1.5, если в них не добавляются вещества, тормозящие процессы известкования и коагуляции (например, фосфорсодержащие вещества не должны превышать 1 мг/л в пересчете на  $PO^{3-}_4$ );
- очищенные производственные сточные воды электростанций;
- хозяйственно-бытовые сточные воды после биологической очистки, доочистки и проверки возможности их использования;
- продувочные воды котлов.

6.1.2 Выбор способа обработки добавочной воды котлов производится на основании технико-экономических расчетов в зависимости от качества исходной воды, типа котлов и условий сброса минерализованных стоков. Могут применяться следующие технологии:

- химическое обессоливание;
- мембранное обессоливание;
- термическое обессоливание;
- ионообменное умягчение.

Возможно использование комбинированных технологий.

При применении указанных технологий следует использовать современное оборудование и расходные материалы (ионообменные смолы, мембраны и др.).

На электростанциях с прямоточными котлами применяется обезжелезивание и обессоливание дистиллята испарителей.

При применении вышеуказанных технологий следует использовать современ-

ное оборудование и расходные материалы (ионообменные смолы, мембраны и др.).

6.1.3 Технологическая схема ВПУ должна предусматривать максимальное сокращение сточных вод и расхода реагентов, а также повторное использование стоков в цикле ТЭС.

6.1.4 Расчетную производительность ВПУ следует принимать для котлов любого типа равной не более 3% от суммарной номинальной паропроизводительности котлов плюс покрытие потерь с продувкой котлов и конденсата на производстве.

Для ТЭС с газотурбинными установками при расчете производительности ВПУ, кроме того, должны быть учтены потери пара или конденсата на экологический впрыск в камеру сгорания газовых турбин и на охлаждение их лопаток.

При применении термической схемы обессоливания ее производительность принимается для КЭС с коэффициентом 1,4, а для ТЭЦ и ТЭС с ПГУ и ГТУ с коэффициентом 1,2 от расчетной потребности в обессоленной воде. При этом производительность установок умягчения воды для их питания не увеличивается.

6.1.5 Блочные испарительные установки должны дополняться общестанционной испарительной или химобессоливающей установкой, производительность которой принимается с коэффициентом 0,4 от расчетной потребности в добавочной воде.

6.1.6 При потере пара на разогрев жидкого топлива производительность ВПУ увеличивается на величину потерь, определяемых расчетом.

6.1.7 Для отдачи пара на производство рекомендуется применение паропреобразовательных установок.

6.1.8 При расчете технологической схемы ВПУ (выбор количества и типоразмеров фильтров и осветлителей, скорости фильтрации, высоты загрузок, технологических показателей фильтрующих и ионообменных материалов и др.) принимаются показатели технических условий заводов-изготовителей оборудования и поставщиков фильтрующих и ионообменных материалов с учетом отраслевых нормативных документов.

Импортные технологии, оборудование и материалы (в том числе сертифицированные в российской системе сертификации) должны по условиям эксплуатации соответствовать требованиям отечественных нормативных документов.

При проектировании ионитной части ВПУ разного назначения их расчет производится по наихудшему анализу исходной воды за последние 5 лет, а расчет качества и количества сточных вод - по среднегодовому анализу.

6.1.9 При проектировании ВПУ разного назначения предусматривается максимальная блокировка их с очистными сооружениями, а также со складскими помещениями. При этом должна быть обеспечена возможность дальнейшего расширения ВПУ с учетом подвоза реагентов к складу без промежуточной перегрузки на территории электростанции.

6.1.10 Расположение осветлителей, баков с коническим днищем, баков щелочи, декарбонизаторов для I климатического района предусматривается в здании, в остальных случаях - определяется технико-экономическими расчетами.

При размещении оборудования вне здания применяется тепловая изоляция и, при необходимости, обогрев баков, как правило, обратной водой теплосети. Арматура

для управления этим оборудованием размещается в закрытом помещении.

Все трубопроводы, располагаемые вне здания, должны быть утеплены с целью предохранения реагентов от замерзания и кристаллизации.

В случае размещения трубопроводов в каналах предусматриваются съемные плиты и люки для ревизии и ремонта.

Все трубопроводы периодического действия, располагаемые вне здания, должны быть снабжены тепловыми спутниками.

Трубопроводы воды и растворов реагентов диаметром 100 мм и менее прокладываются к осветлителю в пределах зданий и теплых переходов с соблюдением необходимых уклонов.

6.1.11 Выбор ионитов (катионитов и анионитов) производится в зависимости от качества исходной воды и схемы обессоливания.

При питании ВПУ водой поверхностного источника предусматривается предварительная очистка ее в осветлителях и осветлительных фильтрах. В целях снижения ионной нагрузки на ионитные фильтры и объема минерализованных стоков допускается известкование воды подземных источников.

6.1.12 Выбор способа водоподготовки для подпитки тепловых сетей должен производиться в соответствии с действующими нормами качества подпиточной и сетевой воды тепловых сетей.

При обеспечении условий безопасной работы тепловых сетей для подготовки добавочной воды рекомендуется применение ингибиторов отложений минеральных солей.

Для подпитки открытых и закрытых систем теплоснабжения с вакуумной деаэрацией следует использовать воду питьевого качества.

Для закрытых систем теплоснабжения при наличии термической деаэрации допускается использовать техническую воду.

Использование доочищенных хозяйственно-бытовых сточных вод не допускается.

6.1.13 Подача воды в осветлители должна осуществляться насосами сырой воды по самостоятельным трубопроводам без посторонних отборов по трассе.

6.1.14 На предпочистках, работающих по методу осаждения, устанавливается не менее двух осветлителей.

Средства автоматизации должны обеспечить колебания температуры воды, поступающей в осветлитель, в пределах  $\pm 1^\circ\text{C}$ .

Суммарная производительность осветлителей предпочистки, баков, насосов осветленной воды выбирается с запасом 10% от расчетной потребности в осветленной воде.

При выборе типов осветлителей необходимо исходить из требований получения на выходе из осветлителей качества воды по содержанию взвешенных веществ не более 2 мг/л.

Емкость баков осветленной воды должна учитывать, кроме часового запаса, объем воды на промывку одного осветлительного фильтра.

6.1.15 На водоочистках с осветлителями количество осветлительных фильтров выбирается из расчета скорости фильтрования 10 м/ч, а без осветлителей - 5 м/ч. Пре-

дусматривается один фильтр для перегрузки фильтрующего материала (он же является резервным).

6.1.16 Взрыхляющая промывка осветлительных фильтров осуществляется водой после осветлителей. Могут применяться следующие режимы взрыхляющей промывки:

- совместная водовоздушная промывка с интенсивностью подачи воды  $6 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ , воздуха –  $10 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$  и продолжительностью 2-3 мин.;
- промывка водой с интенсивностью подачи  $12 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$  и продолжительностью 15-20 мин.

Для повторного использования взрыхляющих вод механических и ионитных фильтров устанавливаются специальный бак и насосы для равномерной подачи этих вод в течение суток в нижнюю часть осветлителя.

6.1.17 Дозирование растворов и суспензий реагентов на водоочистках осуществляется с помощью двух насосов-дозаторов (рабочий и резервный) или эжекторов для подачи каждого реагента в каждую точку ввода.

Рекомендуется индивидуальная система управления электродвигателями насосов-дозаторов известкового молока и других реагентов. Допускается дозирование известкового молока или раствора центробежным насосом при помощи автоматически регулируемого дроссельного клапана.

Расходные емкости растворов и суспензий реагентов принимаются в количестве не менее двух для каждого реагента, из них каждая емкость рассчитывается на 12-24 часовой расход реагента.

Предпочтительно применение расходных емкостей известкового молока с механическим перемешивающим устройством.

6.1.18 При химической обработке подпиточной воды котлов необходимо применять технологии и оборудование, позволяющие обеспечить минимальные удельные расходы реагентов при требуемом качестве обработанной воды.

6.1.19 При проектировании ВПУ необходимо принимать минимальное количество оборудования за счет его высокой единичной производительности.

При производительности химводоочистки свыше  $400 \text{ м}^3/\text{ч}$  предусматривается разбивка осветлительных и ионитных фильтров (при параллельном их включении) на блоки производительностью не более  $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

6.1.20 Количество «цепочек» блочной ионитной установки должно выбираться из условий обеспечения номинальной (расчетной) производительности ВПУ по обесоленной воде и при выводе в ремонт одной «цепочки».

При параллельной схеме включения фильтров, размеры и количество ионитных фильтров первой ступени выбираются такими, чтобы при выводе в ремонт одного из одноименных фильтров расчетное количество регенераций каждого фильтра было не более трех в сутки. Количество одноименных фильтров принимается не менее трех.

В схемах с блочным и параллельным включением фильтров предусматриваются два незаполненных фильтра (катионита и анионита) для гидрперегрузки с подводом к ним растворов кислоты, соли, щелочи и сжатого воздуха. В фильтровальном зале предусматриваются трубопроводы гидрперегрузки загрузочных материалов со

штуцерами.

6.1.21 В схемах с «чистой» коагуляцией применение декарбонизаторов на обессоливающих установках обязательно, а в схемах с известкованием необходимость установки декарбонизаторов определяется технико-экономическими расчетами.

## 6.2 Очистка конденсата

6.2.1 Схемы и состав оборудования конденсатоочисток определяются исходным качеством очищаемого конденсата, а также качеством питательной воды установленных на электростанции котлов согласно ПТЭ. Производительность установок по очистке конденсатов (турбинного, бойлерного, возвращаемого с производства или мазутохозяйства) рассчитывается на 100%-ный объем очищаемых потоков.

6.2.2 Возвращаемый на конденсатоочистку ТЭЦ производственный конденсат должен отвечать следующим требованиям:

- жесткость общая – не более 50 мкг-экв/л
- содержание железа – не более 100 мкг-экв/л
- содержание меди – не более 20 мкг-экв/л
- содержание кремнекислоты – не более 120 мкг-экв/л
- содержание нефтепродуктов (типа масел и мазута) – не более 0,5 мг/л
- перманганатная окисляемость по кислороду – не более 5 мг/л
- величина рН – 8,5-9,5

Качество и количество возвращаемого с производства конденсата должно быть подтверждено Заказчиком.

В случае возврата конденсата с загрязняющими компонентами, величина которых превышает вышеуказанные значения, его дополнительная очистка производится за счет потребителя пара в соответствии с действующими правилами пользования электрической и тепловой энергией.

6.2.3 Если конденсат содержит или будет содержать вещества, не вошедшие в указанный перечень, включая органические соединения, то следует применять испарители или паропреобразователи, питаемые возвращаемым конденсатом.

С учетом требований к качеству питательной воды котлов и доли возвращаемого конденсата к расходу питательной воды предусматривается обезмасливание, обезжелезивание, умягчение или обессоливание очищаемого конденсата без установки резервных фильтров.

Для снижения интенсивности коррозии паро-конденсатного тракта предусматривается возможность дополнительного амминирования отпускаемого потребителю пара до величины рН не менее 8,5.

Допускается, по согласованию с потребителем, введение в конденсат или пар, направляемый на производство, ослабляющих коррозию (амины и т.п.) веществ.

Для приема производственного конденсата устанавливаются три бака. Емкость каждого бака рассчитывается на полуторачасовой объем возврата конденсата. Предусматриваются контроль качества возвращаемого конденсата и откачка его на установки очистки конденсата или замасленных вод.

6.2.4 На электростанциях с прямоточными котлами предусматривается 100%-

ное обезжелезивание и обессоливание конденсата турбин на блочной обессоливающей установке (БОУ) при температуре до 40°C.

На электростанциях с барабанными котлами БОУ предусматривается при соле-содержании охлаждающей воды конденсаторов более 5000 мг/л и при осуществлении регулирования температуры пара впрыском питательной воды. В остальных случаях допускается обезжелезивание или обезжелезивание с обессоливанием всего конденсата (в том числе, бойлеров, калориферов и т.д.) при соответствующем технико-экономического обосновании (например, при работе блока с котлом 14 МПа в маневренном режиме, при применении котлов с одноступенчатым испарением, а также при применении котлов нового поколения.

6.2.5 На БОУ применяются фильтры смешанного действия (ФСД) с выносной регенерацией ионитов, расчетная максимальная скорость фильтрования которых принимается 100 м/ч при одном отключенном на регенерацию фильтре.

Допускается применение отдельного ионирования в корпусах ФСД с выносной регенерацией и теми же скоростями фильтрования. При этом обезжелезивание совмещается с катионированием конденсата. На каждые две БОУ предусматривается один узел регенерации ионитов.

6.2.6 Для предотвращения попадания ионитов в пароводяной тракт на выходных трубопроводах после каждого ФСД устанавливаются ловушки ионитов, а при отдельной схеме очистки - ловушки устанавливаются после каждого фильтра.

6.2.7 Для электростанций с прямоточными котлами предусматривается автономная обессоливающая установка (АОУ), позволяющая осуществлять многократную циркуляцию через нее всех общестанционных загрязненных конденсатов.

Производительность АОУ (на каждые 4 энергоблока):

- 150 м<sup>3</sup>/ч для блоков мощностью до 500 МВт;
- 300 м<sup>3</sup>/ч для блоков мощностью 500 МВт и более.

Обессоливание конденсатов осуществляется в ФСД с внутренней регенерацией при расчетной скорости фильтрования 50 м/ч. Допускается обессоливание по отдельной схеме ионирования.

6.2.8 Для электростанций с барабанными котлами предусматривается обезжелезивание и обессоливание на АОУ всех общестанционных загрязненных конденсатов. Производительность установки определяется расчетом.

6.2.9 Для очистки конденсатов от продуктов коррозии с учетом температуры конденсата применяются катионитные фильтры, загруженные катионитом КУ-2-8 или его зарубежным аналогом, сополимером стирола и дивинилбензола.

Скорость фильтрования конденсата принимается до 50 м/ч.

Допускается периодическая гидровыгрузка фильтрующих материалов в специально устанавливаемый фильтр с подводом к нему раствора кислоты и сжатого воздуха.

6.2.10 Очистка конденсата мазутохозяйства не предусматривается при установке подогревателей мазута сварной конструкции. Для проверки качества конденсата хозяйства жидкого топлива устанавливаются два контрольных бака, после которых конденсат направляется в баки запаса или на установку очистки вод, загрязненных нефтепродуктами.

В остальных случаях предусматривается установка для очистки конденсата мазутохозяйства.

6.2.11 Для обезмасливания конденсатов с содержанием масел не более 10 мг/л предусматриваются угольные фильтры, загруженные активированным углем. Скорость фильтрования принимается до 7 м/ч.

### **6.3 Водно-химический режим и химконтроль**

6.3.1 Для котлов в зависимости от принимаемого вводно-химического режима должны предусматриваться устройства для коррекционной обработки питательной воды (аммиаком, гидразингидратом, окислителем и т.д.).

При необходимости подачи пара на пищевые, фармацевтические и другие подобные предприятия предусматривается независимое пароснабжение этих предприятий, в этом случае обработка питательной воды гидразином не допускается. Возможно применение для этих целей паропреобразовательных установок при соответствии параметров пара от них требованиям указанных потребителей.

6.3.2 Для барабанных котлов и котлов-утилизаторов предусматривается устройство для коррекционной обработки котловой воды фосфатами.

Для поддержания щелочности котловой воды на уровне норм установленных ПТЭ допускается дозирование нелетучих щелочей.

Для корректировки качества котловой воды барабанных котлов, оборудованных БОУ, целесообразно применение щелочных агентов взамен фосфатирования.

6.3.3 Предусматривается необходимое оборудование для проведения предпусковых и эксплуатационных водно-химических промывок, предпусковых парокислородных очисток теплосилового оборудования, а также для его консервации.

6.3.4 Установки для обработки воды и пароводяного тракта электростанций должны быть оснащены необходимыми устройствами для отбора, подготовки и охлаждения проб до 20-40°C, а также приборами автоматического химического и технологического контроля.

6.3.5 На электростанциях предусматриваются центральная химическая лаборатория площадью до 300 м<sup>2</sup> и в главном корпусе экспресс-лаборатории (на блочной станции площадью 150 м<sup>2</sup> на каждые два блока, а на неблочной станции 150 м<sup>2</sup> на четыре агрегата). Расположение экспресс-лабораторий предусматривается на отметке обслуживания основного оборудования.

Предусматривается также экспресс-лаборатория на химводоочистке общей площадью 50 м<sup>2</sup>.

Экспресс-лаборатории в главном корпусе должны иметь изолированные помещения для:

- узла подготовки проб;
- первичных преобразователей (датчиков) и вторичных приборов автоматического контроля;
- выполнения химических анализов.

Каждое помещение химических лабораторий оборудуется приточно-вытяжной вентиляцией с автономным включением, освещением, отоплением, подводом холодной и горячей водопроводной воды и конденсата, канализацией.



## 6.4 Защита от коррозии

6.4.1 Предусматриваются защитные покрытия внутренних поверхностей оборудования, трубопроводов, железобетонных емкостей и строительных конструкций, соприкасающихся с агрессивными средами, в соответствии с ведомственными указаниями по системам противокоррозионных покрытий внутренних поверхностей оборудования, трубопроводов и строительных конструкций тепловых электростанций.

Примечание: *Трубопроводы временного использования (например, предпусковой водно-химической очистки оборудования) не подлежат нанесению защитных покрытий.*

6.4.2 При необходимости для ремонта химпокрытий может предусматриваться отдельная мастерская площадью до 120 м<sup>2</sup> со специальным оборудованием.

6.4.3 Допускается выполнение трубопроводов воды и растворов реагентов из полимерных материалов в соответствии с их техническими характеристиками.

6.4.4 На всех трубопроводах ВПУ и склада реагентов, по которым транспортируются растворы реагентов, а также вода с рН ниже 7 устанавливается коррозионно-стойкая арматура.

6.4.5 Пробоотборные линии в главном корпусе и на ВПУ выполняются из нержавеющей стали. Допускается на ВПУ применение полимерных труб в соответствии с их техническими характеристиками.

6.4.6 Баки запаса питательной воды и конденсата защищаются от попадания внешних загрязнений (пыли, золы, песка и т.д.) и, как правило, устанавливаются рядом с главным корпусом.

## 6.5 Склад реагентов

6.5.1 При доставке реагентов железнодорожным транспортом склады реагентов должны обеспечивать прием не менее одного 60-тонного вагона или цистерны при наличии на складе к моменту разгрузки 15-суточного запаса соответствующего реагента с учетом обеспечения общего запаса не менее чем на месяц.

При использовании извести для нейтрализации кислых сточных вод на водочистках без известкования предусматривается склад извести с запасом на 15 суток.

При доставке реагентов автотранспортом или по трубопроводу запас реагентов принимается не менее чем на 15 суток.

На складе предусматриваются места и емкости для хранения реагентов, используемых для проведения водно-химической промывки любого котла и питательного тракта, а также места для хранения загрузочных материалов.

Для электростанций, находящихся в районах с суровыми климатическими условиями и нерегулярными поставками, запас реагентов, способ их разгрузки и хранения принимается с учетом местных условий.

6.5.2 Склад оборудуется устройствами для выгрузки реагентов из вагонов и цистерн, транспортировки реагентов внутри склада и приготовления растворов и суспензий с очисткой их от посторонних примесей. Указанные операции, а также удаление отходов должны быть механизированы. Склад изолируется от фильтровального

---

зала. Температура в помещении должна быть не ниже  $+10^{\circ}\text{C}$ .

Для разгрузки каустической соды из железнодорожной цистерны предусматривается подвод пара давлением  $2,5-8 \text{ кгс/см}^2$ , подаваемого непосредственно в цистерну.

6.5.3 Объем склада извести принимается из условия поставки ее с активностью 50% CaO. В случае представления Заказчиком обоснованных данных о поставке извести с меньшей активностью, расчет выполняется на количество извести не менее чем 30% CaO.

6.5.4 Для хранения кислот и щелочей устанавливается не менее двух баков для каждого реагента; для водно-химической промывки теплосилового оборудования – по одному баку для каждого реагента.

6.5.5 Баки для хранения кислот и щелочей следует располагать в специальных кислото- и щелочестойких поддонах, отдельно для каждого реагента.

Вместимость поддона должна быть равной емкости наибольшего по объему бака. Высота ограждения должна быть на 0,2 м выше расчетного уровня разлившейся жидкости. Поддоны должны иметь приямок и насос для перекачки реагента в другой бак. При установке баков вне помещения следует предусматривать использование переносного насоса.

6.5.6 В качестве расходных емкостей растворов кислот и щелочей следует преимущественно применять баки с коническими днищами. При применении баков с плоскими днищами их устанавливают на фундаменты, обеспечивающие возможность контроля течи.

6.5.7 Трубопроводы кислот и щелочей (любых концентраций), а также токсичных жидкостей прокладываются с учетом обеспечения безопасности работы персонала электростанции.

Для опорожнения трубопроводов химических реагентов, подаваемых в главный корпус, следует предусматривать продувку его сжатым воздухом.

## 7 ТОПЛИВНОЕ И МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

### 7.1 Разгрузка, хранение, подготовка и подача твердого топлива

7.1.1 Расчетная производительность каждой нитки конвейера топливоподачи определяется по максимальному часовому расходу топлива ухудшенного качества на все установленные энергетические и водогрейные котлы при их номинальной производительности с запасом 20%.

При расчетной производительности более 2000 т/ч топливоподача может выполняться с двумя или более вводами в главный корпус. При модульной компоновке ТЭС каждый модуль выполняется с самостоятельным вводом топливоподачи.

*Примечание: Вводом топливоподачи называется двухниточная система конвейеров от разгрузочного устройства до бункеров котельной, включающая дробильное устройство и узлы пересыпки, предназначенная для снабжения котлоагрегатов. При этом разгрузочное устройство и склад топлива могут быть общими на два и более ввода.*

7.1.2 Для разгрузки железнодорожных полувагонов с углем и сланцем, как правило, применяются вагоноопрокидыватели.

При снабжении электростанций фрезерным топливом его доставка может осуществляться саморазгружающимися вагонами, оборудованными дистанционным управлением открывания и закрывания люков. В этом случае тип разгрузочного устройства определяется в каждом конкретном случае с учетом расхода топлива и типа вагона.

7.1.3 При производительности топливоподачи до 400 т/ч устанавливается один вагоноопрокидыватель. Количество вагоноопрокидывателей при производительности топливоподачи свыше 400 т/ч определяется с учетом Правил перевозок грузов МПС и времени на маневровые операции по подаче ставки под разгрузку.

К расчетному количеству вагоноопрокидывателей устанавливается один резервный на случай выхода из строя рабочих вагоноопрокидывателей или установленных под ними питателей, конвейеров.

7.1.4 При установке одного вагоноопрокидывателя на складе топлива в качестве резерва предусматривается разгрузочная эстакада длиной 120 м и высотой не менее 3,0 м или приемный бункер на один вагон.

Для механизированной разгрузки неисправных полувагонов на складе топлива предусматривается железнодорожная эстакада длиной 60 м, подземный бункер и др.

7.1.5 Разгрузка вагонов со шламом предусматривается на железнодорожной эстакаде, рядом с которой должна быть площадка для складирования и подсушки шлама. Эстакада и площадка оснащаются соответствующими механизмами по выгрузке и перевалке шлама. Размеры площадки определяются исходя из двухнедельного объема максимальной поставки шлама. Необходимость установки для выгрузки шлама других разгрузочных устройств (например, вагоноопрокидывателя) определяется технико-экономическим обоснованием с учетом объема поставки шлама, его характеристик и других условий конкретной ТЭС.

7.1.6 При доставке топлива на электростанцию с разрезов ленточными конвей-

ерами в месте их примыкания к системе топливоподачи ТЭС предусматривается приемная (буферная) емкость.

Вместимость емкости должна быть не менее суммарного объема топлива, находящегося на всей длине конвейерной линии, подающей топливо на ТЭС.

7.1.7 При железнодорожной доставке на электростанцию смерзающегося топлива сооружаются размораживающие устройства преимущественно проходного типа.

7.1.8 В разгрузочных устройствах для дробления на решетках смерзающегося и крупнокускового топлива предусматривается установка специальных дробильных машин. Решетки над бункерами в разгрузочных устройствах должны иметь ячейки размером в свету 350x350 мм, расширяющиеся книзу. При соответствующем обосновании допускается, кроме дробильных машин, устанавливать дополнительно дробилки предварительного дробления. При этом размеры ячеек решеток допускается принимать более 350x350 мм.

7.1.9 Подача топлива от каждого вагоноопрокидывателя осуществляется ленточным конвейером с производительностью, равной производительности вагоноопрокидывателя.

7.1.10 Подача топлива в котельную, как правило, осуществляется двухниточной системой ленточных конвейеров для каждого ввода в главный корпус, при этом одна нитка является резервной. Должна быть предусмотрена возможность одновременной работы обеих ниток. Подача топлива на склад предусматривается однопиточной системой конвейеров.

7.1.11 Производительность однопиточной системы конвейеров и механизмов подачи топлива на склад принимается равной производительности ленточного конвейера от разгрузочного устройства.

7.1.12 В тракте топливоподачи электростанций, работающих на всех видах твердого топлива, устанавливаются дробилки мелкого дробления, обеспечивающие измельчение топлива до размеров, требуемых по техническим условиям на котел или на топливоприготовительное оборудование, установленное в котельном отделении.

Производительность всех дробилок тонкого дробления должна быть не меньше производительности всех ниток конвейеров топливоподачи в котельное отделение.

При техническом обосновании производительность дробилок выбирается с учетом отсева мелочи.

7.1.13 В тракте топливоподачи для улавливания из угля металла на конвейерах устанавливаются:

- в первом узле пересыпки на конвейерах от разгрузочного устройства – металлоискатель и подвесной саморазгружающийся электромагнитный железоотделитель;
- перед дробилками - металлоискатель и подвесной саморазгружающийся электромагнитный железоотделитель;
- после дробилок – металлоискатель, подвесной саморазгружающийся электромагнитный железоотделитель и контрольный металлоискатель.

При шаровых барабанных мельницах железоотделители устанавливаются только до дробилок.

7.1.14 Для улавливания из угля древесины и прочих посторонних предметов устанавливаются:

- в первом узле пересыпки после разгрузочного устройства - уловители длинномерных предметов;
- после дробилок - уловители щепы, немагнитного металла.

7.1.15 Уловленные из топлива посторонние предметы должны удаляться механизированным способом.

7.1.16 В тракте топливоподачи после дробилок тонкого дробления и установок по улавливанию посторонних предметов предусматриваются пробоотборные и проборазделочные установки для определения качества топлива, подаваемого в котельную.

7.1.17 Для взвешивания топлива, поступающего в котельное отделение и на склад, на соответствующих конвейерах устанавливаются ленточные весы.

7.1.18 Перекрестные пересыпки в системе топливоподачи предусматриваются:

- после конвейеров разгрузочного устройства;
- после конвейеров со склада;
- в башне пересыпки главного корпуса.

Для перегрузки топлива с конвейера на два или несколько других применяются катучие реверсивные конвейеры, делители потока, распределители топлива, шибера и другие устройства.

7.1.19 Наибольший допускаемый угол наклона ленточных конвейеров принимается:

- для рядового топлива - 15°;
- для мелкого и дробленого топлива - 18°;
- в местах загрузки крупнокускового топлива - 12°.

7.1.20 Для распределения топлива по бункерам сырого угля главного корпуса применяются стационарные плужковые сбрасыватели, катучие реверсивные конвейеры и другие устройства и механизмы в зависимости от расположения бункеров, их вместимости, режима работы, скорости ленты конвейеров и др.

7.1.21 Угол наклона стенок бункеров топливоподачи принимается:

- для антрацитов, каменных, бурых углей и сланцев - не менее 60°;
- для высоковлажных углей, промпродуктов и шлама - не менее 70°.

Углы внутренних граней бункеров скругляются радиусом 0,5-1 м.

При потреблении электростанцией двух или более видов топлива, углы наклона выбираются для топлива с наихудшими сыпучими свойствами.

На бункерах разгрузочных устройств и склада топлива должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению налипания топлива (внутренняя облицовка стенок, обогрев и др.).

7.1.22 Пересыпные короба и течи должны обеспечивать беспрепятственный сход топлива. Топливо на конвейер должно поступать вдоль его продольной оси при симметричном расположении на ленте конвейера и максимально возможном приближении скорости движения топлива к скорости ленты.

Угол наклона пересыпных коробов и течек для угля и сланца принимается не

менее 60°, а для высоковлажных углей, промпродукта и шлама не менее 65°. Рабочие поверхности пересыпных устройств выполняются со средствами защиты от износа (бронирование, футеровка и др.).

Для замазывающихся углей предусматриваются мероприятия, препятствующие налипанию (обогрев, футеровка, установка виброустройств и др.).

7.1.23 Все устройства по пересыпке топлива внутри помещений, а также бункера сырого топлива проектируются с герметизацией от пыления и установками по обеспыливанию. Высоту перепадов в местах перегрузок топлива рекомендуется принимать минимальной.

7.1.24 Ленточные конвейеры устанавливаются в закрытых галереях. Допускается установка открытых конвейеров на складе топлива, обусловленная конструкцией погрузочно-разгрузочной машины.

Габаритные размеры галереи, ширина проходов, расположение переходных мостиков и эвакуационных выходов принимаются согласно общим требованиям безопасности, устанавливаемых соответствующими нормативными документами.

При соответствующем обосновании каждый конвейер двухниточного тракта может устанавливаться в отдельной галерее.

7.1.25 Вместимость резервных складов топлива определяется по расчетному суточному расходу топлива на все установленные котлы при их работе с номинальной производительностью на гарантийном топливе. Вместимость складов угля и сланца для хранения технологического запаса топлива, обеспечивающего надежную работу электростанции, принимается, как правило, равной 30-ти суточному расходу (без учета страховых запасов), для электростанций, располагаемых в районе угольных разрезов или шахт на расстоянии до 100 км - 15-ти суточному расходу. При конвейерной доставке топлива на электростанцию вместимость складов принимается равной 10-ти суточному расходу.

Для охлаждения разогревшегося в штабелях топлива (кроме антрацита и полуантрацита) на складе должна предусматриваться запасная площадка размером не менее 5% общей площади штабелей.

Необходимость в дополнительных емкостях складов на электростанции под хранение топлива для других нужд (страховые запасы) устанавливается Заказчиком на стадии выдачи задания на проектирование.

При доставке топлива на электростанцию водным или смешанным (водно-железнодорожным) транспортом вместимость складов определяется исходя из объемов хранения «межсезонных» (межнавигационных) запасов топлива.

7.1.26 На электростанциях, работающих на торфе, сооружается склад емкостью на 5-ти суточный расход, но не более 60000 т. При необходимости хранения торфа на складе в количестве, превышающем 60000 т, должны быть организованы самостоятельные резервные склады емкостью до 60000 т каждый. Резервный склад должен быть удален от территории электростанции на расстояние в пределах 5-30 км и связан с ней железнодорожными путями без выхода на железнодорожные пути общего пользования. Допускается размещение резервного запаса торфа на близлежащем торфопредприятии, удаленном от электростанции не более чем на 30 км и связанном с ней железнодорожными путями без выхода на железнодорожные пути общего пользования.

7.1.27 В целях улучшения экологической обстановки, а также для организации усреднения топлива рекомендуется создание базисных складов. В этом случае вместимость резервного склада ТЭС уменьшается по согласованию с Заказчиком.

7.1.28 На складах твердого топлива должно быть предусмотрено использование:

- машин непрерывного действия (роторные погрузчики, штабелеукладчики и др.) на гусеничном или рельсовом ходу с максимальной автоматизацией их работы;
- мощных бульдозеров в комплексе со штабелеукладчиком или конвейерами необходимой длины;
- виброкатков.

Рекомендуется принимать пробег бульдозера при выдаче топлива со склада до 75м.

Выбор системы механизации угольных складов в каждом конкретном случае определяется технико-экономическим обоснованием с учетом климатических условий района размещения электростанции, объема хранения, часового расхода и качества топлива.

Для вспомогательных операций (разравнивание, уплотнение топлива в штабеле), а также выдаче топлива из расходного (буферного) штабеля используются бульдозеры. Этими же бульдозерами резервируются машины непрерывного действия. При наличии на складе электростанции двух или более машин непрерывного действия рекомендуется их взаимное резервирование.

Другие складские механизмы, кроме бульдозеров, резервируются одним механизмом. При механизации склада только бульдозерами резерв должен быть в размере 50% от расчетного количества.

7.1.29 Для выравнивания неравномерностей в поступлении (выгрузке) и расходе топлива на электростанции из общей вместимости основного (резервного) склада топлива предусматривается расходный (буферный) склад (штабель) вместимостью не менее суточного расхода топлива. Расходный склад должен быть закрытого типа, в качестве которого могут приниматься бункеры (силосы), ангары.

Допускается применение открытого расходного склада для складов, механизуемых бульдозерами.

На открытых резервных и расходных складах топлива должны предусматриваться мероприятия по снижению пылеобразования и уноса пыли. При специальном обосновании резервный склад может выполняться закрытым.

7.1.30 Выдача топлива с расходного, в случае размещения его вне основного тракта, и резервного складов в основной тракт топливоподачи осуществляется самостоятельными однониточными системами конвейеров.

7.1.31 Часовая производительность складских механизмов и каждого однониточного тракта выдачи топлива со склада принимается по производительности одной нитки конвейеров основного тракта.

7.1.32 Для технического обслуживания и ремонта бульдозеров предусматриваются закрытые отапливаемые помещения, оборудованные необходимыми средствами технического обслуживания и ремонта на количество машин, равное 50% расчетного

парка бульдозеров, но не менее чем на две машины. Для стоянки остального количества бульдозеров предусматривается навес. Капитальный ремонт бульдозеров производится на специальных предприятиях.

7.1.33 Уборка пыли и осыпи угля в помещениях топливоподачи должна быть механизированной. Все отапливаемые помещения топливоподачи должны проектироваться с учетом уборки пыли и осыпи угля с помощью гидросмыва. Под конвейерами в головной части рекомендуется предусматривать установку подборщиков просыпи. В обоснованных случаях допускается для неотапливаемых помещений предусматривать сезонную гидроуборку. Удаление топлива из прямков гидроуборки должно быть механизировано с последующей его утилизацией.

В обоснованных случаях допускается пневмоуборка помещений топливоподачи.

7.1.34 Галереи ленточных конвейеров, помещения узлов пересыпок разгрузочных устройств (за исключением надземной части здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) должны быть отапливаемыми для поддержания в них температуры  $+10^{\circ}\text{C}$ ; помещения дробильных устройств  $+15^{\circ}\text{C}$ , надземная часть закрытых разгрузочных устройств, кроме устройств с непрерывным движением вагонов  $+5^{\circ}\text{C}$ .

7.1.35 В узлах пересыпки, помещениях дробильных устройств, бункерной галерее главного корпуса, разгрузочных устройствах следует предусматривать обеспыливание (аспирацию, гидро-и парообеспыливание, пеноподавление и т.д.).

7.1.36 Тракт топливоподачи оборудуется установками автоматической пожарной сигнализации и пожаротушения в соответствии с действующими нормами.

7.1.37 Для уменьшения распространения пыли по тракту топливоподачи допускается, при техническом обосновании, устанавливать через каждые 100 м наклонных галерей перегородки огнестойкостью не менее 0,75 часа, оборудованные дверями и проемами с фартуками.

7.1.38 На топливоподаче для производства ремонтных работ должны предусматриваться соответствующие средства механизации.

7.1.39 В местах выхода из производственных помещений топливоподачи в лестничные клетки или в соседние производственные помещения следует предусматривать устройство тамбур-шлюзов с постоянным подпором воздуха.

7.1.40 Склады для хранения огнеопасных и взрывчатых веществ, помещения для ацетилена и других горючих газов не допускается пристраивать к зданиям топливоподачи.

Допускается пристраивать к глухим стенам зданий топливоподачи ремонтные мастерские и другие производственные помещения с невзрывоопасным производством.

7.1.41 Устройство сварочных постов в помещениях топливоподачи не допускается.

7.1.42 Прокладка транзитных трубопроводов отопления, технологического пара и электрокабелей в помещениях тракта топливоподачи запрещается. Запрещается



также прокладка трубопроводов для кислорода, ацетилен и других горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей.

## 7.2 Разгрузка, хранение и подача жидкого топлива

7.2.1 Хозяйство жидкого топлива сооружается для снабжения:

- топочным мазутом (далее мазут) котлов электростанций и котельных, использующих его в качестве основного топлива;
- резервным, аварийным или растопочным жидким топливом котлов, для которых основным топливом является газ или твердое топливо;
- дизельным или газотурбинным топливом в качестве основного топлива газотурбинных установок электростанций. Дизельное топливо может являться также резервным или аварийным при основном газообразном и пускоостановочном при основном газотурбинном.

Соответственное название имеют и сооружаемые на электростанциях хозяйства жидкого топлива: основное, резервное, аварийное или растопочное.

7.2.2 Для электростанций, сжигающих природный газ, при обеспечении круглогодичной подачи его от двух независимых источников в объеме необходимом на полную мощность хозяйства жидкого топлива может не сооружаться.

*Примечание: Под двумя независимыми источниками газоснабжения понимаются такие, когда при любой аварии на одном из них в цепочке добыча-переработка-транспортировка от другого сохраняется надежная поставка газа до газораспределительной станции (ГРС) включительно.*

7.2.3 Снабжение жидким топливом пусковой котельной производится от одного из указанных в п.6.2.1 хозяйств или от индивидуального хозяйства жидкого топлива.

7.2.4 Поставка жидкого топлива на электростанцию должна предусматриваться, как правило, железнодорожным транспортом в цистернах.

Допускается поставка дизельного или газотурбинного топлива трубопроводным, автомобильным или водным транспортом.

Для слива жидкого топлива из железнодорожных цистерн предусматривается приемно-сливное устройство.

7.2.5 Приемно-сливное устройство хозяйства жидкого топлива рассчитывается на прием цистерн грузоподъемностью 60 и 120 т. Длина фронта разгрузки основного и резервного хозяйства должна приниматься исходя из слива расчетного суточного расхода топлива, времени разогрева (для мазута) и слива не более 9 часов, а также весовой нормы железнодорожного маршрута, но не менее 1/3 длины маршрута, по согласованию с управлением железной дороги. При этом доставка жидкого топлива принимается цистернами расчетной грузоподъемностью 60 т с коэффициентом неравномерности подачи 1,2.

### 7.2.6 Мазутное хозяйство

7.2.6.1 Слив мазута из цистерн должен производиться в межрельсовые каналы (лотки), откуда мазут направляется через фильтр-сетку и гидрозатвор в приемную емкость. Размер ячейки фильтр-сетки не должен превышать размер наименьшей сторо-

ны канала рабочего колеса насоса, откачивающего мазут из приемной емкости, но не более 20 мм.

7.2.6.2 На приемно-сливном устройстве мазутного хозяйства предусматривается подвод пара или горячего мазута к цистернам, на обогрев сливных лотков, приемных емкостей и гидрозатворов, а также подвод пара для обогрева примерзших клапанов цистерн.

По всей длине фронта разгрузки приемно-сливного устройства мазутохозяйства предусматриваются эстакады на уровне площадок обслуживания цистерн.

Вдоль сливных лотков по обеим их сторонам выполняется бетонное покрытие с уклоном в сторону лотков шириной 5 м от оси железнодорожного пути. Уклон лотков принимается однопроцентным.

Предусматривается сбор и откачка ливневых и талых вод из приемной емкости на очистные сооружения при резервном и аварийном топливах. **А при основном?**

7.2.6.3 Полезный объем приемной емкости мазутохозяйств принимается не менее 20% емкости цистерн, устанавливаемых под разгрузку, с учетом дополнительного количества при разогреве цистерн горячим мазутом.

Насосы должны обеспечить перекачку мазута, слитого из цистерн, не более чем за 4 часа. Насосы, откачивающие мазут из приемной емкости, устанавливаются с резервом.

7.2.6.4 При подаче мазута на электростанцию по трубопроводам от нефтеперерабатывающих заводов возможность доставки мазута по железной дороге предусматривается только при специальном обосновании.

7.2.6.5 Разогрев мазута в резервуарах мазутного хозяйства принимается циркуляционный и, как правило, по отдельному специально выделенному контуру. В местах забора мазута допускается применение местных разогревающих устройств с помощью горячего мазута или пара.

7.2.6.6 Схема подачи мазута (одно- или двухступенчатая) в мазутохозяйствах принимается в зависимости от требуемого давления перед форсунками и характеристик устанавливаемого оборудования.

7.2.6.7 Мазутные хозяйства электростанций должны быть обеспечены паром с параметрами: давление 1,0-1,3 МПа (10-13 кгс/см<sup>2</sup>), температура 200-300°С. Конденсат пара должен подвергаться контролю и очистке от мазута и использоваться в технологическом цикле электростанции.

7.2.6.8 Оборудование основного, резервного и аварийного мазутных хозяйств должно обеспечивать непрерывную подачу мазута в котельное отделение при работе всех рабочих котлов с номинальной производительностью.

Вязкость подаваемого в котельную мазута должна быть:

- при механических и паромеханических форсунках - не более 2,5°УВ;
- при паровых и ротационных форсунках не более 6°УВ.

7.2.6.9 Для обеспечения циркуляции мазута в напорных мазутопроводах котельной и в отводах к каждому котлу предусматривается трубопровод рециркуляции мазута из котельной в мазутохозяйство.

7.2.6.10 В насосной основного и резервного мазутохозяйства, кроме расчетного

количества рабочего оборудования, должно предусматриваться:

- по одному элементу резервного оборудования - насосы, подогреватели, фильтры тонкой очистки;
- по одному элементу ремонтного оборудования - основные насосы I и II ступени.

Количество мазутных насосов в каждой ступени основного и резервного мазутных хозяйств должно быть не менее четырех, в том числе не менее двух рабочих насосов.

В насосной аварийного мазутохозяйства ремонтная группа насосов не предусматривается.

7.2.6.11 Производительность основных мазутных насосов при выделенном контуре разогрева выбирается с учетом дополнительного расхода мазута в размере не менее 10% на рециркуляцию из котельной в мазутное хозяйство. Часовая производительность насоса циркуляционного разогрева должна обеспечивать подготовку мазута в резервуарах и быть не менее 2% емкости самого большого резервуара, и соответственно увеличивается при разогреве цистерн и сливных лотков горячим мазутом.

Для циркуляционного разогрева мазута предусматривается по одному резервному насосу и подогревателю.

Подвод мазута к всасывающему коллектору основных насосов предусматривается от каждого резервуара или от каждой группы резервуаров.

7.2.6.12 Технологическая схема мазутонасосной должна обеспечивать работу любого подогревателя с любым основным насосом.

7.2.6.13 В мазутохозяйствах должна предусматриваться выносная (за пределы мазутонасосной) дренажная емкость не менее 25 м<sup>3</sup>.

7.2.6.14 Подача мазута к энергетическим и водогрейным котлам из основного и резервного мазутных хозяйств должна производиться по двум магистралям, каждая из которых рассчитана на пропуск 75% расчетного расхода топлива с учетом рециркуляции. Для аварийного мазутохозяйства предусматривается один мазутопровод.

7.2.6.15 Подача пара к основному и резервному мазутным хозяйствам производится по двум трубопроводам, каждый из которых рассчитан на 75% расчетного расхода пара, к аварийному мазутному хозяйству - по одному.

Для сбора конденсата необходимо предусматривать установку не менее двух баков.

Возврат конденсата производится по одному-двум трубопроводам в зависимости от схемы сбора и очистки конденсата.

Устанавливается не менее двух конденсатных насосов, один из которых резервный.

7.2.6.16 На всасывающих и напорных мазутопроводах должна быть установлена запорная арматура с электрическим приводом на расстоянии 10-50 м от мазутонасосной для отключений в аварийных случаях.

На вводах мазутопроводов внутри котельного отделения должна устанавливаться запорная арматура с электрическим приводом, расположенная в удобном для обслуживания месте.

7.2.6.17 Мазутопроводы котельной на  $P_y$  40 и 64 кгс/см<sup>2</sup> следует предусматривать из стальных бесшовных труб, предназначенных для паровых котлов и трубопроводов, изготавливаемых по специальным условиям, с выполнением 100% контроля монтажных сварных соединений ультразвуковой дефектоскопией или радиографией.

Запрещается прокладка напорных мазутопроводов в подвальных помещениях.

7.2.6.18 Для поддержания необходимого давления в напорных мазутопроводах котельной устанавливается регулирующий клапан «до себя» на выходе линии рециркуляции из котельной в мазутное хозяйство.

7.2.6.19 Дистанционное аварийное выключение основных мазутных насосов должно предусматриваться с центрального щита управления (ЦЩУ) для блочных ТЭС и с главного щита управления (ГЩУ) для ТЭС с поперечными связями.

На местном щите мазутонасосной должна предусматриваться сигнализация аварийного понижения давления мазута в подающих мазутопроводах к котлам.

7.2.6.20 Подача мазута на мазутохозяйство от нефтеперерабатывающего завода должна производиться по одному трубопроводу. В отдельных случаях при соответствующем обосновании допускается подача мазута по двум трубопроводам.

7.2.6.21 Прокладка всех мазутопроводов выполняется, как правило, наземной с уклоном не менее 0,003.

Все мазутопроводы, прокладываемые на открытом воздухе и в помещениях с температурой ниже +5°C, должны иметь паровые или другие обогревающие спутники в общей с ними изоляции.

На мазутопроводах должна применяться только стальная арматура, предпочтительно бесфланцевая.

На мазутопроводах котельных отделений фланцевые соединения и арматура (места вероятных пропусков) должны быть заключены в стальные кожухи с отводом пропускаемого мазута в специальные емкости.

7.2.6.22 Стальные резервуары мазутного хозяйства должны иметь тепловую изоляцию в районах со среднегодовой температурой +9°C и ниже.

Следует предусматривать антикоррозионное покрытие внутренней и наружной поверхностей стальных резервуаров.

На резервуарах для хранения мазута предусматривается установка вентиляционных патрубков с огнепреградителями.

7.2.6.23 Расчетный суточный расход мазута для определения емкости мазутохранилища электростанций, предназначенных для работы в базовом режиме, определяется исходя из 20-часовой работы всех энергетических котлов при их номинальной производительности и 24-часовой работы водогрейных котлов в режиме покрытия тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца.

Емкость мазутохранилища (без учета страхового запаса) для электростанций, у которых мазут является основным, резервным или аварийным топливом, принимается следующей:

При подаче по железной дороге:

- |             |                          |
|-------------|--------------------------|
| - основное  | на 15-ти суточный расход |
| - резервное | на 10-ти суточный расход |
| - аварийное | на 5-ти суточный расход  |

- для пиковых водогрейных котлов на 10-ти суточный расход  
При подаче по трубопроводам: на 3-х суточный расход

Необходимость в сооружении дополнительных емкостей под хранение на электростанции мазута для других нужд (страховой запас и др.) устанавливается Министерством энергетики РФ на стадии выдачи задания на проектирование.

Примечание: *Для электростанций, предназначенных для работы в маневренном режиме, емкость хранилища определяется в зависимости от заданного режима работы электростанции.*

7.2.6.24 В основном и резервном мазутных хозяйствах электростанций по требованию Заказчика предусматриваются устройства для приема, слива, хранения, подготовки и дозирования жидких присадок в мазут.

7.2.6.25 Для электростанций на твердом топливе емкость мазутохранилища растопочного мазутохозяйства определяется из условия создания 10-ти суточного запаса с учетом расхода мазута на растопку согласно п.4.2.6.29 и подсветку в размере 0,1 от номинального расхода всеми рабочими котлами.

7.2.6.26 Для электростанций, на которых в качестве основного топлива для энергетических котлов выделен уголь, а для пиковых водогрейных котлов мазут, емкость совмещенного мазутохранилища определяется с учетом запаса на водогрейные котлы и емкости растопочного мазутного хозяйства.

7.2.6.27 Длина фронта разгрузки растопочного мазутохозяйства для электростанций с общей паропроизводительностью котлов до 4000 т/ч принимается равной 100 м, более 4000 т/ч - 200 м.

Полезный объем приемной емкости растопочного мазутохозяйства должна быть не менее 300 м<sup>3</sup>. Насосы, откачивающие мазут из нее, устанавливаются без резерва.

7.2.6.28 Для подачи мазута в котельное отделение пылеугольных ТЭС и пара в растопочное мазутохозяйство предусматривается по одному трубопроводу.

Число мазутных насосов в каждой ступени растопочного мазутохозяйства принимается не менее трех, в том числе один резервный.

7.2.6.29 Пропускная способность мазутопроводов и производительность насосов растопочного мазутного хозяйства выбираются с учетом общего количества и мощности агрегатов (энергоблоков) на электростанции, режима работы электростанции в энергосистеме и особенностей района размещения электростанции.

При этом число одновременно растапливаемых агрегатов с нагрузкой до 30% их номинальной производительности не должно превышать:

- на КЭС - четырех блоков по 200 МВт, или трех по 300 МВт, или двух по 500 МВт, или одного 800 МВт;
- на ТЭЦ - двух наибольших котлов.

7.2.6.30 Растопочное мазутное хозяйство допускается выполнять совмещенным с маслохозяйством.

7.2.6.31 Отвод замазученной воды из нижней части любого резервуара мазутного хозяйства предусматривается в нефтеловушки, специально устанавливаемые в мазутном хозяйстве, с последующей подачей воды на очистные сооружения, а улов-

ленного мазута в приемную емкость или в резервуары.

#### 7.2.7 Хозяйство жидкого топлива для газотурбинных установок

7.2.7.1 На ТЭС с газотурбинными и парогазовыми установками, использующими жидкое топливо в качестве основного, а также в качестве резервного или аварийного при основном газообразном, сооружается хозяйство дизельного или газотурбинного топлива с учетом технических условий на поставку ГТУ и действующих нормативных документов.

7.2.7.2 При сливе, хранении и подаче жидкого топлива для газотурбинных установок не должно быть допущено его обводнение.

7.2.7.3 Слив дизельного и газотурбинного топлива из железнодорожных или автомобильных цистерн должен осуществляться закрытым способом.

7.2.7.4 Для хранения дизельного и газотурбинного топлива должны применяться стальные вертикальные наземные резервуары.

Количество резервуаров для хранения основного топлива должно быть не менее двух. Кроме того, должна быть предусмотрена установка одного-двух резервуаров для подготовленного газотурбинного топлива.

7.2.7.5 Емкость склада основного жидкого топлива (без учета страхового запаса) в зависимости от режима работы ТЭС принимается следующей:

- при базисном режиме – 15-суточный запас при расходе, соответствующем суммарной номинальной нагрузке ТЭС;
- при пиковом режиме – 30-суточный запас при максимальном часовом расходе топлива с учетом количества часов работы в сутки.

Необходимость в дополнительных емкостях для жидкого топлива для хранения страхового запаса и др. устанавливается Заказчиком на стадии утверждения задания на проектирование ТЭС.

7.2.7.6 Для хранения дизельного топлива, используемого на ТЭС в качестве резервного, аварийного или пуско-остановочного, предусматривается, как правило, два резервуара суммарной емкостью не менее, чем на 10-суточный запас для резервного и 5-суточный запас для аварийного или пуско-остановочного при максимальном часовом расходе топлива на ТЭС.

7.2.7.7 Подача жидкого топлива к ГТУ от топливного хозяйства должна производиться, как правило, по одному трубопроводу, рассчитанному на номинальную производительность с учетом 10%-ной рециркуляции.

Возврат (рециркуляция) жидкого топлива от ГТУ производится также по одному трубопроводу.

7.2.7.8 Подача пара на топливное хозяйство следует предусматривать по одному трубопроводу, обеспечивающему суммарный расчетный расход пара на нужды топливного хозяйства.

Параметры пара определяются тепловой схемой ТЭС.

7.2.7.9 Технологической схемой газотурбинного топлива должна быть предусмотрена система подготовки топлива, а также ввод жидких присадок в топливопро-

воды.

7.2.7.10 Проектом здания топливной насосной должны предусматриваться комплекс мероприятий по обеспечению взрывопожаробезопасности: устройство приточно-вытяжной вентиляции, установка сигнализаторов нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПП), применение электрооборудования по своему уровню и степени защиты отвечающего требованиям ПУЭ.

7.2.7.11 Компоновка технологического оборудования в топливной насосной должна обеспечивать удобство обслуживания и ремонта оборудования при высокой механизации с минимальным использованием ручного труда.

7.2.7.12 В отдельном помещении здания топливной насосной размещается местный щит управления (МЩУ). Вход в помещение МЩУ должен быть предусмотрен снаружи или через тамбур-шлюз из топливной насосной.

7.2.4.13 В здании топливной насосной должны быть предусмотрено размещение КРУ-0,4 кВ, мастерской, туалета, душевой, помещения чистой и грязной одежды, комнаты приема пищи и других бытовых помещений.

7.2.4.14 Вспомогательные помещения следует размещать в местах с наименьшим уровнем шума, вибрации и других вредных факторов и, по возможности, с естественным освещением.

Уровни вредных факторов (температура, влажность, шум, вибрация и др.) не должны превышать величин, установленных соответствующими нормативно-техническими документами.

### **7.3 Газовое хозяйство**

7.3.1 Газовое хозяйство электростанции предназначено для подачи природного (или после переработки) газа к газовым турбинам, дополнительным камерам дожигания или котельным агрегатам, для которых этот газ является основным (постоянным или сезонным), резервным или аварийным топливом.

При проектировании систем газоснабжения ТЭС следует учитывать требования действующих нормативных документов по безопасности систем газораспределения и газопотребления.

7.3.2 Схемными решениями систем газоснабжения ТЭС должно предусматриваться обеспечение топливом газопотребляющих установок с разным требуемым давлением газа: от 1,2 до 5,0 МПа для ГТУ и ПГУ и порядка 0,2 МПа для котельных агрегатов.

Схемы систем газоснабжения ТЭС от газораспределительной станции (ГРС) на магистральных газопроводах могут предусматриваться как совместные, так и отдельные при разных давлениях транспортируемого газа и для разных требуемых давлений газопотребляющих установок.

7.3.3 Подводящие газопроводы от ГРС или магистральных газопроводов до площадки ТЭС следует прокладывать, как правило, подземно, а по территории электростанции выполняется, как правило, надземно.

Распределительный газопровод котельного или газотурбинного отделения прокладывается вне здания.

7.3.4 На газопроводах электростанций должна применяться только стальная арматура класса А герметичности затвора.

7.3.5 Внутренние газопроводы в помещениях должны прокладываться в местах, удобных для их обслуживания, осмотра и ремонта.

Запрещается прокладка газопроводов по подвалам, в каналах и коробах, а также в местах, где они могут быть повреждены или подвержены коррозии.

7.3.6 Отопление и вентиляцию помещений в зданиях и сооружениях системы газоснабжения, а также главного корпуса с установками, работающими на природном газе, следует проектировать в соответствии с действующими нормативными документами.

7.3.7 Уровни вредных факторов от систем газоснабжения (температура, влажность, шум, вибрация и др.) не должны превышать величин, установленных соответствующими нормативно-техническими документами.

7.3.8 При проектировании систем газоснабжения ТЭС должны быть предусмотрены мероприятия по снижению уровня шума и предотвращению обледенения газопроводов.

7.3.9 Подача газа к котельным агрегатам

7.3.9.1 Максимальное давление поступающего на площадку ТЭС газа для сжигания в котлоагрегатах не должно превышать 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>).

7.3.9.2 Подвод газа от газораспределительной станции к газорегуляторному пункту (ГРП) осуществляется, как правило, по одному газопроводу на каждый ГРП. Резервный подвод газа не предусматривается.

Присоединение других потребителей к подводящему газопроводу допускается только по согласованию с его владельцем.

Для блочных ГРП допускается выполнять один общий подвод газа к двум и более ГРП от одной ГРС с резервированием газоснабжения от другой ГРС.

7.3.9.3 Предусматриваемый на территории электростанции ГРП предназначен для снижения и поддержания давления поступающего газа на уровне, установленном техническими условиями на котлоагрегат.

Производительность ГРП на ТЭС, где газовое топливо является основным, должна быть рассчитана исходя из максимального потребления газа котлами, а на ТЭС, сжигающих газ сезонно, - из суммарного расхода газа летнего режима.

Число параллельных установок, регулирующих давление газа, в каждом ГРП устанавливается на основании расчетов с учетом необходимости устройства одной резервной и линии малого расхода.

ГРП располагается на территории ТЭС в отдельном здании, в пристройках или под навесами.

7.3.9.4 Для ТЭС с суммарным расходом газа до 500 тыс.нм<sup>3</sup>/ч предусматривается сооружение одного ГРП, при большем расходе газа – двух и более ГРП.

Для ТЭС с энергоблоками 800 МВт и более предусматривается, как правило, сооружение ГРП отдельно для каждого блока.

Для электростанций, где газ является основным и единственным видом топлива (при газоснабжении от двух независимых источников и отсутствии мазутного хо-



зйства) сооружается не менее двух ГРП независимо от мощности ТЭС.

Примечание: *Под двумя независимыми источниками газоснабжения понимаются такие, когда при любой аварии на одном из них в цепочке добыча-переработка-транспортировка от другого сохраняется надежная поставка газа до газораспределительной станции (ГРС) включительно.*

7.3.9.5 При подводе газа от ГРП к котельному отделению рекомендуется принимать в расчетах расход газа по одной нитке не более 200 тыс.нм<sup>3</sup>/час.

Подвод газа от ГРП к распределительному газопроводу котельного отделения и от него к котлам не резервируется.

7.3.9.6 Рекомендуется совмещение ГРП с установкой газовых утилизационных турбин (ГТУ) с целью утилизации давления газа, т.е. создание газотурбинных регулирующих станции (ГТРС).

#### 7.3.10 Подача газа к газотурбинным установкам

7.3.10.1 Система газоснабжения ГТУ включает в себя подводящий газопровод, пункт подготовки газа (ППГ) с дожимными компрессорными станциями (ДКС), наружные и внутренние газопроводы с блоками отключающей арматуры.

Подключение любых других потребителей газа к газопроводам, проложенным как в пределах главного корпуса, так и вне его, не допускается.

7.3.10.2 Качество и параметры подаваемого к газотурбинным установкам природного газа должно соответствовать утвержденным техническим условиям на их поставку.

7.3.10.3 Здания и помещения (укрытия), в которых располагается оборудование пункта подготовки газа, а также блоки арматуры ГТУ, относятся по взрывопожарной опасности к категории А, помещения ГТУ - к категории Г. Степень огнестойкости должна быть не ниже III.

Расстояния от зданий (сооружений) до газопроводов и другие технические решения по системам газоснабжения следует принимать по действующим нормативным документам.

7.3.10.4 В зависимости от давления газа в подводящем газопроводе и требуемого давления перед ГТУ возможны два принципиальных варианта схемы подачи газа - с дожимными компрессорами и без них. Технологическая схема дожимной компрессорной станции может быть как общестанционной, так и блочной.

7.3.10.5 Размещение дожимных компрессоров должны предусматриваться в отдельном здании или в отдельном контейнере, который может примыкать к главному корпусу электростанции. Размещение дожимающих компрессоров в машинном зале ГТУ не допускается.

7.3.10.6 Производительность общестанционной ДКС должна рассчитываться на максимальный расход газа на ГТУ, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, по расходу газа для летнего режима.

7.3.10.7 При суммарном расходе газа до 300 тыс.м<sup>3</sup>/ч может сооружаться одна общестанционная ДКС. При больших расходах газа должны сооружаться две ДКС и более.

При суммарном расходе газа до 50 тыс.м<sup>3</sup>/ч количество дожимающих компрессоров должно быть не менее двух, один из которых резервный. В зависимости от режима работы ГТУ в энергосистеме при соответствующем обосновании допускается установка третьего компрессора (на случай ремонта).

При суммарном расходе газа свыше 50 тыс.м<sup>3</sup>/ч до 100 тыс.м<sup>3</sup>/ч количество дожимающих компрессоров должно быть не менее трех, а при суммарном расходе свыше 100 тыс.м<sup>3</sup>/ч до 300 тыс.м<sup>3</sup>/ч – не менее четырех.

7.3.10.8 В блочной компрессорной станции независимо от расхода газа дожимающие компрессоры устанавливаются без резерва.

7.3.10.9 Требуемое стабильное давление газа перед стопорными клапанами ГТУ обеспечивается блоком регулирования давления газа, входящим в состав пункта подготовки газа.

7.3.10.10 При эксплуатации газотурбинных и парогазовых установок в базовом режиме подача газа на ТЭС от магистральных газопроводов должна предусматриваться по двум трубопроводам от одной ГРС.

В случае отсутствия хозяйства жидкого топлива в системе ГТУ и ПГУ и работы ГТУ и ПГУ в базовом режиме подачу газа на ТЭС следует предусматривать по двум трубопроводам от одной ГРС, подключенной к двум независимым магистральным газопроводам.

7.3.10.11 Газопроводы должны отвечать всем техническим требованиям, предъявляемым действующими нормативными документами к конструкции, монтажу и контролю качества технологических трубопроводов группы Б I и II категорий.

7.3.10.12 Пункт подготовки газа должен в общем случае обеспечивать: очистку, редуцирование и/или компримирование, подогрев газа, осушку газа для пневмоприводной арматуры, измерение расхода газа. Технические средства для осуществления указанных операций следует использовать в виде специализированных блоков комплектной заводской поставки.

7.3.10.13 В соответствии с ПУЭ помещения, в которых расположено оборудование систем газоснабжения, относятся по взрывоопасности к зоне класса В-1а, пространство у наружных установок - к зоне класса В-1г.

Эстакады и опоры трубопроводов для горючих газов не относятся к взрывоопасным, за исключением зоны в пределах 3 м по горизонтали и вертикали от арматуры и фланцевых соединений трубопроводов.

7.3.10.14 Для обеспечения взрывопожаробезопасности помещения системы газоснабжения и газотурбинных установок должны быть оснащены светозвуковой сигнализацией и информацией, выведенной на БЩУ и ГЩУ и сигнализирующей о повышении концентрации газа в воздухе более 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПП).

7.3.10.15 Для предотвращения взрывоопасных ситуаций система газоснабжения и ГТУ должны быть оснащены необходимыми автоматическими защитами и блокировками.

## 7.4 Масляное хозяйство

7.4.1 На каждой электростанции должны быть предусмотрены центральный маслосклад или масляное хозяйство турбинных (нефтяного и огнестойкого искусственного), трансформаторного и индустриального масел.

Количество марок трансформаторных масел определяется применяемым оборудованием.

При соответствующем технико-экономическом обосновании возможно сооружение масляного хозяйства для группы ТЭС.

7.4.2 На маслоскладе ТЭС должен храниться постоянный запас:

- нефтяного турбинного масла в количестве равном (или более) вместимости маслосистемы самого крупного агрегата и запас на доливки не менее 45-дневной потребности;
- огнестойкого турбинного масла не менее годовой потребности его на доливки для одного турбоагрегата;
- индустриального масла для вспомогательного оборудования не менее 45-дневной потребности.

7.4.3 Маслохозяйство должно включать в себя открытый склад масел, маслоаппаратные и складские помещения вспомогательных смазочных средств, сорбентов, фильтровальных элементов, присадок, реагентов и прочих материалов, расположенные в одном здании, а также насосы и трубопроводы для приема и перекачки масел.

7.4.4 На открытом складе должны устанавливаться по четыре бака турбинных (нефтяного и огнестойкого искусственного) и трансформаторных (разных марок) масел и два бака индустриального масла для ТЭС на твердом топливе (для углеразмольных мельниц, турбоприводов воздуходувок и др.).

В баках склада должно предусматриваться хранение турбинных и трансформаторных масел трех состояний: свежее, регенерированное и отработанное. При этом должно быть не менее двух баков свежего турбинного масла и не менее двух баков свежего трансформаторного масла.

7.4.5 Емкость одного бака свежего турбинного, трансформаторного и индустриального масел должна быть не менее емкости железнодорожной цистерны, т.е.  $60\text{ м}^3$ . Емкость каждого бака свежего масла должна обеспечивать хранение запаса в количестве не менее:

- для турбинного масла - емкости масляной системы одного агрегата с наибольшим объемом масла и доливки масла в размере 45-суточной потребности всех агрегатов;
- для трансформаторного масла - емкости одного наиболее крупного трансформатора с данной маркой масла с 10% запасом.

Если единичная емкость бака для турбинного и трансформаторного масел будет меньше указанных величин, то необходимо соответственно увеличивать количество или единичную емкость баков.

Емкость баков отработанного и регенерированного турбинного и трансформаторного масел должна обеспечивать прием и хранение масла из одного наиболее маслосъемного турбоагрегата или наиболее крупного трансформатора.

7.4.6 Для сбора и хранения отработанных масел, утративших эксплуатационные качества, на открытом складе должны предусматриваться к установке один бак

---

для нефтяных масел и один для ОМТИ емкостью не менее 60 м<sup>3</sup>, откуда это масло вывозится в железнодорожной цистерне для сдачи на нефтебазу, нефтеперерабатывающий завод или региональные пункты регенерации масел.

7.4.7 Каждый бак должен быть оборудован одним и более адсорбционным воздухоосушительным фильтром, а также указателем уровня масла.

На электростанциях, расположенных в районах с расчетными температурами ниже температуры застывания масла, баки турбинного масла и коммуникации маслопроводов должны иметь тепловую изоляцию и систему обогрева.

7.4.8 Маслоаппаратные для каждого вида масел: турбинного нефтяного, турбинного, огнестойкого искусственного, трансформаторных (всех марок) и промышленного должны быть расположены в отдельных помещениях и включать в себя маслоочистительную аппаратуру, расходные баки, насосы для приема и перекачки масел, фильтры, установки для очистки, осушки и регенерации масел, а также ввода в них присадок.

Дегазация трансформаторных масел должна производиться на месте ремонта (монтажа) трансформаторов при помощи инвентарного комплекса технологического оборудования.

В масляном хозяйстве должна предусматриваться установка по осушке и регенерации адсорбентов (силикагеля, цеолита и др.).

7.4.9 Для подачи масла к энергооборудованию и слива его на маслохозяйство должны быть предусмотрены отдельные стационарные напорные и сливные маслопроводы турбинного (нефтяного и ОМТИ) и трансформаторного масел.

Маслопроводы должны изготавливаться из бесшовных труб из углеродистых и низколегированных сталей по специальным техническим условиям и прокладываться по эстакаде или в канале.

7.4.10 Для учета поступающих на склад и отпускаемых на эксплуатацию энергооборудования масел должны устанавливаться счетчики на трубопроводах приема и отпуска.

7.4.11 Для хранения вспомогательных смазочных средств в количестве 45-суточной потребности всех агрегатов, силикагеля и цеолит, а также присадок для масел в здании масляного хозяйства должно быть предусмотрено специальное складское помещение.

7.4.12 Во всех маслоаппаратных и складских помещениях должны быть предусмотрены средства малой механизации ремонтных и разгрузочных работ.

7.4.13 Не допускается размещение помещений для хранения масел над кабельными сооружениями и щитовыми помещениями, а также под ними.

## 8 ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

8.1 Расчетная тепловая мощность ТЭС определяется при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления как сумма расчетных тепловых нагрузок всех присоединённых потребителей, расчетных расходов тепла на собственные нужды ТЭС, а также расчетных часовых потерь тепла на ТЭС и в подключенных к ней магистральных и распределительных тепловых сетях.

8.2 Потери тепла для вновь проектируемых тепловых сетей определяются в соответствии с действующими нормативно-техническими документами на тепловую изоляцию, а для действующих магистральных и распределительных тепловых сетей - по величине нормируемых эксплуатационных потерь на основании предоставленных Владелец сетей данных, согласованных Заказчиком.

Потери тепла в паровых сетях принимаются по расчету с учетом потерь конденсата.

8.3 Расходы тепла на горячее водоснабжение в расчетных тепловых нагрузках и балансах ТЭС (в режиме при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления) учитываются:

- бытовые - по величине среднечасового расхода тепла и воды за отопительный период с коэффициентом 1,2;
- технологические - по величине среднечасового расхода тепла за смену наибольшего теплоснабжения.

В балансовых расчетах при других режимах в отопительный период бытовая нагрузка горячего водоснабжения учитывается по средне-часовому расходу тепла за отопительный период.

8.4 Схема трубопроводов теплофикационных установок ТЭС должна быть секционирована по сетевой воде. Входные (выходные) коллектора сетевой воды допускается выполнять кольцевыми.

Количество секций определяется количеством турбоагрегатов, сетевых насосов и тепломагистралей, а также из условий безопасной эксплуатации, удобства ремонта сетевых трубопроводов и предотвращения затопления помещений и оборудования ТЭС в аварийных ситуациях (при повреждении сетевых трубопроводов).

При аварийном выводе в ремонт в отопительный период отдельных секций входных и выходных коллекторов сетевой воды ТЭС должна быть обеспечена работа всех подключенных к ТЭС тепломагистралей, а расходы и давления в них не должны отклоняться от допустимых (по условиям надежности) величин, определяемых организацией проектирующей магистральные тепловые сети от ТЭС.

При этом снижение отпуска тепла потребителям за счет снижения расходов и температуры сетевой воды допускается принимать в соответствии с п.3.1.6 настоящих Норм.

По согласованию с Заказчиком (энергоснабжающей организацией) допускается вместо резервирования тепломагистралей на ТЭС предусматривать резервирование подачи тепла потребителям от других источников, совместно работающих с данной ТЭС на общие тепловые сети.

8.5 Схемы стационарных сетевых трубопроводов, коллекторов, системы кон-

троля и управления (СКУ) технологическими процессами должны обеспечивать расчетные давления и температуру теплоносителя на каждом выводе тепломагистралей ТЭС и не допускать температурных «перекосов» за счет неравномерностей в распределении сетевой воды между теплофикационными турбоустановками.

8.6 На трубопроводах сетевой воды теплофикационных установок следует предусматривать устройства для защиты теплофикационного оборудования ТЭС (сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов), магистральных и распределительных тепловых сетей и оборудования потребителей тепла от повышения давления сетевой воды выше допустимого из-за снижения расходов сетевой воды, при гидроударах и других нарушениях гидравлического режима в системе теплоснабжения.

8.7 Наружная поверхность сетевых станционных трубопроводов должна иметь антикоррозионное покрытие и тепловую изоляцию в соответствии с действующими нормативными документами.

8.8 Основные подогреватели сетевой воды на ТЭС устанавливаются индивидуально у каждой турбины без резерва и общая паровая магистраль по теплофикационным отборам 0,12 МПа (1,2 кгс/см<sup>2</sup>) может не предусматриваться.

В целях использования избытков пара энергетических котлов и производственных отборов турбин допускается установка пиковых сетевых подогревателей. Целесообразность их установки обосновывается технико-экономическим расчетом с учетом вопросов надежности.

8.9 Подогреватели сетевой воды на ТЭС устанавливаются не менее чем на двух блоках. При этом в случае вывода из работы одного блока оставшиеся в работе должны обеспечить 100% тепловой расчетной нагрузки присоединенных потребителей.

8.10 Сетевые насосы ТЭС предусматриваются индивидуальными, т.е. с установкой насосов у каждой турбины или групповыми без привязки насосов к конкретной турбине.

Количество сетевых насосов следует принимать не менее двух, один из которых является резервным. При пяти рабочих сетевых насосах в одной группе резервный насос допускается не устанавливать.

Выбор сетевых насосов производится в соответствии с гидравлическим расчетом зимних и летних режимов работы системы теплоснабжения и с учетом:

- статического режима тепловых сетей;
- возможного сброса тепловой нагрузки (снижения расходов сетевой воды в тепловых сетях) в ночные часы и в выходные дни;
- увеличения расхода сетевой (греющей) воды на вакуумные деаэраторы в режиме максимального водозабора из подающих трубопроводов при минимальной температуре греющей воды.

Количество подпиточных насосов принимается не менее двух в закрытой системе и не менее трех в открытой системе теплоснабжения. При этом один насос является резервным.

В целях деления водяной тепловой сети на зоны (в узлах рассечки) допускается в закрытых системах теплоснабжения устанавливать один подпиточный насос без резерва, а в открытых системах – один рабочий и один резервный насосы.

При изменениях расходов сетевой воды, связанных с суточным регулированием

ем расходов сетевой воды в системе теплоснабжения, предусматривается регулируемый привод сетевых и подпиточных насосов. Необходимость установки и тип регулируемого привода насосов обосновывается в проекте.

При значительной разнице в гидравлических режимах отдельных магистралей тепловых сетей допускается при технико-экономическом обосновании установка самостоятельных групп сетевых и подпиточных насосов для различных магистралей или сооружение отдельных гидравлически несвязанных между собой тепловых сетей.

Допускается предусматривать установку отдельных групп подпиточных насосов с различными напорами для отопительного, неотопительного периодов и для статического режима.

Общая производительность сетевых и подпиточных насосов определяется из условий работы на общие тепловые сети и должна учитывать возможное увеличение расходов воды сверх расчетного на 10%.

8.11 Электроснабжение сетевых и подпиточных насосов должно выполняться согласно ПУЭ, как для электроприемников I категории.

8.12 Обеспечение ТЭС исходной водой для подпитки тепловых сетей должно осуществляться с учетом 100%-ного резервирования подачи расчетного часового расхода подпиточной воды (прокладка двух трубопроводов, рассчитанных каждый на 100% расчетного часового расхода подпиточной воды, сооружение резервной ёмкости на ТЭС и т.п.).

Независимо от давления водопроводной воды на вводе ТЭС необходимо предусматривать установку насосов сырой воды на случай падения давления в водопроводной сети ниже расчетных значений.

8.13 Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки, деаэрационных установок и другого оборудования, связанного с подготовкой воды для подпитки тепловых сетей, а также пропускной способности соединительных трубопроводов следует принимать:

- в закрытых системах теплоснабжения - равным 0,75% фактического объёма воды в трубопроводах тепловых сетей и в присоединённых к ним системах отопления и вентиляции потребителей плюс 0,5% объёма воды в транзитных тепломагистралях;
- в открытых системах теплоснабжения - равным среднечасовому расходу воды на горячее водоснабжение за отопительный период с коэффициентом 1,2 плюс 0,75% фактического объёма воды в трубопроводах тепловых сетей и в присоединённых к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей и 0,5% объёма воды в транзитных тепломагистралях;
- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков – по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75% фактического объёма воды в трубопроводах сетей и присоединённых к ним системам горячего водоснабжения зданий.

8.14 При отсутствии фактических данных по объёму воды в системе тепло-

снабжения указанную величину допускается принимать (при температурном графике 150-70°C) из расчета:

- при закрытой системе – 65 м<sup>3</sup> на 1 МВт.ч суммарной расчетной нагрузки подключённой к ТЭЦ;
- при открытой системе – 70 м<sup>3</sup> на 1 МВт.ч суммарной расчетной нагрузки подключенной к ТЭЦ;
- при отдельных сетях горячего водоснабжения – 30 м<sup>3</sup> на 1 МВт.ч средней нагрузки.

Объём воды в транзитных тепломагистралях должен учитываться отдельно.

8.15 Для закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительная аварийная подпитка тепловых сетей химически необработанной и недеаэрированной технической водой в размере 2% от объёма воды в системе.

Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка возможна только водой из хозяйственно-питьевого водопровода в размере 2% от объёма воды в системе.

При наличии нескольких изолированно работающих тепломагистралей, отходящих от источника тепла, по согласованию с Заказчиком часовой расход аварийной подпитки системы теплоснабжения допускается определять по одной магистрали наибольшего диаметра.

Трубопровод аварийной подпитки системы теплоснабжения должен соединяться с трубопроводами основной схемы подпитки через две последовательно установленные задвижки с контрольным краном между ними.

На трубопроводе аварийной подпитки должен быть установлен прибор, регистрирующий расход и количество технической воды при включении в работу аварийной схемы подпитки системы теплоснабжения.

8.16 На источнике тепла должно устанавливаться не менее 25% объёма от общей необходимой суммарной ёмкости баков для системы теплоснабжения в целом.

Остальные баки-аккумуляторы (если не все баки размещены на ТЭС) устанавливаются в районах теплоснабжения.

В открытых системах теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды ёмкостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение за отопительный период.

В закрытых системах теплоснабжения на ТЭС мощностью 100 МВт и более следует предусматривать установку баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды ёмкостью, равной 3% от объёма воды в системе теплоснабжения.

Схема включения баков запаса должна обеспечивать периодическое обновление в них воды.

Количество баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50% рабочего объёма каждый.

8.17 В качестве баков-аккумуляторов и баков запаса подпиточной воды должны приниматься резервуары, специально разработанные для горячей воды.

Использование резервуаров, предназначенных для нефтепродуктов, не допус-



кается.

Внутренняя и наружная поверхности баков должны быть защищены от коррозии, а вода в баках - от аэрации.

8.18 Конструкция баков-аккумуляторов и их размещение на территории ТЭС должны отвечать требованиям ведомственного противоаварийного циркуляра о предотвращении разрушений баков-аккумуляторов горячей воды.

8.19 Трубопроводы, детали трубопроводов, запорная и регулирующая арматура сетевых трубопроводов от сетевых насосов второго подъема или сетевых трубопроводов первого подъема при одноступенчатой схеме подачи сетевой воды должны проектироваться на условное давление 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>).

Для обратных сетевых трубопроводов ТЭС до сетевых насосов второго подъема это давление принимается по давлению, требуемому в системе централизованного теплоснабжения, но не менее 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>).

8.20 Расчетные расходы сетевой воды для определения диаметров трубопроводов теплофикационных установок ТЭС определяются по нормам, принятым для магистральных тепловых сетей.

Максимальная величина потерь давления по тракту сетевых трубопроводов теплофикационных установок ТЭС, как правило, не должно превышать одной трети суммарного напора первой и второй ступени сетевых насосов.

Расчетный напор на выводах тепломагистралей должен обеспечиваться во всех режимах работы теплофикационного оборудования ТЭС.

8.21 Гидравлические режимы (расходы и давления) на выводах тепломагистралей ТЭС в отопительный и неотопительный периоды при максимальных и минимальных часовых расходах сетевой воды определяются организацией, проектирующей магистральные тепловые сети.

Для открытых систем теплоснабжения гидравлические режимы дополнительно разрабатываются при максимальном водоразборе только из подающего трубопровода и при максимальном водоразборе только из обратного трубопровода в отопительный период.

8.22 Трубопроводы тепловых сетей от коллекторов ТЭС, проходящие по её территории, должны входить в состав сооружений электростанции.

Установку головных задвижек на выводах тепломагистралей рекомендуется предусматривать у неподвижной опоры вблизи границы территории (внутри ограждения) ТЭС.

Конкретное место установки головных задвижек определяется проектной организацией по согласованию с владельцем источника тепла.

## 9 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 9.1 Главные схемы электрических соединений

9.1.1 Главные схемы электрических соединений тепловых электростанций должны выбираться на основании утвержденной схемы развития энергосистемы и номинального напряжения сети, к которой присоединяется данная электростанция, а также с учетом общей и единичной мощности и вида устанавливаемых агрегатов.

Схема выдачи мощности должна быть построена так, чтобы повреждение в сети не приводило к полному останову электростанции или потере собственных нужд.

9.1.2 Главная схема электрических соединений должна разрабатываться с учетом следующих положений и исходных данных, которые выдаются разработчиками схем электро- и теплоснабжения для каждого из этапов развития электростанции и энергосистемы:

9.1.2.1 Схема и номинальное напряжение сети в месте присоединения электростанции к энергосистеме, количество отходящих от электростанции линий на каждом напряжении. Графики нагрузки в рабочие и выходные дни на каждом из напряжений (летний, зимний, число часов использования максимума, паводковый период). Распределение генерирующей мощности между распределительными устройствами различного напряжения. Присоединение одного или нескольких блоков данной электростанции непосредственно к распределительным устройствам ближайших подстанций. Схема выделения станции со сбалансированной нагрузкой.

9.1.2.2 Предварительная величина системных перетоков и перетоков между распределительными (РУ) различных напряжений и распределение генераторов между ними. Категория потребителей и величина местной нагрузки.

9.1.2.3 Необходимость установки на электростанции средств системного регулирования (регулируемые реакторы, асинхронизированные турбогенераторы и т.п.). Наличие, характер и размер потоков обменной мощности.

9.1.2.4 Значения токов коротких замыканий для каждого из РУ повышенных напряжений в максимальных и минимальных режимах, а также восстанавливающееся напряжение на контактах выключателей соответствующего ОРУ. Специальные требования к схеме соединений в отношении устойчивости параллельной работы. Необходимость секционирования схемы и установки шунтирующих реакторов, других компенсирующих устройств. Требования к регулированию напряжений на РУ. Требования, вытекающие из системы противоаварийной автоматики. Режимы работы нейтрали трансформатора главной схемы электростанции.

9.1.2.5 Значение наибольшей мощности, которая может быть потеряна при отказе в отключении или повреждении любого выключателя (в том числе шиносоединительного, секционного или развилки шинных разъединителей), допустимой по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности как линий внутри системы, так и межсистемных связей, а также по условиям обеспечения бесперебойности теплоснабжения потребителей.

9.1.2.6 Применение, как правило, на электростанции не более двух РУ повышенных напряжений.

9.1.2.7 Обеспечение при системных авариях питания собственных нужд в первую очередь путем отделения электростанции или ее части с примерно сбалансированной нагрузкой или выделение энергоблоков для питания собственных нужд. Выделение электростанции или блоков в этом случае должно определяться производственным энергетическим объединением.

9.1.2.8 Главные схемы электрических соединений теплофикационных электростанций должны проектироваться в увязке со схемами распределительных сетей и схемами электроснабжения промышленных предприятий или городов, а также по условию обеспечения надежности теплоснабжения потребителей.

9.1.2.9 Схема соединения электростанций должна разрабатываться для каждого из этапов развития для нормальных режимов эксплуатации и для режимов при выводе основного оборудования электростанции в ремонт или резерв.

9.1.3 Связь двух распределительных устройств повышенного напряжения на ТЭС, при необходимости, выполняется с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов. При этом должны учитываться перспективы нагрузок на обоих напряжениях.

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы могут использоваться для связи двух РУ повышенных напряжений как по схеме блока генератор-трансформатор, так и в виде отдельных трансформаторов. Выбор варианта связи производится технико-экономическим сравнением.

Для каждого сочетания напряжений устанавливается, как правило, по два трехобмоточных трансформатора или автотрансформатора. Установка одного трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) или отказ от трансформаторов связи принимаются на основе технико-экономического обоснования.

9.1.4 Количество и мощность трансформаторов связи РУ генераторного напряжения с РУ повышенного напряжения должны выбираться таким образом, чтобы при выводе из работы одного трансформатора оставшиеся в работе трансформаторы, с учетом их перегрузочной способности, обеспечивали:

9.1.4.1 Выдачу в сеть повышенного напряжения всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок РУ генераторного напряжения в период минимума последних.

9.1.4.2 Питание потребителей, присоединенных к РУ генераторного напряжения:

- в период максимума нагрузок при выходе из работы одного наиболее мощного генератора, присоединенного к РУ генераторного напряжения;
- в весенне-летний период при остановке в ремонт или резерв части генераторов или одного наиболее мощного из присоединенных к РУ генераторного напряжения, в связи с сильным снижением тепловых нагрузок либо по условиям оптимизации режима работы энергосистемы при паводках или для экономии сжигаемого на ТЭС топлива.

9.1.5 Трансформаторы (автотрансформаторы) на электростанциях принимаются

трехфазными. В случае невозможности поставки заводами трехфазных трансформаторов необходимой мощности или при наличии транспортных ограничений допускается применение группы из однофазных трансформаторов.

9.1.6 При установке в блоках с генераторами повышающих трехфазных трансформаторов предусматривается резервный неприсоединенный трехфазный трансформатор (один на шесть и более однотипных рабочих трансформаторов).

Для группы из однофазных трансформаторов, устанавливаемых в блоке с генератором, предусматривается резервная фаза, которая заказывается с первым блоком.

При установке одной группы однофазных автотрансформаторов связи должна одновременно устанавливаться резервная фаза. При двух группах однофазных автотрансформаторов связи резервная фаза с первой группой, как правило, не устанавливается, однако, необходимо предусматривать опережающую установку фазы от второй группы на период работы только одной группы. Присоединение резервной фазы должно осуществляться путем перекачки ее на место заменяемой фазы.

9.1.7 Блочные повышающие трансформаторы (автотрансформаторы) должны, как правило, иметь ПБВ или РПН. Трансформаторы и автотрансформаторы связи должны иметь регулирование напряжения под нагрузкой.

При использовании третьей обмотки автотрансформатора необходимость установки линейных регулировочных трансформаторов определяется в каждом конкретном случае.

9.1.8 Для ограничения токов короткого замыкания при распределении электроэнергии на генераторном напряжении рекомендуется применять реакторы.

Для распределительных устройств с реактированными линиями должна применяться, как правило, схема «шины-реактор-выключатель-линия». Для расширяемых распределительных устройств допускается применять также схему «шины-выключатель-реактор-линия».

При необходимости ограничения токов короткого замыкания допускается раздельная работа секций РУ генераторного напряжения при параллельной работе на повышенном напряжении, если при этом обеспечивается надежное питание потребителей.

9.1.9 Присоединение генератора к РУ повышенного напряжения должно выполняться, как правило, через отдельный трансформатор.

В исключительных случаях, при наличии технико-экономического обоснования, разрешается попарное присоединение трансформаторов двух блоков на стороне повышенного напряжения, либо присоединение двух генераторов к одному трансформатору с расщепленными обмотками.

9.1.10 Схемы соединений распределительных устройств 35-750 кВ должны удовлетворять требованиям по надежности электро- и теплоснабжения.

9.1.10.1 На электростанциях с блочной электрической схемой отказ в отключении или повреждение любого из выключателей (кроме секционного и шиносоединительного) не должны, как правило, приводить к отключению более одного блока и одной или нескольких линий, которое допустимо по условию устойчивости энергосистемы.

При отказе в отключении или повреждении секционного или шиносоедини-

тельного выключателей, а также при совпадении повреждения или отказа одного из выключателей с ремонтом любого другого допускается одновременное отключение двух блоков и линий, если при этом сохраняется устойчивость работы энергосистемы или ее части. При этом не допускается полный останов ТЭС.

9.1.10.2 На теплоэлектроцентралях допускаемое число и суммарная мощность одновременно отключаемых агрегатов или повышающих трансформаторов при повреждении или отказе любого выключателя определяются как по условиям сохранения устойчивости работы энергосистемы, так и обеспечения электро- и теплоснабжения потребителей, с учетом резерва систем и других источников электро- и теплоснабжения. Повреждение секционного или шиносоединительного выключателя не должно приводить к полной остановке ТЭЦ.

9.1.10.3 Повреждение (отказ) любого выключателя не должно, как правило, приводить к отключению более одной цепи транзита напряжением 110 кВ и выше, если транзит состоит из двух параллельных цепей.

9.1.10.4 Отключение линии со стороны электростанции производится, как правило, не более чем двумя выключателями. Отключение повышающих трансформаторов, трансформаторов связи, трансформаторов собственных нужд производится, как правило, не более чем двумя выключателями с каждой стороны.

При прочих равных условиях предпочтение должно отдаваться схеме, в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

9.1.10.5 Ремонт любого из выключателей распределительного устройства напряжением 110 кВ и выше (за исключением КРУЭ) должен быть возможен, как правило, без отключения присоединения.

9.1.10.6 При питании от РУ двух резервных трансформаторов собственных нужд электростанции должна быть исключена возможность потери обоих.

9.1.10.7 При наличии нескольких вариантов схем, удовлетворяющих требованиям надежности, в том числе, перечисленным выше, предпочтение отдается:

- более простому и экономичному варианту, как по конечной схеме, так и по этапам ее развития;
- варианту, по которому требуется наименьшее количество операций с выключателями и разъединителями РУ повышенного напряжения при оперативных переключениях.

9.1.11 При выборе электрической схемы рекомендуется отдавать предпочтение присоединению блоков к районным подстанциям по схеме «повышающий трансформатор-линия» с выключателем генераторного напряжения и с выключателем или без него в цепи линии на электростанции.

При подключении блоков ТЭС к районным подстанциям последние должны удовлетворять требованиям надежности распределительных устройств ТЭС.

9.1.12 Для распределительных устройств с числом присоединений не более четырех рекомендуется применение схем треугольника (на переходный период), четырехугольника или мостика в зависимости от условий схемы электрических сетей.

Для распределительных устройств с большим числом присоединений могут применяться различные схемы в зависимости от напряжений.

При напряжениях 35-220 кВ:

- с одной секционированной и обходной системами шин. Обходная система шин может не предусматриваться, за исключением РУ, от которых запитаны особо ответственные потребители 1 категории при соответствующем обосновании;
- схема многоугольника;
- с двумя основными и третьей обходной системами шин, с одним выключателем на цепь ( при наличии комплексных технико-экономических обоснований ). Обходная система шин может не предусматриваться, за исключением РУ, от которых запитаны особо ответственные потребители первой категории.

В РУ с двумя основными и третьей обходной системами шин, при числе присоединений (линий, трансформаторов) 11 и менее системы шин не секционируются; при числе присоединений 12 и более секционируется выключателями на две части каждая из двух основных систем шин.

Для реконструируемых объектов в случае отсутствия места для расширения РУ допускается не выполнять секционирование шин.

Блоки мощностью 500 МВт и выше и автотрансформаторы связи мощностью 500 МВА и выше должны присоединяться к РУ 220 кВ через два выключателя к разным системам сборных шин РУ:

- с двумя системами шин, с 3 выключателями на 2 цепи (схема «3/2») при наличии не менее трех связей между системами шин. Допускается секционирование систем шин по условиям надежности;
- с двумя системами шин, с 4 выключателями на 3 цепи (схема «4/3»), при наличии не менее трех связей между системами шин. Допускается секционирование систем шин по условиям надежности.

При напряжениях 330-750 кВ:

- с двумя системами шин, с 4 выключателями на 3 цепи (схема «4/3»), при наличии не менее трех связей между системами шин. Допускается секционирование систем шин по условию надежности;
- схема многоугольника;
- с двумя системами шин, с 3 выключателями на 2 цепи (схема «3/2»), при наличии не менее трех связей между системами шин. Допускается секционирование систем шин по условию надежности.

Допускается применение других схем при надлежащем обосновании.

При разработке схем должны выбираться варианты, обеспечивающие требуемую надежность, а затем из них более экономичный вариант.

9.1.13 В распределительных устройствах 110-220 кВ, выполненных с обходной системой шин, в качестве обходных выключателей следует предусматривать:

- отдельные выключатели на каждой секции шин - в схемах с одной системой шин;
- отдельный выключатель - в схеме с двумя основными и третьей обходной системами шин при отсутствии секционирования;
- два отдельных выключателя - в схеме с двумя основными и третьей обходной системами шин при наличии секционирования основных систем шин.

9.1.14 При выборе и заказе синхронных и асинхронизированных турбогенераторов предпочтение отдается генераторам с жидкостным или воздушным охлаждением. Тип турбогенератора определяется генеральным проектировщиком по согласованию с Заказчиком.

9.1.15 Генераторы ТЭС должны иметь тиристорную систему возбуждения с полным внутренним резервированием, либо бесщеточную систему возбуждения. При этом, резервная система возбуждения для электростанций не предусматривается.

9.1.16 Выпрямительный трансформатор системы тиристорного возбуждения генератора для обеспечения работы ТПУ должен быть подключен между генераторным выключателем и повышающим трансформатором. Рекомендуется подключение системы возбуждения генератора к отдельной специальной обмотке блочного трансформатора.

9.1.17 РУ генераторного напряжения выполняется, как правило, с одной системой шин, с применением КРУ и реакторов для питания потребителей.

Для ТЭЦ с поперечными связями рекомендуется между секциями РУ генераторного напряжения устанавливать два секционных выключателя по обе стороны секционного реактора. Допускается питание потребителей на генераторном напряжении выполнять с помощью ответвлений от генераторов без их параллельной работы на генераторном напряжении.

9.1.18 При соединении генераторов в блоки с трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами, а также при спаренных блоках между генератором и трансформатором должен устанавливаться выключатель.

В блоке между генератором и двухобмоточным повышающим трансформатором должен устанавливаться генераторный выключатель. При отсутствии выключателя на соответствующий ток отключения допускается применение выключателей нагрузки.

Между генераторным выключателем и повышающим трансформатором предусматривается разъединитель с дистанционным приводом.

9.1.19 При выполнении ответвлений от генератора к рабочему источнику питания собственных нужд закрытыми комплектными пофазными токопроводами и при наличии вплоть до выключателей на низкой стороне трансформаторов собственных нужд закрытых шинопроводов с разделительными междуфазными перегородками никакой коммутационной аппаратуры на ответвлении перед трансформаторами собственных нужд не устанавливается, а предусматриваются лишь шинные разъемы. Допускается в качестве шинных разъемов использовать компенсаторы в месте подключения токопроводов к трансформаторам. На ответвлениях от блоков генератор-трансформатор к трансформаторам собственных нужд, выполняемых открытой ошиновкой или кабелями, устанавливаются выключатели, рассчитанные на короткое замыкание на открытой ошиновке или кабелях.

## **9.2 Главные схемы электрических соединений ТЭС с ПГУ**

9.2.1 Разработка главной схемы электростанции выполняется на основании следующих исходных данных:

9.2.1.1 Виды и назначение установок (ПГУ утилизационного типа, ПГУ со

сбросом отработанных газов в паровой котел, ПГУ с вытеснением регенерации в паротурбинной части, пиковая ГТУ и другие), состав и мощности основного теплотехнического оборудования и механизмов собственных нужд.

9.2.1.2 Схема и номинальное напряжение сети в месте присоединения электростанции к энергосистеме, количество отходящих линий от электростанции на каждом напряжении; распределение генерирующей мощности между распределительными устройствами различного напряжения; присоединение одного, нескольких блоков или агрегатов данной электростанции непосредственно к распределительным устройствам ближайших подстанций; схема выделения станции со сбалансированной нагрузкой.

9.2.1.3 Предварительная величина системных перетоков и перетоков между распределительными устройствами различного напряжения электростанции, категория потребителей и величина местной нагрузки.

Значение наибольшей мощности, которая может быть потеряна при отказе в отключении или повреждении любого коммутационного аппарата (в том числе шиносоединительного или секционного, или развилки шинных разъединителей), допустимой по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности системных, межсистемных линий связи, а также по условиям обеспечения бесперебойности теплоснабжения потребителей.

9.2.1.4 Значения токов коротких замыканий для каждого из РУ повышенных напряжений в максимальных и минимальных режимах, а также восстанавливающееся напряжение на контактах выключателей соответствующего РУ. Специальные требования к схеме соединений в отношении устойчивости параллельной работы. Необходимость секционирования схемы и установки шунтирующих реакторов, других компенсирующих устройств. Требования к регулированию напряжений на РУ. Требования, вытекающие из системы противоаварийной автоматики. Режимы работы нейтрали трансформатора главной схемы электростанции.

9.2.2 Электростанции с установками ГТУ и ПГУ малой мощности (2,5-25 МВт) сооружаются, как правило, для электроснабжения и теплоснабжения местных потребителей, а также и при реконструкции существующих станций.

При проектировании главной схемы такой электростанции она должна координироваться со схемой электроснабжения предприятий и населенных пунктов или реконструируемой станции.

Рекомендуются:

- схемы с присоединением к ГРУ 10-6 кВ реконструируемой ТЭЦ или к главному распределительному пункту подстанции (ГПП);
- схемы блоков с повышающими трансформаторами в том числе с расщепленными обмотками с присоединением к энергосистеме и с ответвлениями на генераторном напряжении или блоки без ответвлений;
- схемы с сооружением ГРУ 10-6 кВ и присоединением к нему генераторов ГТУ, ПГУ и трансформаторов связи с системой.

При разработке главной электрической схемы для повышения устойчивости работы ГТУ рекомендуется подключать местную нагрузку на генераторном напряжении. Например, при отключении от системы или сбросе части нагрузки на высоком напряжении по условиям аварийных режимов, как правило, надо предусматривать сохранение нагрузки на генераторном напряжении, достаточной для удержания в ра-



боте газовой турбины.

Величина нагрузки, при которой турбина работает устойчиво, определяется в ТУ турбины.

В случае если ГТУ или ПГУ питают только местную сеть или сеть промпредприятия, с энергосистемой должны быть согласованы источники резервного питания собственных нужд и возможность потребления и выдачи избыточной мощности электростанции.

9.2.3 На электростанциях с парогазовыми и газотурбинными установками присоединение генераторов к РУ повышенного напряжения в зависимости от вида и назначения установки, единичной мощности и количества генераторов в составе энергоблока может производиться следующими способами:

- через отдельный повышающий трансформатор;
- через трансформатор с расщепленной обмоткой (при величине отбора мощности на генераторном напряжении не более 5%);
- через трансформатор связи ГРУ с РУ повышенного напряжения;
- через третичную обмотку автотрансформатора связи;
- от 2-х до 3-х генераторов через один общий повышающий трансформатор (укрупненный блок).

9.2.4 В цепи каждого генератора на генераторном напряжении устанавливается выключатель и разъединитель, а в случае объединения двух агрегатов генератор-трансформатор (спаренный блок) и более (объединенный блок) – разъединители с дистанционным управлением на повышенном напряжении этих трансформаторов.

9.2.5 В зависимости от технологии паровая и газотурбинная части ПГУ могут работать самостоятельно или в общем цикле. В связи с этим генераторы, которые сопряжены с паровой и газовой турбинами одного блока ПГУ, рекомендуется коммутировать индивидуальными или общими присоединениями на шины повышенного напряжения.

9.2.6 Для парогазовой установки с вытеснением регенерации схема присоединения генераторов к РУ повышенного напряжения должна обеспечивать независимость работы (в том числе пуска, останова, вывода в ремонт или резерв) генераторов газотурбинных установок от режима работы генератора паротурбинной части энергоблока.

9.2.7 Для электростанций с ГТУ, работающих в пиковом режиме, схема присоединения генераторов ГТУ к РУ одного повышенного напряжения не должна допускать одновременное отключение более половины ГТУ (или их количество должно быть согласовано с энергосистемой) при повреждении или отказе в отключении выключателя (в том числе и секционного или шиносоединительного) или развилки шинных разъединителей.

9.2.8 Для парогазовых установок со сбросом отработанных газов газотурбинной установки в паровой котел, используемый также для теплофикации, допускается каждый генератор подключать к РУ повышенного напряжения через отдельный повышающий трансформатор, если при отключении любого из генераторов не требуется останов парогазового энергоблока.

9.2.9 Для газотурбинных установок, работающих на подогрев сетевой воды, схема подключения генераторов к РУ повышенного напряжения определяется требованиями надежности теплоснабжения потребителей.

9.2.10 Присоединение генераторов парогазовых и газотурбинных установок к ГРУ, а также трансформаторов блоков и связи к РУ повышенного напряжения допускается производить с применением силовых кабелей.

9.2.11 При техническом перевооружении и реконструкции энергоблоков путем перехода на парогазовые установки, а также для пиковых газотурбинных установок, на электростанции может быть сооружено отдельное РУ повышенного напряжения.

Отдельное РУ повышенного напряжения может быть предусмотрено в случае такой компоновки парогазового энергоблока, когда линии выдачи мощности паротурбинных агрегатов и газотурбинных агрегатов направлены в разные стороны от главного корпуса.

9.2.12 При проектировании главной схемы электростанции с распределительным устройством генераторного напряжения следует отдавать предпочтение вариантам схем, при которых величины тока короткого замыкания в цепях генераторного напряжения 10-6 кВ не превосходят величин  $I_{отк} \leq 50$  кА,  $I_{уд} \leq 128$  кА для возможности установки облегченной аппаратуры и использования серийных КРУ 10-6 кВ, изготавливаемых заводами.

9.2.13 Для газотурбинных установок мощностью до 25 МВт рекомендуется применять схемы укрупненных блоков. Количество генераторов, присоединенных к одному повышающему трансформатору, выбирается в зависимости от мощности генераторов. Применяются схемы с присоединением генераторов к обмотке низкого напряжения трансформатора с установкой выключателя в цепи каждого генератора или схема с присоединением генераторов к расщепленной обмотке низкого напряжения 10,5-6,3 кВ повышающего трансформатора, а также с установкой выключателя в цепи каждого генератора. Количество присоединяемых генераторов в укрупненном блоке во всех случаях определяется расчетом токов короткого замыкания, при этом надо исходить из того, чтобы величина тока короткого замыкания на генераторном напряжении не превосходила рекомендованной в п. 9.2.12.

9.2.14 Применение укрупненных блоков с большими токами короткого замыкания, чем указаны в п. 9.2.12, не рекомендуется и их применение должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

9.2.15 Допускается, в зависимости от местных условий при соответствующем обосновании (отсутствие РУ высокого напряжения или территории для сооружения или расширения РУ, коридоров для трасс ЛЭП высокого напряжения и пр.) для ГТУ до 25 МВт объединение нескольких укрупненных блоков на стороне высокого напряжения трансформаторов.

При проектировании в составе ПГУ нескольких ГТУ, допускается объединение трансформаторов и укрупненных блоков на стороне высокого напряжения трансформаторов через разъединители и присоединение к одному выключателю или развилке из двух выключателей, а также ЛЭП высокого напряжения.

9.2.16 Для ГТУ с установками до 25 МВт рекомендуется отдавать предпочте-

ние схемам, в которых предусматривается возможность удержания нагрузки агрегата при отключении от сети или сбросе нагрузки со стороны подстанции, путем выполнения ответвлений к ГРУ 10-6 кВ на генераторном напряжении (местная нагрузка, составляющая не менее 20-40% от суммарной мощности генераторов).

9.2.17 При выборе и заказе синхронных и асинхронизированных турбогенераторов предпочтение отдается генераторам с жидкостным или воздушным охлаждением. Тип турбогенератора определяется генеральным проектировщиком по согласованию с Заказчиком.

9.2.18 Номинальная мощность турбогенератора должна быть близкой к величине номинальной мощности газовой турбины, а длительно допустимая мощность турбогенератора должна быть не менее максимальной допустимой мощности газовой турбины при пониженных значениях температуры окружающего воздуха.

9.2.19 Генераторы для паровых турбин должны иметь расположение линейных выводов в нижней части корпуса. Генераторы для газовых турбин должны иметь расположение линейных выводов в верхней части корпуса или сбоку.

9.2.20 Генераторы для газовых турбин должны быть приспособлены для автоматизации процессов пуска и останова турбоагрегатов.

9.2.21 Генераторы ПГУ и ГТУ должны иметь тиристорную систему возбуждения с полным внутренним резервированием, либо бесщеточную систему возбуждения. При этом резервная система возбуждения для электростанций с ПГУ и ГТУ не предусматривается.

9.2.22 Турбогенераторы для газотурбинных установок должны быть рассчитаны для работы в качестве пусковых электродвигателей для разворота роторов турбоагрегата до скорости вращения, обеспечивающей работу газовой турбины от собственного факела.

9.2.23 Пуск газотурбинной установки может быть обеспечен своим тиристорным пусковым устройством (ТПУ).

Допускается устанавливать одно ТПУ на два газотурбинных агрегата.

Рекомендуется схема с одномостовым управляемым выпрямителем.

С целью ограничения аварийных токов на выходе ТПУ и понижения напряжения генератора при его пуске до уровня номинального выходного напряжения ТПУ, должно быть снижено возбуждение генератора, что требуется согласовать с заводом-изготовителем генератора.

9.2.24 ТПУ подключается только к генераторам газовых турбин, не имеющих пусковых устройств другого типа.

9.2.25 Трансформатор, питающий ТПУ, присоединяется к шинам РУСН 6 кВ. В случае отсутствия РУСН 6 кВ трансформатор присоединяется к отпайке от генераторного токопровода между трансформатором и выключателем. Рекомендуется подключение ТПУ осуществлять к отдельной специальной обмотке блочного трансформатора.

9.2.26 Выход ТПУ должен подсоединяться к токопроводу генератора между генератором и генераторным выключателем.

В цепи между токопроводом генератора и ТПУ должны быть установлены выключатель и разъединитель с моторным приводом или специальный коммутационный аппарат.

Выключатель должен быть устойчив к токам короткого замыкания от пускаемого генератора при пониженном возбуждении.

Разъединитель должен быть выбран на номинальное напряжение (или большее) генератора и должен быть устойчив к токам короткого замыкания в генераторной цепи.

Токопроводы от разъединителя до токопровода генератора должны быть устойчивы к токам короткого замыкания в цепи генератора.

9.2.27 Выпрямительный трансформатор системы тиристорного возбуждения генератора для обеспечения работы ТПУ должен быть подключен между генераторным выключателем и повышающим трансформатором. Рекомендуется подключение системы возбуждения генератора к отдельной специальной обмотке блочного трансформатора.

### 9.3 Схемы электрических соединений собственных нужд

9.3.1 Электродвигатели собственных нужд должны применяться, как правило, асинхронные с короткозамкнутым ротором.

Допускается, в отдельных случаях, применение асинхронных электродвигателей с фазным ротором, синхронных электродвигателей. Для ряда механизмов, когда это необходимо, по условиям технологического процесса, для целей энерго- и ресурсосбережения рекомендуется применение регулируемого электропривода.

Степень защиты оболочек электродвигателей и коробок выводов должна определяться применительно к конкретным условиям размещения.

Для питания электродвигателей собственных нужд мощностью 200 кВт и выше должно применяться напряжение 6-10 кВ. Допускается, в отдельных случаях, применение электродвигателей мощностью 200 кВт на напряжение 0,4 кВ.

Для остальных электродвигателей переменного тока собственных нужд должно применяться напряжение 0,4 кВ. Сеть 0,4 кВ должна выполняться с заземленной нейтралью. Выбор режима работы нейтрали в сети 6-10 кВ определяется проектом.

В сетях освещения следует широко применять газоразрядные источники света. При использовании ртутных ламп высокого давления в основных цехах следует предусматривать мероприятия по их сохранению в работе в случаях кратковременных снижений напряжения питающей сети. В магистралях сетей освещения главного корпуса устанавливаются стабилизаторы напряжения. Во вспомогательных цехах стабилизаторы напряжения устанавливаются при специальном обосновании.

9.3.2 На электростанциях, на которых все генераторы включены на шины РУ генераторного напряжения, питание собственных нужд должно осуществляться от этих шин.

На электростанциях, на которых все генераторы включены по схеме блоков генератор-трансформатор, питание собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений токоограничивающих реакторов или трансформаторов.

При наличии выключателя между генератором и трансформатором ответвле-

ние должно присоединяться между этим выключателем и трансформатором.

На электростанциях со смешанной схемой включения генераторов питание собственных нужд должно осуществляться частично от шин РУ генераторного напряжения и частично от блоков генератор-трансформатор.

При отсутствии выключателя в цепи генератора рекомендуется, по возможности, избегать ответвлений от блоков генератор-трансформатор, генераторы которых приводятся от турбин типа Р (работающих с противодавлением).

9.3.3 При питании собственных нужд от сборных шин РУ генераторного напряжения и ответвлениями от блоков генератор-трансформатор резервные источники питания собственных нужд (реактированные линии, трансформаторы) присоединяются к шинам РУ генераторного напряжения и к шинам РУ повышенного напряжения.

При этом вместо одного резервного трансформатора с расщепленной обмоткой допускается использование двух двухобмоточных трансформаторов, каждый из которых присоединяется к отдельной магистрали резервного питания.

При питании собственных нужд только ответвлениями от блоков генератор-трансформатор резервный трансформатор собственных нужд присоединяется к сборным шинам РУ повышенного напряжения с низшим номинальным напряжением из повышенных при условии, что шины могут получать электроэнергию от внешней сети при остановке генераторов станций, в том числе и через трехобмоточные трансформаторы (автотрансформаторы), соединенными в блок с генераторами.

Резервный трансформатор может присоединяться к посторонним источникам питания, расположенным вблизи электростанции (сетевая подстанция или другая электростанция), если обеспечивается надежное питание от указанного источника.

Резервные трансформаторы собственных нужд электростанций присоединяются к различным источникам питания (РУ разных напряжений, разные секции и разные системы сборных шин РУ одного напряжения, третичные обмотки автотрансформаторов). Должно обеспечиваться сохранение в работе одного из резервных трансформаторов собственных нужд при повреждении любого из элементов главной схемы электрических соединений.

Рекомендуется присоединение резервных трансформаторов собственных нужд к обмотке среднего напряжения автотрансформаторов с установкой на ответвлении к резервному трансформатору собственных нужд отдельного выключателя.

Использование обмотки третичного напряжения автотрансформаторов связи в качестве источников резервного питания собственных нужд допускается, если обеспечивается:

- допустимые колебания напряжения на шинах РУСН при регулировании напряжения автотрансформатора;
- допустимое по условию самозапуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора и резервного трансформатора собственных нужд (реактированной линии).

Допускается резервирование собственных нужд при помощи ответвления от блока генератор-трансформатор с установкой выключателя между генератором и трансформатором.

9.3.4 Распределительные устройства собственных нужд выполняются с одной системой сборных шин.

Сборные шины 6 и 10 кВ разделяются на секции, количество которых выбирается на станциях с поперечными связями по пару и на станциях с блочной тепловой схемой одна секция на котел или блок при отсутствии парных ответственных механизмов собственных нужд; две секции на котел или блок при наличии парных ответственных механизмов собственных нужд независимо от мощности котло- и турбоагрегатов или одна секция при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Каждая из секций или секции попарно присоединяются к отдельному источнику рабочего питания; на каждой секции предусматривается ввод автоматически включаемого резервного источника питания; необходимость выделения дополнительных секций должна быть обоснована.

9.3.5 На электростанциях с поперечными связями по пару должно устанавливаться не менее одного резервного трансформатора. При этом должно устанавливаться по одному резервному трансформатору или реактированной линии питания собственных нужд 6-10 кВ на каждые четыре рабочих трансформатора или линии.

Число источников рабочего питания собственных нужд, присоединяемых к одной секции шин РУ генераторного напряжения, не должно быть более двух и они должны быть присоединены к шинам РУ генераторного напряжения таким образом, чтобы источник рабочего питания и резервирующий его источник были присоединены к разным секциям РУ генераторного напряжения. Источник резервного питания может также присоединяться к ответвлению от трансформатора связи. При РУ генераторного напряжения с двумя системами шин резервный источник питания может присоединяться ко второй системе шин вместе с трансформатором связи.

9.3.6 Число резервных трансформаторов собственных нужд 6 кВ на станциях без поперечных связей по пару принимается:

9.3.6.1 При отсутствии генераторных выключателей в цепи всех генераторов:

- один резервный трансформатор собственных нужд - при числе блоков один или два;
- два резервных трансформатора собственных нужд - при числе блоков от трех до шести включительно;
- два резервных трансформатора собственных нужд, присоединенных к источнику питания, и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекалке - при числе блоков семь и более.

9.3.6.2 При наличии генераторных выключателей в цепи каждого блока ТЭС:

- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания (при числе блоков один или два);
- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекалке (при числе блоков три и более).

9.3.6.3 При установке на электростанции части блоков без генераторных выключателей и другой части с генераторными выключателями, число резервных трансформаторов определяется для общего числа блоков согласно изложенному в п. 9.3.6.1.

9.3.7 Магистраль резервного питания с.н. 6 (10) кВ секционируется выключателями при двух резервных трансформаторах (присоединенных к источнику питания) и при наличии поперечных связей в тепловой части - на 2 части. На блочных электростанциях, при двух резервных трансформаторах магистраль резервного питания с.н. 6(10) кВ секционируется через 2-3 блока, а при одном резервном трансформаторе с.н. через 3-4 блока.

На стороне низшего напряжения резервных трансформаторов собственных нужд станций всех типов устанавливаются выключатели; при использовании в качестве источника резервного питания реактированной линии аналогичные выключатели не устанавливаются.

9.3.8 При выборе мощности рабочих источников питания собственных нужд (трансформаторов или реактированных линий) электростанций всех типов необходимо исходить из условий обеспечения питания всей присоединенной к соответствующей секции (или двум секциям) нагрузки собственных нужд без перегрузки линий или отдельных обмоток трансформаторов собственных нужд.

9.3.9 Подключение общестанционных потребителей (электродвигателей 6-10 кВ, трансформаторов 6-10/0,4) рекомендуется выполнять одним из следующих способов:

- к рабочим секциям РУСН 6-10 кВ собственных нужд 6-10 кВ. При этом электродвигатели 6-10 кВ и трансформаторы 6-10/0,4 кВ должны распределяться по секциям по возможности равномерно;
- к отдельным (не менее двух) общестанционным секциям 6-10 кВ;
- к отдельным общестанционным секциям 6-10 кВ с одновременным присоединением части общестанционной нагрузки к рабочим секциям.

9.3.10 Питание общестанционных секций следует выполнять одним из следующих способов:

9.3.10.1 От отдельных общестанционных трансформаторов или от одного трансформатора с расщепленными обмотками, подключенных к РУ повышенного напряжения или к ответвлению от блока.

9.3.10.2 От рабочих секций РУСН 6-10 кВ блоков или отпайкой от обмотки 6-10 кВ рабочих трансформаторов блоков.

9.3.10.3 Общестанционный трансформатор может быть совмещен с резервным трансформатором.

9.3.10.4 Секции собственных нужд блоков с питательными электронасосами должны быть подключены к магистралям резервного питания собственных нужд равномерно.

9.3.10.5 Для резервирования питания общестанционных секций 6 кВ должен предусматриваться отдельный резервный трансформатор. Магистраль резервного питания общестанционных секций должна соединяться через выключатель с магистралью резервного питания рабочих секций 6 кВ. Допускается выполнять питание общестанционных секций от двух трансформаторов по схеме неявного резерва с подключением каждого рабочего трансформатора к секциям 6 кВ через развилку из двух выключателей.

9.3.11 Мощность резервных источников питания собственных нужд электростанций с поперечными связями по пару должна выбираться, исходя из следующего:

- при питании рабочих и резервных источников питания собственных нужд от шин ГРУ и присоединении к секции ГРУ одного источника не менее мощности этого рабочего источника;
- при питании рабочих и резервных источников питания от шин ГРУ и присоединении к одной секции ГРУ двух источников рабочего питания мощность резервного источника должна быть равной полуторакратной мощности наибольшего рабочего источника питания;
- при присоединении рабочих источников питания собственных нужд ответвлением от блоков генератор-трансформатор без выключателя генераторного напряжения выбор мощности резервного источника питания производится исходя из режима, когда резервный источник заменяет наиболее крупный рабочий источник питания собственных нужд и одновременно обеспечивает пуск или аварийный останов другого котла или турбины.

При наличии выключателя генераторного напряжения резервные трансформаторы собственных нужд выбираются, как правило, такой же мощности, как и рабочий трансформатор собственных нужд.

9.3.12 Мощность каждого резервного трансформатора с.н. на электростанциях без поперечных связей по пару, без генераторных выключателей в цепях блоков, должна обеспечить замену рабочего трансформатора одного блока и одновременно пуск или аварийный останов второго блока.

На электростанциях с блоками, имеющими пускорезервные питательные насосы с электроприводами, в качестве расчетных для выбора резервного трансформатора принимаются следующие случаи: замена рабочего трансформатора собственных нужд блока, работающего с нагрузкой 100% (при работе блока на турбопитательном насосе) с одновременным пуском второго блока, замена рабочего трансформатора собственных нужд блока (при работе на питательном электронасосе) с одновременным пуском второго блока или одного котла при дубль-блоке.

При наличии выключателя генераторного напряжения на всех блоках резервные трансформаторы собственных нужд выбираются такой же мощности, как и рабочий трансформатор собственных нужд.

При выборе схемы и оборудования собственных нужд необходимо выполнять расчеты самозапуска.

При расчете самозапуска длительность перерыва питания принимать 2,5 сек. В случае, если с этим временем самозапуск не обеспечивается, должны быть приняты меры по сокращению длительности перерыва питания собственных нужд до 1,5 с.

9.3.13 Питание поселка при электростанции должно осуществляться от местных распределительных сетей, а при их отсутствии от ГРУ, третичной обмотки трансформатора (автотрансформатора) связи двух РУ повышенного напряжения, отдельного трансформатора, подключенного к шинам РУ повышенного напряжения.

На электростанциях, где генераторы соединены в блоки с трансформатором, допускается резервирование питания поселка от собственных нужд станции.

Подключение посторонних потребителей, в том числе стройдвора, к шинам собственных нужд станции не допускается.



Для обеспечения опережающего ввода на электростанциях пусковых котельных, водогрейных котлов, а также электроснабжения строительства, их электропитание рекомендуется осуществлять от местных сетей, с последующим переводом питания пусковых котельных и водогрейных котлов от электростанции. При этом выбор мощности трансформаторов должен, как правило, производиться из условий их взаимного резервирования (по схеме неявного резерва).

9.3.14 Нагрузка 0,4 кВ питается и резервируется от трансформаторов 6-10/0,4 кВ.

На всех электростанциях питание резервных трансформаторов производится от секций 6-10 кВ, от которых не питаются резервируемые ими рабочие трансформаторы, либо от общестанционных секций 6 кВ.

На электростанциях с блочной электрической схемой резервные трансформаторы 6/0,4 кВ блока должны питаться от секций 6 кВ других блоков.

При наличии на станции распределительных устройств разных повышенных напряжений, резервный трансформатор 6/0,4 кВ, питающийся от шин РУ собственных нужд 6 кВ блока, приключенного к распределительному устройству одного из повышенных напряжений, как правило, должен резервировать рабочие трансформаторы блоков, подключенных к распределительному устройству другого повышенного напряжения. Если это вызывает затруднения, резервный и резервируемые им рабочие трансформаторы 6/0,4 кВ могут быть присоединены к шинам РУ собственных нужд блоков, присоединенных к разным системам шин одного РУ повышенного напряжения.

9.3.15 На блочных станциях до ввода в эксплуатацию блока № 2 питание резервного трансформатора собственных нужд 6/0,4 кВ блока № 1 осуществляется от источника питания, не связанного с блоком № 1 или от магистрали резервного питания собственных нужд 6 кВ.

После ввода блока № 2 в эксплуатацию этот трансформатор, при необходимости, переключается на секцию собственных нужд 6 кВ блока № 2.

На станциях с поперечными связями по пару до установки резервного трансформатора № 2 резервный трансформатор № 1 питается от источника, который не питает рабочие трансформаторы 6-10/0,4 кВ; после установки резервного трансформатора № 2 питание резервного трансформатора № 1 переносится на секцию собственных нужд 6 кВ, от которой не питаются трансформаторы им резервируемые.

9.3.16 На станциях с блочной тепловой схемой число секций 0,4 кВ в главном корпусе должно быть не менее двух для каждого блока.

На станциях с поперечными связями по пару количество секций в главном корпусе принимается:

- как правило, одна секция на котел или турбину при отсутствии парных ответственных механизмов собственных нужд. Необходимость двух секций на котел или турбину в этом случае должна быть обоснована;
- две секции на котел или турбину при наличии парных ответственных механизмов собственных нужд независимо от мощности котло-, турбоагрегатов или одна секция при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Рекомендуется сооружение в главном корпусе отдельных общестанционных

секций РУ собственных нужд 0,4 кВ, число которых должно быть, как правило, не менее двух.

Шины щитов 0,4 кВ цехов, бесперебойная работа которых обязательна для выдачи вырабатываемой энергии (мазутонасосных, где основное топливо - мазут и т.п.), а также вспомогательных цехов, перерыв питания которых не ведет за собой немедленного или очень быстрого снижения выработки энергии электростанций, но длительный простой которых вследствие отсутствия напряжения может привести к развиту аварии (химводоочистка, топливоподача, растопочная мазутонасосная и т.п.) должны разделяться, как правило, не менее чем на две секции.

Шины щитов 0,4 кВ вспомогательных цехов, не связанных с основным технологическим процессом, могут не разделяться на отдельные секции за исключением щитов 0,4 кВ насосных нефтесодержащих стоков, хозяйственно-бытовых и ливневых стоков, которые должны разделяться, как правило, не менее чем на две секции. При установке в насосных станциях только вторичных сборок, их число должно быть, как правило, не менее двух.

Все электродвигатели одноименных взаимно резервируемых механизмов одного агрегата или устройства должны присоединяться, как правило, к разным секциям, питающимся от разных трансформаторов 6/0,4 кВ (непосредственно к сборным шинам РУ 0,4 кВ или к разным вторичным сборкам, присоединенным в свою очередь к разным секциям).

9.3.17 В цепях электродвигателей 0,4 кВ независимо от их мощности, а также в цепях линии питания сборок в качестве защитных аппаратов устанавливаются автоматические выключатели, согласованные по селективности.

Защита сети 0,4 кВ от токов короткого замыкания осуществляется мгновенным расцепителем. Расцепители с зависимыми характеристиками выполняют функцию резервирования. Мгновенные расцепители защитных аппаратов должны срабатывать при дуговом коротком замыкании в конце защищаемого участка сети.

В случае применения выключателей без дистанционных приводов в качестве коммутационных аппаратов используются контакторы или магнитные пускатели.

Схемы управления контакторов и магнитных пускателей, устанавливаемых в цепях ответственных электродвигателей, должны обеспечивать их повторное включение при восстановлении напряжения после его кратковременного снижения.

Установка предохранителей в качестве защитных аппаратов допускается в цепях сварки и неотчетственных электродвигателей, не связанных с основным технологическим процессом (мастерские, лаборатории и т.п.).

9.3.18 Каждая из секций РУ 0,4 кВ за исключением РУ вспомогательных цехов, не влияющих непосредственно на выработку электроэнергии (мастерские и т.п.) должны иметь два источника питания - рабочий и резервный.

Переключение питания с рабочего на резервный источник для секций, не допускающих длительного перерыва питания, осуществляется с помощью устройства АВР.

В качестве резервного источника питания для секций РУ 0,4 кВ, расположенных в главном корпусе, применяются отдельные трансформаторы.

Для секций РУ 0,4 кВ вспомогательных цехов может применяться резервирование от отдельных резервных трансформаторов (явный резерв) или взаимное резер-

вирование двух рабочих трансформаторов (скрытый резерв).

9.3.19 Мощность резервного трансформатора 6-10/0,4 кВ по схеме с явным резервом принимается равной мощности наиболее крупного рабочего трансформатора, им резервируемого; по схеме со скрытым резервом мощность каждого из взаиморезервируемых трансформаторов должна быть выбрана по полной нагрузке двух секций.

В последнем случае взаимное резервирование может быть осуществлено по схеме двух развилки.

Максимальная мощность трансформаторов 6-10/0,4 кВ принимается в зависимости от аппаратуры, устанавливаемой в шкафах РУ 0,4 кВ, и вторичных сборок.

9.3.20 Источники резервного питания шин РУ 0,4 кВ должны обеспечивать одновременный запуск ответственных электродвигателей этого напряжения, от которых зависит сохранение оборудования в работоспособном состоянии, а также средств пожаротушения и освещения в случае потери собственных нужд 0,4 кВ на блоках, резервируемых этим источником.

Для этого часть секций РУ 0,4 кВ каждого блока, котла или турбоагрегата секционируются выключателями на две полусекции, к одной из которых и присоединяются указанные выше ответственные электродвигатели. При длительной потере напряжения на этих секциях секционные выключатели отключаются защитой минимального напряжения и полусекции с ответственными электродвигателями автоматически подключаются к источнику резервного питания.

На случай полной и длительной потери переменного тока на электростанции (более 30 мин.) должно быть обеспечено надежное питание ответственных электродвигателей 0,4 кВ, от которых зависит сохранение оборудования блоков, котлов или турбоагрегатов в работоспособном состоянии, в том числе: электродвигателей валоповоротных устройств и регенеративных воздухоподогревателей, маслонасосов турбоагрегатов, подзарядных агрегатов аккумуляторных батарей, аппаратуры контрольно-измерительных приборов и автоматики, включая автоматику запуска системы и запорной арматуры пожаротушения, аварийного освещения.

Питание осуществляется либо от неблочной части электростанции (при наличии таковой), либо от ближайших тепловых электростанций и гидроэлектростанций. При отсутствии указанных резервных источников питания, принимается резервный дизель-генератор, включаемый на ответственные полусекции автоматически.

Для потребителей, не допускающих перерыва питания, должны применяться агрегаты бесперебойного питания (АБП).

9.3.21 Число резервных трансформаторов 6-10/0,4 кВ принимается:

- для станций с блочной тепловой схемой 1 резервный трансформатор в главном корпусе для каждого блока;
- для станций с поперечными связями по пару, но с блочной электрической схемой - два резервных трансформатора 6/0,4 кВ в главном корпусе при количестве рабочих трансформаторов от 2 до 6;
- для станций с поперечными связями по пару 1 резервный трансформатор 6/0,4 кВ в главном корпусе при числе рабочих трансформаторов 4 и менее; 2 резервных трансформатора при числе рабочих трансформаторов от 5 до 8 включительно; при числе трансформаторов сверх 8 по 1 резервному транс-

форматору на каждые 4 рабочих трансформатора;

- для вспомогательных цехов станций всех типов - 1 резервный трансформатор при числе рабочих трансформаторов 6 и менее; 2 резервных трансформатора при числе трансформаторов от 7 до 12 включительно; при числе рабочих трансформаторов сверх 12 по 1 резервному трансформатору на каждые 6 рабочих трансформаторов.

В цепи резервного трансформатора перед сборкой (шинопроводом) резервного питания устанавливается рубильник для ремонтных целей.

Перемычки между сборками 0,4 кВ разных резервных трансформаторов не выполняются.

#### **9.4 Схемы электрических соединений собственных нужд ТЭС с ПГУ**

9.4.1 В установках ГТУ и ПГУ мощностью до 25 МВт для питания собственных нужд в основном применяется напряжение 0,4 кВ.

Напряжение 6-10 кВ применяется для питания электродвигателей дожимных компрессоров газа (при необходимости их установки) и электродвигателей питательных и сетевых насосов и другой общестанционной нагрузки, например, трансформаторов 6/0,4 кВ.

9.4.2 Если в состав энергетического блока входит несколько газотурбинных установок, объединенных на стороне повышенного напряжения, то для всех газотурбинных установок энергетического блока допускается применять общие секции питания собственных нужд.

На ПГУ утилизационного типа, имеющих в своем составе два или более генераторов газовых турбин, каждый из которых соединен с повышающим трансформатором, рабочее питание собственных нужд ПГУ рекомендуется осуществлять от трансформаторов, подключенных к отпайкам от генераторных токопроводов двух газовых турбин. На ПГУ сбросного типа - от трансформатора, подключенного к отпайке от генераторного токопровода генератора паровой турбины.

На установках ГТУ и ПГУ мощностью агрегатов до 25 МВт, при включении по блочной схеме, питание РУ общестанционной секции собственных нужд 6 кВ и рабочего трансформатора собственных нужд 6/0,4 кВ осуществляется ответвлениями от генераторов, в цепи ответвления допускается установка реактора.

Для питания общестанционных секций собственных нужд 6 кВ предусматривается не менее двух ответвлений от генераторов.

В схемах с присоединением генератора к шинам ГРУ 10-6 кВ питание общестанционных секций собственных нужд 6 кВ и трансформаторов 6/0,4 кВ осуществляется от этих шин.

Питания общестанционных секций 6 кВ собственных нужд парогазовых и газотурбинных установок может выполняться по схеме взаимного резервирования.

Резервное питание общестанционной секции собственных нужд 6 кВ выполняется:

- от шин повышенного напряжения через резервный трансформатор;
- от секции ГРУ 10-6 кВ генераторного напряжения, имеющей (кроме связи с установкой ГТУ) связь с системой;
- от постороннего источника, обеспечивающего надежное резервное питание.

9.4.3 Взаимное резервирование блочных секций 6 кВ внутри многоагрегатного энергоблока, подключенного к РУ повышенного напряжения через один общий повысительный трансформатор, не допускается.

9.4.4 Распределительные устройства собственных нужд выполняются с одной системой сборных шин.

Количество блочных секций РУСН 6 кВ и 0,4 кВ выбирается из расчета не менее двух секций на блок при наличии парных ответственных механизмов собственных нужд, независимо от мощности агрегатов или одна секция при соответствующем технико-экономическом обосновании; при отсутствии парных механизмов выбирается одна секция на ГТУ.

Каждая из секций или секции попарно присоединяются к отдельному источнику рабочего питания; на каждой секции предусматривается ввод автоматически включаемого резервного источника питания.

9.4.5 Число источников рабочего питания собственных нужд, присоединяемых к одной секции шин РУ генераторного напряжения, не должно быть более двух, и они должны быть присоединены к шинам РУ генераторного напряжения таким образом, чтобы источник рабочего питания и резервирующий его источник были присоединены к разным секциям РУ генераторного напряжения.

При двух секциях ГРУ и наличии особых требований допускается РУ генераторного напряжения секционировать через два выключателя.

9.4.6 При РУ генераторного напряжения с двумя системами шин резервный источник питания может также присоединяться ко второй системе шин вместе с трансформатором связи.

Источник резервного питания может также присоединяться к ответвлению от трансформатора связи через отдельный выключатель.

9.4.7 При наличии генераторных выключателей в цепи каждого агрегата ПГУ число резервных трансформаторов собственных нужд 6 кВ принимается:

- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания (при числе блоков один или два);
- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекалке (при числе блоков три и более).

Число резервных трансформаторов для ГТУ - один трансформатор на четыре установки.

9.4.8 При выборе мощности рабочих источников питания собственных нужд (трансформаторов или реактированной линии) необходимо исходить из условий обеспечения питания всей присоединенной к соответствующей секции (или двум секциям) нагрузки собственных нужд без перегрузки линий, отдельных обмоток трансформаторов собственных нужд во всех эксплуатационных режимах.

9.4.9 Подключение общестанционных потребителей (электродвигателей 6 кВ, трансформаторов 6/0,4 кВ) рекомендуется выполнять одним из следующих способов:

- к отдельным (не менее двух) общестанционным секциям 6 кВ (предпочтительный вариант);

- к рабочим секциям собственных нужд 6 кВ. При этом электродвигатели 6 кВ, трансформаторы 6/0,4 кВ должны распределяться по секциям, по возможности, равномерно;
- к отдельным общестанционным секциям 6 кВ с одновременным присоединением части общестанционной нагрузки к рабочим секциям 6 кВ.

9.4.10 Питание общестанционных секций 6 кВ рекомендуется выполнять одним из следующих способов:

- от отдельных общестанционных трансформаторов, подключаемых к разным секциям или системам шин одного РУ или к РУ разных повышенных напряжений;
- от одного трансформатора с расщепленными обмотками, подключенного к РУ повышенного напряжения;
- от отдельных обмоток рабочих трансформаторов собственных нужд блоков ПГУ или ГТУ;
- от реактированных линий ГРУ 10-6 кВ;
- отпайкой на генераторном напряжении.

9.4.11 Мощность потребляемая ТПУ, питающегося от РУСН 6 кВ, не должна учитываться при выборе мощности рабочего трансформатора собственных нужд как нагрузка этих РУСН.

9.4.12 Для ГТУ и ПГУ, не имеющих блочных РУСН 6 кВ, питание нагрузки собственных нужд 0,4 кВ осуществляется от трансформаторов 10-6/0,4 кВ, подключенных к РУ генераторного напряжения или отпайкой от токопровода генератора.

Резервное питание рабочих РУСН 0,4 кВ предусматривается от трансформаторов 10-6/0,4 кВ, подключаемых к РУ генераторного напряжения другого блока или к общестанционным секциям 6 кВ.

Для установок ГТУ и ПГУ малой мощности (2,5-25 МВт) питание общестанционной нагрузки предусматривается не менее чем от двух общестанционных секций 0,4 кВ, питающихся от трансформаторов 10-6/0,4 кВ. Допускается установка общего резервного трансформатора для резервирования блочной и общестанционной нагрузки.

9.4.13 На станциях с ПГУ и ГТУ количество секций 0,4 кВ в главном корпусе, как правило, принимается:

- не менее двух для каждой парогазовой установки;
- по одной секции на каждую газотурбинную установку при отсутствии парных ответственных механизмов;
- две секции на котел или турбину (паровую) при наличии парных ответственных механизмов собственных нужд независимо от мощности котло-, турбоагрегатов или одна секция при соответствующем технико-экономическом обосновании.

На станциях с поперечными связями по пару количество секций в главном корпусе принимается:

- как правило, одна секция на котел или турбину при отсутствии парных ответственных механизмов собственных нужд. Необходимость двух секций на котел или турбину в этом случае должна быть обоснована;
- две секции на котел или турбину при наличии парных ответственных меха-

низмов собственных нужд независимо от мощности котло-, турбоагрегатов или одна секция при соответствующем техноко-экономическом обосновании.

9.4.14 Для электростанций с ПГУ или электростанций с ГТУ единичной мощностью агрегата более 25 МВт рекомендуется устанавливать дизель-генераторные установки на напряжение 0,4 кВ для электроснабжения приводов механизмов, обеспечивающих безаварийный останов газовой и паровой турбин. Число и мощность дизель-генераторов определяется при конкретном проектировании.

9.4.15 Для газотурбинных установок, предназначенных для пуска электростанции с нуля после ее полного останова при системных авариях или чрезвычайных ситуациях предусматриваются дизель-генераторы 0,4 кВ или 6 кВ мощностью, достаточной для пуска электростанции.

При этом следует отдавать предпочтение полностью автономным газотурбинным установкам мощностью до 25 МВт, не требующим тиристорного пускового устройства.

9.4.16 Число трансформаторов, резервирующих питание секций РУСН 0,4 кВ в главном корпусе, принимается:

- для ГТУ - один резервный трансформатор на 4 установки;
- для ПГУ сбросного типа и утилизационного типа - один резервный трансформатор на установку.

## **9.5 Управление, электрическая автоматика и оперативный ток**

9.5.1 Управление основными элементами схемы электрических соединений должно производиться централизованно из следующих пунктов, оборудованных АСУ ТП:

- на электростанциях с поперечными связями по пару - с главного щита управления и групповых технологических щитов;
- на электростанциях с поперечными связями по пару и с блочной электрической частью - с центрального щита и блочных щитов управления;
- на электростанциях с блочными тепловыми схемами - с центрального щита управления и блочных щитов управления.

9.5.2 С главных щитов управления (ГЩУ) электростанций с поперечными связями по пару производится управление выключателями и АПП генераторов и блоков генератор-трансформатор, выключателями трансформаторов связи с системой, шинно-соединительными, секционными и обходными выключателями всех напряжений главной схемы электрических соединений, выключателями линий, отходящих от шин распределительных устройств повышенных напряжений, трансформаторов и линий питания шин основного напряжения собственных нужд и устройствами РПН трансформаторов, а также выключателями 6(10) и 0,4 кВ трансформаторов с.н. 6(10)/0,4 кВ главного корпуса и общестанционных сооружений вне главного корпуса, если они не управляются с соответствующих местных технологических щитов.

С ГЩУ также осуществляется дистанционное управление наружным освещением ОРУ, светоограждением дымовых труб, наружным освещением территории станции.

Кроме того, на ГЩУ предусматривается сигнализация вызова персонала при неисправностях на общестанционных местных щитах управления, не имеющих постоянного дежурства и вызова персонала в различные электрические помещения, распределительные устройства и пр.

С ГЩУ производится контроль работы и дистанционное управление стационарными установками пожаротушения.

9.5.3 С центральных щитов управления (ЦЩУ) электростанций с блочной тепловой схемой производится управление всеми выключателями распределительных устройств повышенных напряжений, расположенных на территории электростанции.

С ЦЩУ также предусматривается управление элементами общестанционного назначения, в том числе выключателями резервных трансформаторов собственных нужд 6 кВ, включая магистральные и секционные выключатели резервного питания и общестанционных секций, выключателями 6(10) и 0,4 кВ общестанционных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ главного корпуса и общестанционных сооружений вне главного корпуса, а также линий питания РУ 6-10 кВ, если они не управляются с соответствующих местных щитов.

С ЦЩУ также осуществляется дистанционное управление наружным освещением ОРУ, светоограждением дымовых труб, наружным освещением территории станции.

На ЦЩУ рекомендуется предусматривать сигнализацию положения разъединителей в цепи выключателей, управляемых с ЦЩУ.

Для информации о работе генераторов и блоков, управляемых с блочного щита, на ЦЩУ предусматриваются:

- сигнализация положения генераторных выключателей;
- измерение активной и реактивной мощностей генераторов;
- одно общее табло на каждый блок "Неисправность на блоке".

Кроме того, на ЦЩУ предусматривается сигнализация вызова персонала при неисправностях на общестанционных местных технологических щитах, не имеющих постоянного дежурства, и вызова персонала в различные электрические помещения, распределительные устройства и пр..

С ЦЩУ производится контроль работы и дистанционное управление общестанционными установками пожаротушения.

9.5.4 На электростанциях, оборудованных общестанционными АСУ ТП, на ЦЩУ предусматриваются соответствующие технические и информационные средства.

9.5.5 С блочных щитов управления (БЩУ) производится управление выключателями и АГП генераторов блока, выключателями вводов рабочих трансформаторов питания шин основного напряжения собственных нужд и вводов резервного питания основного напряжения собственных нужд, выключателями 6(10) и 0,4 кВ рабочих и резервных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ данного энергоблока (включая трансформаторы для питания электрофильтров), а также электродвигателей собственных нужд и дизель-генераторами.

При блоках, в тех случаях, когда отсутствует выключатель между генератором и трансформатором, на блочный щит выносятся управление выключателем или выключателями общими с другими присоединениями стороны высокого напряжения.



Эти выключатели управляются как с блочного, так и с центрального щитов. Выбор места управления производится на ЦЩУ.

Кроме этого, с БЩУ производится управление системой возбуждения соответствующих генераторов.

На БЩУ предусматривается сигнализация вызова персонала при неисправностях на местных щитах управления, в электротехнических устройствах и пр., относящихся к данному блоку.

С БЩУ производится контроль работы и дистанционное управление стационарными установками пожаротушения соответствующего блока.

9.5.6 Дистанционное управление разъединителями с пунктов централизованного управления элементами главной схемы электрических соединений, как правило, не предусматривается.

Управление разъединителями напряжением 220 кВ и выше производится из специальных шкафов управления, размещаемых в соответствующих РУ.

При схемах с подключением цепей через два выключателя (например, «полуторная»), для обеспечения возможности быстрого восстановления схемы, после отключения выключателем данного присоединения, линейные разъединители всех присоединений должны иметь дистанционное отключение с ЦЩУ.

9.5.7. На ГТУ и ПГУ, имеющих в своем составе ТПУ, должно предусматриваться дистанционное и автоматическое управление разъединителем, устанавливаемым в цепи ТПУ между выключателем и токопроводом генератора.

9.5.8 На тепловых электростанциях с твердым органическим топливом, оборудованных топливоподачей, должен предусматриваться центральный щит управления топливоподачей (ЦЩУ ТП). Размещение ЦЩУ ТП рекомендуется вынесенным, расположенным в районе дробильного корпуса в месте минимального воздействия вибрации и пыли. Допускается блокирование ЦЩУ ТП со служебно-техническим зданием или РУСН топливоподачи. На электростанциях с энергоблоками мощностью 500 МВт и более для каждого ввода топливоподачи рекомендуется отдельный ЦЩУ ТП.

С ЦЩУ ТП производится управление:

- выключателями вводов рабочих и резервных трансформаторов питания секций РУСН топливоподачи основного напряжения собственных нужд (если они не управляются с ЦЩУ станции);
- выключателями 6(10) и 0,4 кВ рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд топливоподачи;
- электродвигателями механизмов и вспомогательных устройств всего тракта топливоподачи, включая плужковые сбрасыватели бункеров сырого угля бункерной галереи главного корпуса.

Топливоподача должна быть оборудована автоматикой загрузки бункеров сырого угля главного корпуса.

Для информации о работе тракта топливоподачи на ЦЩУ ТП предусматривается:

- мнемоническая схема всего тракта топливоподачи;
- сигнализация уровня топлива в бункерах сырого угля;
- сигнализация о положении шибберов в узлах пересыпки и о положении плужковых сбрасывателей бункеров сырого угля бункерной галереи главного

го корпуса.

9.5.9 Для элементов главной схемы электрических соединений, питающих элементов собственных нужд и распределительных устройств сигнализация в пунктах централизованного управления выполняется в следующем объеме:

- сигнализация положения объектов управления;
- индивидуальная сигнализация аварийного отключения и автоматического включения;
- предупредительная сигнализация об отклонении от нормального режима работы оборудования и о нарушении исправности цепей;
- сигнализация вызова персонала в помещения различных электротехнических устройств и технологических щитов вспомогательных цехов, действующая при нарушениях нормального режима работы этих устройств и при неисправностях в них;
- центральная звуковая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при действии предупредительной, аварийной и вызывной сигнализации.

9.5.10 Для элементов главной схемы электрических соединений и собственных нужд тепловой электростанции предусматриваются следующие виды автоматических устройств:

- устройства автоматического повторного включения (АПВ) выключателей в цепи линий всех типов и напряжений, кроме выключателей в цепи блоков генератор-трансформатор-линия;
- устройства АПВ шин повышенного напряжения от линий или трансформаторов (автотрансформаторов) связи;
- устройство бесперебойного питания особо ответственных потребителей;
- устройство автоматики отделения части электростанции от энергосистемы при снижении частоты (на электростанциях определяемых в соответствии с пунктом 9.1.2.7);
- устройства автоматического включения резервного питания (АВР) шин собственных нужд, ответственных силовых сборок и сборок задвижек, а также устройства АВР питания оперативным переменным током. Кроме этого предусматривается АВР парных ответственных механизмов в соответствии с требованиями, вытекающими из условий сохранения в работе основного технологического оборудования;
- устройства для включения генераторов на параллельную работу одного с другим и с сетью системы в соответствии с ПУЭ;
- устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ);
- устройства автоматической частотной разгрузки, действующие при аварийном понижении частоты в системе на отключение заранее избранных линий питания потребителей, с их автоматическим обратным включением после восстановления частоты; для теплофикационных электростанций линии должны выбираться с учетом схем питания потребителей пара;
- автоматическое включение и отключение охлаждающих устройств по температуре и нагрузке для трансформаторов, оборудованных указанными устройствами;

- автоматические устройства для записи электрических параметров в аварийных режимах в местах, определяемых в соответствии с ПУЭ и дополнительные по требованию энергосистемы;
- быстродействующие устройства для регистрации аварийных ситуаций (РАС) в аналоговой и дискретной формах (на электростанциях, оборудованных АСУ ТП).

В случае необходимости, определяемой ПУЭ по согласованию с диспетчерским управлением:

- устройства автоматического регулирования активной мощности в нормальном (с коррекцией по частоте) и аварийном режимах;
- устройства автоматического регулирования частоты, перетоков мощности, распределения нагрузки между энергоблоками или турбоагрегатами и ограничения мощности в аварийных режимах;
- устройства группового управления возбуждением для станций, имеющих блочную тепловую схему;
- в случае необходимости дополнительные устройства противоаварийной системной автоматики.

9.5.11 Объем измерений для элементов главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд определяется ПУЭ и методическими указаниями.

В цепях электродвигателей независимо от их мощности измерение тока осуществляется только в тех случаях, когда электродвигатели используются для привода механизмов, подверженных перегрузкам по технологическим причинам, или когда по амперметрам ведется основной технологический процесс.

Измерение тока осуществляется в цепях электродвигателей дымососов, всех вентиляторов котельного агрегата, всех типов мельниц, ленточных конвейеров, дробилок, питателей пыли, питателей сырого угля шахтных мельниц, питательных, шламовых, конденсатных, сетевых и циркуляционных насосов, маслонасосов системы смазки, мазутных насосов и валоповоротного устройства.

9.5.12 В помещении релейных панелей РУ предусматриваются устройства для определения места повреждения на линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше. Показывающие приборы этих устройств должны, как правило, устанавливаться на ЦЩУ.

9.5.13 В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей АБП и устройств связи, аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В. Аккумуляторные батареи должны быть закрытого или герметизированного типа.

Включение аккумуляторной батареи на шины щита постоянного тока осуществляется через селективный автоматический выключатель.

Питание электродвигателей аварийных маслонасосов смазки турбин, а также маслонасосов водородных уплотнений генераторов осуществляется от шин постоянного тока отдельными линиями, в цепи которых устанавливаются автоматические

выключатели.

От аккумуляторной батареи должны питаться также технологические защиты, электроприводы отсечных клапанов газопроводов и трубопроводов жидкого топлива, электрогидравлические преобразователи (ЭГП) системы регулирования, электромагниты стопорных клапанов турбин; импульсные предохранительные клапаны котлов, импульсные клапаны обратных клапанов на отборах турбин.

Для устройств управления, релейной защиты, автоматики и контроля может применяться оперативный постоянный ток других напряжений. В этом случае в качестве источника, как правило, используются преобразователи, питаемые от аккумуляторной батареи напряжением 220 В, а также отдельные аккумуляторные батареи необходимого напряжения. Допускается также установка отдельных аккумуляторных батарей.

Для объектов собственных нужд, удаленных от главного корпуса, может применяться выпрямленный ток 220 В.

Распределительная сеть оперативного постоянного тока должна быть оборудована селективной защитой.

9.5.14 В качестве оперативного тока в системе собственных нужд 0,4 кВ применяется переменный ток на напряжение 220 В (фазное напряжение сети 0,4 кВ). В схемах с центральным питанием оперативного переменного тока выполняется резервирование питания шин переменного тока от разных источников, обеспечивающее сохранение их питания при практически возможных аварийных режимах (питание шин от одной секции РУСН 0,4 кВ блока, резервирование от другой секции данного блока и от секции РУСН другого блока).

В схемах с центральным питанием шин оперативного переменного тока могут применяться агрегаты бесперебойного питания (АБП).

Для блоков 500 МВт и более питание оперативным переменным током АСУ ТП следует выполнять в соответствии с «Положением по организации питания оперативным током АСУ ТП энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт ТЭС».

Распределительная сеть переменного оперативного тока должна быть оборудована селективной защитой.

Управление выключателями вводов рабочего и резервного питания секций РУСН 0,4 кВ осуществляется на постоянном оперативном токе 220 В от аккумуляторной батареи. Для вводов питания на секции РУСН 0,4 кВ малоответственных вспомогательных сооружений, находящихся на значительном расстоянии (свыше 1000 м) от главного корпуса электростанции, следует применять питание оперативным выпрямленным током или при соответствующем обосновании оперативным переменным током.

На выпрямленном токе также выполняется:

- блокировка разъединителей;
- технологическая сигнализация на блочных и групповых щита управления.

Допускается управление, сигнализацию и блокировку выполнять на переменном оперативном токе для управления разъединителями, для схем сигнализации на местных щитах управления и т.п.

9.5.15 Емкость аккумуляторной батареи определяется нагрузкой электродвигателей аварийных маслососов, нагрузкой аварийного освещения и преобразователь-

ных агрегатов. Номер батареи, выбранный по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной пусковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

Расчетная длительность аварийного режима принимается равной 30 мин для электростанций, связанных с энергосистемой, и 1 ч для изолированных электростанций.

9.5.16 На электростанциях с поперечными связями по пару мощностью до 200 МВт включительно устанавливается одна аккумуляторная батарея, а при мощности более 200 МВт устанавливается не менее двух аккумуляторных батарей одинаковой емкости, которые совместно должны обеспечить питание аварийных маслососов смазки турбин и водородного уплотнения генераторов всех агрегатов станции, всех нагрузок аварийного освещения, релейной защиты, управления и сигнализации.

9.5.17 Для электростанций с блочными схемами при мощности блока 200 МВт и более предусматривается установка отдельной батареи для каждого блока.

Все блочные аккумуляторные батареи связываются между собой общей сетью взаиморезервирования, имеющей пропускную способность, соответствующую полной нагрузке получасового аварийного режима одной батареи. Резервирование не учитывается при выборе емкости каждой батареи.

Для электростанции с блочной тепловой схемой с блоками 200 МВт и более, а для ТЭЦ с блоками любой мощности, допускается установка общестанционной аккумуляторной батареи напряжением 220 В для питания общестанционных нужд электростанций.

Емкость этой батареи должна быть равной емкости наибольшей блочной батареи и обеспечивать резервирование блочных батарей.

Для электростанций с блочной тепловой схемой с блоками менее 165 МВт установка общестанционной аккумуляторной батареи допускается при технико-экономическом обосновании.

9.5.18 Питание оперативным током устройств управления, сигнализации и релейной защиты элементов повышенных напряжений станции, управляемых с ЦЩУ, ГЩУ и БЩУ, а также общестанционных устройств производится, как правило, от аккумуляторных батарей главного корпуса станции.

При значительном удалении распределительных устройств повышенных напряжений от главного корпуса электростанции допускается установка отдельных аккумуляторных батарей в зоне размещения распределительных устройств для питания оперативным током аппаратуры их присоединений. При установке одной батареи должно предусматриваться резервное питание элементов ОРУ от батарей главного корпуса с помощью специальной сети резервирования. Установка двух батарей должна быть обоснована.

Питание оперативным током элементов РУ повышенных напряжений станции производится от шин оперативного тока, предусматриваемых в помещениях релейных щитов распределительных устройств, где также размещаются защитные аппараты оперативных цепей отдельных присоединений и устройств.

Кольцевое питание указанных оперативных шин обеспечивается от аккумуля-

ляторных батарей главного корпуса или от батарей, расположенных на ОРУ.

9.5.19 Для электростанций, оборудованных АСУ ТП как на блочном, так и на общестанционном уровнях, должны предусматриваться агрегаты бесперебойного питания, подключаемые к сети собственных нужд 0,4 кВ и к соответствующим аккумуляторным батареям.

9.5.20 Все стационарные аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда. В связи с этим для каждой из них предусматривается отдельное подзарядное устройство. Для зарядки всех аккумуляторных батарей устанавливается один зарядный агрегат на каждые четыре блока. Зарядно-подзарядные устройства должны быть со стабилизацией напряжения не хуже  $\pm 0,5\%$ . При этом должна предусматриваться специальная сеть заряда. Регулирование напряжения зарядного агрегата осуществляется от щита постоянного тока каждой батареи или с зарядного агрегата.

Все аккумуляторные батареи главного корпуса, рассчитанные по емкости на 30-минутный аварийный разряд и на режим ускоренного заряда без отключения нагрузки должны оборудоваться автоматическим регулированием напряжения на шинах установок постоянного тока в режиме постоянного подзаряда, аварийного разряда и заряда батареи.

9.5.21 Аппаратура релейной защиты, счетчики электроэнергии, телеметрические датчики, а также другая релейная аппаратура, относящаяся к элементам главной схемы электрических соединений, включая все элементы собственных нужд станции всех напряжений (0,4-750 кВ), устанавливается в помещениях соответствующих распределительных устройств или в специально предусмотренных помещениях релейных щитов (при РУ). Указанные помещения должны быть защищены от вибрации, попадания воды, пара и масла, от проникновения и образования пыли.

Релейная защита и счетчики электроэнергии генераторов и блоков генератор-трансформатор, а также аппаратуры системы возбуждения генераторов размещаются в главном корпусе в специальных помещениях. С целью исключения влияния вибрации и воздействия воды и масла эти помещения не должны размещаться в пределах фундаментов турбогенераторов.

Во всех этих помещениях или шкафах круглый год должна поддерживаться положительная температура, для чего в случае необходимости предусматриваются электроподогреватели. На пылеугольных станциях вентиляция должна обеспечивать наддув помещений.

Для возможности испытания релейной защиты в помещениях релейной защиты должны предусматриваться щитки постоянного и переменного тока.

9.5.22 Рабочие чертежи устанавливаемых на тепловых электростанциях устройств релейной защиты сетевых и системных элементов, устройств противоаварийной системной автоматики, устройств регулирования частоты и мощности, частотной разгрузки, ограничения мощности, устройств телемеханики и др. выполняются на базе принципиальных схем, разработанных проектной организацией - Генеральным проектировщиком энергосистемы, и согласованных с энергосистемой и ОДУ. Для отдаленных объектов ТЭС (насосные техводоснабжения, береговые и др.), которые находятся на расстоянии более 4-5 км, следует применять, как правило, устройства телемеханики (телеуправление, телеизмерение, телесигнализация).

## 9.6 Распределительные устройства и вспомогательные сооружения

9.6.1 Распределительные устройства 6 и 10 кВ с нереактированными отходящими линиями и распределительные устройства собственных нужд 0,4 и 6 кВ выполняются с применением комплектных устройств.

Распределительные устройства топливоподдачи, а также преобразовательные устройства располагаются, как правило, в вынесенных из технологических сооружений топливоподдачи помещениях.

Допускается их блокировка с сооружениями топливоподдачи при условии принятия строительных решений, исключающих вибрацию и попадание в них угольной пыли и воды.

Для распределительных устройств 6 и 10 кВ с реактированными отходящими линиями, а также для распределительных устройств 35-220 кВ рекомендуется применение распределительных устройств и отдельных узлов заводского изготовления по мере разработки их промышленностью.

9.6.2 Размеры помещений центрального и главного щитов управления, а также релейных щитов РУ повышенных напряжений станции принимаются исходя из конечной мощности электростанции.

9.6.3 Месторасположение ОРУ относительно главного корпуса электростанции должно быть технически и экономически обосновано. При прочих равных условиях ОРУ располагается перед фронтом машинного зала. При расположении ОРУ за дымовыми трубами высоковольтные связи между ОРУ и трансформаторами могут осуществляться с использованием опор, устанавливаемых на главном корпусе. При этом кровля должна быть несгораемой.

Допускается высоковольтную связь осуществлять с помощью высоковольтных кабелей.

Использование двухцепных опор для связи ОРУ с двумя резервными трансформаторами собственных нужд с подвеской проводов этих трансформаторов на одной опоре не допускается.

9.6.4 При модульном исполнении установок ПГУ и ГТУ генераторный выключатель, щит управления, щиты возбуждения, релейные щиты, ТПУ, распределительное устройство собственных нужд, аккумуляторную батарею допускается компоновать в отдельных модулях, монтируемых вблизи ГТУ.

При расположении газовой и паровой турбин в разных зданиях генераторные выключатели устанавливаются вблизи каждого генератора.

ГРУ 10-6 кВ с током короткого замыкания до 50 кА и распределительные устройства собственных нужд 0,4 и 6 кВ выполняются с применением комплектных устройств.

Распределительные устройства собственных нужд 6 и 0,4 кВ парогазовых и газотурбинных установок в главном корпусе или на площадке ГТУ должны располагаться в закрытых помещениях и местах, исключающих заливание их водой, проникновение в них пыли, воздействие недопустимой вибрации.

9.6.5 На электростанциях с парогазовыми установками допускается, при необходимости, сооружение двух и более распределительных устройств повышенных на-

пряжений, расположенных с разных сторон от главного корпуса.

9.6.6 Распределительные устройства (35-750 кВ) выполняются открытыми, за исключением случаев, оговоренных ниже.

Распределительные устройства 35-500 кВ могут выполняться закрытыми (в том числе с элегазовыми КРУ), если:

- относ их на необходимое расстояние невозможен или неэкономичен;
- площадка электростанции стеснена;
- суровые климатические условия;
- во всех случаях, когда усиление изоляции не обеспечивает условия ее работы в загрязненных условиях (химуносы, солончаки и пр.).

При необходимости выполнения закрытых РУ следует отдавать предпочтение элегазовым КРУ.

При выполнении в закрытом распределительном устройстве схемы с секционированными сборными шинами, за исключением элегазовых КРУ, каждая секция должна быть отделена от соседней перегородкой (из стеновых панелей) с проходными изоляторами (для соединительной ошиновки) во избежание выхода из строя всего распределительного устройства в случае загорания масла трансформаторов тока или напряжения.

ОРУ 330, 500 и 750 кВ могут выполняться как с подвесными разъединителями, так и с разъединителями горизонтально-поворотного, пантографного типа; в одном ОРУ могут быть применены разъединители обоих указанных типов.

На напряжение 110 кВ и выше разъединители рекомендуются с электродвигательными приводами.

9.6.7 Во всех распределительных устройствах 3-750 кВ предусматриваются стационарные заземлители и разъединители с заземляющими ножами заводского изготовления.

Распределительные устройства напряжением 330 кВ и выше должны быть оборудованы средствами биологической защиты от электрического поля в зонах обслуживания и прохода.

9.6.8 Компоновочные и конструктивные решения открытых и закрытых распределительных устройств напряжением 110 кВ и выше выполняются с учетом применения передвижных или/и стационарных средств механизации общепромышленного и специального назначения для выполнения ремонтов и технологического обслуживания оборудования и должны обеспечивать их использование без снятия напряжения с соседних ячеек РУ и с учетом безопасных условий проведения работы.

В закрытых камерах трансформаторов, а также в РУСН 0,4 кВ над трансформаторами должна быть предусмотрена возможность применения инвентарных грузо-подъемных устройств для механизации ремонта.

9.6.9 В распределительных устройствах 6-750 кВ не рекомендуется установка масляных или воздушных выключателей.

9.6.10 Здания ЗРУ 110-330 кВ выполняются с застекленными верхними ярусами ограждающих панелей, общей площадью одна треть поверхности одной продольной стены, которые предназначаются для разгрузки основных конструкций от недопустимых усилий, возникающих при взрыве. ЗРУ напряжением до 35 кВ включи-



тельно выполняются без окон. Здания ЗРУ выполняются неотапливаемыми.

Для закрытых распределительных устройств 35-330 кВ, проектируемых для районов, где внутри помещений ЗРУ возможна температура ниже минус 40°C, следует предусматривать подогрев помещения с помощью электропечей, обеспечивающий температуру воздуха внутри помещения выше минус 40°C (с тем, чтобы можно было применять обычное оборудование, а не исполнения ХЛ). Для шкафов управления оборудованием и релейной аппаратуры в закрытых распределительных устройствах должен предусматриваться местный электроподогрев для районов, где внутри помещений ЗРУ температура может быть ниже минус 20°C.

В ЗРУ должны быть предусмотрены стационарные грузоподъемные устройства для демонтажа и монтажа выключателей и другого электрооборудования с целью ремонта его в мастерской.

9.6.11 Сборные шины закрытых распределительных устройств 6-35 кВ отделяются от шинных разъединителей перегородками с проходными изоляторами.

9.6.12 Соединение генераторов с ГРУ и трансформаторами должно выполняться, как правило, с помощью закрытых комплектных токопроводов с разделенными фазами.

Для генераторов мощностью до 63 МВт при больших расстояниях до ГРУ и трансформаторов соединения вне главного корпуса допускается выполнять открытыми гибкими токопроводами.

Соединение рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд с КРУ 6 кВ должно выполняться токопроводами, при этом:

- токопроводы от трансформатора до выключателя должны выполняться пофазно-экранированными или с разделенными фазами.
- токопроводы без разделения фаз могут применяться на участках, защищенных выключателями.

9.6.13 Ремонт повышающих трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, автотрансформаторов связи и шунтирующих реакторов без снятия верхней части бака («колокола») должен выполняться на месте их установки. При необходимости снятия «колокола» трансформатор доставляют в машинный зал на ремонтную площадку или в трансформаторную мастерскую, оснащенную первичными противопожарными средствами и необходимым оборудованием. На ремонтной площадке и в трансформаторной мастерской должны быть выполнены мероприятия, предотвращающие растекание трансформаторного масла и удаление пролитого масла в масло-сборники.

При установке трансформаторов (автотрансформаторов, шунтирующих реакторов) на отметках, не имеющих общих с машинным отделением железнодорожных путей, для их ремонта необходимо предусмотреть трансформаторную мастерскую с механизмами для подъема колокола, технологическим оборудованием и противопожарными средствами.

Места, предназначенные для ремонта трансформаторов, должны оборудоваться подводом электропитания, подводом осушенного сжатого воздуха и холодной воды.

Для ремонта трансформаторов на месте их установки, в машинном зале и в трансформаторных мастерских должен предусматриваться инвентарный (передвижной или переносной) комплекс технологического оборудования.

Перемещение трансформаторов с места их установки на место ремонта производится по рельсовым путям на собственных поворотных каретках с помощью полиспастной системы и/или гидротолкателей. Для крепления полиспастов, блоков и лебедок должны быть предусмотрены «якоря». На протяженных участках путей перекачки «якоря» должны устанавливаться по оси железной дороги с расстоянием 25-30 метров один от другого.

9.6.14 Постоянные маслопроводы на электростанции прокладываются от аппаратной маслохозяйства:

- на ремонтные площадки машинных залов;
- к трансформаторной мастерской ("башне") в случае ее сооружения;
- к местам установки трансформаторов у главного корпуса;
- к месту разгрузки железнодорожных цистерн с маслом.

9.6.15 Электростанции, имеющие генераторы с водородным охлаждением должны, как правило, снабжаться водородом от собственной электролизной установки. В отдельных случаях допускается обеспечение генераторов привозным водородом, если целесообразность этого подтверждена технико-экономическим расчетом.

9.6.16 Электролизная установка выполняется с двумя электролизерами (рабочим и резервным).

Номинальная производительность каждого электролизера должна при трехсменной работе обеспечивать покрытие утечек в генераторах и ресиверах, возмещение продувок и заполнение каждого генератора водородом два раза в год. При этом предусматривается два полупроводниковых преобразовательных агрегата, каждый из которых может обеспечить максимальную производительность одного электролизера.

9.6.17 В открыто установленных ресиверах на электростанции должен храниться запас водорода для заполнения одного генератора, имеющего наибольший газовый объем плюс:

- 10-суточный запас на покрытие утечек и продувок всех генераторов при снабжении привозным водородом;
- 5-суточный запас на покрытие тех же утечек и продувок при снабжении водородом от собственной электролизерной установки электростанции.

При определении запаса водорода следует учитывать его утечку из ресиверов в размере 2,4% общего объема в сутки.

9.6.18 Снабжение генераторов инертным газом (углекислым газом или азотом) должно производиться от ресиверов централизованной установки. Минимальный запас инертного газа на электростанции должен быть не менее шестикратного объема одного генератора с наибольшим газовым объемом. Давление инертного газа в ресиверах должно быть не менее чем на 0,5 кгс/см<sup>2</sup> выше максимального давления водорода в корпусе генератора.

Для вытеснения инертного газа из генератора используется сжатый воздух от общестанционной компрессорной.

9.6.19 На электростанциях должна предусматриваться электротехническая лаборатория для проверки, настройки и испытания устройств РЗА, измерительных приборов, панелей АВР, систем управления тиристорными преобразователями и т.п., проведения профилактических высоковольтных испытаний электротехнического

оборудования, включая генераторы.

## **9.7 Средства внешней и внутриобъектной связи и телемеханики**

9.7.1 Объем средств внешней связи, таких как диспетчерская, технологическая и телемеханика тепловых электростанций проектируется на основании утвержденных схем развития диспетчерского управления энергосистемы, а при отсутствии таковых, в соответствии с ведомственными документами по выбору объемов информации и проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах, по заданию Заказчика (дирекции), согласованному с энергосистемой.

9.7.2 На электростанциях предусматриваются следующие виды внутриобъектной связи и сигнализации:

- общестанционная связь (как правило, на аппаратуре цифровых АТС);
- система макросотовой связи;
- оперативная телефонная и громкоговорящая связь ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ, ГрЩУ, щита ХВО, щита топливоподачи и щита мазутохозяйства, обеспечивающие телефонную связь и громкоговорящую поисковую связь;
- административная связь (как правило, на аппаратуре цифровых терминалов и консолей);
- радиофикация служебных помещений;
- ремонтная телефонная связь;
- часофикация;
- охранная сигнализация (как правило, включая радиосвязь и охранное телевидение).

9.7.3 Для ТЭС рекомендуется применять промышленное телевидение для дистанционного наблюдения за оборудованием, в том числе в машинном и котельном отделениях главного корпуса, в распределительных устройствах, в помещениях топливоподачи и др.

9.7.4 Основное оборудование связи электростанции размещается в специальных помещениях узла связи. Узел связи размещается в изолированном помещении в одном из зданий: инженерного, объединено-вспомогательного корпусов, проходной или в другом здании административного назначения.

Средства диспетчерской и оперативной командно-поисковой связи располагаются в помещениях соответствующих цехов. Оборудование диспетчерской и оперативной командно-поисковой связи щитов управления (ГЩУ, ГрЩУ, и т.д.), как правило, должно размещаться в отдельных выделенных для этого помещениях.

Аппаратура высокочастотной связи по линиям электропередачи располагается в здании релейных панелей ОРУ в изолированном помещении.

9.7.5 Электропитание устройств электросвязи тепловых электростанций осуществляется от сети ответственных собственных нужд. Для устройств общестанционной и оперативной связи предусматривается агрегат бесперебойного питания (АБП) с резервированием от аккумуляторной батареи для средств связи.

9.7.6 В подготовительный период строительства электростанции связь осуществляется в следующем объеме:

- устанавливается комплексный узел связи в составе телетайпа, автоматиче-

ской телефонной станции, радиотрансляционного узла для радиопоисковой связи на территории строительства и временного жилого поселка;

- сооружаются соединительные линии от ближайшего узла связи для обеспечения необходимой телефонной и телеграфной связи.

Временные сооружения связи должны предусматриваться в минимальном объеме с учетом использования для связи средств постоянной связи электростанции и жилого поселка после ввода их в эксплуатацию. С этой целью средства связи станции и жилого поселка должны сооружаться в первую очередь.

## 10 СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Настоящий раздел включает в себя нормы проектирования систем контроля и управления технологическими процессами вновь строящихся ТЭС. Вопросы управления электрической частью электростанции и водоподготовки, которые освещены в разделах 6 и 9 настоящих норм, охвачены частично.

### 10.1 Общие положения

10.1.1 Тепловая электрическая станция должна оснащаться системами контроля и управления технологическими процессами (СКУ), как правило, в виде автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на базе современных информационных технологий.

СКУ/АСУ ТП совместно с технологическими, электротехническими и другими системами должны обеспечивать безопасную, экономичную и надежную эксплуатацию электростанции в заданных режимах при минимальном количестве эксплуатационного, обслуживающего и ремонтного персонала.

10.1.2 АСУ ТП ТЭС, как правило, выполняется как двухуровневая система:

- на первом (блочном) уровне обеспечивается управление энергоблоками или группой технологически связанных энергоустановок;
- на втором (общестанционном) уровне выполняются функции управления электрической частью станции, координация работы энергоблоков/энергоустановок, контроль за работой вспомогательных цехов и общестанционных установок, а также обмен информацией с вышестоящими уровнями управления.

10.1.3 АСУ ТП энергоблока или группы технологически связанных энергоустановок должна обеспечивать выполнение функций контроля, сигнализации, вычислений, дистанционного управления, автоматического регулирования, автоматического дискретного управления и технологической защиты, в том числе, выполнение следующих задач:

- сбор и обработку информации от датчиков;
- контроль достоверности входной информации;
- представление информации оператору;
- обеспечение информацией автоматических подсистем управления;
- ведение базы нормативных, оперативных, исторических и расчетных данных;
- протоколирование хода технологического процесса, последовательности выполнения технологических операций, переключений, в том числе и в аварийных ситуациях;
- расчет технико-экономических показателей работы энергетического оборудования;
- автоматическое регулирование нагрузки и технологических параметров, соотношения параметров;
- автоматическое управление оборудованием в режиме пуска, нагружения из различного теплового состояния, приведение оборудования в состояние го-

товности к пуску по заданным программам;

- автоматический вывод оборудования из работы без его повреждения при возникающих аварийных ситуациях;
- режимные переключения оборудования, находящегося в резерве;
- определение состояния технологического оборудования, позволяющее прогнозировать потребность и объем ремонтного профилактического обслуживания энергетического оборудования (диагностика оборудования);
- документирование состояния технологического оборудования;
- определение состояния программно-технических комплексов (ПТК) АСУ, обеспечивающее автоматическую реконфигурацию структуры ПТК в случае отказа отдельных частей и элементов комплекса и частичную или полную компенсацию утраченных функций (самодиагностика ПТК);
- документирование всех отказов и сбоев ПТК;
- обмен информацией с вышестоящими АСУ.

Состав задач, выполняемых АСУ ТП, должен уточняться при конкретном проектировании с учетом режимов работы электростанции.

10.1.4 Объем технологического контроля и управления, условия автоматизации, включая технологические алгоритмы функционирования автоматических систем управления энергоблока или энергоустановки должны приниматься по заданиям заводов-поставщиков технологического оборудования и организаций-разработчиков технологических схем энергетических установок, а также в соответствии с действующими в отрасли «Методическими указаниями по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на ТЭС», «Методическими указаниями по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП».

10.1.5 Техническая структура АСУ ТП ТЭС, как правило, должна включать в себя:

- программно-технические комплексы;
- первичные средства автоматизации оборудования;
- резервные технические средства контроля и управления.

10.1.5.1 В составе программно-технических комплексов должны быть предусмотрены:

- программируемые технические средства и устройства связи с объектом, выполняющие функции управления, преобразования, вычисления, устройства ввода-вывода информации на базе микроконтроллеров, мини-, микро- или ПЭВМ;
- технические средства связи оператора с системой управления и технологическим процессом в виде операторских дисплейных станций индивидуального или коллективного пользования с соответствующими клавиатурами или другими устройствами;
- средства передачи данных (цифровые шины) для связи устройств ПТК между собой;
- все виды обеспечений ПТК АСУ ТП, включая организационное, информационное, лингвистическое, метрологическое, математическое, программное;
- сервисное оборудование, включая посты наладки, диагностики, реконфигу-

рации системы.

10.1.5.2 В составе средств первичной автоматизации должны предусматриваться:

- датчики и первичные преобразователи;
- исполнительные механизмы и приводы;
- сборки задвижек;
- аппаратура, приборы и системы, поставляемые комплектно с технологическим оборудованием;
- импульсные трубные проводки и кабельные линии связи.

10.1.5.3 К резервным техническим средствам должны относиться:

- ключи (кнопки) жесткого монтажа, позволяющие осуществить передачу команд управления прямо на контроллеры ПТК или помимо ПТК непосредственно на пусковую аппаратуру;
- индивидуальные показывающие/регистрирующие приборы и устройства технологической сигнализации, работа которых не зависит от работоспособности ПТК.

Объем резервных средств контроля и управления должен быть ограничен, поскольку они используются только при отказе ПТК для безопасного и безаварийного останова энергооборудования. Объем резервных средств должен определяться при проектировании конкретного объекта.

10.1.6 В зависимости от конкретных требований на ТЭС допускается создание автономных автоматических измерительных систем:

- коммерческого учета расхода газообразного топлива;
- контроля за выбросами вредных веществ в атмосферу;
- учета водопользования с контролем сброса вредных веществ во внешние водоемы;
- учета отпуска тепловой и электрической энергии потребителям.

10.1.7 На тепловой электростанции с агрегатами небольшой единичной мощности СКУ предусматривается на базе аппаратных технических средств с возможным использованием программируемых средств для отдельных функций СКУ. Аппаратура для реализации систем контроля и управления (микропроцессорная техника или аппаратные средства) определяется с учетом типа технических средств, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием.

10.1.8 Выполнение средствами микропроцессорной техники других функций, в том числе контроля параметров установок автоматического пожаротушения, пожарной сигнализации, регистрации ее срабатывания, контроля среды во взрывоопасных помещениях и т.д., должно обосновываться для каждой конкретной ТЭС.

## 10.2 Посты управления

10.2.1 Для блочных электростанций и ТЭС с парогазовыми и газотурбинными установками должны предусматриваться следующие посты управления:

- центральный щит управления (ЦЩУ);
- блочные щиты управления (БЩУ);
- местные щиты управления (МЩУ) различных агрегатов энергоблока (кот-

лоагрегата, турбоагрегата, питательного насоса и т.п.), а также общестанционных технологических установок (компрессорной, электролизерной, ГРП и ППГ и др.), не имеющие постоянного оперативного персонала, предназначенные для проведения предпусковых и пусковых операций и периодического контроля за работой оборудования;

- щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов (топливно-транспортного, водоподготовки, очистных сооружений).

10.2.1.1 Центральный щит управления является основным постом, с которого осуществляется руководство оперативным управлением технологическими процессами на электростанции в целом. Кроме того, с ЦЩУ производится:

- распределение нагрузки между энергоблоками и управление устройствами автоматического регулирования мощности энергоблоков;
- управление электрической частью электростанции (в объеме, указанном в разделе 9);
- распределение нагрузки между энергоблоками и управление устройствами автоматического регулирования мощности энергоблоков;
- контроль за работой общестанционных установок и отдельных технологических систем, не имеющих постоянного оперативного персонала.

10.2.1.2 Блочный щит управления должен обеспечить возможность централизованного управления всеми технологическими процессами, основным и вспомогательным оборудованием энергоблока во время его пуска, нормальной эксплуатации, планового останова и аварийных ситуаций.

Помещение блочного щита управления первого энергоблока может быть использовано для размещения щитов контроля и управления оборудованием общестанционных установок (например, ГРП или ППГ) и отдельных технологических систем, не имеющих постоянного оперативного персонала.

10.2.1.3 При необходимости, для проведения предпусковых операций и периодического контроля за работой оборудования допускается организация местных щитов управления различных агрегатов энергоблока (паровая или газовая турбина, котлоагрегат, питательный насос, блочная обессоливающая установка и т.п.).

Необходимость постоянного присутствия оперативного персонала у МЩУ должна быть исключена.

10.2.1.4 Выносные (полевые) устройства ПТК, такие как контроллеры, устройства связи с объектом и др. могут размещаться вблизи обслуживаемого ими технологического оборудования на площадке обслуживания или в отдельных помещениях.

10.2.1.5 Место расположения щитов управления должно определяться с учетом общей компоновки технологического оборудования ТЭС. При этом должны быть обеспечены:

- централизация управления технологическими процессами и, соответственно, минимальная численность оперативного персонала;
- координация управления технологически связанных агрегатов и установок (например, ГТУ и котлов-утилизаторов);
- оптимизация кабельных связей с управляемым оборудованием.

Из каждого помещения должно быть предусмотрено два выхода, габариты од-



ного из которых обеспечивают транспортировку щитовых устройств. При этом должен быть обеспечен простой и, возможности, короткий путь к технологическому оборудованию, желательно по одной отметке. Должен быть обеспечен эвакуационный короткий путь для выхода из помещения. При размещении помещений БЩУ или ЦЩУ вне главного корпуса они должны быть соединены с последним переходным мостиком.

10.2.1.6 Щиты управления двух блоков должны располагаться, как правило, в одном общем изолированном помещении на отметке основного обслуживания. В отдельных обоснованных случаях допускается установка в одном помещении щитов управления большего или меньшего числа блоков.

10.2.1.7 В составе блочного щита управления должен быть выделен оперативный контур управления, где размещаются пульта и панели с основными и резервными средствами оперативного контроля и управления энергоблока. В остальной части (или помещениях) БЩУ должны размещаться неоперативные устройства ПТК, неоперативные шкафы и панели резервных устройств контроля и управления.

На блочных щитах управления или вблизи них должны размещаться средства наладки, диагностики и реконфигурации ПТК АСУ ТП.

В помещениях БЩУ должны быть предусмотрены электрическое питание, заземление, защита от воздействия электрических и магнитных полей для обеспечения работоспособности ПТК в соответствии с техническими условиями на устройства ПТК.

10.2.1.8 Необходимость устройства кабельного этажа под помещениями щитов управления определяется конкретным техническим решением по кабельным коммуникациям щитов управления.

10.2.1.9 При установке устройств ПТК в цеховых условиях (в соответствии с техническими условиями разработчика ПТК) следует исключить несанкционированный доступ к аппаратуре контроля и управления.

10.2.2 Для электростанций с поперечными связями должны предусматриваться следующие посты управления:

- главный щит управления (ГЩУ);
- групповые щиты управления (ГрЩУ);
- щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов (топливно-транспортного, водоподготовки, очистных сооружений);
- местные щиты управления (МЩУ) различных агрегатов энергоблока (котлоагрегата, турбоагрегата, питательных насосов и т.п.), а также общестанционных технологических установок (компрессорной, электролизерной, ГРП, ППГ и др.), не имеющие постоянного оперативного персонала и предназначенные для проведения предпусковых и пусковых операций и периодического контроля за работой оборудования.

10.2.2.1 С главного щита управления производится управление генераторами и элементами главной схемы электрических соединений, включая питающие элементы собственных нужд 3-10 кВ (объем управления указан в разделе 9).

На ГЩУ предусматривается вывод информации о работе основных агрегатов, а также обобщенный контроль за работой общестанционных установок и управление ими в случаях, предусмотренных нормативными документами (например, управление

общестанционной циркуляционной насосной, аварийное отключение мазутных насосов).

10.2.2.2 Управление циркуляционными насосами может выполняться с ГрЩУ в случае организации только одного ГрЩУ на электростанции.

Управление ППГ или ГРП предусматривается со щита управления одного из котлов или группы котлов (ГрЩУ) при сохранении возможности управления ими со щита ППГ или ГРП.

10.2.2.3 Количество котлоагрегатов и турбоагрегатов, управляемых с одного ГрЩУ, как правило, не должно превышать четырех. Групповые щиты управления котлами и турбинами располагаются в одном изолированном помещении по возможности центрально к обслуживаемым агрегатам. Из этого помещения организуется также управление питательными насосами, деаэраторами, РОУ, другими вспомогательными установками.

10.2.3 Управление общестанционным оборудованием, находящимся вне главного корпуса (топливоподача, мазутонасосная, пиковая котельная, водоподготовка, золоудаление, электролизерная, компрессорная и др.) и контроль работы этого оборудования осуществляются со щитов управления, расположенных в помещениях, где это оборудование установлено или непосредственно по месту установки соответствующих механизмов.

Во всех случаях, за исключением топливоподачи, водоподготовки и пиковой котельной, контроль и управление выполняются исходя из отсутствия на этих участках постоянного дежурного обслуживающего персонала, вследствие чего при появлении неисправности в работе оборудования, на центральный (главный) щит управления подается обобщенный для каждого участка сигнал. Расшифровка причин появления сигнала осуществляется в помещении соответствующего участка.

10.2.4 В тракте топливоподачи следует автоматизировать управление механизмами и процесс загрузки бункеров топливом. Управление механизмами топливоподачи выполняется с центрального щита топливоподачи, располагаемого в изолированном от тракта топливоподачи помещении на отдельном фундаменте.

Щит управления размораживающим устройством должен располагаться в изолированном помещении.

10.2.5 На водоподготовительных установках (ВПУ) должна предусматриваться автоматизация технологических процессов, режимов регенерации и промывки фильтров, а также процесса нейтрализации сточных вод.

### **10.3 Помещения щитов управления**

10.3.1 Помещения центрального, блочного, главного и группового щитов управления, а также помещения для средств ПТК АСУ ТП должны выполняться со звукоизоляцией, кондиционированием воздуха и, при необходимости, экранироваться от воздействия электрических и магнитных полей.

Со стороны машинного отделения в помещениях БЩУ и ГЩУ допускается выполнение витража с двойным остеклением.

10.3.2 Установки искусственного климата, предусматриваемые в помещениях

БЩУ/ГрЩУ и ЦЩУ/ГЩУ, предназначенных для постоянной работы оперативного персонала, должны отвечать санитарным нормам и обеспечивать съём тепловыделений от установленной в помещениях аппаратуры.

Необходимость кондиционирования воздуха в помещениях, используемых для размещения технических средств АСУ ТП, определяется техническими условиями на эти технические средства.

Как правило, не допускается прокладка над помещениями щитов управления и помещениями, где располагаются средства ПТК АСУ ТП, пароводяных коммуникаций и установка емкостей с водой или водными растворами. Отступления от этого требования должны быть технически обоснованы, а перекрытие должно иметь надежную гидроизоляцию.

Не допускается также прокладка через указанные помещения транзитных трубопроводов, вентиляционных коробов, кабельных трасс и других посторонних коммуникаций.

10.3.3 Освещение помещений постов управления должно быть, как правило, искусственным, близким к спектру дневного света, рассеянным, не создающим бликов на экранах мониторов и шкалах приборов. Освещение должно быть регулируемым.

10.3.4 Площадь помещений БЩУ и ГрЩУ, а также помещений средств ПТК рекомендуется предусматривать с учетом запаса площади до 20% на случай расширения, модернизации и реконструкции.

10.3.5 Высоту помещений оперативного контура БЩУ/ГрЩУ рекомендуется принимать не менее 4 м в свету. Интерьер щита должен выполняться по специальному проекту, входящему в архитектурно-строительную часть проекта ТЭС.

10.3.6 Вблизи помещений БЩУ/ГрЩУ должны предусматриваться помещения для сменного персонала с кладовой для оперативного ЗИПа контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, комнаты отдыха, приема пищи и санузел.

10.3.7 В случае создания вне БЩУ/ГрЩУ отдельных обособленных изолированных помещений для размещения аппаратуры и установок управления, в них должна предусматриваться вентиляция, а при необходимости и обосновании - кондиционирование воздуха.

10.3.8 Помещения БЩУ/ГрЩУ и ЦЩУ/ГЩУ должны выполняться со звукоизоляцией. Уровень шумов от внешних источников (механизмов, трубопроводов и т.п.) не должен превышать 55 дБ в диапазоне частот от 16 до 20000 Гц.

## 10.4 Метрологическое обеспечение

10.4.1 В инженерно-вспомогательном корпусе предусматриваются помещения для измерительных лабораторий и ремонта приборов общей площадью:

- для КЭС мощностью от 1200 до 2400 МВт и ТЭЦ мощностью от 600 до 1200 МВт - порядка 400 м<sup>2</sup>;
- для КЭС мощностью 2400 МВт - порядка 600 м<sup>2</sup>;
- для КЭС мощностью 6400 МВт - порядка 1500 м<sup>2</sup>.

Общие площади помещений для ремонта приборов уточняются и соответственно уменьшаются в случае организации централизованного ремонта в регионе ТЭС.

10.4.2 При назначении точности измерений, выборе средств и методик выполнения измерений, размещении и обслуживании измерительного и ремонтного оборудования необходимо руководствоваться действующими государственными и отраслевыми нормативными документами по метрологическому обеспечению.

## 11 ГИДРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 11.1 Системы охлаждения и технического водоснабжения

11.1.1 Выбор системы охлаждения и источников водоснабжения электростанции следует проводить на основе комплексного анализа гидрологических, геологических и климатических данных с учетом требований охраны окружающей среды, рационального использования природных ресурсов, надежности и экономичности работы электростанции, стоимости и сроков строительства.

11.1.2 Системы охлаждения и технического водоснабжения электростанций следует принимать оборотными с гидроохладителями.

11.1.3 Предпочтение следует отдавать оборотным системам с наливными и отсеченными водоемами-охладителями.

Если площадь проектируемого водоема- охладителя недостаточна для проектной мощности новой или расширяемой электростанции, следует рассматривать комбинированные системы, сочетающие водоем, брызгальные установки над акваторией и другие гидроохладители..

11.1.4 В качестве альтернативы системам водяного охлаждения следует рассматривать системы воздушного («сухого») охлаждения с сухими и гибридными градирнями, а также с воздушными конденсаторами.

11.1.5 Для конденсационных электростанций номинальные расходы охлаждающей воды следует принимать по техническим условиям на оборудование.

11.1.6 Для теплофикационных электростанций номинальные расходы охлаждающей воды определяются по летнему конденсационному режиму с учетом суточного графика тепловых и электрических нагрузок.

11.1.7 Расчетные расходы охлаждающей воды в конденсаторы и другие теплообменники турбин определяются по рабочим точкам характеристик насосов и системы проводящей сети.

Для конденсационных электростанций следует рассматривать возможность в жаркий период года увеличения расхода воды в конденсаторы до 15% от номинального, в холодный период года снижения до 50% от номинального.

Для сокращения расхода воды следует проверять возможность подключения вспомогательных теплообменников оборудования последовательно по охлаждающей воде. При этом теплообменники, допускающие повышенную на 2–3°С температуру воды (маслоохладители, охладители отборов проб, подшипников и т.п.), следует подключать за теплообменниками электрооборудования (охладителями обмоток генераторов, электродвигателей ПЭН и т.п.).

11.1.8 Выбор источников водоснабжения должен проводиться на основе комплексного анализа гидрологических, геологических и климатических данных, с учетом требований «Водного кодекса» РФ, экологического, природоохранного законодательства, надежности и экономичности работы электростанции.

11.1.9 За расчетные расходы воды в источнике водоснабжения для подпитки оборотных систем с наливными или отсечными водоемами – охладителями следует

принимать среднемесячные расходы обеспеченностью 95% (повторяемостью 1 раз в 20 лет).

За расчетные расходы воды в источнике водоснабжения для подпитки оборотных систем с градирнями и брызгальными бассейнами следует принимать среднесуточные расходы обеспеченностью 97% (повторяемостью 1 раз в 33 года). Расчетную обеспеченность уровней воды в источниках водоснабжения следует принимать:

- минимальных – 97% (повторяемостью 1 раз в 33 года);
- максимальных – 0,1% (повторяемостью 1 раз в 1000 лет).

11.1.10 Главный корпус электростанций с водоемами-охладителями следует располагать возможно ближе к берегу водоема на незатапливаемых паводками отметках с учетом гидрологических, геологических и прогнозируемых гидрогеологических условий.

11.1.11 Подвод и отвод охлаждающей воды к машзалу рекомендуется осуществлять открытыми каналами со стороны постоянного торца. При неразмывающих скоростях движения воды в открытых каналах их откосы на территории промплощадки следует крепить в зоне колебания уровней монолитным железобетоном по слою песчано-гравийной (щебеночной) подготовки.

Подвод и отвод воды подземными закрытыми железобетонными каналами и стальными трубопроводами допускается в стесненных условиях пристанционного узла и неблагоприятных геологических и гидрогеологических условиях площадки.

11.1.12 В целях оптимизации параметров и схемы использования водоемов-охладителей следует рассматривать возможность создания объемной циркуляции путем устройства глубинных водозаборов и поверхностных водовыпусков. Глубинные водозаборы следует размещать в местных углублениях рельефа дна, выработанных карьерах или специальных выемках с глубинами более 5 м.

Окончательная оценка охлаждающей способности водоема с прогнозом температур воды и принятых компоновочных решений производится по результатам математического или гидротермического моделирования.

11.1.13 В составе проекта водоема – охладителя должны приводиться прогнозы водно-химического режима, переработки берегов, заиления и зарастания водоема водной растительностью и мероприятия по предотвращению негативных воздействий указанных факторов.

11.1.14 Для снижения напора циркуляционных насосов оборотной системы охлаждения с водоемами – охладителями следует предусматривать использование сифона. Величина сифона (от верха водяной камеры конденсатора до минимального пьезометрического уровня в сливной трубе) следует принимать до 8,5 м.

Для регулирования высоты сифона водосливные стенки общих сифонных колодцев рекомендуется выполнять со съемными шандорными балками.

Присоединение сливных труб эжекторов и других сбросов к сливным водоводам конденсаторов не допускается.

11.1.15 При проектировании гидротехнических сооружений следует прогнозировать изменения уровней грунтовых вод и предусматривать мероприятия по предотвращению подтопления населенных пунктов, промплощадки, сельскохозяйственных и лесных угодий.

При необходимости следует предусматривать строительство дренажных систем. При наличии в основаниях зданий и сооружений суффозионно-опасных грунтов следует предусматривать дополнительные мероприятия по предотвращению и контролю утечек воды из емкостных сооружений и водоводов, а также воздействия дренажных систем на грунты оснований зданий и сооружений.

11.1.16 Для систем охлаждения с водоемами - охладителями параметры охладителей определяются по среднемесячным метеорологическим условиям жаркого лета 10% обеспеченности с учетом осредненных по месяцам графиков энергетических нагрузок основного оборудования.

11.1.17 Для оборотных систем охлаждения с градирнями и брызгательными бассейнами параметры охладителей принимаются по среднесуточным замеренным в 7, 13 и 19 часов метеорологическим параметрам за летний период жаркого года 5% обеспеченности с учетом суточного графика нагрузок.

11.1.18 Оборотные системы охлаждения с градирнями, как правило, следует проектировать с центральными одноподъемными схемами подачи охлаждающей воды. При выборе типа градирен предпочтение следует отдавать башенным градирням.

Для электростанций с пиковыми режимами нагрузок и теплофикационных, а также размещаемых в районах с высокими температурами и влажностью воздуха следует рассматривать целесообразность применения вентиляторных градирен. Количество градирен должно быть, как правило, не менее двух.

Для каждой электростанции рекомендуется применять градирни с одинаковой геометрической (геодезической) высотой подъема воды.

11.1.19 Градирни должны быть оснащены воздухорегулирующими, водоулавливающими устройствами и ветровыми перегородками. В башенных градирнях должна быть предусмотрена возможность перераспределения гидравлической и тепловой нагрузок по площади градирни с увеличением их в зимний период в периферийной зоне.

Должны предусматриваться мероприятия против обледенения конструкций градирен.

В вентиляторных градирнях должны применяться, как правило, двухскоростные двигатели и, при соответствующем обосновании, с частотным регулированием числа оборотов.

11.1.20 Вытяжные башни градирен должны выполняться, как правило, из монолитного железобетона или стального каркаса (каркасно-обшивные градирни) с внутренней обшивкой.

11.1.21 Вытяжные башни в монолитном железобетоне надлежит проектировать гиперболической формы как наиболее рациональной в аэродинамическом и экономическом отношении.

11.1.22 В целях повышения надежности железобетонных конструкций градирен следует предусматривать мероприятия по влагонепроницаемости внутренней оболочки вытяжной башни.

Стальные каркасы башен градирен должны быть защищены от атмосферной и электрохимической коррозии, защитные покрытия должны обеспечивать срок экс-

плутации не менее 25 лет. При применении для обшивки каркасных башен градирен полимерных материалов следует учитывать изменение их физико-механических характеристик в результате старения за период эксплуатации.

11.1.23 В каркасно-обшивных градирнях в зоне оросителя следует предусматривать установку водоотбойных щитов из полимерных или других устойчивых против коррозии материалов, устройство водосборных желобов для отвода воды в основании обшивки.

Крепление алюминиевых или полимерных листов обшивки должно выполняться оцинкованными крепежными элементами.

11.1.24 Оросительные и водоуловительные устройства градирен следует проектировать из полимерных материалов, которые должны быть стойкими к перепадам температуры от минус 50°С до плюс 50°С, к замораживанию и размораживанию, к воздействию влаги, ультрафиолетовому воздействию, возгоранию.

11.1.25 Оросительное и водоуловительное устройства должно быть предусмотрено, как правило, в виде блоков, конструкция и размещение которых обеспечивает равномерное распределение потоков воды и воздуха по площади градирни, отсутствие видимых сквозных щелей и неплотностей между блоками оросителя и конструкциями градирни, сохранение геометрических размеров и формы при механическом воздействии на них.

11.1.26 В градирнях и брызгальных бассейнах следует предусматривать сигнализацию максимальных и минимальных уровней воды в бассейнах с выносом сигналов на щиты управления.

11.1.27 Для предотвращения замерзания воды в трубопроводах и бассейнах градирен, отключаемых на зимний период, следует предусматривать водоотвод из напорных труб и пропуск воды через водосборные бассейны.

11.1.28 Допускается транзитный пропуск воды через бассейны нескольких градирен и брызгальных установок с обеспечением возможности отключения и опорожнения любого бассейна.

11.1.29 Брызгальные установки, предназначенные для параллельной работы с водоемами – охладителями, для предварительного охлаждения сбрасываемой воды и маневренные пиковые брызгальные охладители рекомендуется размещать над поверхностью водоемов, открытых емкостей и каналов.

11.1.30 Техничко-экономические показатели электростанции определяются по метеорологическим условиям среднего года 50% обеспеченности.

Ограничения располагаемой мощности электростанции следует определять по максимальным дневным температурам охлаждающей воды жаркого лета 10% обеспеченности.

11.1.31 Для повышения надежности водообеспечения, увеличения регулирующей емкости системы водоснабжения с градирнями, сбора и утилизации очищенных сточных вод, снижения максимальных расходов и обеспечения равномерности подачи добавочной воды рекомендуется предусматривать аккумулирующую открытую емкость запаса технической воды на промплощадке.

Объем открытой аккумулирующей емкости, каналов и водосборных резервуа-



ров градирен при сработке на 1,0–1,5 м должен обеспечить работу электростанции без подпитки из источника водоснабжения не менее суток.

11.1.32 При проектировании водоемов – охладителей следует предусматривать подготовку ложа к затоплению: перенос исторических памятников и строений, кладбищ и могильников, сводку и вывоз леса, вырубку кустарников, корчевку пней в районах планируемых зон отдыха и пляжей, удаление или пригруз торфа, санитарную обработку и другие мероприятия в соответствии с действующими нормативами и требованиями местных санитарных и природоохранных органов.

В приуездной зоне по периметру водоема, как правило, предусматривается посадка лесных полос и кустарниковых илофильтров шириной не менее 50 м.

Глубину вновь проектируемых водоемов следует принимать не менее 3,5 м от среднелетнего уровня на 80% акватории.

11.1.33 При размещении на реках водозаборных сооружений (водоприемников, насосных станций, прорезей, ковшей, головных сооружений подводящих каналов и др.), их количество и места расположения принимаются с учетом гидрологического режима реки, устойчивости русла и берегов, ледовых и шуговых явлений, количества и характера движения наносов, режима судоходства, периода и характера миграции рыбной молоди, распространения водной растительности и моллюсков.

При трубчатых водозаборах число водозаборных оголовков и трубопроводов должно быть не менее двух.

11.1.34 Водозаборные сооружения на реках и водоемах должны быть оснащены рыбозащитными сооружениями.

11.1.35 Проектирование рыбозащитных сооружений следует осуществлять на основании рыбоводно-биологического обоснования, выполненного специализированной научно-исследовательской организацией.

11.1.36 Водоприемники насосных станций должны быть оборудованы сороздерживающими решетками, решеткоочистными машинами, водоочистными сетками, затворами, ремонтными заграждениями и подъемно-транспортными средствами. Очистка вращающихся сеток должна быть автоматизирована.

Для предотвращения нарушений нормальной работы водоприемника из-за льда, шуги и обмерзания оборудования следует предусматривать заглубленные под минимальный зимний уровень забральные стенки перед водозаборными окнами и подвод к ним теплой воды из сбросных водоводов.

11.1.37 В насосных станциях с расположением электродвигателей основных насосов на затопливаемых при авариях арматуры отметках обратные клапаны и задвижки устанавливаются в изолированных помещениях или в камерах переключений вне насосных станций. На всех трубопроводах насосных станций и в камерах переключений следует, как правило, применять стальную арматуру.

Слив дренажных вод из камер переключений в дренажные приемки насосных помещений не допускается.

В подземной части насосных помещений следует предусматривать не менее двух автоматизированных дренажных насосов. Предпочтение должно отдаваться насосам вертикального моноблочного исполнения.

11.1.38 Насосные станции – блочные, центральные, добавочной воды, а также насосные градирен и брызгальных бассейнов проектируются с надземным строением и крановым оборудованием. К насосным станциям должен быть обеспечен подъезд.

Насосные станции систем охлаждения проектируются без постоянного обслуживающего персонала. В насосных станциях следует предусматривать монтажные площадки, системы вентиляции и отопления.

Камеры переключений рекомендуется проектировать без надземного строения, предусмотрев возможность применения для монтажа и ремонтов передвижного грузоподъемного оборудования.

11.1.39 Управление работой циркуляционных насосов принимается дистанционным.

Мощность электродвигателей насосов выбирается с учетом возможности работы во всех режимах, отвечающих характеристикам насосов, при пуске и развороте агрегатов как при номинальном напряжении на клеммах электродвигателей, так и при напряжении, равном 0,8 от номинального.

11.1.40 Для обеспечения надежности пуска и останова осевых и диагональных насосов (минимальное время перехода через нерабочую зону характеристики) следует, при необходимости, предусматривать двухскоростные электродвигатели, клапаны или вестовые трубы для впуска воздуха из верхних точек системы, клапаны срыва вакуума в верхних точках сливных водяных камер конденсаторов, предварительное заполнение водой циркуляционных трубопроводов с помощью пусковых эжекторов циркуляционной системы, устройство холостых водовыпусков из напорных трубопроводов.

11.1.41 Циркуляционные насосы первых блоков электростанции с водохранилищем рекомендуется устанавливать с достаточным по кавитационному запасу заглублением оси рабочего колеса насоса под минимально-возможный уровень воды в водоеме – охладителе, принимаемый на пусковой период.

11.1.42 При блочных схемах подачи воды в конденсаторы турбин и теплообменники рекомендуется устанавливать один циркуляционный насос на каждый поток конденсационного устройства.

На напорных и сливных трубопроводах, когда каждый осевой или диагональный циркуляционный насос работает на самостоятельный трубопровод, обратные клапаны и задвижки не устанавливаются.

11.1.43 При центральных схемах подачи воды количество циркуляционных насосов следует принимать не менее четырех без резерва.

При морском водоснабжении в центральной насосной следует предусматривать установку резервного насоса.

11.1.44 В насосных станциях подпитки оборотных систем водоснабжения следует устанавливать не менее двух рабочих и одного резервного насосных агрегатов.

Количество и параметры насосов следует определять с учетом изменений водопотребления по сезонам и режимам работы электростанции, а также аккумулярующей способности систем.

Для заглубленных насосных станций предпочтительно применение вертикальных насосов с электродвигателями, размещаемыми на незатапливаемых отметках.

11.1.45 Для подачи добавочной воды в оборотные системы технического водоснабжения проектируется, как правило, один водовод.

При этом следует предусматривать на площадке электростанции или вблизи нее емкость запаса технической воды на время ликвидации возможной аварии на водоводе.

11.1.46 Внеплощадочные трубопроводы систем водоснабжения следует проектировать из коррозионностойких труб (полимерных, железобетонных, асбоцементных, чугунных и т.п.) или стальных труб, защищенных от агрессивного воздействия грунтовых вод, грунтов или электрохимической коррозии.

11.1.47 Циркуляционные трубопроводы систем охлаждения на площадке электростанции следует проектировать, как правило, стальными.

11.1.48 Подземные стальные трубопроводы должны быть защищены от коррозии наружным гидроизоляционным покрытием.

При необходимости применяется дополнительная катодная и/или протекторная защита.

При агрессивной воде и скорости коррозии стали свыше 0,08 мм/год следует предусматривать защиту внутренних поверхностей труб.

11.1.49 Для всех систем охлаждения и технического водоснабжения, на основе гидрохимических и гидробиологических прогнозов качества воды следует предусматривать с вводом первого блока меры по предотвращению образования минеральных и органических отложений на теплообменных поверхностях оборудования и градирен.

Конденсаторы турбин следует оснащать установками непрерывной очистки трубок эластичными шариками и фильтрами предочистки.

11.1.50 Конструкционные материалы гидротехнических сооружений следует выбирать с учетом химической обработки, упаривания и других факторов, влияющих на агрессивность воды. Для обеспечения допустимой концентрации солей в воде оборотных систем охлаждения следует рассматривать возможность и целесообразность использования вод продувки оборотных систем для подпитки системы гидрозолоудаления, водоподготовки, теплосети, в сельскохозяйственном и промышленном производствах или сброс продувочных вод в источник в периоды паводков.

11.1.51 При наличии в источниках водоснабжения моллюсков следует проектировать циркуляционные системы без застойных зон со скоростями течения воды выше 2 м/с, а также предусматривать периодическую профилактическую промывку систем горячей водой с температурой до 45°C. При обосновании допускается хлорирование воды, покрытие антиобрастающими красками.

11.1.52 Башни градирен в районах с расчетной температурой воздуха наиболее холодной пятидневки не ниже минус 28°C следует выполнять из монолитного железобетона. При более низкой расчетной температуре воздуха башни градирен следует выполнять со стальным каркасом и внутренней обшивкой листами из алюминиевых сплавов или пластмасс.

11.1.53 Гидротехнические сооружения следует оснащать контрольно-измерительными устройствами и указаниями предельно допустимых значений кон-

тролируемых параметров, периодичностью фиксации измерений и форм их записи.

11.1.54 В проектах гидротехнических сооружений должен быть определен состав контролируемых в период строительства и эксплуатации показателей состояния сооружений и их предельно-допустимых значений.

Кроме того, должны быть определены критерии безопасности по предельным состояниям при оценке устойчивости и прочности, фильтрационной прочности, деформаций.

11.1.55 Для охлаждения оборудования, требующего более низких температур охлаждающей воды, чем в оборотной системе технического водоснабжения (газоохладители генератора, парожеткорные и компрессионные холодильные машины и др.) рекомендуется использовать подпиточную воду до поступления ее в циркуляционную систему.

## 11.2 Внешние золошлакоудаление

11.2.1 Выбор способа и системы транспорта золы и шлаков определяется возможностью максимального использования золошлаков и экологическими требованиями.

При сухих способах золоулавливания золу следует транспортировать пневмотранспортом до бункеров склада, откуда сухая зола должна выдаваться потребителям, а ее избытки транспортироваться по трубопроводам в гидравлический или сухой отвал. Производства по переработке золошлаков рекомендуется располагать вблизи промплощадки ТЭС.

11.2.2 Целесообразность отдельного или совместного внешнего гидротранспорта золы и шлака на отвал определяется на основе требований потребителей отдельно на золу и шлак, а при отсутствии требований – на основании технико-экономического сопоставления вариантов.

Для удаления шлака в котельной рекомендуется использовать эрлифты с подачей шлаковой пульпы на дренируемый шлакоотстойник вблизи главного корпуса или промплощадки.

11.2.3 Водоснабжение систем гидрозолоудаления следует проектировать, как правило, обратным.

11.2.4 От каждой багерной насосной станции на золоотвал укладывается один рабочий и один резервный золошлакопровод. При длине трассы до 5 км допускается укладка одного резервного золошлакопровода на две багерные насосные при разности их диаметров не более 50 мм.

При дальнем гидротранспорте (свыше 10 км) допускается укладывать дополнительный ремонтный золошлакопровод.

На один золопровод допускается параллельная работа двух однотипных багерных насосов.

11.2.5 Магистральные золошлакопроводы, как правило, должны прокладываться надземно на лежневых опорах без установки компенсаторов и анкерных опор с углами поворота, обеспечивающими их самокомпенсацию. Разводящие золошлакопроводы допускается прокладывать по гребню дамб без лежней.

При отдельном гидротранспорте золы и шлака при соответствующем обосновании допускается подземная прокладка золопроводов.

11.2.6 Применение камнелитых втулок для защиты золошлакопроводов от абразивного износа должно быть обосновано экономически с учетом повышения напоров багерных насосов и несущей способности опор под золошлакопроводы.

Золошлакопроводы рекомендуется футеровать только на начальном участке трассы длиной около 1000 м и участков с уклоном более 1%.

11.2.7 В районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже минус 15°C и при длине трасс золошлакопроводов свыше 5 км определяется незамерзающая длина трубопровода в режиме работы и опорожнения. В необходимых случаях принимаются меры по предотвращению замерзания золошлакопроводов.

11.2.8 Для промывки золошлакопроводов должен быть предусмотрен подвод воды на всас каждого багерного насоса в количестве равном подаче насоса.

Опорожнение золошлакопроводов в водоемы и системы канализации не допускается.

11.2.9 Продольный профиль трассы золошлакопроводов должен обеспечивать самотечное их опорожнение в приемные емкости багерных насосных или на золоотвал.

При неблагоприятном профиле трассы или большой ее протяженности предусматриваются специальные земляные резервуары суммарной емкостью, равной объему всех уложенных золошлакопроводов опорожняемой части трассы ГЗУ.

Время опорожнения трубопровода не должно превышать 2-х часов.

11.2.10 Минимальный уклон напорных золошлакопроводов должен быть:

- при транспорте золы - 0,002
- при транспорте твердого шлака - 0,003
- при транспорте жидкого шлака - 0,005

При совместном транспорте золы и шлака уклоны принимаются как при транспорте соответствующего вида шлака.

11.2.11 В насосных станциях осветленной воды, как правило, предусматриваются два рабочих насоса и один резервный. Суммарную подачу рабочих насосов следует принимать равной суммарной подаче рабочих багерных насосов. При подаче осветленной воды для промывки отключаемого золошлакопровода и на другие нужды ТЭС предусматривается включение резервного насоса.

При опасности образования отложений в тракте осветленной воды следует предусматривать дополнительный ремонтный насос.

Допускается применение плавучих насосных станций осветленной воды. Работа насосной станции осветленной воды автоматизируется.

11.2.12 Как правило, следует предусматривать два водовода (рабочий и резервный) осветленной воды из стальных или железобетонных труб. При химическом составе осветленной воды, приводящем к зарастанию водоводов интенсивностью свыше 5% живого сечения водовода в год, диаметр водоводов следует увеличивать на 20% против расчетного.

11.2.13 Размеры площадок под резервные золошлакоотвалы должны выбирать-

ся с учетом объема использования золошлаков, но не менее чем из расчета обеспечения работы ТЭС в течение 25 лет полной мощностью.

Капитальные вложения на строительство сооружений системы гидрозолоудаления и емкость золоотвала следует предусматривать достаточными для работы станции полной мощностью в течение 10 лет. При этом, высоту первичных ограждающих дамб следует назначать исходя из способа складирования золошлаков и их физико-технических характеристик.

Возведение дамб на полную высоту допускается только при использовании местных грунтов, карьеры которых располагаются в пределах строящегося золошлакоотвала.

11.2.14 Золошлакоотвалы должны проектироваться с учетом последующего наращивания ограждающих дамб. При многоярусном наращивании золоотвала, как правило, первичные дамбы следует предусматривать из водопроницаемого грунта, а дамбы наращивания - из золошлаков.

У основания верхового откоса дамб следует предусматривать дренажи, а намыв золошлаков вести по схеме «от дамбы к пруду» с намывом пляжей из крупных фракций золошлаков.

Для обеспечения наращивания дамб в процессе эксплуатации, золошлакоотвалы секционируются. По заданию Заказчика следует предусматривать узлы выдачи золошлаковой смеси потребителям.

11.2.15 Местоположение и конструкция водосбросных сооружений должны приниматься с учетом возведения золоотвала на конечную высоту. На каждую секцию золоотвала следует предусматривать не менее двух водосбросных сооружений на полный расход воды каждое.

Водосбросные сооружения рекомендуется предусматривать в виде шахтных шандорных колодцев, наклонных водозаборных галерей или других типов.

11.2.16 Емкость бассейна осветленной воды должна обеспечивать возможность приема воды из золоотвала на время не менее 24 часов в случае перерыва электропитания, а также сработку его при наращивании шандорных колодцев.

Установку оси рабочего колеса насосов следует предусматривать ниже минимального уровня воды в бассейне. Присоединение трубопроводов осветленной воды от шахтных колодцев непосредственно к всасывающему патрубку насоса недопустимо.

11.2.17 Устойчивость ограждающих дамб золошлакоотвала следует рассчитывать аналогично плотинам соответствующего класса, с учетом предельной высоты заполнения золошлакоотвала.

В проектах каждого яруса ограждающей дамбы золошлакоотвала, кроме расчета на устойчивость очередного яруса дамбы, должен производиться поверочный расчет нижележащей дамбы и ярусов наращивания с учетом фактических физико-механических свойств отложившихся золошлаков и грунтов основания дамбы.

11.2.18 В проекте должен быть определен состав контролируемых в период строительства и эксплуатации показателей состояния ограждающих дамб и их предельно-допустимых значений.

Кроме того, должны быть определены критерии безопасности по предельным

состояниям при оценке устойчивости и прочности, фильтрационной прочности, деформаций.

11.2.19 Водный баланс системы ГЗУ следует проектировать дефицитным.

Расчет водного баланса выполняется по гидрологическим и метеорологическим факторам среднего года для летнего и зимнего сезонов. Для определения избытка или дефицита воды в системе гидрозолоудаления выполняются поверочные расчеты:

- для маловодного года с 10% обеспеченностью испарения и 90% обеспеченностью осадков;
- для многоводного года с 10% обеспеченностью осадков и 90% обеспеченностью испарения.

Устанавливается максимальный расход добавочной воды и емкость отстойного пруда золоотвала для аккумуляции избытка стока.

Подпитка системы ГЗУ осуществляется сточными водами ТЭС, допустимым санитарными нормами качеством.

11.2.20 Поверхностный сток водосборной площади золошлакоотвала, как правило, следует перехватывать и отводить за пределы отвала.

Сооружения для отвода поверхностного стока должны проектироваться с учетом расширения золошлакоотвалов. Водоотводящее сооружение, как правило, должно располагаться вне территории, заполняемой золошлаками.

11.2.21 При опасности образования в коммуникациях осветленной воды отложений гидрата окиси кальция, необходимо рассматривать возможность выдержки осветленной воды в золоотвале в течение 250-300 часов, а при образовании отложений карбоната кальция – 100-150 часов. При соответствующем обосновании допускается предусматривать специальный бассейн выдержки или отсек золоотвала.

Для очистки трубопроводов от минеральных отложений следует предусматривать установку по обработке смесью воды и дымовых газов или другие способы очистки.

11.2.22 Для определения мер предотвращения загрязнения подземных вод следует выполнять прогнозы химического состава осветленной воды и расчеты фильтрации из золоотвалов. При необходимости следует предусматривать противофильтрационные мероприятия или сбор и перекачку в золоотвал фильтрационных (дренажных) вод.

Для контроля влияния фильтрации из золоотвала на подземные воды вокруг новых и расширяемых золоотвалов следует предусматривать создание сети наблюдательных скважин и пьезометров для измерения уровней, расхода и химического состава воды фильтрующей из золоотвала.

Для снижения влияния фильтрации из золоотвала на подземные воды и окружающие золоотвал земли следует предусматривать перехватывающие дренажные устройства и скважины, понуры и экраны из связанных грунтов, полимерных или асфальтовых материалов.

11.2.23 Для борьбы с пылением золошлакоотвалов следует предусматривать мероприятия в соответствии с ведомственными рекомендациями по борьбе с пылением действующих и отработанных золошлакоотвалов ТЭС.

11.2.24 При расположении золошлакоотвалов вблизи жилой застройки следует

предусматривать сетчатые ограждения и освещение вокруг части или всего золошлакоотвала, а также озеленение санитарно-защитной зоны шириной 300÷500 м.

11.2.25 Дамбы золошлакоотвалов следует оснащать контрольно-измерительной аппаратурой (пьезометрами, поверхностными и глубинными реперами, марками) с указанием предельно допустимых значений контролируемых параметров и периодичностью измерений.



## **12. ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ**

### **12.1. Общие требования**

12.1.1. Геометрические параметры зданий и сооружений ТЭС (пролеты, высоты этажей, шаг конструкций) следует назначать руководствуясь требованиями ГОСТ 23838 с учетом требований СНиП 31-03-2001, СНиП 31-05-2003, СНиП 2.09.04-87\*, СНиП 21-01-97\* и настоящих норм.

Пролеты зданий и сооружений, рекомендуется назначать кратными 3 м, в отдельных случаях - кратными 1,5 м.

12.1.2. Шаг колонн зданий, как правило, следует принимать 6 или 12 м. Для главных корпусов шаг колонн допускается принимать в соответствии с технологическим модулем.

12.1.3. Высоту одноэтажных зданий (до низа несущих конструкций покрытия) и высоты этажей многоэтажных зданий следует принимать кратными 0,3 м.

Высоту подземных частей зданий и сооружений, галерей топливоподачи и переходных мостов допускается принимать кратными 0,1 м.

12.1.4 Привязки несущих конструкций к координационным осям следует принимать нулевыми или осевыми в зависимости от принятых конструктивных решений.

Привязки конструкций к координационным осям в поперечном направлении следует, как правило, назначать нулевыми.

12.1.5 Температурные швы в зданиях следует проектировать путем установки парных несущих конструкций.

В главных корпусах с закрытыми котельными отделениями поперечные температурные швы следует располагать между котлами.

Помещения щитов управления следует располагать в пределах одного температурного блока.

12.1.6 Степень огнестойкости зданий и сооружений ТЭС следует назначать по СНиП 31-03-2001, исходя из категории производства по взрывопожарной и пожарной опасности помещений в зданиях (сооружениях), класса конструктивной пожарной опасности здания и его габаритов (высота, число и площадь этажей).

Требуемые пределы огнестойкости строительных конструкций должны назначаться по СНиП 21-01-97\* с учетом требований РД 153-34.0-49.101-2003 и настоящих норм.

12.1.7 При проектировании ТЭС следует рассматривать возможность размещения в одном здании помещений различных производств, в том числе складских, лабораторных, бытовых помещений, если их объединение не противоречит требованиям норм безопасности (взрывопожарной, пожарной и др.) и санитарно-гигиенических норм.

12.1.8 Окраску помещений и оборудования следует проектировать в соответствии с ГОСТ 14202-69 и ГОСТ Р 12.4.026-2001.

Для металлических конструкций следует предусматривать защиту от коррозии и, в необходимых случаях, огнезащиту. Окраску конструкций выполнять с учетом цветового решения интерьеров и фасадов.

12.1.9 Проектирование подземных частей зданий и сооружений ТЭС следует вести с учетом прогнозируемого уровня подземных вод в процессе эксплуатации.

12.1.10 При проектировании фундаментов под машины с большими динамическими нагрузками (турбоагрегаты, питательные насосы, дымососы, дробилки, мельницы, дутьевые вентиляторы и др.) следует предусматривать деформационные швы между фундаментами оборудования и конструкциями зданий и сооружений.

12.1.11 На междуэтажных перекрытиях установка тяжелого технологического оборудования с динамическими нагрузками (мельниц, дробилок, питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов) не допускается.

12.1.12 Площадки и перекрытия для обслуживания оборудования следует предусматривать минимальных размеров и опирать их, по возможности, непосредственно на обслуживаемое оборудование.

12.1.13 Для очистки окон производственных зданий с внутренней стороны следует использовать технологические площадки, горизонтальные элементы связей по колоннам или предусматривать специальные подъемные устройства.

С наружной стороны очистку окон следует предусматривать с подвесных люлек или с помощью специальных подъемных устройств.

12.1.14 Участки кровель, на которых располагаются оборудование, выхлопные трубопроводы и другие устройства, требующие обслуживания и ремонта, следует проектировать с защитным покрытием в соответствии с требованиями СНиП по проектированию кровель.

12.1.15 В конструкциях зданий и сооружений следует предусматривать устройства молниезащиты в соответствии с указаниями РД 34.21.122-87. Необходимость устройства и категория молниезащиты устанавливаются технологами.

## 12.2. Главный корпус

12.2.1. Конструкции междуэтажных перекрытий надбункерных галерей и помещений топливоподачи в башне пересыпки должны выполняться из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее REI 45. В надбункерных галереях и помещениях топливоподачи в башне пересыпки допускается применять несущие стальные конструкции с пределом огнестойкости не ниже REI 45.

12.2.2. Надбункерное помещение должно быть отделено от котельного отделения противопожарной перегородкой 1-го типа по СНиП 21-01-97\*. Из надбункерного помещения помимо выходов в лестничную клетку должны быть предусмотрены выходы в котельное отделение на площадки котлов или балкон не реже чем через 150 м.

В надбункерном помещении должны быть предусмотрены оконные проемы или легкобрасываемые покрытия суммарной площадью не менее  $0,03 \text{ м}^2$  на  $1 \text{ м}^3$  объема помещения. Конструкция окон и легкобрасываемых покрытий должна соответствовать требованиям СНиП 31-03-2001.

12.2.3. Для погашения взрывного давления и для отвода из котельной (при любом виде топлива) и помещения пылеприготовления газов, образовавшихся во время взрыва, должны быть предусмотрены окна хотя бы на одной продольной наружной

стене помещения. Площадь окон должна быть не менее 20% площади одной из наибольших стен помещения котельной с учетом в необходимых случаях площади примыкающих к ней стен помещений газоочистки или тягодутьевых устройств. Окна могут быть размещены на стенах котельной и указанных помещений. Площадь одного листа стекла и его толщина должны соответствовать требованиям СНиП 31-03-2001.

Эти требования не распространяется на котельные отделения при котлах-утилизаторах (без дожигания).

12.2.4. Стены в надбункерных помещениях, помещениях пылеприготовления и котельных должны быть гладкими и окрашены водостойкой краской.

Оконные переплеты в помещениях пылеприготовления и в котельных (при сжигании угля или торфа) следует располагать в одной плоскости с внутренней поверхностью стен. Имеющиеся выступы и подоконники следует выполнять с откосами под углом не менее 60° к горизонту и окрашивать водостойкой краской или облицовывать плитками.

12.2.5. Шахты лифтов, размещаемые в котельных отделениях между котлами, допускается ограждать металлическими сетками. Стены машинных отделений этих лифтов следует проектировать закрытыми.

12.2.6. Бункера сырого угля и пыли надлежит проектировать с гладкой внутренней поверхностью и такой формы, которая обеспечивает возможность полного спуска из них топлива самотеком. Внутри бункеров не допускаются выступы, на которых может задерживаться топливо.

Верхняя часть бункеров должна вплотную примыкать к перекрытию. Люки в перекрытиях над бункерами следует предусматривать закрываемыми металлическими крышками заподлицо с полом.

12.2.7. Между бункерами пыли и сырого угля не допускается проектирование общих стенок. Расстояние между стенками указанных бункеров должно быть не менее 200 мм.

12.2.8. В бункерах пыли углы между стенками должны быть плавно закруглены или скошены. Угол наклона стен воронок или бункеров к горизонту должен быть не менее 60 град.

Бункера пыли, а также места присоединения к ним трубопроводов, патрубков и течек должны быть плотными. Конструкция бункера должна обеспечивать его герметичность при испытании на давление воздуха 400 мм водяного столба.

12.2.9. Стенки металлических бункеров пыли должны иметь снаружи тепловую изоляцию из негорючих материалов, толщина которой устанавливается расчетом. Перекрытия над ними должны быть пыленепроницаемыми.

12.2.10. Площадки и лестницы внутри надбункерных помещений, в котельных и помещениях пылеприготовления следует, как правило, проектировать сквозными (из просечно-вытяжной стали или решетчатыми).

Площадки над выхлопными отверстиями взрывных предохранительных клапанов пылесистем, топки и газоходов, а также под мазутными форсунками должны быть сплошными.

12.2.11. Монтажные площадки в машинных и котельных отделениях следует

располагать, как правило, на нулевой отметке.

Монтажная площадка на участке ремонта трансформаторов должна иметь бетонное ограждение высотой 150 мм, препятствующее растеканию трансформаторного масла, и маслосток для аварийного слива масла в подземный резервуар, расположенный вне здания. Емкость резервуара должна быть не менее объема масла в трансформаторе.

12.2.12. В многоэтажной части главного корпуса следует проектировать закрытую лестничную клетку у постоянного торца здания. В качестве второго эвакуационного выхода допускается предусматривать наружные лестницы 3-го типа в соответствии с требованиями СНиП 31-03-2001.

12.2.13. Если в проекте предусматривается последующее увеличение мощности ТЭС, конструктивные решения главного корпуса следует разрабатывать с учетом возможности его дальнейшего расширения.

12.2.14. Полы помещений котельного и машинного отделений на нулевой отметке должны иметь уклон в сторону каналов гидрозолоудаления или лотков. Величину уклона пола следует назначать не менее 1%.

Все проемы (отверстия) в перекрытиях подвала турбинного отделения и междуэтажных перекрытиях следует ограждать бортиками высотой не менее 0,1 м.

Участки полов других помещений, расположенных выше отметки первого этажа, на которых возможно появление производственных случайных вод, следует проектировать с уклоном 0,5% в сторону расположения стоков.

12.2.15. В перекрытиях над помещениями щитов управления и распределительных устройств, расположенных внутри главного корпуса, а также в перекрытиях помещений с водяным пожаротушением надлежит предусматривать гидроизоляцию. При необходимости над гидроизоляцией следует устраивать защитную железобетонную плиту, рассчитанную на воздействие расположенного на ней оборудования. Уклон чистого пола этих перекрытий следует принимать не менее 0,5%.

12.2.16. Золошлаковые каналы должны проектироваться с износостойчивой облицовкой и перекрытием в уровне пола. Конструкция перекрытия должна обеспечивать осмотр и очистку каналов.

12.2.17. В помещениях багерных насосов и гидроаппаратов должны быть предусмотрены дренажные приямки и каналы.

12.2.18. Ограждающие конструкции помещений щитов управления должны обеспечивать уровень звукового давления в них не превышающий 60 дБ в октавной полосе со среднегеометрической частотой 1000 Гц.

12.2.19. Для дежурного персонала щитов управления следует предусматривать комнату отдыха и санитарный узел.

12.2.20. Газоходы на участках от золоуловителей до дымовых труб следует выполнять наземными или надземными.

Температурно-осадочные швы в газоходах следует располагать на грани фундамента трубы и в местах примыкания к дымососам. Промежуточные температурные швы назначаются в зависимости от материала газоходов, их длины и конфигурации.

12.2.21. Выбор вида антикоррозионного покрытия газоходов производится в соответствии с указаниями СНиП 2.03.11-85 и ведомственных норм.

### **12.3. Помещения систем контроля и управления**

12.3.1. Помещения центрального, блочного, главного и группового щитов управления, а также помещения для средств вычислительной техники выполняются со звукоизоляцией, кондиционированием воздуха и, при необходимости, экранируются от воздействия электрических и магнитных полей. Из указанных помещений предусматриваются два эвакуационных выхода, оборудованных тамбурами, габариты одного из которых обеспечивают транспортировку щитовых устройств.

Со стороны машинного отделения в помещениях БЩУ и ГЩУ допускается выполнение витража с двойным остеклением.

12.3.2. Установки искусственного климата, предусматриваемые в помещениях БЩУ и ЦЩУ, предназначенных для постоянной работы оперативного персонала, должны отвечать санитарным нормам и обеспечивать сьем тепловыделений от установленной в помещениях аппаратуры.

Необходимость кондиционирования воздуха в помещениях БЩУ, используемых для размещения технических средств АСУ ТП, определяется техническими условиями на эти технические средства.

12.3.3. На электростанциях, БЩУ которых располагаются в изолированных зданиях вне главного корпуса, средства вычислительной техники и программно-логического управления размещаются, как правило, в том же здании.

На электростанциях, БЩУ которых располагаются в главном корпусе, средства вычислительной техники и программно-логического управления размещаются в специальном помещении, оборудуемом с учетом требований ТУ на аппаратуру.

Средства вычислительной техники общестанционного (верхнего) уровня размещаются, как правило, в помещениях вблизи ЦЩУ.

Помещения СВТ допускается размещать на любой отметке здания кроме подвала.

12.3.4. Площади помещений БЩУ и ГрЩУ, а также помещений СВТ предусматриваются с учетом запаса площади до 20% на случай расширения, модернизации и реконструкции.

12.3.5. Высота помещений БЩУ и ГрЩУ должна приниматься не менее 4 м в свету. Интерьер щита выполняется по специальному проекту, входящему в архитектурно-строительную часть проекта ТЭС.

12.3.6. Вблизи помещений БЩУ/ГрЩУ предусматриваются помещения для сменного персонала с кладовой для хранения оперативного запаса инструментов, контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, комнаты отдыха, приема пищи и санузел.

12.3.7. В случае создания вне БЩУ отдельных обособленных изолированных помещений для размещения аппаратуры и установок управления, в них должна предусматриваться вентиляция, а при обосновании - кондиционирование воздуха.

12.3.8. Помещения БЩУ и ЦЩУ должны выполняться со звукоизоляцией. Уро-

вень шумов от внешних источников (механизмов, трубопроводов и т.п.) не должен превышать 55 дБ в диапазоне частот от 16 до 20000 Гц.

Перекрытия должны выполняться с гидроизоляцией.

#### **12.4. Здания и сооружения топливного и масляного хозяйства**

12.4.1. При проектировании зданий и сооружений хозяйства жидкого топлива (мазута, дизельного топлива, нефти) следует руководствоваться СНиП 2.11.03-93, а при проектировании сооружений газового хозяйства ТЭС (пункты газораспределительные и подготовки газа) – ПБ-12-529-03 и настоящими нормами.

При проектировании топливоподачи твердого топлива (угля и торфа) следует также руководствоваться РД 153-34.0-49.101-2003.

12.4.2. Степень огнестойкости зданий дробильных и разгрузочных устройств и узлов пересыпки основного тракта топливоподачи твердого топлива следует принимать не ниже III по СНиП 21-01-97\*.

Несущие и ограждающие конструкции размораживающих устройств, надземных галерей конвейеров, надземных узлов пересыпки подачи топлива на угольный склад следует проектировать из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее R 15.

Внутренние поверхности помещений топливоподачи следует проектировать в соответствии п. 12.2.4 настоящих норм.

12.4.3. Надземные конвейерные галереи, кроме неотапливаемых, должны располагаться над несущими конструкциями эстакады и отделяться от них перекрытиями из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее REI 45.

12.4.4. В надземной части зданий и сооружений топливоподачи (дробильных устройствах, узлах пересыпки, галереях конвейеров, разгрузочных устройствах) следует предусматривать оконные проемы с остеклением площадью не менее  $0,03 \text{ м}^2$  на  $1 \text{ м}^3$  объема каждого помещения. Площадь листа стекла и его толщину следует принимать по СНиП 31-03-2001.

Вместо окон в этих помещениях допускается предусматривать фонари или легкосбрасываемые покрытия такой же площади, как и остекление.

12.4.5. Оконные переплеты в зданиях и сооружениях топливоподачи следует, как правило, проектировать металлическими.

Допускается применять деревянные переплеты с огнезащитной обработкой (пропиткой).

Переплеты следует располагать в одной плоскости с внутренней поверхностью стен.

12.4.6. Надземная часть разгрузочных устройств с непрерывным движением вагонов проектируется неотапливаемой, а подземная - отапливаемой.

В сооружениях для разгрузки топлива следует предусматривать механически открывающиеся ворота.

12.4.7. Размораживающие устройства не допускается блокировать с другими зданиями.

12.4.8. Выходы из производственных помещений зданий топливоподачи твер-

дого топлива в лестничную клетку, а также в соседние производственные помещения должны предусматриваться через тамбур-шлюзы размерами не менее 1,2x1,5 м с постоянным подпором воздуха 20 Па (2 кгс/м<sup>2</sup>).

Перегородки и двери тамбур-шлюзов следует проектировать из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее соответственно REI 45 и EI 30. Двери должны иметь уплотнения в притворах и приспособления для самозакрывания.

12.4.9. Не допускается устраивать выходы из производственных помещений топливоподдачи в помещения распределительных устройств и щитов управления.

Не допускается размещать распределительные устройства в зданиях разгрузочных устройств для фрезерного торфа.

12.4.10. В отапливаемых помещениях дробильных и разгрузочных устройств, узлов пересыпки, надземных и подземных галерей конвейеров должна предусматриваться гидроуборка. В полах перечисленных помещений должны быть запроектированы лотки и/или приямки. Полы должны быть гладкими и иметь уклоны к лоткам и приямкам для стока.

Надземные и подземные галереи конвейеров должны проектироваться с уклоном полов в продольном направлении не менее 3%.

12.4.11. Несущие конструкции пролетных строений галерей следует проектировать на собственных опорах без опирания на каркас и ограждающие конструкции зданий.

12.4.12. Покрытия площадки под открытые склады топлива должны быть выполнены:

- укаткой поверхности со снятием растительного слоя при песках гравелистых, крупных и средней крупности - плотных, супесях твердых, суглинках и глинах твердых и полутвердых;
- укаткой по слою шлака толщиной 15 см при песках гравелистых и крупных - средней плотности, суглинках и глинах тугопластичных;
- укаткой по слою глины со шлаком толщиной 15 см при песках средней крупности - средней плотности, песках мелких - плотных и средней плотности, суглинках и глинах мягкопластичных;
- заменой грунта на глубину 40-50 см глиной со шлаком и укаткой поверхности при песках пылеватых - рыхлых, супесях пластичных, суглинках и глинах текучепластичных, песчаных с примесью растительных остатков, глинистых с примесью растительных остатков и слабозаторфованных.

При илах и среднезаторфованных грунтах замена грунта устанавливается в зависимости от их деформационных свойств и условий стока атмосферных вод с поверхности склада.

Грунты, содержащие органические вещества и колчеданы для основания под штабель непригодны.

Применение в качестве основания под штабель асфальта, бетона, булыжного основания или деревянного настила не допускается.

12.4.13. Опоры галерей конвейеров допускается размещать в пределах штабелей угля при условии выполнения опор или их защиты из материалов, выдерживающих воздействие высоких температур от самовозгорания угля. Расчетные температу-

ры от самовозгорания угля следует принимать по технологическому заданию.

В штабелях антрацита защиту опор галерей допускается не предусматривать.

12.4.14. Здания расходных (буферных) складов твердого топлива проектируются закрытыми из негорючих материалов. Степень огнестойкости здания должна быть не ниже II.

12.4.15. Приемно-сливные лотки для мазута должны проектироваться закрытыми со съемным покрытием. Участки покрытия в местах слива мазута должны быть открывающимися с предохранительной решеткой под ними. По обеим сторонам приемно-сливных лотков выполняются бетонные отмостки шириной до 5 м от оси железнодорожного пути с уклоном в сторону лотков. Уклоны лотков следует принимать не менее 1%.

12.4.16. Двери в зданиях и помещениях топливных насосных и маслоаппаратных должны иметь предел огнестойкости не менее EI30. Внутренние двери должны открываться в обе стороны, а двери в наружных стенах - наружу.

12.4.17. При размещении в одном здании помещений насосной растопочного мазутохозяйства или дизельного топлива и аппаратной маслохозяйства они должны разделяться противопожарной перегородкой 1-го типа по СНиП 21-01-97\*.

12.4.18. Полы в помещениях масляных и топливных хозяйств следует проектировать из негорючих материалов, стойких к воздействию нефтепродуктов, с уклонами не менее 0,5% к приемкам для сбора нефтепродуктов.

12.4.19. Эстакады обслуживания цистерн с дизельным топливом и для обслуживания парового разогревательного устройства на уровне верха цистерн с мазутом проектируются из негорючих материалов и должны иметь лестницы для выхода в торцах и не реже чем через 100 м по всей длине эстакады.

## **12.5. Здания и сооружения электрической части**

12.5.1. Ширина и высота проходов, а также количество и расположение выходов из зданий и помещений распределительных устройств должны соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

12.5.2. Покрытие полов в помещениях закрытых распределительных устройств (ЗРУ) следует проектировать из непьющих материалов.

12.5.3. Короба кабельные блочные (металлические) заводского изготовления внутри зданий допускается крепить к строительным конструкциям, а вне зданий - располагать на эстакадах технологических трубопроводов, включая трубопроводы жидкого топлива, газо- и маслопроводов, на эстакадах топливоподдачи или на специальных кабельных эстакадах.

Крепление указанных коробов должно осуществляться на расстоянии 1 м от несущих стальных конструкций зданий и эстакад (за исключением кабельных).

12.5.4. Конструкции кабельных помещений и сооружений (колонны, стены, перегородки, перекрытия и покрытия) должны выполняться из негорючих материалов и иметь предел огнестойкости не менее REI 45.

Подвесные кабельные сооружения в границах одного энергоблока допускается



выполнять из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее R 15. В таких сооружениях не допускается прокладка маслonaполненных кабелей.

12.5.5. Кабельные сооружения различных энергоблоков, включая помещения под блочными щитами, а также места входов кабелей в помещения под блочными щитами должны разделяться противопожарными перегородками 1-го типа по СНиП 21-01-97\*. В кабельных этажах центрального щита управления, главного щита управления и релейного щита на ОРУ указанные перегородки не требуются.

Высота кабельного этажа или туннеля от пола до низа выступающих конструкций перекрытия или кабельных коммуникаций должна быть не менее 1,8 м.

12.5.6. Двойные полы в распределительных устройствах и производственных помещениях должны перекрываться съемными плитами из негорючих материалов.

12.5.7. Кабельные шахты следует отделять от кабельных этажей, туннелей и других кабельных помещений противопожарными перекрытиями 3-го типа и перегородками 1-го типа по СНиП 21-01-97\*.

12.5.8. В местах входа кабелей в помещения ЗРУ, щитов управления и релейных щитов на ОРУ должны предусматриваться противопожарные перегородки 1-го типа по СНиП 21-01-97\*. Все отверстия в перегородках после прокладки кабелей должны уплотняться негорючими материалами.

12.5.9. Двери в кабельных сооружениях должны проектироваться с пределом огнестойкости не менее EI 30.

12.5.10. Подземные кабельные туннели должны иметь наружную гидроизоляцию по всему периметру, включая перекрытие, вне зависимости от наличия грунтовых вод. В днищах туннелей следует предусматривать уклоны не менее 0,5% в сторону приямков.

12.5.11. Вентиляционные шахты трансформаторных камер и кабельных туннелей надлежит проектировать неутепленными из негорючих материалов с люками и дверями.

12.5.12. На ОРУ кабели следует прокладывать в каналах, наземных лотках или на эстакадах.

Кабельные каналы и наземные лотки должны быть закрыты плитами из негорючих материалов. Плиты в местах проезда должны быть рассчитаны на нагрузку от механизмов.

## **12.6. Производственные здания и помещения подсобного назначения**

12.6.1. В помещениях водоподготовительных установок и складов реагентов следует предусматривать защиту от коррозии строительных конструкций, непосредственно соприкасающихся с агрессивной средой (емкости для хранения реагентов, полы в помещениях, каналы и приямки для стока агрессивных вод).

Выбор материалов конструкций и антикоррозионной защиты следует производить в зависимости от характера воздействия и степени агрессивности среды в соответствии с указаниями главы СНиП 2.03.11-85.

12.6.2. В помещениях склада химреагентов следует предусматривать гидро-

уборку полов. Стоки от гидроуборки направлять на установку нейтрализации сбросных вод ВПУ.

12.6.3. Расходные склады сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ) - серной и соляной кислот, аммиака и аммиачной воды, гидразина, хлора, размещаемые на промплощадке ТЭС, надлежит проектировать в соответствии со следующими требованиями:

- расходные склады СДЯВ, кроме складов хлора, надлежит размещать в отдельных помещениях химводоочистки и складов реагентов, в которых потребляется СДЯВ;
- расходные склады хлора емкостью более 2 т надлежит размещать в отдельно стоящих зданиях; допускается размещение расходного склада хлора емкостью до 2 т в отдельном помещении здания хлораторной установки;
- не допускается устройство расходных складов СДЯВ в подвалах зданий, а также совместное хранение в одном помещении СДЯВ, которые могут вступать в химическую реакцию между собой.

Склады СДЯВ следует располагать у наружных стен здания.

12.6.4. Емкости для хранения кислот, щелочей, аммиака и гидразина, а также расходные емкости этих реагентов следует располагать в железобетонных поддонах, имеющих соответствующее антикоррозионное покрытие и оборудованных приямками для сбора и откачки пролитых реагентов. Объем поддона должен быть рассчитан на разлив одной из установленных в нем емкостей реагентов наибольшей по объему.

## 12.7. Вспомогательные здания и помещения

12.7.1. При проектировании вспомогательных зданий и помещений кроме основного эксплуатационного персонала ТЭС следует учитывать персонал, занятый на ремонтных и наладочных работах.

Расчет санитарно-технического оборудования (душевых сеток и умывальных кранов) следует производить в соответствии с указаниями СНиП 2.09.04-87\*, исходя из численности работающих в наибольшую смену с учетом групп производственных процессов.

12.7.2. В зданиях проходных помимо помещений охраны и бюро пропусков могут предусматриваться помещения для отдела кадров, отдела снабжения и других служб.

Все перечисленные помещения, кроме помещений охраны, должны быть доступны для посетителей ТЭС.

## 13 ИНЖЕНЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

### 13.1 Отопление, вентиляция, кондиционирование и обеспыливание воздуха

13.1.1. Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в зданиях и сооружениях ТЭС, а также системы обеспыливания воздуха тракта топливоподачи следует проектировать в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

13.1.2. Нормируемые метеорологические условия (температура, относительная влажность, скорость движения и чистота воздуха) в рабочей зоне помещений ТЭС следует принимать в соответствии с санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны и данными технологической части проекта.

Температуру воздуха в рабочей зоне главного корпуса следует принимать с учетом того, что помещения относятся к производству с полностью автоматизированным технологическим оборудованием, функционирующим без присутствия людей (кроме дежурного персонала, находящегося в специальном помещении и выходящего в производственные помещения для осмотра и наладки оборудования не более двух часов непрерывно). Температура воздуха в верхней зоне и вне рабочих мест по технологическим требованиям не должна превышать 40°C.

13.1.3. В качестве теплоносителя для систем отопления и вентиляции следует применять, как правило, единый теплоноситель - перегретую воду.

Использование низкопотенциальной теплоты и других вторичных энергоресурсов допускается при экономическом обосновании.

13.1.4. Следует предусматривать присоединение системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий и сооружений ТЭС к коллекторам сетевой воды через центральный тепловой пункт, в котором осуществляется местное регулирование и учет отпущенной энергии.

Присоединение отдельных зданий, расположенных на территории электростанции, к выводам магистральных тепловых сетей не допускается.

13.1.5. Расчетную температуру наружного воздуха для холодного периода года при проектировании отопления и вентиляции в помещениях главного корпуса следует принимать по параметрам Б (средняя температура наиболее холодной пятидневки и энтальпия воздуха, соответствующая этой температуре и средней относительной влажности воздуха самого холодного месяца в 13 ч.).

В теплый период года для расчета вентиляции следует принимать температуру по параметрам А (средняя температура наиболее холодного периода и энтальпия воздуха, соответствующая этой температуре и средней относительной влажности воздуха самого холодного месяца в 13 ч.).

13.1.6. Системы отопления и вентиляции главного корпуса следует, как правило, проектировать самостоятельными для каждого энергоблока.

Тепловые и холодильные центры следует предусматривать для группы энергоблоков.

Системы кондиционирования воздуха допускается предусматривать общими для двух энергоблоков при наличии общего щита управления блоками.

13.1.7. На период монтажа или ремонта энергоблока в местах проведения монтажных или ремонтных работ в главном корпусе следует проектировать системы монтажного или дежурного отопления для поддержания температуры воздуха в рабочей зоне не ниже 12°C.

Для обеспечения защиты работающих на временных рабочих местах от возможного перегрева или охлаждения для создания требуемых параметров воздуха в местах проведения ремонтных, монтажных и регламентных работ следует предусматривать системы зонального охлаждения или обогрева.

13.1.8. Тепловая мощность монтажного и дежурного отопления каждого энергоблока должна рассчитываться на возмещение 100% потерь тепла наружными ограждениями и на подогрев наружного воздуха, поступающего в помещение за счет инфильтрации.

Для монтажного и дежурного отопления рекомендуется использовать штатные установки приточных вентиляционных систем.

13.1.9. Газовое отопление с поступлением продуктов сгорания газа в отапливаемое помещение допускается предусматривать при соответствующем обосновании только на период монтажа 1-го энергоблока.

13.1.10. Тепловую мощность источника теплоснабжения на собственные нужды следует определять как суммарную потребность в тепле на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение главного корпуса и вспомогательных зданий.

13.1.11. У ворот главного корпуса и в других зданиях ТЭС следует предусматривать устройство тепловоздушных завес в соответствии с требованиями нормативных документов.

13.1.12. В главном корпусе следует предусматривать многозональные системы общеобменной вентиляции с механическим или естественным побуждением в зависимости от принятой схемы вентиляции и периода года.

13.1.13. Расход приточного воздуха в котельном отделении с котлами, работающими на газообразном топливе, а также в машинном отделении с газотурбинными установками следует принимать в соответствии с расчетом, но не менее 3 кратного воздухообмена в час в пределах ячейки каждого энергоблока. При этом система организации воздухообмена должна исключать возможность застоя и скопления газов в отдельных зонах помещения.

При определении воздухообменов по указанным кратностям в расчетных внутренних объемах помещений или зонах следует принимать следующие высоты:

- фактическую, если высота помещений или зоны от 4 до 6 м;
- 6 м, если высота помещения или зоны более 6 м;
- 4 м если высота помещений или зоны менее 4 м.

При наличии площадок их площадь следует учитывать как площадь пола с указанными выше высотами.

13.1.14. Для обеспечения по технологическим требованиям температуры воздуха в верхней зоне котельного отделения не более 40°C рекомендуется предусматривать приток наружного воздуха с механическим побуждением не подогретого или с

рециркуляцией внутреннего в зимний период года.

13.1.15. Для более эффективной локализации тепlopоступлений от котла (конвективного потока), а также для уменьшения загазованности и запыленности помещения рекомендуется предусматривать удаление воздуха из котельного отделения дутьевыми вентиляторами с помощью кольцевых (поясных) отсосов при помощи воздуховодов равномерного всасывания, расположенных у вертикальной (верхней и средней зонах) поверхности котла. Устройство поясных отсосов является неотъемлемой частью котла, поэтому размещение и конструкцию поясных отсосов следует определять в технологической части проекта при согласовании с заводом-изготовителем котла.

13.1.16. Количество воздуха, забираемого дутьевыми вентиляторами из котельного отделения, следует предусматривать:

- в теплый период года – в размере рабочей производительности дутьевых вентиляторов с учетом возможного падения энергетической нагрузки котлов;
- в холодный период года – в объеме согласно тепловоздушному балансу, при котором не должно быть переохлаждения нижней зоны главного корпуса.

Соотношение количества забираемого воздуха из помещения и снаружи рекомендуется регулировать автоматически клапаном переключения в соответствии с тепловоздушным балансом.

13.1.17. Для уменьшения количества воздуха, подаваемого системами механической вентиляции в теплый период года целесообразно предусматривать охлаждение приточного воздуха.

13.1.18. В зоны, удаленные на 30 метров от наружных стен, следует, как правило, предусматривать приток воздуха с помощью систем с искусственным побуждением.

13.1.19. Для главных корпусов с установкой котлов большой высоты (производительности) допускается предусматривать системы с приточной естественной вентиляцией в зимнее время с установкой калориферов на просос.

13.1.20. С целью повышения надежности работы и экономичности тепловоздушоснабжения необходимо предусматривать на ТЭС системы контроля и автоматического поддержания требуемых параметров воздушной среды, для чего следует создавать службы эксплуатации отопительно-вентиляционных систем.

13.1.21. В покрытии машинного отделения над каждым генератором с водородным охлаждением необходимо устанавливать дефлектор диаметром не менее 300 мм.

13.1.22. В помещениях щитов управления и ИВК следует предусматривать кондиционирование воздуха с рециркуляцией и обязательным подпором воздуха не менее 20 Па.

Системы кондиционирования воздуха должны обеспечивать в помещениях щитов управления метеорологические условия (оптимальную температуру, относительную влажность и скорость движения воздуха) в соответствии с технологическими требованиями и санитарно-гигиеническими требованиями к воздуху рабочей зоны.

13.1.23. Для помещений релейной защиты и сигнализации, главного центрального щита управления, расположенных у наружных стен, рекомендуется предусматривать систему водяного отопления. В качестве нагревательных приборов следует принимать регистры из гладких труб. Запорно-регулирующая арматура должна быть вынесена за пределы помещения.

Допускается предусматривать систему воздушного отопления, совмещенную с приточной вентиляцией.

13.1.24. Помещения распределительных устройств собственных нужд ТЭС, преобразовательных агрегатов, кабельных этажей и кабельных тоннелей, проходящих внутри и вне зданий, должны быть оснащены приточно-вытяжной вентиляцией с естественным или искусственным побуждением в соответствии с требованиями СНиП и ПУЭ.

13.1.25. Помещения аккумуляторных батарей, в которых производится заряд, контрольный перезаряд или формовка аккумуляторов, должны иметь приточно-вытяжную вентиляцию, обеспечивающую содержание в воздухе этих помещений аэрозолей серной кислоты в пределах  $2 \text{ мг/м}^3$  и водорода в пределах взрывобезопасной концентрации (но не более 0,7% по объему).

13.1.25.1. Кроме механической вентиляции для помещений аккумуляторных батарей должна быть выполнена естественная вытяжная вентиляция, обеспечивающая не менее однократного воздухообмена в час.

13.1.25.2. Для возможного снижения категории помещений аккумуляторных батарей следует учитывать работу аварийной вентиляции в соответствии с требованиями нормативных документов. В качестве аварийной вентиляции может быть использована система общеобменной вентиляции с механическим побуждением и с установкой резервного вентилятора, устройства АВР и подачи электропитания по 1 категории в соответствии с ПУЭ.

13.1.26. В помещениях экспресс-лабораторий необходимо предусматривать самостоятельные системы общеобменной вентиляции и местных отсосов воздуха от оборудования.

13.1.27. Помещения топливоподачи должны быть оснащены отоплением и вентиляцией. Внутреннюю температуру и влажность воздуха в помещениях следует принимать по технологическим заданиям.

13.1.27.1. В помещениях топливоподачи следует, как правило, предусматривать водяные системы отопления с установкой в качестве нагревательных приборов гладких труб или воздушные системы.

Температура на поверхности нагревательных приборов не должна превышать:

- для угля -  $130^\circ\text{C}$ ;
- для торфа -  $110^\circ\text{C}$ .

Примечание: В узлах пересыпки и помещениях дробильных устройств допускается устройство комбинированной системы отопления: система воздушного отопления, совмещенного с вентиляцией, и система водяного отопления. При этом система водяного отопления должна быть рассчитана на работу в режиме дежурного отопления.

В помещениях надземной части разгрузочных устройств с вагоноопрокидывателями безъемкостного типа отопление предусматривать не следует. Кабина машиниста должна быть оборудована отоплением и вентиляцией.

13.1.27.2. Использование электронагревателей для отопления производственных помещений топливоподачи запрещается.

Прокладка транзитных трубопроводов отопления в трактах топливоподачи не допускается.

13.1.28. В узлах пересыпки, помещениях дробильных устройств, бункерной галерее главного корпуса следует предусматривать обеспыливание (аспирацию, гидропарообеспыливание, пылеподавление с использованием высокократной механической пены) в соответствии с требованиями технологической части проекта.

13.1.29. В узлах пересыпки на натяжных станциях конвейеров для предотвращения вторичного пыления рекомендуется применять системы гидрообеспыливания.

13.1.30. Для повышения смачиваемости тонкодисперсных и трудносмачиваемых углей следует применять специальные поверхностно-активные вещества.

13.1.31. Воздух, удаляемый аспирационными установками, перед выбросом в атмосферу должен подвергаться очистке от пыли.

13.1.32. Вентиляционные установки аспирационных систем в помещении топливоподачи категории В, следует принимать пылевые с электродвигателями в пыленепроницаемом исполнении, а при обеспыливании взрывоопасных углей - пылевые вентиляторы с взрывозащищенными электродвигателями со степенью защиты корпуса двигателя и коробки выводов не менее IP54.

13.1.33. Воздух, удаляемый аспирационными установками, должен возмещаться приточным воздухом, подогретым в холодный период года.

Очистку наружного воздуха от пыли предусматривать в соответствии с требованиями нормативных документов.

Неорганизованный приток воздуха в холодный период года допускается в объеме не более однократного воздухообмена в час.

*Примечание: Допускается не компенсировать организованным притоком воздуха, удаляемый аспирационными системами, обслуживающими кратковременно работающие узлы пересыпки для подачи топлива на склад и со склада.*

13.1.34. Подачу воздуха следует производить в верхнюю зону помещений с малыми скоростями выхода воздуха.

13.1.35. Давление воды и воздуха в точках отбора для установок обеспыливания и гидророборки должно быть не менее  $5 \text{ кгс/см}^2$ .

13.1.36. Надземная часть разгрузочных устройств с вагоноопрокидывателями всех типов должна иметь обеспыливающую вытяжную вентиляцию (аспирацию).

13.1.37. Аспирационные установки следует проектировать отдельно для каждой нитки конвейеров с минимальной протяженностью воздуховодов.

13.1.38. Все отопительно-вентиляционные системы зданий ТЭС должны быть обеспечены необходимой блокировкой и автоматикой, а также контрольно-

измерительными приборами.

13.1.39. При устройстве дымоудаления из помещений ТЭС надлежит руководствоваться требованиями нормативных документов.

## **13.2. Водоснабжение и канализация**

### **13.2.1. Системы водоснабжения**

13.2.1.1. Проектирование систем наружного и внутреннего водоснабжения промплощадок и стройбаз ТЭС производится в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и настоящих правил.

13.2.1.2. Проектирование водопроводных сетей и сооружений для новых ТЭС следует вести с учетом роста водопотребления при перспективном расширении электростанции и стройбазы.

13.2.1.3. При проектировании новых, расширяемых и реконструируемых ТЭС, как правило, следует предусматривать отдельные системы хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения.

13.2.1.4. Насосы системы хозяйственно-питьевого водоснабжения для промплощадок и стройбаз следует размещать в соответствии с требованиями действующих НТД.

Насосы системы производственно-противопожарного водоснабжения, как правило, следует размещать в циркуляционных (блочной или центральной) насосных станциях.

При установке противопожарных насосов необходимо предусматривать мероприятия, обеспечивающие их работоспособность в аварийных ситуациях на насосной станции в соответствии с действующими директивными документами.

Подвод воды к противопожарным насосам следует проектировать от разных (нескольких) камер водоприемника.

13.2.1.5. Для главных корпусов ТЭС объемом более 800 тыс.м<sup>3</sup> расход воды на наружное пожаротушение следует принимать 100 л/сек. При определении расчетных расходов воды на пожаротушение подача воды передвижной пожарной техникой не учитывается.

13.2.1.6. Для ОРУ следует предусматривать наружный противопожарный водопровод, как правило, объединенный с производственно-противопожарным водопроводом промплощадки.

13.2.1.7. Подачу воды на пожаротушение кровель главных корпусов, расположенных на высоте более 70 м, следует предусматривать по сухотрубам от внутренней сети производственно-противопожарного водопровода.

При недостаточном напоре в наружной сети для обеспечения внутреннего пожаротушения главного корпуса следует устанавливать стационарные насосы для повышения давления. Помещения для установки насосов-повысителей должны соответствовать требованиям действующих НТД.

Расстановку сухотрубов с пожарными кранами и выбор насосов повышения давления следует производить из расчета одновременной работы двух пожарных кранов, установленных на разных стояках, и орошения каждой точки кровли двумя



струями с расходом по 5 л/сек каждая. Сухотрубы, выведенные на кровлю, следует оборудовать пожарными вентилями с соединительными напорными головками-заглушками. При этом допускается предусматривать устройства для присоединения к сухотрубам передвижной пожарной техники.

13.2.1.8. Установку лафетных стволов для охлаждения ферм кровельного покрытия машинного отделения следует предусматривать в случае отсутствия на указанных фермах огнезащитного покрытия.

Лафетные стволы для охлаждения ферм следует устанавливать стационарно на отметках площадок обслуживания турбин.

При выборе лафетных стволов предпочтение следует отдавать изделиям (ассоцилирующим, роботизированным, программируемым, дистанционно управляемым и т.д.), обеспечивающим минимальное пребывание обслуживающего персонала станции в зоне пожара.

13.2.1.9 Для тушения пожаров в помещениях (сооружениях) и на оборудовании ТЭС должны быть предусмотрены пожарные краны. Расстановку пожарных кранов и лафетных стволов следует исходя из условия орошения каждой точки конструкции двумя струями.

13.2.1.10 Для снижения давления воды перед пожарными кранами и лафетными стволами до допустимых нормативных значений следует предусматривать установку на фланцевых соединениях запорной арматуры специальных шайб, снижающих давление.

Использование для этих целей самой запорной арматуры не допускается.

13.2.1.11 В помещениях топливоподдачи установку пожарных кранов следует предусматривать, как правило, в нишах, закрываемых дверцами заподлицо со стеной. Допускается устанавливать пожарные краны в настенных шкафах, верхняя крышка которых должна иметь уклон от стены вниз под углом  $60^\circ$  к горизонтали.

Шкафы для пожарных кранов в помещениях топливоподдачи должны выполняться из негорючих материалов.

13.2.1.12 Запорную арматуру дренчерных завес помещений топливоподдачи следует размещать в доступных и безопасных при пожаре местах (на лестничных площадках первого этажа, в отдельных помещениях, имеющих выход в коридор, тамбур или на лестничную клетку).

Управление запорной арматурой дренчерных завес следует предусматривать со щита управления топливоподдачи и по месту ее установки.

13.2.1.13 В северной строительно-климатической зоне для подачи воды на наружное пожаротушение вместо пожарных гидрантов допускается предусматривать установку пожарных кранов диаметром 77 мм в теплых помещениях у выходов из зданий или в специальных утепленных нишах.

## 13.2.2. Системы канализации

13.2.2.1. Проектирование систем наружной и внутренней канализации с необходимыми сетями и сооружениями для промплощадок и стройбаз ТЭС производится в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и настоящих

правил.

Проектирование сооружений канализации производственных сточных вод ТЭС выполняется в соответствии с ведомственными нормативными документами по проектированию обработки и очистки производственных сточных вод тепловых электростанций.

13.2.2.2. При проектировании новых, расширяемых и реконструируемых ТЭС, следует предусматривать следующие системы канализации:

- канализацию хозяйственно-бытовых стоков;
- канализацию условно чистых производственных вод;
- канализацию ливневых (дождевых) стоков;
- канализацию стоков, загрязненных нефтепродуктами;
- канализацию минерализованных вод.

13.2.2.3. Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами должны очищаться и повторно использоваться в цикле станции. Сброс очищенных стоков в водоемы допускается при соответствующем обосновании.

13.2.2.4. Нефтепродукты, полученные после очистки нефтесодержащих стоков, следует направлять для повторного использования.

13.2.2.5. Следует предусматривать приборный контроль за составом и расходом сточных вод, сбрасываемых в водоемы.

### **13.3. Электрическое освещение**

13.3.1. Проектирование электрического освещения зданий и сооружений тепловых электростанций должно выполняться в соответствии с требованиями главы СНиП 23-05 «Естественное и искусственное освещение», Правил устройства электроустановок (ПУЭ), главы СНиП 3.05.06 «Электротехнические устройства», нормативных документов по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий, а также комплекса инженерно-технических средств охраны на объектах электроэнергетики.

13.3.2. Уровни освещенности помещений тепловых электростанций и открытых участков территории следует принимать в соответствии с требованиями главы СНиП 23-05 «Естественное и искусственное освещение».

13.3.3. В проектах электроосвещения следует рассматривать технико-экономическую целесообразность использования различных типов ламп.

13.3.4. В соответствии со СНиП 23-05 для помещений тепловых электростанций следует выполнять два вида аварийного освещения: безопасности и эвакуационное.

Для аварийного освещения безопасности светильники должны выделяться из числа светильников общего освещения и подключаться к сети аварийного освещения. Кроме того, для продолжения работ в случае аварии с потерей переменного тока следует выполнять местное аварийное освещение с установкой светильников на важнейших рабочих местах (щитов управления турбин, котлов, насосов, водо- и масломерных стекол, подшипников турбогенераторов, тахометров турбин и т.д.), подключенных к сети аварийного освещения.

---

Для аварийного освещения, обеспечивающего возможность эвакуации персонала, следует использовать светильники как общего аварийного освещения безопасности, так и специально устанавливаемые светильники обеспечивающие освещение путей эвакуации.

13.3.5. Питание сети аварийного освещения в главном корпусе при нормальном режиме работы электростанции следует предусматривать от сети переменного тока с автоматическим переключением этой сети на независимый источник питания (аккумуляторную батарею, дизель-генератор и т.п.) при исчезновении питания от основного источника.

Для помещений вспомогательных зданий и сооружений сеть аварийного и эвакуационного освещения присоединяется к источнику питания, независимому от источника питания рабочего освещения.

13.3.6. Напряжение в осветительной сети следует принимать 380/220 В с глухо-заземленной нейтралью. Напряжение источников света - 220 В.

Напряжение сети освещения с лампами накаливания всех теплофикационных туннелей, а также кабельных туннелей высотой менее 2,5 м не должно превышать 42 В.

13.3.7. Во всех зданиях и сооружениях следует предусматривать стационарную сеть штепсельных розеток на напряжение 12 В.

Допускается принимать напряжение 220 В для ламп местного аварийного освещения при установке специальных светильников, удовлетворяющих требованиям ПУЭ.

## 14 ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

14.1. Оборудование зданий и сооружений автоматическими установками обнаружения и тушения пожара следует предусматривать в соответствии с отраслевыми перечнями зданий, помещений и сооружений, подлежащих оборудованию автоматическими установками обнаружения и тушения пожара, согласованными и утвержденными в установленном порядке, а также в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

14.2. Сигнал о пожаре от установок автоматического обнаружения и тушения пожара, размещенных в контролируемых ими помещениях, выносится на БЩУ.

Сигнал о пожаре от установок автоматического обнаружения и тушения пожара, размещенных в общестанционных помещениях и ОРУ, выносится на ЦЩУ (ГЩУ).

Из вспомогательных зданий и сооружений ТЭС сигнал о срабатывании пожарно-охранной сигнализации выносится в помещение охраны (с постоянным пребыванием караула).

На ЦЩУ (ГЩУ) также выносится общий сигнал «Пожар на блоке № ...» и предусматривается прямая телефонная связь с пожарным депо, обслуживающим объект.

14.3. Автоматический пуск установки пожаротушения должен дублироваться дистанционным включением (отключением) дежурным персоналом со щитов управления (БЩУ, ЦЩУ, ГЩУ), а также по месту установки запорной арматуры и насосов.

Панели (шкафы) управления установками пожаротушения и пожарной сигнализации допускается устанавливать в помещениях неоперативного контура. При этом в оперативный контур необходимо выносить на табло сигналы: «НЕИСПРАВНОСТЬ», «ВНИМАНИЕ», «ПОЖАР», а также предусматривать звуковой сигнал вызова персонала к стойке АСПТ.

Схема организации сигналов на табло в оперативном контуре щита управления и используемая для этой цели аппаратура должны быть аналогичны применяемой на данном щите.

14.4. Дистанционное управление установками пожаротушения, расположенными в пределах блока (открытие и закрытие запорно-пусковой арматуры), выносится на БЩУ. При этом на БЩУ предусматривается сигнализация положения арматуры.

Дистанционное управление установками пожаротушения общестанционных зданий и сооружений выносится на ЦЩУ (ГЩУ). На ЦЩУ (ГЩУ) также предусматривается сигнализация положения арматуры.

На мазутном хозяйстве, топливоподачи и т.п. допускается предусматривать управление установками пожаротушения (насосами, запорно-пусковой арматурой установок автоматического пожаротушения) с местных щитов управления, при наличии на них постоянного дежурного персонала, с выводом информационного сигнала «ПОЖАР НА ...» в помещение ЦЩУ, ГЩУ.

14.5. Для общестанционных пожарных насосов следует предусматривать дистанционное управление (включение и отключение, выбор рабочего насоса) с ЦЩУ (ГЩУ), а также включение и отключение по месту.

Включение насосов следует предусматривать также:

- с других щитов, где имеется дистанционное управление установками пожаротушения;
- с мест размещения запорной арматуры установок пожаротушения;
- от пожарных кранов и лафетных стволов, не обеспеченных постоянным напором.

На ЦЩУ (ГЩУ) следует предусматривать сигнализацию о включении пожарных насосов.

14.6. Алгоритм работы автоматических установок пожаротушения выполняется в соответствии с требованиями действующими нормативными документами.

14.7. Маслосборник трансформаторов должен оборудоваться сигнализацией наличия в нем жидкости с выводом сигнала на щит управления (ЦЩУ, БЩУ).

14.8. Для трансформаторов (автотрансформаторов, реакторов,) маслобаков турбоагрегатов и питательных насосов в качестве огнетушащего средства следует применять распыленную воду с интенсивностью орошения 0,2 л/с на 1 м<sup>2</sup> защищаемой поверхности

Для трансформаторов дополнительно орашаются высоковольтные вводы, маслоохладители и гравийная засыпка в пределах бортовых ограждений.

14.9. Тушение кабельных сооружений выполняется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

14.10. Расчетное время тушения пожара трансформаторов и маслобаков распыленной водой с помощью стационарных установок пожаротушения следует принимать равным 10 минутам.

Запас воды следует принимать из условия обеспечения трехкратного расхода ее на один пожар.

14.11. Расход воды или пара на пожаротушение воздухоподогревателей котлов, сжигающих мазут в качестве основного или резервного топлива, следует принимать по техническим условиям на оборудование.

14.12. Подачу воды на пожаротушение конвективных шахт котла следует предусматривать из производственного водопровода, а для нужд пожаротушения РВП – 50% из производственного водопровода и 50% из системы обмывки РВП.

14.13. Расчетное время тушения пожара в воздухоподогревателях необходимо принимать равным 30 минутам.

Запас воды должен обеспечивать работу установки пожаротушения с расчетным расходом воды в течение 45 минут.

14.14. На воздушных и газовых коробах РВП рекомендуется устанавливать дренажные трубы, отводящие воду при пожаротушении РВП с устройствами, препятствующими присосу воздуха через них в газоходы котла.

14.15. Пуск стационарных установок пожаротушения воздухоподогревателей должен предусматриваться вручную из мест удобных и безопасных при пожаре, расположенных, как правило, на основной отметке обслуживания котельного отделения.

14.16. Обнаружение пожара в воздухоподогревателях должно быть, как правило, автоматическим (по разности температур) с выводом сигнала на БЩУ.

14.17. Запорно-пусковые устройства (задвижки, клапаны и т.п.) установок автоматического пожаротушения рекомендуется группировать в узлы управления с учетом целесообразной длины питательного трубопровода и нормативной инерционности установок пожаротушения.

14.18. Узлы управления и запорно-пусковые устройства автоматического пожаротушения, размещаемые в производственных помещениях, должны устанавливаться в удобных для обслуживания и безопасных при пожаре местах, в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

14.19. Не допускается устройство узлов управления и отдельных запорно-пусковых устройств в подвалах и колодцах, которые при авариях могут быть заполнены водой или залиты нефтепродуктами, а также в помещениях, защищаемых установками пожаротушения.

14.20. При проектировании установок обнаружения и тушения пожара необходимо предусматривать возможность их ремонта и обслуживания в период эксплуатации.

Расстановка запорной арматуры для этих целей должна обеспечивать отключение одновременно не более трех запорно-пусковых устройств (направлений) без разделения кольца.

14.21. Для турбогенераторов и синхронных компенсаторов с воздушным охлаждением предусматривается подвод воды к установкам для тушения пожара внутри машины.

Включение установок пожаротушения следует предусматривать вручную путем соединения системы через пожарный рукав длиной 3-5 м.

Хранение пожарного рукава следует предусматривать в специальном металлическом ящике, к которому подводится пожарный водопровод. Ящики устанавливаются у каждого генератора (синхронного компенсатора) на основной отметке обслуживания.

14.22. В главном корпусе и других зданиях и сооружениях ТЭС следует предусматривать систему оповещения при пожаре, которая должна обеспечивать во всех помещениях, где могут находиться люди:

- трансляцию речевых сообщений;
- передачу звуковых сигналов и включение, в необходимых случаях, световых сигналов.

14.23. Звуковые и световые оповещатели должны устанавливаться с таким расчетом, чтобы транслируемые ими сигналы были видны или слышны во всех местах возможного пребывания персонала. Оповещатели должны устанавливаться без регуляторов громкости и яркости, а их присоединение к сети должно осуществляться без разъемов.

14.24. Система оповещения о пожаре должна функционировать в течение всего расчетного времени эвакуации.

14.25. Наружные стальные лестницы, размещаемые на фасадах главных

---

---

корпусов, следует предусматривать на расстоянии не менее 20 м от мест размещения трансформаторов или другого электротехнического оборудования, находящегося под высоким напряжением.

14.26. Для пожаротушения главного корпуса электростанции следует предусматривать у открытых каналов технического водоснабжения площадку на две пожарные автомашины, с планировочной отметкой, обеспечивающей возможность забора воды из канала с высотой всасывания не более 3,5 м или предусматривать возможность забора воды из колодцев закрытых каналов.

Места забора воды пожарными автомашинами следует размещать на расстоянии не более 100 м от торцов машинного отделения.

## **15 ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ. ОРГАНИЗАЦИЯ И МЕХАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ.**

### **15.1 Организация труда**

15.1.1 Обслуживание оборудования ТЭС осуществляется эксплуатационным и ремонтным персоналом с использованием необходимых технических средств, производственных и технологических средств связи. Материальное обеспечение организации труда, включая оборудование рабочих мест, определяется в архитектурно-строительной, технологической, электротехнической и других частях проекта.

15.1.2 При разработке организации труда эксплуатационного персонала рекомендуется для непрерывно протекающих процессов 3-х сменный режим работы, для периодического обслуживания – односменный.

15.1.3 При разработке организации труда ремонтного персонала рекомендуется принимать одно- и частично (для неотчетственных работ) двухсменный режим работы. Для привлекаемого на период капитальных и средних ремонтов персонала сторонних организаций возможно использование третьей смены для выполнения вспомогательных работ, не требующих повышенного внимания и точности.

### **15.2 Система управления производством**

15.2.1 Система управления производством ТЭС принимается на основании рекомендуемых нормативными документами организационных структур управления и нормативов численности промышленно-производственного персонала ТЭС с учетом местных условий и степени централизации функции управления производством в энергосистеме, для которой создается проектируемая ТЭС.

15.2.2 В разрабатываемой организационной структуре управления проектируемой электростанции определяется состав, функции и подчиненность структурных подразделений, штатное расписание и численность промышленно-производственного и непромышленного (вспомогательного) персонала, а также общая численность работающих.

15.2.3 При разработке организационной структуры управления ТЭС, отличающейся от рекомендуемых нормативными документами, следует обеспечивать установленное соотношение между численностью руководителей, специалистов, служащих и рабочих, а также соответствие наименований должностей «Единому тарифно-квалификационному справочнику» и отраслевым квалификационным характеристикам руководителей и специалистов.

15.2.4 В разрабатываемой организации оперативного управления проектируемой ТЭС определяется расстановка, численность, функции и подчиненность оперативного персонала, а также количество рабочих мест. При этом материальной основой системы оперативного обслуживания и состава смен должны быть рабочие места, согласно проектным решениям соответствующих разделов проекта.

15.2.5 Численность персонала для ТЭС, проектируемых для районов Крайнего



Севера и приравненных к ним, принимается в проекте с учетом поправочных коэффициентов, принятых в установленном в РФ порядке.

15.2.6 В проекте должна быть определена максимальная численность одновременно работающих на ТЭС (максимальная смена) для определения потребности в производственных и санитарно-бытовых помещениях.

### **15.3 Организация и механизация ремонтных работ**

15.3.1 Разработка проектных решений по организации и механизации ремонта оборудования, зданий и сооружений проектируемой ТЭС выполняются на основе разработанных заводами-изготовителями технологий ремонта и с учетом рекомендуемых соответствующими нормативными документами периодичности, сроков и затрат на различные виды ремонтов, используемых средств механизации. Должны быть учтены данные Заказчика о согласовании возможности использования ремонтных и складских баз энергосистемы и сторонних организаций, их участия в ремонтном обслуживании проектируемой ТЭС, а также сервисного обслуживания оборудования заводами-изготовителями.

15.3.2 Компонировка главного корпуса должна обеспечивать соблюдение требований безопасной и безаварийной эксплуатации, эргономики, технического обслуживания основного и вспомогательного оборудования. Должны быть предусмотрены ремонтные площадки для размещения ремонтируемого оборудования и его элементов, трассы основных грузопотоков стационарными и инвентарными грузоподъемными средствами и централизованная электроразводка для ремонтных нужд.

Для транспортировки грузов в котельном отделении должен быть предусмотрен въезд в габаритах, обеспечивающих возможность безопасных погрузочно-разгрузочных работ посредством стационарных грузоподъемных механизмов. При размещении в главном корпусе 6 и более энергоблоков должен быть предусмотрен боковой въезд автотранспорта соединенный со сквозным автопроездом.

15.3.3 В здании котельного отделения предусматриваются ремонтные площадки в постоянном и временном торцах, а также после каждого четвертого котла дополнительные ремонтные площадки для котлов паропроизводительностью до 1600 т/ч и после каждого второго котла для котлов паропроизводительностью более 1600 т/ч.

Размеры и расположение ремонтных площадок должны определяться с учетом рекомендаций разработчика проекта котла. При этом допускается часть ремонтных площадок располагать в смежных с котельным отделением помещениях и на разных отметках здания.

15.3.4 Выбор грузоподъемности, типа и количества грузоподъемных средств и их размещение должны исходить из веса и габаритов наиболее тяжелых и объемных грузов (узлов, деталей), транспортируемых при ремонте и монтаже котельной установки.

15.3.5 На электростанциях с энергоблоками мощностью 500 МВт и более предусматривается по одному грузовому лифту на каждом котле и по одному пассажирскому лифту на два котла. Для энергоблоков меньшей мощности должно быть предусмотрено по одному грузовому лифту на два котла и по одному пассажирскому лифту на четыре котла. Для неблочных электростанций следует предусматривать один гру-

зовой лифт и один пассажирский лифт на четыре котла.

15.3.6 Для обеспечения ремонта тягодутьевых машин, углеразмольных механизмов, транспортеров и питателей сырого угля предусматриваются стационарные, инвентарные или самоходные грузоподъемные средства, а также специальные приспособления и устройства, поставляемые или предусматриваемые заводами-изготовителями соответствующего оборудования.

Следует предусматривать свободное пространство и площадки для производства ремонтных и погрузо-разгрузочных работ, а при использовании самоходных механизмов – возможность их подъезда к каждой единице оборудования и условия работы в зоне размещения последнего.

15.3.7 Для ремонта регенеративных воздухоподогревателей (РВП) предусматриваются, как правило, стационарные или инвентарные грузоподъемные средства, возможность подъезда автотранспорта, а также свободные площадки для замены и складирования нагревательной набивки.

Для ремонта или замены изношенных элементов РВП (подшипниковых опор, приводов, уплотнений и нагревательной набивки), не обслуживаемых основными кранами, должны предусматриваться монорельсы или переносные краны, обеспечивающие погрузку элементов на межцеховой транспорт.

15.3.8 На электрофильтрах предусматривается механизация ремонта и транспортных операций с учетом технических решений, принятых в проекте электрофильтров. В районе электрофильтров должна быть предусмотрена обслуживаемая самоходными кранами ремонтная площадка, расположение которой должно обеспечивать возможность установки и замены электродов.

При высоте электрофильтров более 20 м для подъема мелких грузов, обслуживания ремонтного или эксплуатационного персонала предусматривается грузопассажирский лифт, а для уборки мусора - мусоропровод. Допускается, как исключение, вместо установки лифта устройство перехода из главного корпуса к верхней зоне электрофильтра.

15.3.9 В турбинном отделении электростанции предусматривается тупиковый железнодорожный въезд, совмещенный с автовъездом, а также сквозной проезд автотранспорта или напольного транспорта, совмещенный с железнодорожным въездом и заездами на ремонтные площадки. Длина въезда должна обеспечить возможность разгрузки с железнодорожного транспорта и погрузки на него основными мостовыми кранами наиболее тяжелой и длинной сборочной единицы, транспортируемой при ремонте, а также статора генератора.

15.3.10 В турбинном отделении со стороны постоянного и временного торцов предусматриваются ремонтные площадки со сквозным проездом автотранспорта или напольного транспорта.

Через каждые четыре турбины предусматривается промежуточная ремонтная площадка.

15.3.11 В турбинном отделении предусматриваются:

- при одном турбоагрегате мощностью до 250/300 МВт установка одного основного мостового крана;
- при двух и более турбоагрегатов в общем машзале установка двух основных

мостовых кранов.

- для турбоагрегатов мощностью 250/300 МВт и выше - трех основных мостовых кранов при числе турбоагрегатов более шести.

15.3.12 Грузоподъемность каждого основного мостового крана турбинного отделения принимается из расчета подъема и перемещения наиболее тяжелой сборочной единицы при ремонте технологического оборудования. Монтаж и демонтаж статора генератора, как правило, производится основными мостовыми кранами.

Отметка подкрановых путей устанавливается из условия подъема и перемещения в период выполнения монтажных и ремонтных работ наиболее габаритной сборочной единицы.

В случае бескранового монтажа статора генератора должен разрабатываться специализированной организации специальный проект его монтажа и демонтажа.

Условия поставки необходимых для этого оснастки и оборудования определяются в задании на проектирование ТЭС.

15.3.13 Электротехническое, гидротехническое, тепломеханическое и другое основное и вспомогательное оборудование, расположенное в турбинном отделении, комплектуется с учетом обслуживания его (включая статор генератора) общими мостовыми кранами или другими грузоподъемными средствами, которые должны обеспечить его монтаж, демонтаж и транспортировку без останова других турбоагрегатов.

15.3.14 Организация ремонта трансформаторов, ОРУ и другого электротехнического оборудования, комплектуемого в специальных помещениях и объектах, устанавливается пунктами 8.6.8, 8.6.10, 8.6.13 настоящих норм.

15.3.15 Компоновка ВПУ должна предусматривать стационарные или инвентарные средства механизации ремонта и транспортировки оборудования, арматуры и трубопроводов, проезды электротележек между рядами фильтров шириной не менее 1,5 м и ремонтную площадку размером 30-40 м<sup>2</sup>.

15.3.16 Ремонт механизмов топливоподачи должен предусматриваться, как правило, стационарными средствами. Для производства ремонтных работ должны предусматриваться соответствующие площадки и помещения.

Монтаж и замена ленты на каждом конвейере должны предусматриваться с помощью специальных устройств и механизмов.

На каждом конвейере должны предусматриваться специальные места выполнения стыков, оборудованные вулканизатором и средствами механизации, а также механизация замены роликоопор и их доставки на место установки.

15.3.17 Решение специфических вопросов организации и механизации ремонта при разработке проектных решений по генплану, транспорту, топливному и масляному хозяйству, теплоснабжению, АСУ ТП, гидротехнической и другим частям проекта определяется требованиями соответствующих глав и пунктов настоящих норм.

15.3.18 Для обеспечения оперативного руководства ремонтными работами в проекте должна предусматриваться возможность размещения в зонах производства ремонта инвентарных кабин руководящего персонала, оснащенных необходимыми средствами связи, имеющими выход на общестанционные сети.

15.3.19 Обеспечение ремонтных работ энергопитанием принимается в проекте

---

ТЭС на основании требований действующих нормативных документов. При этом обязателен учет категории помещений по взрыво- и пожарной опасности, где намечается размещать централизованные разводки кислорода и горючих газов. Разводка кислорода и горючих газов не допускается в расчетном помещении в случае повышения категории взрыво- и пожарной опасности его сверх допустимой нормами.

15.3.20 На ремонтных площадках должны быть предусмотрены средства и устройства, обеспечивающие пожаро- и взрывобезопасность при выполнении ремонтных работ.

15.3.21 Ремонт электротехнического оборудования, входящего в комплект тепломеханического, гидротехнического и другого оборудования, предусматривается с использованием общих для соответствующего помещения (площадки) средств механизации. Ремонт трансформаторов, ОРУ и другого электротехнического оборудования, размещаемого в специальных помещениях и объектах, определяется в соответствующих разделах настоящих норм с учетом централизации ремонтного обслуживания в энергосистеме.

15.3.22 Состав, площадь и оснащенность ремонтных мастерских, лабораторий, складских помещений и площадок определяется в проекте на основании требований Заказчика и в соответствии с действующими нормативными документами.

15.3.23 В специализированном разделе проекта должны быть предусмотрены технико-экономические показатели ремонта (при наличии соответствующих нормативов) в следующем составе:

- структура проектируемого ремонтного цикла;
- продолжительность простоев в различных видах ремонтов;
- коэффициент технического использования;
- удельная численность ремонтного персонала, чел/МВт.

## 16 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

### 16.1 Охрана земель

16.1.1 При разработке технико-экономических обоснований строительства, выбора площадок для размещения электрических станций, разработке проектов следует:

- использовать, как правило, земли несельскохозяйственного назначения и малопродуктивные угодья;
- для последующего использования земель предусматривать затраты на снятие и хранение плодородного слоя почвы, нанесение его на восстанавливаемые земли или малопродуктивные угодья взамен изымаемых;
- предусматривать возмещение убытков землепользователям при изъятии земельных участков;
- при выборе площадки ТЭС заполняется «Декларация о намерениях», которая является начальным документом по оценке воздействия на окружающую среду;
- при разработке обоснований инвестиций в строительство ТЭС выполняется раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС);
- при разработке ТЭО на строительство ТЭС в его составе выполняется раздел «Охрана окружающей среды».

16.1.2 Площадь отводимых земельных участков для сооружения объектов электростанции должна использоваться рационально и определяться следующими условиями:

- максимальной блокировкой производственных зданий и сооружений;
- размещением вспомогательных служб и подсобных производств в многоэтажных зданиях;
- соблюдением нормативной плотности застройки в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию генеральных планов промышленных предприятий;
- с учетом необходимого резерва площадей для расширения ТЭС только в соответствии с заданием на проектирование и при соответствующем технико-экономическом обосновании;
- определением площади золоотвалов с учетом переработки и использования золы и шлака в народном хозяйстве.

16.1.3 Отвод земель следует производить очередями с учетом фактической потребности в них объектов строительства, возврата временно отводимых земель (карьеры, отвалы грунта и т.д.) землепользователями, а также проведения всех необходимых работ по рекультивации.

16.1.4 В составе проекта должен быть выполнен раздел по рекультивации земель, отведенных во временное пользование и улучшение малопродуктивных угодий. Проекты рекультивации выполняются с привлечением специализированных проектных организаций сельского, лесного и рыбного хозяйства. Проекты улучшения малопродуктивных угодий должны выполняться проектными институтами по землеустройству.

16.1.5 При размещении электростанций в развитых энергосистемах следует

рассматривать возможность отказа от строительства или сокращения объема центральной ремонтной мастерской, материальных складов и ремонтно-строительного цеха на ТЭС, имея в виду централизованное обеспечение нужд электростанции.

16.1.6 При проектировании электростанций следует рассматривать возможность использования существующих строительных баз и укрупнительных площадок близ расположенных предприятий электроэнергетического комплекса.

16.1.7 Подъездные железные и автомобильные дороги, а также внешние инженерные коммуникации (трассы теплопроводов, линии электропередачи и связи, подводящие и отводящие каналы технического водоснабжения и т.п.), если они совпадают по направлению, следует, как правило, размещать в одной полосе отвода земель и, по возможности, трассировать их, не нарушая существующих границ сельскохозяйственных угодий и полей севооборота.

16.1.8 Золоотвалы должны проектироваться с учетом их консервации или рекультивации после заполнения их золошлаками до проектной высоты.

## 16.2 Охрана атмосферы

16.2.1 В проектах тепловых электростанций должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферного воздуха с учетом имеющегося фона не превышающие допустимые санитарные нормы.

При этом по доле предельно-допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при работе электростанции, определяются величины предельно-допустимых выбросов (ПДВ). Показатели выбросов вредных веществ в дымовых газах котлов должны соответствовать нормативам удельных выбросов для котельных установок комплектуемых пылегазоочистным оборудованием в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

16.2.2 При установлении ПДВ определяется количество выбрасываемых веществ по каждому веществу отдельно с учетом значений ПДК для всей группы веществ, обладающих свойством суммации вредного действия.

ПДВ на ТЭС определяется для следующих веществ: окиси азота, двуокиси азота, сернистого ангидрида, золы твердого и жидкого топлива, окиси углерода, а также выбросов золы и угольной пыли при пылении складов.

Величины ПДК и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ принимаются в соответствии с гигиеническими нормами, устанавливающими предельно-допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

16.2.3 Расчет максимальной приземной концентрации вредных веществ ведется при режиме работы электростанции на полной ее электрической мощности и тепловой нагрузке, соответствующей средней температуре наиболее холодного месяца.

При расчете для летнего режима работы электростанции в случае установки на ней трех и более котлов учитывается остановка котлов в ремонт. Для ТЭС, работающей по тепловому графику, число работающих котлов в летний период определяется тепловыми нагрузками этого периода.

Расчет ведется из условий работы электростанции на основном топливе (работа на резервном топливе учитывается в случае его расхода более 5% от общего количества топлива в течение года).

Расчет годового уровня ПДВ ведется по среднему составу основного топлива.

16.2.4 При расчете концентрации вредных веществ для летнего режима температура атмосферного воздуха принимается средняя для самого жаркого месяца.

16.2.5 При расчете концентрации вредных веществ в атмосфере должен приниматься проектный КПД газоочистной установки.

16.2.6 Для обеспечения нормативов удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок и норм ПДК оксидов серы в случае необходимости следует предусматривать оснащение ТЭС, сжигающих твердое и жидкое топливо, установками улавливания диоксида серы.

Выполнения нормативов удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от проектируемой ТЭС и норм ПДК оксидов азота следует обеспечивать в первую очередь за счет подбора котельных установок, в которых в полном объеме реализованы технологические методы подавления образования оксидов азота.

При исчерпании возможностей технологических методов должно предусматриваться применение технологий ликвидации образовавшихся в топках котлов оксидов азота посредством их разложения в специальных устройствах, встроенных в газовый тракт котла - газоочистных установках.

16.2.7 Источники выбросов должны оснащаться приборами контроля за выбросами вредных веществ в атмосферу в соответствии с действующими нормами и правилами организации контроля за выбросами в атмосферу на ТЭС и котельных.

16.2.8 При проектировании тепловых электрических станций должны быть предусмотрены меры против шумового воздействия в производственных помещениях и окружающей среде. Все оборудование (турбина, генераторы, редукционные установки, вспомогательное оборудование и др.) должно иметь звукоизоляцию, а выхлопные устройства предохранительных клапанов и других сбросных устройств - надежное шумоглушение. Уровни звука от оборудования должны соответствовать нормам.

16.2.9 Санитарно-защитную зону ТЭС необходимо устанавливать в соответствии с действующими нормативными документами (СанПиН).

### **16.3 Охрана водоемов**

16.3.1 Для защиты водного бассейна от загрязнения производственными сточными водами должны быть предусмотрены сооружения и установки, обеспечивающие требования санитарных и природоохранных норм, а также мероприятия по поддержанию температурного режима поверхностных вод в соответствии с действующими нормативами.

16.3.2 В производственных процессах тепловых электростанций образуются следующие сточные воды:

- систем охлаждения оборудования;
- системы гидрозолошлакоудаления;
- обмывки регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверх-

- ностей нагрева котлоагрегатов, работающих на мазуте;
- химической промывки и консервации оборудования;
- водоподготовительных установок и конденсатоочисток;
- загрязненные нефтепродуктами;
- дождевые воды с территорий электростанций.

16.3.3 В проектах электростанций должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие отсутствие сбросов неочищенных сточных вод в природные водоемы, а также минимальное водопользование, в частности за счет:

- оснащения электростанций необходимыми очистными сооружениями;
- применения в технологическом процессе электростанций совершенного оборудования и рациональных схем водопользования;
- повторного использования отработанных в одном технологическом процессе вод на других установках;
- использование существующих, проектируемых очистных сооружений соседних промышленных предприятий или строительства общих сооружений с долевым участием;
- мероприятий, исключающих загрязнение поверхностных и грунтовых вод фильтрационными водами золоотвалов;
- использование отходов очистных сооружений, а также отходов внутростанционных технологических циклов путем утилизации шламов, солей, химреагентов, ценных металлов и др.

16.3.4 Сооружения по обработке и очистке производственных сточных вод ТЭС, как правило, надлежит размещать в одном комплексе, а также блокировать их с технологическими помещениями водоподготовительных установок.

16.3.5 Очистные сооружения должны быть оснащены необходимыми средствами измерения и контроля нормируемых показателей.

## **16.4 Защита от шума**



## **17. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ**

В соответствии с Федеральными Законами «О гражданской обороне» и «Защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» при проектировании отдельных инженерных систем, технологического оборудования, зданий и сооружений на ТЭС должны быть разработаны и предусмотрены меры, направленные:

- на сохранение ТЭС;
- на повышение устойчивости работы ТЭС, надежности топливоснабжения, технического водоснабжения, энергоснабжения, связи и транспорта в особый период;
- безаварийной остановки технологического процесса в случае чрезвычайных ситуаций (ЧС);
- противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственными процессами, возможности управления процессами при ЧС;
- на максимально возможное уменьшение риска возникновения ЧС на ТЭС;
- на сохранение здоровья людей, снижения размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь при возникновении ЧС.

### **17.1. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны**

17.1.1. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны при проектировании ТЭС выполняются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, регламентирующих порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций проектов строительства».

Объем инженерно-технических мероприятий и состав сооружений гражданской обороны принимать по техническому заданию Заказчика, согласованному с территориальным Управлением по делам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций субъекта Российской Федерации, и с учетом исходных данных и требований, выданных территориальным Управлением.

17.1.2. Категория электростанции по гражданской обороне устанавливается РАО «ЕЭС России» или иным владельцем энергетического объекта и согласовывается МЧС РФ.

17.1.3. При необходимости устройства защитных сооружений на территории ТЭС, их следует размещать в местах наибольшего сосредоточения укрываемого персонала.

Вместимость защитных сооружений гражданской обороны на ТЭС следует рассчитывать исходя из численности укрываемого персонала наибольшей работающей смены и категории объекта.

При проектировании сооружений гражданской обороны рекомендуется применять типовые проекты, утвержденные в установленном порядке.

17.1.4. Системы водоснабжения, канализации и пожаротушения следует проектировать в соответствии с действующими нормативными документами, а также с учетом требований норм по гражданской обороне.

17.1.5. Электростанция оборудуется охранной и контрольно-пропускной системой со средствами телефонной и громкоговорящей связи, системой оповещения и связи согласно требованию территориального Управления по делам ГОиЧС.

17.1.6. Компонировка генерального плана ТЭС, автомобильные дороги и проезды по территории промплощадки выполняются с учетом нормативных документов, включая требования норм по разработке инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.

17.1.7. На электростанции должны предусматриваться мероприятия по светомаскировке в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по гражданской обороне.

## **17.2. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций**

17.2.1. При строительстве тепловой электростанции должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть в результате внешних воздействий окружающей среды и внутренних источников потенциально опасных производств собственно электростанции.

Внешние источники воздействия на ТЭС выявляются при выборе площадки строительства. При проектировании учитываются исходные данные и требования территориального Управления по делам ГОиЧС.

17.2.2. Площадка строительства электростанции должна быть расположена вне санитарно-защитной зоны близлежащих потенциально (химически-, пожаро-, взрыво- и радиационно-) опасных объектов.

17.2.3. Размещение ТЭС не допускается:

- в зонах возможного затопления в результате разрушения плотин, дамб вышестоящих гидротехнических сооружений;
- непосредственно на тектонически и сейсмически активных разломах.

17.2.4. При размещении ТЭС в районах проявления опасных геологических и природных процессов (оползни, обвалы, карст, подтопление, селевые потоки, снежные лавины и другие явления) необходимо предусматривать инженерную защиту территории, зданий и сооружений в соответствии с действующими нормами.

17.2.5. При проектировании ТЭС в районах вечной мерзлоты следует руководствоваться нормативными документами по строительству в вечномерзлых грунтах.

17.2.6. Планировочные отметки площадки ТЭС, размещаемой на прибрежных участках рек и водоёмов, принимаются согласно нормативным документам по генпланам.

17.2.7. К внутренним потенциально опасным источникам собственно ТЭС, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям, относятся водохранилище, склад жидкого топлива, газовое хозяйство, склад химических реагентов, баки-аккумуляторы

горячей воды.

При проектировании конкретного объекта рекомендуется провести анализ для выявления дополнительных источников, которые могут создать чрезвычайную ситуацию с негативным воздействием на окружающую среду и селитебную зону.

17.2.8. Определяется санитарно-защитная зона на основании данных от возможного вредного воздействия ТЭС на внешнюю окружающую среду.

17.2.9. Размещение водохранилища должно осуществляться с учетом минимального ущерба от прорывной волны окружающей природе, промышленным предприятиям и населению.

Должен быть выполнен расчет параметров волны прорыва водохранилища. Необходимо предусмотреть систему контроля состояния гидротехнических сооружений.

Следует установить локальную систему оповещения в соответствии с требованиями Федеральных законов и других нормативных документов, регламентирующих создание локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов.

17.2.10. Газовое хозяйство на территории промплощадки должно быть оборудовано отключающей арматурой, автоматикой и аварийной сигнализацией на случай повышения или понижения давления в трубопроводах.

17.2.11. Склады твердого и жидкого топлива должны быть запроектированы в соответствии с требованиями нормативных документов.

Склад жидкого топлива оборудуется отключающей арматурой, сигнализацией и системой пожаротушения. На складах топлива обеспечивается проезд пожарного и аварийного автотранспорта.

17.2.12. Склад химических реагентов сооружается с учетом требований безопасного хранения вредных химических веществ (кислот, щелочей) для исключения возможности попадания их на прилегающую территорию.

17.2.13. Баки-аккумуляторы горячей воды единичной емкостью 5000 м<sup>3</sup> и более проектируются с учетом требований, исключающих разлив горячей воды на прилегающую территорию.

17.2.14. С целью обеспечения сохранности основного оборудования главного корпуса при потере напряжения собственных нужд следует предусматривать установку дизель-генератора для энергоблоков единичной мощностью более 25 МВт.

**18 ПРИЛОЖЕНИЯ****Приложение 1. Перечень принятых сокращений**

АБП	агрегат бесперебойного питания
АГП	автомат гашения поля
АВР	автоматический ввод (включение) резерва
АОУ	автономная обессоливающая установка
АПВ	устройство автоматического повторного включения выключателя
АРВ	автоматическое регулирование напряжения
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическими процессами
БОУ	блочная обессоливающая установка
БЩУ	блочный щит управления
ВПУ	водоподготовительные установки
ГЗУ	гидрозолоудаление
ГПП	главный распределительный пункт подстанции
ГРП	газорегуляторный пункт
ГРС	газораспределительная станция
ГРУ	групповое распредустройство
ГрЩУ	групповой щит управления
ГТУ	газотурбинная установка (включая газовую турбину, газоздушный тракт, электрический генератор, систему управления и вспомогательные устройства)
ГТУ-ТЭС	тепловая электростанция с ГТУ
ГТУ-ТЭЦ	тепловая электростанция с ГТУ и утилизацией тепла в котле-утилизаторе или в водогрейном котле для целей теплофикации (без паровых турбин)
ГЩУ	главный щит управления
ДКС	дожимная компрессорная станция
ИВК	измерительно-вычислительный комплекс
КВОУ	комплексное воздухоочистительное устройство (включая жалюзи, антиобледенительное устройство, клапаны, фильтры, шумоглушители)
КРУ	комплектные распределительные устройства
КС	камера сгорания
КУ	котел-утилизатор
КЭС	конденсационная электростанция (тепловая электростанция с конденсационными паровыми турбинами)

---

---

ЛЭП	линия электропередач
МЩУ	местный щит управления
НКПРП	нижний концентрационный предел распределения пламени
ОБУВ	ориентировочно безопасные уровни воздействия загрязняющих веществ
ОВОС	оценка воздействия на окружающую среду
ОРУ	открытое распределительное устройство
ПГУ	парогазовая установка, включающая ГТУ, паровой котел и паротурбинную установку
ПГУ-КЭС	электростанция с ПГУ, включающими конденсационные паровые турбины
ПГУ-ТЭС	электростанция с ПГУ, включающими теплофикационные паровые турбины
ПДВ	предельно-допустимые выбросы
ПДК	предельно-допустимая концентрация
ППГ	пункт подготовки газа
ПТК	программно-технический комплекс
ПЭН	питательный электронасос
РАС	регистратор аварийных ситуаций
РВП	регенеративный воздухоподогреватель
РОУ	редукционно-охладительная установка
РУ	распределительное устройство
РУСН	распределительное устройство собственных нужд
СВТ	средства вычислительной техники
СКУ	система контроля и управления
СЦБ	система автоматики и телемеханики
ТПУ	тиристорное пусковое устройство
ТЭС	тепловая электростанция
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль (тепловая электростанция с теплофикационными паровыми турбинами)
УСО	устройство связи с объектом
ФСД	фильтр смешанного действия
ЦЩУ	центральный щит управления
ЩУ	щит управления
ЭГП	электрогидравлический преобразователь системы регулирования

**Приложение 2. Термины и определения**

Водовод	Сооружение, предназначенное для пропуска воды в заданном направлении
Водовыпуск	Гидротехническое сооружение, предназначенное для выпуска воды
Водоем–охладитель	Водный объект искусственного или естественного происхождения, предназначенный для технического водоснабжения ТЭС
Водозаборное сооружение	Гидротехническое сооружение, предназначенное для забора охлаждающей воды из источника водоснабжения
Воздушные охладители	Сооружения, предназначенные для охлаждения циркуляционной воды воздухом
Гидроохладители	Гидротехнические сооружения, используемые для охлаждения циркуляционной воды
Гидротехнические сооружения (ГТС)	Плотины, здания береговых насосных станций, водосбросные, водовыпускные сооружения, туннели, сооружения, предназначенные для защиты от наводнений и разрушений берегов водохранилища, а также другие сооружения, предназначенные для использования водных ресурсов и предотвращения вредного воздействия вод и жидких отходов
ГТУ-ТЭС открытого типа	Тепловая электростанция с ГТУ, после которой газы направляются в дымовую трубу
ГТУ-ТЭЦ	Тепловая электроцентраль с ГТУ и утилизацией тепла в котле-утилизаторе или в водогрейном котле для целей теплофикации (без паровых турбин). В зависимости от характера тепловой нагрузки ГТУ-ТЭЦ могут быть отопительного, промышленного типа или с комбинированной тепловой схемой.
Контрольно-измерительная аппаратура (КИП)	Отдельное устройство или комплекс устройств, предназначенных для установления значений контролируемых параметров сооружений
Критерии безопасности гидротехнического сооружения	Предельные значения количественных и качественных показателей состояния гидротехнического сооружения и условий его эксплуатации, соответствующему допустимому уровню риска аварии гидротехнического сооружения и утвержденные в установленном порядке федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими государственный надзор за безопасностью гидротехнических сооружений

---

---

Максимальная нагрузка котлоагрегата	Паропроизводительность котла равная пропускной способности турбины при полностью открытых регулирующих клапанах.
Наливной водоем–охладитель	Искусственный водоем, заполнение которого осуществляется из ближайших водных источников
Насосная станция	Гидротехническое сооружение и оборудование, служащее для подачи воды водопотребителю с заданным расходом и напором
Номинальная мощность парогазового блока	Сумма мощностей на клеммах генераторов газовой (-ых) и паровой турбин при стационарных условиях. Номинальная мощность ПГУ для стационарных условий определяется по климатическим условиям электростанции с учетом соответствующих сопротивлений на всасе и напоре газовой турбины. Для ПГУ с конденсационными турбинами номинальная мощность устанавливается при условиях среднегодовой температуры наружного воздуха. Для ТЭЦ номинальная мощность устанавливается при условиях соответствующих средней температуре отопительного периода. Причем в случае установки теплофикационных турбин с двойным значением мощности при определении установленной мощности или маркировки ПГУ принимается большее значение мощности, указанное в числителе.
Номинальная мощность паросилового блока	Мощность на клеммах генератора, указанная Заказчиком в задании на проектирование, при которой блок может работать неограниченное время и гарантируется удельный расход тепла, выдерживаются гарантийные параметры пара, регулирующие клапаны турбины открыты не полностью, обеспечиваются необходимые дополнительные отборы сверх регенерации.
Номинальная мощность турбины	Готовность агрегата нести указанную электрическую нагрузку практически в любой момент времени, включая момент прохождения годового максимума нагрузок в энергосистеме. При установке на ТЭЦ турбин с двойным значением мощности (типа Т и ПТ) установленная электрическая мощность определяется по мощности турбин при работе с номинальными тепловыми нагрузками, указанными в заводской документации в числителе.

---

---

Номинальная нагрузка конденсационного турбоагрегата	Гарантийная мощность на клеммах генератора равная номинальной мощности блока, при которой турбина может работать неограниченное время и гарантируется удельный расход тепла, выдерживаются гарантийные параметры пара, регулирующие клапаны турбины открыты не полностью, обеспечиваются постоянные дополнительные отборы сверх регенерации.
Оборотная система водоснабжения	Система водоснабжения, при которой циркуляционная вода используется многократно
ПГУ-ТЭС	Тепловая электростанция, в которой выходные газы энергетической ГТУ поступают в котел-утилизатор, где генерируется перегретый пар, поступающий в паровую турбину
ПГУ-ТЭС с вытеснением регенерации	Тепловая электростанция, в которой теплота отработавших в газовой турбине газов используется для подогрева питательной воды, конденсата или сетевой воды. Пар, который использовался в регенеративных или теплофикационных отборах ПСУ, вырабатывает в последних отсеках паровой турбины дополнительную электроэнергию без увеличения расхода топлива и изменения режима работы котла
ПГУ сбросного типа	Парогазовая установка, в которой выходные газы ГТУ направляются в качестве окислителя в горелки энергетического парового котла для сжигания в их среде пылеугольного или газомазутного топлива
ПГУ утилизационные с комбинированным циклом (бинарные)	Парогазовая установка утилизационного типа, в которой отходящая теплота газотурбинного цикла используется (утилизируется) в паросиловом цикле (без дожигания дополнительного топлива)
Проектное топливо	Топливо (улучшенное, ухудшенное, гарантийное), представленное Заказчиком для использования на электростанции.
Расчетное (гарантийное) топливо	Топливо для предоставления гарантийных показателей.
Система технического водоснабжения	Комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение
Струенаправляющее сооружение	Гидротехническое сооружение, предназначенное для обеспечения направления движения водного потока
Струераспределительное сооружение	Гидротехническое сооружение, предназначенное для обеспечения равномерного растекания выпускаемой охлаждающей воды по площади водоема-охладителя



---

---

Теплоэлектроцентраль	Тепловая электростанция с теплофикационными паровыми турбинами
Установленная электрическая мощность парогазового блока	Сумма мощностей на клеммах генераторов газовой (-ых) и паровой турбины при условиях ISO.
Установленная электрическая мощность парогазового блока	<p>Для парогазовых КЭС с газотурбинными и конденсационными паротурбинными установками определяется как сумма мощностей на клеммах генераторов газовой (-ых) и паровых турбин при среднегодовых значениях температуры, давления, влажности воздуха и температуры охлаждающей воды.</p> <p>Для парогазовых ТЭС с газотурбинными и теплофикационными паротурбинными установками определяется как сумма мощностей газовой (-ых) и паровых турбин при средней температуре отопительного периода, давления, влажности воздуха и соответствующей температуре охлаждающей воды.</p>
Циркуляционная вода	Вода, используемая в системах технического водоснабжения ТЭС, АЭС, предприятий
Циркуляционный трубопровод	Водовод замкнутого сечения системы технического водоснабжения гидроохладителей и воздушных охладителей
Шуговые явления	Рыхлые скопления льда, возникающие из всплывшего на поверхность внутриводного льда, снега, плавающего в воде

---

---

**Приложение 3. (рекомендуемое) Уровни ответственности зданий и сооружений тепловых электростанций (в соответствии с ГОСТ 27751, изм.1)*****I - повышенный уровень ответственности***

Главный корпус (машинное, бункерно-деаэрационное, деаэрационное, котельное отделения, отделения газовых турбин, тягодутьевых машин, газо- и золоулавливающих устройств, встроенные и пристроенные помещения щитов управления и электротехнических устройств).

Фундаменты турбоагрегатов и котлов.

Дымовые трубы с газоходами.

Топливоподача твердого топлива (разгрузочное устройство, дробильное устройство, узлы пересыпки и галереи конвейеров тракта подачи топлива в главный корпус, закрытый расходный склад).

Основное мазутное хозяйство (мазутонасосная, приемное устройство, резервуары емкостью 10000 м<sup>3</sup> и более, эстакады мазутопроводов).

Газовое хозяйство (пункт подготовки газа, ГРП, эстакады газопроводов).

ОРУ, включая сооружения на ОРУ.

Здания щитов управления и электротехнических устройств.

Сооружения систем охлаждения и водоснабжения (гидроузлы, плотины, водозаборы и водосбросы, насосные станции блочные и подпиточной воды, каналы и водоводы охлаждающей воды, градирни, узлы коммуникаций у градирни, насосные станции питьевого и противопожарного водоснабжения, хлораторные и др).

Пиковая и отопительная котельная.

Сооружения систем теплоснабжения (котельные, баки-аккумуляторы, магистральные тепловые сети).

***II - нормальный уровень ответственности***

Маслохозяйство (маслоаппаратная и склад масла).

Топливоподача твердого топлива (галереи конвейеров и узлы пересыпки подачи топлива на резервный склад и со склада).

Растопочное мазутохозяйство (приемное устройство, насосная, резервуары).

Багерная насосная.

Размораживающее устройство (для вагонов с углем или для цистерн с мазутом).

Объединенный вспомогательный корпус или отдельные здания водоподготовки (ВПУ), центральных ремонтных мастерских (ЦРМ), центрального материального

---

---

склада (ЦМС).

Административно-бытовые и инженерно-лабораторные здания, в т.ч. проходная.

Компрессорная, азотно-кислородная, ацетиленовая станция.

Дизель-генераторная.

Эстакады технологических трубопроводов

Экипировочно-ремонтный блок тяговых средств и механизмов угольного склада.

Здания и сооружения транспортного хозяйства.

Пожарное депо.

Переходные мосты.

Сооружения канализации и промстоков.

Внеплощадочные сооружения системы гидрозолоудаления, сооружения осветленной воды.

Хранилище радиоактивных изотопов.

### ***III - пониженный уровень ответственности***

Открытые склады материалов.

Ограды, опоры освещения, элементы благоустройства.

Временные здания и сооружения.

**Приложение 4 (рекомендуемое). Расчетная температура и кратность воздухообмена в производственных помещениях**

Наименование помещений	Расчетная температура воздуха, °С		Кратность воздухообмена в час	
	холодный период	теплый период	Приток	Вытяжка
1	2	3	4	5
Главный корпус	10**	40**	По расчету по избыткам явной теплоты	
Помещение блочных щитов и ИВЦ	22±2	22±2	По расчету по избыткам явной теплоты	
Электротехнические помещения	Не ниже 5*	Не более 40*	По расчету по избыткам явной теплоты	
Помещения топливоподдачи, кроме здания дробильных устройств	Не ниже 10*	Не более 33*	По расчету (для аспирации - в количестве, равном отсасываемому от укрытий)	
Здание дробильных устройств	Не ниже 16*	Не более 33*	По расчету (для аспирации - в количестве, равном отсасываемому от укрытий)	
Кабельные сооружения	Не нормируется	Не более 40*	По расчету по избыткам явной теплоты	
Помещения аккумуляторных батарей	Не ниже 10*	Не более 33*	По расчету по массе выделяющихся серной кислоты и водорода, но не менее однократного воздухообмена	
Электролизная	Не ниже 16*	Не более 33*	1	1
Насосные станции:	Не ниже 10*	Не более 40*	По расчету по избыткам явной теплоты	
Маслохозяйство	Не ниже 10*	Не более 35*	5	
Мазутонасосная	Не ниже 10*	Не более 33*	5	5
Насосная станция дизельного топлива	Не ниже 10*	Не более 33*	5	5
Помещения водоподготовки:				
фильтровальный зал	Не ниже 10*	Не более 33	По расчету по избыткам явной теплоты	
помещение гидразина	Не ниже 10*	Не более 33*	9	10

---

---

1	2	3	4	5
склад раствора аммиака и насосная раствора аммиака, склад реагентов, склад гашения извести	Не ниже 10*	Не более 33*	5	6
склад фильтрующих материалов	Не ниже 10*	Не более 33*	3	3
Помещение углекислотной	Не ниже 16	Не более 33*	-	10 (аварийная)

\*) Температура воздуха в рабочей зоне помещений с полностью автоматизированным процессом.

\*\*) Внутреннюю температуру и влажность воздуха в помещениях следует принимать по технологическим заданиям.

В местах производства ремонтных работ следует принимать температуру по ГОСТ 12.1.005-88 в зависимости от категории производимых работ.

### Приложение 5. Масштабы инженерно-топографических планов

Наименование объектов и участков топографической съемки	Масштаб инженерно-топографических планов
Данные для разработки обоснования инвестиций	
Район размещения ТЭС	1:600000, 1:100000
Пункт размещения ТЭС	1:25000, 1:10000
Площадка строительства	1:5000, 1:2000
Внеплощадочные гидротехнические сооружения и трассы	1:25000, 1:10000
Данные для разработки ТЭО (проект) и рабочей документации	
Основная промплощадка: незастроенная территория, застроенная территория	1:2000, 1:1000, 1:500
Шлакозолоотвалы, водохранилища	1:10000, 1:5000, 1:2000
Инженерная защита территорий	1:2000, 1:1000
Площадка жилстроительства	1:2000, 1:1000, 1:500
Железные и автомобильные дороги, трубопроводы: незастроенные участки застроенные участки	1:2000 1:1000, 1:500
Участки разработки месторождений строительных материалов	1:5000, 1:2000

**Приложение 6. Перечень нормативных документов, применяемых при проектировании ТЭС**