МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

«ЭНЕРГИЯ»

gost.e-ecolog.ru

Нормы согласованы:
с Госпланом СССР
с Госпланом СССР
письмо № АБ-2201-20/2
от 30 июня 1972 г.

С введением в действие настоящих норм утрачивают силу Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей, изданные в 1967 году.

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ

УТВЕРЖДАЮ:
Министр энергетики и электрификации СССР
П. НЕПОРОЖНИЙ
8 мая 1973 г.

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

«ЭНЕРГИЯ»
МОСКВА 1974

УДК 621.31.658.54.001.12

Настоящие нормы разработаны Всесоюзным государственным ордена Ленина проектным институтом «Теплоэлектропроект» и являются обязательными в технологическом проектировании тепловых электрических станций и тепловых сетей.

Н $\frac{30303\text{-}406}{051(01)\text{-}74}$ без объявл.

© Министерство энергетики и электрификации СССР, 1974.

Редактор издательства *Р. М. Ваничкина*
Технический редактор *О. Д. Кузнецова*
Корректор *А. К. Улегова*

Сдано в набор 27/XII 1973 г. Подписано к печати 25/VI 1974 г. Т-11238
Формат 84×108¹/₃₂ Бумага типографская № 2
Усл. печ. л. 4,2 Уч.-изд. л. 6,56
Тираж 5 000 экз. Зак. 556 Цена 33 коп.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли,
Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Настоящие нормы обязательны при проектировании всех вновь сооружаемых паротурбинных электростанций с турбоагрегатами мощностью 25 МВт и выше при начальных параметрах пара у турбин до 24 МПа (240 кгс/см²) и 540—560 °С, а также вновь сооружаемых тепловых сетей.

Нормы распространяются также на расширяемые электростанции и тепловые сети с соответствующими коррективами, обусловливаемыми существующими технологическими схемами, компоновками оборудования, зданиями и сооружениями.

При проектировании следует также руководствоваться:

«Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей»;

«Правилами устройства электротехнических установок»;

«Нормами расчета и проектирования пылеприготовительных установок»;

«Основными положениями по автоматизированной системе управления тепловыми электрическими станциями»;

«Основными положениями по автоматизированной системе управления энергоблоками»;

«Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий, систем пожаротушения и обнаружения пожара на энергетических объектах»;

«Правилами взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии»;

«Правилами взрыво-пожаробезопасности топливоподач электростанций»;

«Правилами взрывобезопасности котельных установок, работающих на мазуте или природном газе»;

«Руководящими указаниями по проектированию, строительству и приемке в эксплуатацию газопроводов, подающих природный газ к котлам районных электростанций»;

«Правилами Госгортехнадзора по безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов»;

«Правилами Госгортехнадзора по безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды»;

«Правилами Госгортехнадзора по безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

«Правилами техники безопасности при обслуживании теплосилового оборудования электростанций»;

«Указаниями по проектированию производства кислорода и других продуктов разделения воздуха»;

«Указаниями по проектированию производства ацетилена для газопламенной обработки металлов»;

«Указаниями по проектированию и монтажу трубопроводов газообразного кислорода»;

«Санитарными правилами работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений»;

«Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов»;

«Междуведомственными правилами защиты устройств проводной связи, железнодорожной сигнализации и телемеханики от опасного и мешающего влияния линий электропередачи»;

«Техническими условиями (нормами проектирования) и правилами по устройствам связи Министерства связи»;

«Инструкцией по разработке проектов и смет для промышленного строительства» (СН-202-69);

«Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий» (СН-215-71);

соответствующими главами действующих СНиП.

1.2. В комплекс тепловых электростанций входят:

а) здания и сооружения основного производственного назначения;

б) подсобно-производственные здания и сооружения;

в) вспомогательные здания и сооружения.

1.3. При проектировании технологической части тепловых электростанций основные технические решения должны разрабатываться вариантно; оптимальный вариант определяется технико-экономическим расчетом.

Здания и сооружения в техническом проекте выбираются исходя из условий получения наиболее экономичных решений в зависимости от типа и мощности электростанций, а также от местных условий.

При проектировании, как правило, должны применяться типовые и повторные экономичные проекты.

1.4. Для электростанций, сооружаемых в Закавказье, Средней Азии, Молдавской ССР, на юге Украины, Северном Кавказе, в районах с расчетной наружной температурой воздуха для отопления минус 20 °С и выше, допускается проектирование главных корпусов электростанций с открытой котельной.

1.5. Тепловые сети внешних потребителей тепла ТЭЦ и ГРЭС, проходящие по территории станции от задвижек коллекторной (или выходных задвижек пиковых котлов), не входят в состав сооружений ТЭЦ и ГРЭС и относятся к наружным тепловым сетям.

1.6. Тепловые сети жилых поселков ТЭЦ и ГРЭС не входят в состав промышленного строительства и относятся к комплексу жилищного строительства.

2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1. Район или пункт строительства тепловой электростанции и ее поселка определяется схемой развития энергосистемы или схемой теплоснабжения района. Выбор площадки для строительства, а также определение основных характеристик электростанции производятся путем технико-экономического сопоставления конкурирующих вариантов, выполняемого в технико-экономическом обосновании (ТЭО) на строительство электростанции.

Порядок выбора, согласования и утверждения площадки определяется «Инструкцией по разработке проектов и смет для промышленного строительства» (СН-202-69).

2.2. Выбор площадки производится с соблюдением «Основ земельного законодательства Союза ССР и союзных республик», законодательных актов по охране природы и использованию природных ресурсов, норм и правил строительного проектирования, увязывается со схемой районной планировки или генеральной схемой промышленного узла.

2.3. Площадка для строительства теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) должна быть максимально приближена к потребителям тепла.

2.4. При выборе площадки для строительства электростанции необходимо одновременно рассматривать вопросы, связанные с использованием золы и шлака для нужд народного хозяйства.

2.5. Площадка для строительства тепловых электростанций должна удовлетворять нижеследующим условиям:

располагаться, как правило, на землях, не пригодных или мало пригодных для сельскохозяйственного производства;

располагаться у водоемов и рек на прибрежных незатапливаемых паводковыми водами территориях с учетом наименьшей высоты подъема охлаждающей воды;

грунты, как правило, должны допускать строительство зданий и сооружений без устройства дорогостоящих оснований;

уровень грунтовых вод должен быть по возможности ниже глубины заложения подвалов зданий и подземных инженерных коммуникаций;

площадка должна иметь относительно ровную поверхность с уклоном, обеспечивающим поверхностный водоотвод. Выбор площадки должен производиться из условия, чтобы земляные работы были минимальными;

площадка не должна располагаться в местах залегания полезных ископаемых или в зонах обрушения выработок, на закарстованных или оползневых участках и участках, загрязненных радиоактивными сбросами, а также в охранных зонах в соответствии с действующим законодательством.

2.6. Генеральные планы электростанций должны предусматривать их развитие на конечную мощность при минимально необходимом отчуждении земель.

2.7. Генеральные планы электростанций должны предусматривать удобные примыкания подъездных железных и автомобильных дорог к путям общего пользования.

2.8. Выбор трассы подъездных дорог, линий электропередачи, тепловых сетей и прочих инженерных коммуникаций следует производить, увязывая с генеральным планом соседних предприятий и населенных пунктов при минимальной протяженности трасс.

2.9. Для линий электропередачи, теплопроводов, шлакозолопроводов и дорог должны предусматриваться минимальные полосы отвода земель в соответствии со строительными нормами и правилами.

2.10. Расположение поселка электростанции, а также самой электростанции по отношению к населенным пунктам определяется с учетом местных условий и розы ветров.

2.11. Генеральный план электростанции выполняется:

с учетом технологической зависимости вспомогательных служб по отношению к основному производству, с соблюдением необходимых санитарных, противопожарных и прочих разрывов;

с учетом максимальной блокировки производственно-вспомогательных зданий и сооружений электростанции для сокращения

площади застройки и протяженности инженерных коммуникаций;

с учетом расположения железнодорожных станций и топливных складов электростанции, как правило, вне ограды промплощадки;

с учетом архитектурного оформления района основного въезда на электростанцию, свободного от застройки временными зданиями и сооружениями.

2.12. Размещение строительных баз определяется ситуационным планом района.

Строительно-монтажные базы принимаются минимальных размеров с максимальной блокировкой производственно-вспомогательных и бытовых зданий при использовании по возможности постоянных зданий вспомогательных служб электростанции.

Как правило, создается одна база для строительства электростанции и поселка.

Монтажные площадки не должны удаляться более чем на 100 м от торца главного корпуса при достижении электростанцией конечной мощности.

2.13. При размещении электростанции у крупных водных источников отметка ее территории назначается не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод с учетом подпора и уклона водотока, а также высоты волны и ее набега. За расчетный горизонт должен приниматься уровень воды с вероятностью превышения 1 раз в 100 лет.

2.14. При уклоне естественного рельефа площадки электростанции более 0,03 следует, как правило, применять террасную планировку.

3. ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Угольное (торфяное) хозяйство

3.1. При подаче топлива по железной дороге для электростанций с расходом топлива более 150 т/ч в качестве разгрузочного устройства, как правило, применяются вагоноопрокидыватели.

При расходе топлива от 150 до 400 т/ч устанавливается один вагоноопрокидыватель, от 400 до 1 200 т/ч — два или три вагоноопрокидывателя, из которых один резервный, от 1 200 до 2 000 т/ч — три, из которых один резервный.

При установке одного вагоноопрокидывателя на складе предусматривается эстакада длиной 120 м или приемный бункер на один вагон.

При необходимости установки на электростанции более трех вагоноопрокидывателей топливоподача выполняется с двумя вводами.

Производительность вагоноопрокидывателей принимается исходя из 10 циклов в час для вагонов грузоподъемностью 90 и 125 тс и 12 циклов в час для вагонов грузоподъемностью 60 тс.

При поступлении вагонов различной грузоподъемности (60, 90 и 125 тс) за расчетный вагон условно принимается вагон средневзвешенной грузоподъемности.

Для электростанций с расходом топлива менее 150 т/ч, как правило, применяются безъемкостные разгрузочные устройства.

При обеспеченном снабжении электростанции сухим дробленым несмерзающимся углем доставка топлива на электростанцию при соответствующем технико-экономическом обосновании должна осуществляться в саморазгружающихся вагонах, оборудованных дистанционным управлением открывания и закрывания люков. В этом случае вагоноопрокидыватели не устанавливаются, а длина фронта разгрузки приемного устройства определяется расчетом исходя из минимально возможного времени разгрузки вагонов.

3.2. В случае поставки на электростанцию топлива, смерзающегося в вагонах, сооружаются размораживающие или другие устройства для механизации разгрузки топлива.

3.3. В разгрузочных устройствах, включая и разгрузочные устройства с вагоноопрокидывателями, для дробления смерзшегося топлива на решетках предусматривается применение специальных механизмов.

3.4. Для электростанций, сжигающих мелкое топливо, при соответствующем обосновании дробилки грубого дробления под бункерами вагоноопрокидывателей не устанавливаются. В этом случае решетки над бункерами выполняются с размерами ячеек не более 350×350 мм.

3.5. Подача топлива от вагоноопрокидывателя до первого узла пересыпки осуществляется ленточными конвейерами, число которых равно числу вагоноопрокидывателей, а производительность каждой нитки равна производительности вагоноопрокидывателя.

Подача топлива от первого узла пересыпки до места деления потока топлива на склад и в главный корпус предусматривается двухниточными конвейерами при производительности каждой нитки, равной производительности рабочих вагоноопрокидывателей.

При установке одного вагоноопрокидывателя производительность каждого из указанных конвейеров принимается равной 60% производительности вагоноопрокидывателя.

Подача топлива на склад (от места деления потока топлива на склад и в главный корпус) осуществляется по одной нитке производительностью, равной производительности рабочих вагоноопрокидывателей.

Подача топлива в главный корпус (от места деления потока топлива на склад и в главный корпус) выполняется, как правило, двухниточной системой ленточных конвейеров, рассчитанных на трехсменную работу.

Часовая расчетная производительность каждой нитки топливоподачи должна обеспечивать топливом котельное отделение в количестве, потребляемом всеми котлами при полной проектной мощности электростанции, работающими с номинальной паропроизводительностью в течение 24 ч в сутки, с запасом 10%.

Во всех случаях должна быть обеспечена возможность одновременной работы обеих ниток топливоподачи.

3.6. Для электростанций, работающих на фрезерном торфе, при расходе топлива до 200 т/ч принимается безъемкостное разгрузочное устройство, свыше 200 т/ч — траншейного типа с многоковшовыми перегружателями.

3.7. В тракте топливоподачи электростанций, работающих на всех видах твердого топлива, включая фрезерный торф, устанавливаются дробилки тонкого дробления. При работе на торфе и другом мелком топливе (0—25 мм) предусматривается возможность подачи топлива помимо дробилок.

Отказ от сооружения дробильного устройства на электростанциях, работающих на фрезерном торфе, допускается при специальном обосновании.

Производительность всех установленных дробилок тонкого дробления должна быть не меньше производительности двух ниток топливоподачи в главный корпус.

Для расширяемых электростанций при специальном техническом обосновании производительность дробилок выбирается с учетом отсева мелочи.

3.8. В тракте топливоподачи до дробилок тонкого дробления устанавливаются последовательно подвесные и шкивные электромагнитные сепараторы с металлоискателями.

При отсутствии шкивных допускается установка барабанных электромагнитных сепараторов. При среднеходных и быстроходных мельницах подвесные и шкивные электромагнитные сепараторы устанавливаются также и после дробилок. За дробилками устанавливаются механические пробоотборники, а также уловители щепы. У шахтных мельниц с открытыми амбразурами уловители щепы не устанавливаются.

На электростанциях, проектируемых для сжигания фрезерного торфа, в начале тракта топливоподачи устанавливаются уловители щепы и пней.

Уборка улавливаемых металла, щепы и пней должна быть механизирована. Для складирования отходов на территории электростанции должна предусматриваться площадка.

3.9. Перекрестные пересыпки в системе топливоподачи с ленточными конвейерами предусматриваются:

а) после конвейеров разгрузочного устройства;

б) после конвейера со склада;

в) в бункерной галерее.

3.10. Для взвешивания топлива, поступающего в котельное отделение, а также на склад, на соответствующих конвейерах устанавливаются ленточные весы.

3.11. Угол наклона ленточных конвейеров для вновь сооружаемых электростанций принимается не более 18° для всех видов твердого топлива. В местах загрузки крупнокускового топлива угол наклона должен иметь 12°, допускается не более 15°.

3.12. Для распределения топлива по бункерам котлов применяются, как правило, стационарные плужковые сбрасыватели с проверкой режима их работы с учетом количества и емкости бункеров сырого угля.

3.13. Угол наклона стенок приемных бункеров разгрузочных устройств с вагоноопрокидывателем и пересыпных бункеров для всех углей принимается не менее 55°, а для торфа и замазывающихся углей — не менее 60°.

Стенки бункеров разгрузочных устройств с вагоноопрокидывателем и склада топлива должны иметь эффективный обогрев.

3.14. Все пересыпные рукава и течки тракта подачи топлива выполняются по возможности круглыми, без переломов и изгибов, и, как правило, с установкой вибраторов.

При замазывающихся углях пересыпные рукава, течки и тройники выполняются с обогревом, за исключением шиберов.

Рабочие поверхности течек выполняются из утолщенного листа или со специальными средствами защиты, увеличивающими срок их службы.

3.15. Ленточные конвейеры, как правило, устанавливаются в закрытых галереях и эстакадах. Высота галереи (эстакады) в свету по вертикали принимается 2,2 м. Ширина галереи и эстакады выбирается исходя из необходимости устройства среднего продольного прохода между конвейерами 1 000 мм и боковых проходов вдоль конвейеров 700 мм. При расположении колонн между конвейерами проход с одной стороны колонны должен быть 700 мм. Допускаются местные сужения боковых проходов до 600 мм.

При одном конвейере проход между ним и стеной должен быть с одной стороны 1 000, а с другой — 700 мм (все размеры указаны до выступающих частей строительных конструкций и коммуникаций).

В галереях (эстакадах) через каждые 100 м необходимо предусматривать переходные мостики через конвейеры. В этих местах высота эстакады должна обеспечивать свободный проход.

3.16. При проектировании механизации угольных складов необходимо предусматривать минимальную численность персонала как для выполнения складских операций, так и для ремонта механизмов.

Для механизации угольных складов должны применяться:

наиболее совершенные механизмы непрерывного действия (роторные погрузчики, штабелеукладчики) на гусеничном ходу или на рельсах при дистанционном управлении и максимальной автоматизации их работы;

в случае нецелесообразности применения машин непрерывного действия — мощные специальные бульдозеры, имеющие угольные отвалы, при пробеге их до 75 м в комплексе с штабелеукладчиком или удлиненным конвейером.

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

Применение грейферных мостовых кранов-перегружателей допускается только для расширяемых электростанций, оборудованных такими кранами, при соответствующем обосновании.

Склады торфа оборудуются стреловыми грейферными кранами на гусеничном ходу или погрузочными машинами непрерывного действия.

3.17. В целях исключения простоев груженых вагонов в периоды, когда бункеры котельного отделения заполнены углем, на всех электростанциях с безъемкостными разгрузочными устройствами, включая разгрузочные устройства с вагоноопрокидывателями, должен предусматриваться буферный (расходный) штабель угля емкостью не менее чем на два-три железнодорожных маршрута.

3.18. Выдача топлива со склада осуществляется однониточной системой ленточных конвейеров. Выдача топлива из буферного штабеля в основной тракт топливоподачи обеспечивается бульдозерами или другими механизмами и самостоятельной однониточной конвейерной системой.

3.19. При разгрузке топлива вагоноопрокидывателями на складе топлива должна предусматриваться эстакада с фронтом 60 м для разгрузки неисправных вагонов.

3.20. При загрузке склада мелким или предварительно дробленым топливом дробилки предварительного дробления в тракте подачи топлива со склада не устанавливаются.

3.21. При наличии на угольных складах бульдозеров на территории электростанции для их технического обслуживания и стоянки в составе экипировочно-ремонтного блока предусматриваются закрытые отапливаемые помещения, оборудованные необходимыми средствами ремонта на количество машин из расчета 30% расчетного парка бульдозеров, но не менее чем на две машины. Средний ремонт бульдозеров, как правило, производится в экипировочно-ремонтном блоке.

3.22. Часовая производительность всех механизмов по выдаче топлива со склада и из буферной емкости должна быть равна производительности одной нитки конвейеров тракта топливоподачи в главный корпус.

Машины непрерывного действия не резервируются. Другие складские механизмы, кроме бульдозеров, резервируются одним механизмом. При механизации склада только бульдозерами резерв должен быть в размере 30% их расчетного количества.

3.23. Емкость складов угля принимается на месячный расход, исчисляемый исходя из 24 ч работы в сутки всех рабочих котлов электростанции.

Для электростанций, располагаемых вблизи (90—100 км) угольных разрезов или крупных шахт, емкость склада принимается, как правило, на 2 нед.

Для всех проектируемых электростанций при перспективе их расширения должна предусматриваться возможность расширения склада.

3.24. Резервный запас торфа предусматривается на 2 нед. Склад торфа может быть удален от территории электростанции на расстояние в пределах 5 км.

Склад должен иметь непосредственную железнодорожную или однониточную конвейерную связь с основным трактом топливоподачи электростанции (не проходящую по железнодорожным путям общего назначения).

Допускается размещение резервного запаса торфа на близлежащем торфопредприятии, удаленном от электростанции не более чем на 30 км и связанном с нею железной дорогой без выхода на пути МПС. В этом случае вблизи электростанции сооружается расходный склад торфа емкостью на 5 сут, но не более 60 000 т.

3.25. Устройство закрытых складов допускается для электростанций, расположенных в больших городах в условиях стесненной территории, а также при специальном обосновании в отдаленных северных районах.

3.26. Все устройства по перевалке топлива внутри помещений, а также бункера сырого топлива проектируются с герметизацией от пыления и установками по обеспыливанию.

Обеспыливающие установки предусматриваются в узлах пересыпки с большим перепадом высоты (при перекрестной пересыпке), в дробильных устройствах (в местах загрузки топлива на ленточные конвейеры) и в бункерной галерее главного корпуса.

Для разгрузочных устройств выбор схемы обеспыливания (аспирация или гидрообеспыливание) в каждом конкретном случае определяется индивидуально.

Помещения и устройства топливоподачи проектируются в соответствии с «Правилами взрывопожаробезопасности топливоподач электростанций».

3.27. Уборка пыли в помещениях топливоподачи должна быть механизирована. Все отапливаемые помещения топливоподачи должны проектироваться с учетом уборки пыли с полов с помощью гидросмыва.

3.28. В целях предотвращения скоплений пыли по всему тракту топливоподачи в строительных конструкциях следует максимально ограничивать количество выступающих элементов. Выступающие части должны иметь угол наклона не менее 60°.

3.29. Галереи и эстакады ленточных конвейеров, кроме тракта подачи топлива на склад, дробильные устройства, а также подземная часть разгрузочных устройств должны быть оборудованы отоплением для поддержания в них температуры 10 °С. Отопительные регистры должны выполняться только из гладких труб. Температура теплоносителя в отопительной системе топливоподачи не должна превышать 110 °С для торфяных электростанций и 130 °С — для угольных.

Надземная часть разгрузочных устройств (за исключением здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) оборудуется отоплением для поддержания в ней температуры не ниже 5 °С. Кабины машинистов вагоноопрокидывателей должны быть закрытыми и обеспечены отоплением и вентиляцией.

Мазутное хозяйство

3.30. Основное мазутное хозяйство сооружается для снабжения мазутом как энергетических, так и водогрейных котлов электростанций, работающих на мазуте, а также на газе, который является основным топливом, а мазут — резервным или аварийным.

Расчетный суточный расход мазута для электростанций определяется исходя из 20-часовой работы всех установленных энергетических котлов при их номинальной производительности для полной проектной мощности электростанции и 24-часовой работы водогрейных котлов при покрытии тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца.

В качестве топлива для пиковых котлов принимается мазут независимо от вида топлива, принятого для основных котлов ТЭЦ.

Растопочное мазутное хозяйство сооружается для всех электростанций с камерным сжиганием твердого топлива.

Для снабжения мазутом пусковой котельной используется растопочное мазутохозяйство.

3.31. Для разогрева и слива мазута из цистерн могут применяться как закрытые сливные устройства — тепляки, так и сливные эстакады с разогревом мазута открытым паром. Выбор типа сливного устройства определяется технико-экономическим расчетом. Слив мазута из цистерн производится в межрельсовые каналы (лотки). Из них мазут направляется в приемную емкость, перед которой должны предусматриваться грубая фильтр-сетка и гидрозатвор.

Приемно-сливное устройство мазутохозяйства рассчитывается на прием цистерн емкостью 50, 60 и 120 т. Длина фронта разгрузки основного мазутохозяйства должна приниматься исходя из слива

расчетного суточного расхода мазута, но не менее $^1/_3$ длины маршрута. При этом доставка принимается в цистернах емкостью 50—60 т с коэффициентом неравномерности 1,2 и временем разогрева и слива одной ставки в среднем 6—9 ч.

Фронт разгрузки растопочного мазутохозяйства принимается 50—100 м.

Для разогрева мазута в цистернах открытым паром в приемно-сливном устройстве предусматривается паровой коллектор с отводами к каждой цистерне.

По всей длине фронта разгрузки основного и растопочного мазутохозяйства предусматриваются эстакады на уровне верха цистерн для обслуживания парового разогревательного устройства. По обеим сторонам приемных лотков выполняются бетонные отмостки. Уклон открытых лотков принимается однопроцентным.

При подаче мазута на электростанции по мазутопроводам от близрасположенных нефтеперерабатывающих заводов устройства для приема мазута по железной дороге не предусматриваются.

3.32. Величина приемной емкости основного мазутохозяйства принимается не менее 20% емкости цистерн, устанавливаемых под разгрузку. Насосы, откачивающие мазут из приемной емкости, устанавливаются с резервом. Рабочие насосы должны обеспечить перекачку мазута, слитого из цистерн, установленных под разгрузку, не более чем за 5 ч.

Приемная емкость растопочного мазутохозяйства должна быть не менее 120 м^3, насосы, откачивающие мазут из нее, устанавливаются без резерва.

3.33. Разогрев мазута в основных резервуарах мазутосклада принимается циркуляционный, при этом схема разогрева осуществляется, как правило, по отдельному специально выделенному контуру.

Схема разогрева и подачи мазута (одно- или двухступенчатая) в основном и растопочном мазутохозяйствах принимается в зависимости от требуемого давления мазута перед форсунками.

Для разогрева мазута в подогревателях, резервуарах мазутосклада и приемной емкости, в сливных каналах и цистернах используется пар давлением 0,8—1,3 МПа (8—13 кгс/см^2) с температурой 200—250 °С. Конденсат пара должен использоваться в цикле электростанций и подвергаться контролю и очистке от мазута. Конденсат от мазутоподогревателей, спутников и тепляков должен подаваться по отдельному трубопроводу.

3.34. Оборудование основного мазутного хозяйства должно обеспечивать непрерывную подачу мазута в котельное отделение при работе всех рабочих котлов с номинальной производительностью. При этом температура мазута в котельной должна соответствовать его вязкости — не более 2,5 °УВ (примерно 135 °С).

При этом температура мазута в котельной должна соответствовать его вязкости: не более 3° УВ при установке для растопки котлов механических форсунок и 6° УВ при применении паровых форсунок.

Для расширяемых электростанций при применении механических форсунок допускается вязкость 4° УВ.

Для постоянной циркуляции мазута по подающему мазутопроводу в мазутных магистралях котельной и в отводах к каждому котлу прокладывается трубопровод рециркуляции из котельной в мазутохозяйство.

Производительность основных насосов с выделенным контуром разогрева выбирается с учетом дополнительного расхода мазута на рециркуляцию в контурах каждого котла и в обратной магистрали при минимально допустимых скоростях.

Производительность насосов циркуляционного разогрева должна обеспечивать подготовку мазута в резервуарах для бесперебойного снабжения котельной.

3.35. В насосной основного мазутохозяйства должно предусматриваться резервное оборудование: по одному основному насосу I и II ступеней, один резервный подогреватель, один фильтр непрерывной очистки после основных подогревателей, по одному насосу и подогревателю циркуляционного подогрева.

Количество мазутных насосов в каждой ступени основного мазутного хозяйства должно быть не менее трех (в том числе один резервный).

Перед каждым насосом первой ступени должна быть предусмотрена установка сетки с отверстиями 10—12 мм.

Подача мазута на энергетические и водогрейные котлы из основного мазутохозяйства должна производиться по двум магистралям, рассчитанным каждая на 75% номинальной производительности с учетом рециркуляции.

Подача пара на мазутное хозяйство производится по двум магистралям, рассчитанным каждая на пропуск 75% расчетного расхода пара.

Устанавливается не менее двух конденсатных насосов, один из них резервный

На всасывающих и нагнетательных мазутопроводах должна быть установлена аварийная запорная арматура на расстоянии 10—50 м от мазутонасосной.

На вводах мазутных магистралей в котельное отделение, а также для отключения каждого котла должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным электрическим и механическим приводами, расположенными в удобных для обслуживания местах.

Дистанционное аварийное выключение мазутных насосов должно производиться со щита, расположенного в главном корпусе.

Аварийное положение давления мазута в магистральных мазутопроводах должно автоматически сигнализироваться в котельном отделении и мазутонасосной.

Подача мазута в мазутохозяйство от нефтеперерабатывающего завода должна производиться по одному трубопроводу; в отдельных случаях при обосновании допускается подача мазута по двум трубопроводам, при этом пропускная способность каждого из них принимается равной 50% расхода топлива всеми рабочими котлами при их номинальной паропроизводительности.

Прокладка всех мазутопроводов выполняется, как правило, наземной.

Все мазутопроводы, прокладываемые на открытом воздухе и в холодных помещениях, должны иметь в общей с ними изоляции паровые и другие обогревательные спутники.

Вся арматура мазутопроводов диаметром 50 мм и больше должна применяться только стальная.

На газомазутных электростанциях необходимо предусматривать стенд для тарировки форсунок, расположенный в котельном отделении.

3.36. Емкость мазутохранилищ для электростанций, у которых

мазут является основным, резервным или аварийным топливом, принимается следующая:

Мазутохозяйства	Емкость баков
Основное для электростанций на мазуте при доставке по железной дороге	На 15-суточный расход
Основное для электростанций на мазуте при подаче по трубопроводам	На 3-суточный расход
Резервное для электростанций на газе	На 10-суточный расход на полную мощность электростанции
Аварийное для электростанций на газе	На 5-суточный расход на полную мощность электростанции
Для пиковых водогрейных котлов	На 10-суточный расход, подсчитанный исходя из средней температуры самого холодного месяца

Кроме того, могут создаваться дополнительные емкости для сезонного запаса мазута, для чего следует предусматривать резервные площадки.

В составе мазутного хозяйства необходимо предусматривать устройства для приема, слива, хранения и дозирования жидких присадок в мазут.

Электростанции, для которых в качестве основного топлива выделен природный газ, независимо от числа ниток подающих газопроводов оборудуются резервным (при сезенной подаче газа) или аварийным (при круглогодовой подаче газа) мазутным хозяйством.

3.37. Растопочное мазутное хозяйство выполняется:

а) для электростанций на твердом топливе с общей производительностью котлов 4 000 т/ч и более — с тремя резервуарами емкостью по 2 000 м³;

б) для электростанций на твердом топливе с общей производительностью котлов менее 4 000 т/ч — с тремя резервуарами емкостью по 1 000 м³.

Подача мазута в котельное отделение из растопочного мазутохозяйства производится по одному трубопроводу.

Число мазутных насосов в каждой ступени растопочного мазутохозяйства принимается равным двум, в том числе один резервный.

Пропускная способность трубопровода и производительность насосов растопочного мазутного хозяйства выбираются из условий одновременной растопки четырех блоков по 300 МВт или шести блоков по 200 МВт с нагрузкой 30% их номинальной паропроизводительности.

Склад мазута растопочного мазутохозяйства допускается выполнять совмещенным со складом масла и горюче-смазочных материалов. Для тракторов топливного хозяйства пылеугольных электростанций предусматривается склад горюче-смазочных материалов, включающий один подземный резервуар емкостью 75 м³ для дизельного топлива и один подземный резервуар емкостью 3 м³ для бензина.

Отвод замазученной воды из нижней части любого резервуара основного и растопочного мазутохозяйства производится в работающий резервуар, или приемную емкость, или на очистные сооружения.

Газовое хозяйство

3.38. Газорегулирующий пункт (ГРП) предусматривается на электростанциях, работающих на газе, который применяется в качестве основного или сезонного топлива. Производительность ГРП на электростанциях, где газовое топливо является основным, рассчитывается на максимальный расход всеми рабочими котлами, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, — по требуемому расходу газа для летнего режима.

ГРП располагаются на территории электростанции в отдельных зданиях.

3.39. Подвод газа от газораспределительной станции (ГРС) к ГРП производится по одному газопроводу на каждый ГРП, резервный подвод газа не предусматривается.

На газомазутных конденсационных электростанциях мощностью до 1 200 и ТЭЦ до 900 МВт может сооружаться один ГРП. На электростанциях большей мощности сооружается соответственно два или более ГРП.

Число параллельных установок, регулирующих давление газа в каждом ГРП, выбирается с учетом одной резервной.

3.40. Прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняется наземной.

Подвод газа от каждого ГРП к магистрали котельного отделения и от магистрали к котлам не резервируется и может производиться по одной нитке.

Газовый коллектор, распределяющий газ по котельным агрегатам, прокладывается вне котельного отделения.

Вся арматура на основных газопроводах устанавливается только стальная.

Транспортное хозяйство

3.41. Выбор вида транспорта для внешних и внутренних перевозок грузов электростанций должен производиться на основании технико-экономических сравнений вариантов.

3.42. Для пассажирских перевозок в периоды строительства и эксплуатации следует применять наиболее эффективные виды транспорта, обеспечивающего наименьшие затраты времени для передвижения трудящихся между местами жительства и работы (как правило, не более 30 мин).

3.43. Для электростанций, размещаемых в промышленном районе или при промышленных предприятиях, железнодорожный транспорт увязывается с генеральной схемой развития железнодорожного транспорта данного промышленного узла.

При этом следует предусматривать максимальное кооперирование с соседними предприятиями и МПС по организации объединенных железнодорожных станций, подъездных путей, общих экипировочных устройств и локомотиво-вагонных депо.

3.44. Все объекты железнодорожного транспорта надлежит проектировать на конечную мощность электростанций с выделением объемов работ по очередям строительства.

3.45. Сооружение подъездных железнодорожных путей для газомазутных электростанций при поступлении мазута по трубопроводам или водным транспортом должно определяться объемом

перевозок грузов в периоды строительства и монтажа электростанции.

3.46. Подъездные железнодорожные пути и пути станций примыкания следует проектировать с учетом передачи их в ведение МПС.

3.47. Полезные длины приемо-отправочных путей на станциях примыкания и железнодорожных станциях электростанций принимаются, как правило, из расчета установки маршрутов перспективной весовой нормы поезда.

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.

3.48. Число путей на железнодорожной станции электростанций определяется количеством поступающих маршрутов в сутки с учетом коэффициента неравномерности движения поездов 1,2.

При определении количества маршрутов суточный расход топлива принимается исходя из 20-часовой работы установленных энергетических и 24-часовой работы водогрейных котлов.

Поступление на электростанцию прочих хозяйственных и строительных грузов учитывается с коэффициентом неравномерности движения поездов 1,5.

3.49. В целях сокращения протяженности временных железнодорожных путей для нужд строительства следует максимально использовать постоянные железнодорожные пути.

3.50. Для надвига вагонов на вагоноопрокидыватели и откатки порожняка должны применяться специальные маневровые устройства.

Пути надвига и откатки вагонов должны защищаться сетчатой оградой в соответствии с требованиями техники безопасности.

3.51. Поступающие на электростанцию вагоны с твердым топливом должны взвешиваться, при этом следует применять весы, позволяющие производить взвешивание вагонов на ходу без остановки состава. Взвешивание порожняка не предусматривается.

Вес жидкого топлива, поступающего в железнодорожных цистернах, определяется обмером.

3.52. Для маневровой работы на путях электростанций должны применяться, как правило, тепловозы или при соответствующем технико-экономическом обосновании электровозы.

3.53. На электростанциях при невозможности кооперирования предусматривается сооружение экипировочно-ремонтного блока для локомотивов и механизмов угольного склада, а в случае приобретения для электростанции парка специализированных вагонов — локомотиво-вагонное депо.

На железнодорожной станции должно быть предусмотрено служебно-техническое здание, пункт технического осмотра вагонов, в необходимых случаях пост электрической централизации или стрелочные посты.

3.54. Подъездные пути электростанции, примыкающие к электрифицированной магистрали МПС, должны быть электрифицированы для доставки топливных маршрутов локомотивами МПС.

При электрификации железнодорожных путей электростанций следует использовать возможность подключения к тяговым подстанциям МПС, блокирования тяговых подстанций с общепромыш-

ленными трансформаторными подстанциями, а также блокирования дежурных пунктов и мастерских контактной сети с локомотивовагонными депо или пунктами осмотра вагонов.

Следует также проверять возможность использования перегрузочной способности тяговых трансформаторов и выпрямительных агрегатов.

3.55. Выбор системы СЦБ железнодорожной станции (электрическая централизация, ключевая зависимость стрелок и сигналов или другая система) определяется технико-экономическим расчетом.

Одиночные редко действующие стрелки на малодеятельных путях следует оставлять на ручном обслуживании маневровой бригадой.

3.56. Железнодорожные пути и стрелки, связанные с работой вагоноопрокидывателя, должны оборудоваться электрической централизацией.

Стрелками, определяющими выход электротолкателя для надвига вагонов, должен управлять только дежурный по железнодорожной станции с обязательным контролем положения электротолкателя.

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

3.58. Автомобильные дороги проектируются на конечную мощность электростанции с учетом сроков ввода мощностей и очередности строительства. Конструкция дорожной одежды и ширина проезжей части автодорог выбираются в соответствии со СНиП исходя из размеров движения и типов обращающихся автомашин как в период строительства, так и при эксплуатации.

3.59. При выборе направления внешних автомобильных дорог учитываются перспективы развития района и наиболее эффективное сочетание проектируемой дороги с сетью существующих и проектируемых путей сообщения. Трассы и основные параметры проектируемых автомобильных дорог выбираются на основе технико-экономического сравнения вариантов.

3.60. Основной автомобильный въезд, связывающий площадку электростанции с внешней сетью автомобильных дорог, проектируется со стороны постоянного торца главного корпуса на две полосы движения по 3,75 м каждая.

Вокруг главного корпуса предусматривается кольцевая дорога с шириной проезжей части 6 м, при наличии бордюра — 7 м.

3.61. Внешние автомобильные подъезды для обслуживания базисных складов топлива, водозаборных и очистных сооружений, открытого распределительного устройства и других объектов электростанций, а также автомобильные дороги вдоль золошлакопроводов и открытых подводящих и отводящих каналов проектируются с покрытием облегченного или переходного типа на одну полосу движения.

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

3.63. Автомобильные въезды в главный корпус предусматриваются в турбинное и котельное отделения с постоянного и времен-

ного торцов здания. При длине котельного отделения свыше 200 м предусматриваются также боковые въезды со стороны дымососного отделения (через каждые 100 м).

4. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Котельное отделение

4.1. На конденсационных электростанциях, входящих в энергосистемы, применяются блочные схемы с промежуточным перегревом пара.

На ТЭЦ для агрегатов с промежуточным перегревом пара применяются также блочные схемы.

Блоки принимаются в виде моноблоков (котел — турбина). Установка двух котлов на одну турбину допускается при соответствующем обосновании.

4.2. На конденсационных и теплофикационных электростанциях без промежуточного перегрева пара применяется, как правило, схема с поперечными связями. На ТЭЦ в случае преобладания отопительной нагрузки могут применяться моноблоки. В случае преобладания промышленной паровой нагрузки должны применяться дубль-блоки с двумя котлами на турбину.

4.3. Котельные агрегаты паропроизводительностью выше 400 т/ч должны выполняться, как правило, с газоплотными панелями, газомазутные котлы — преимущественно под наддувом, пылеугольные — преимущественно под разрежением.

Паропроизводительность и число энергетических котлов выбираются:

а) для конденсационных электростанций — по максимальному пропуску острого пара через турбину при номинальной мощности с учетом собственных нужд и с запасом до 3%; установка дополнительных котлов (резервных и ремонтных) для ГРЭС, входящих в энергосистемы, не предусматривается;

б) для блочных ТЭЦ, входящих в энергосистему, — по максимальному пропуску острого пара через турбину с учетом собственных нужд и запасом до 3%; при выходе из работы одного блока оставшиеся с учетом работы всех пиковых котлов должны обеспечить средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение;

в) для неблочных ТЭЦ, входящих в энергосистемы, — по максимальному расходу пара с тем, чтобы при выходе из работы одного котла оставшиеся, включая пиковые, обеспечили максимально длительный отпуск пара на производство и средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение; при этом допускается снижение электрической мощности на величину самого крупного агрегата ТЭЦ; при необходимости круглогодичного ремонта котлов (по графику ремонтов котельного оборудования) в качестве дополнительных ремонтных котлов принимаются водогрейные пиковые.

4.4. Покрытие тепловой нагрузки отопления производится за счет отборов турбин и специальных пиковых котлов. Отборы турбин покрывают примерно 0,5 суммарной нагрузки.

4.5. Для ТЭЦ с докритическими параметрами пара, а также для ГРЭС, работающих на морской воде, как правило, применяются барабанные котлы.

4.6. При шаровых барабанных мельницах пылеприготовительная установка выполняется, как правило, по схеме с промежуточными бункерами. На котел паропроизводительностью 420 т/ч и более устанавливается не менее двух мельниц. При этом во всех случаях осуществляется связь по бункерам пыли с соседними котлами. Производительность мельниц выбирается из расчета обеспечения 110% номинальной паропроизводительности котла.

4.7. При молотковых и среднеходных мельницах, а также мельницах-вентиляторах 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 для котлов паропроизводительностью 400 т/ч и более выбирается не менее трех; для котлов меньшей паропроизводительности — не менее двух. Производительность этих мельниц выбирается с расчетом, чтобы при остановке одной из них оставшиеся обеспечили не менее 90% номинальной паропроизводительности котла.

При установке молотковых или среднеходных мельниц в системе пылеприготовления с пылевым бункером коэффициент запаса выбирается при двух установленных мельницах на котел 1,35, при трех 1,2, при четырех и более 1,1.

4.8. Для электростанций, предназначенных для работы на твердом топливе, независимо от вида этого топлива применяется замкнутая индивидуальная схема пылеприготовления.

4.9. Взвешивание топлива производится в тракте топливоподачи. Автоматические весы перед мельницами не устанавливаются.

4.10. Производительность питателей сырого угля принимается с коэффициентом запаса 1,1 к производительности мельниц.

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

Питатели сырого угля для молотковых мельниц при схемах с прямым вдуванием и питатели пыли снабжаются электродвигателями с возможностью широкого регулирования числа оборотов (до 1 : 5).

4.11. Полезная емкость бункеров сырого топлива принимается из расчета не менее:

для каменных углей и АШ 8-часового запаса по АШ;

для бурых углей и сланцев 5-часового запаса;

для торфа 3-часового запаса.

Угол наклона стенок бункеров сырого угля котельной, а также пересыпных рукавов и течек для угля и сланца принимается не менее 60°, а для торфа — не менее 65°, кроме случаев, когда опытом эксплуатации электростанций на аналогичном топливе доказана необходимость более крутых наклонов.

Выходное сечение бункеров сырого угля и течек на питатель принимается не менее 1 000 мм в любом направлении.

Внутренние грани углов бункеров закругляются или перекрываются плоскостью.

Бункера сырого угля и торфа котельной снабжаются пневмообрушителями.

4.12. Полезная емкость промежуточных бункеров пыли в котельной должна обеспечить не менее 2—2,5-часового запаса номи-

нальной потребности котла, сверх «несрабатываемой» емкости бункера, необходимой для надежной работы пылепитателей.

При установке одной мельницы на котел полезная емкость бункера пыли должна обеспечить 4-часовой запас пыли.

4.13. Характеристика дымососов и дутьевых вентиляторов выбирается с учетом запасов против расчетных величин: 10% по производительности и 15% по напору. Указанные запасы включают также необходимые резервы в характеристиках машин для целей регулирования нагрузки котла.

При номинальной нагрузке котла дымососы и вентиляторы должны работать при к. п. д. не ниже 90% максимального значения.

4.14. При установке на котел двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов производительность каждого из них выбирается по 50%. Для котлов на АШ и тощих углях в случае работы одного дымососа или одного дутьевого вентилятора должна быть обеспечена нагрузка котла не менее 70% без запаса.

Для котлов паропроизводительностью 500 т/ч и менее, а также для каждого котла дубль-блока устанавливаются один дымосос и один вентилятор. Установка двух дымососов может допускаться только при соответствующем обосновании.

4.15. Для регулирования работы центробежных дымососов и дутьевых вентиляторов у котлов блочных установок применяются направляющие аппараты с поворотными лопатками в сочетании с двухскоростными электродвигателями. Для остальных котлов целесообразность установки двухскоростных двигателей проверяется в каждом конкретном случае.

Для осевых дымососов применяются направляющие аппараты с односкоростными электродвигателями.

4.16. Открытая установка дымососов и дутьевых вентиляторов применяется для электростанций, работающих на жидком или газообразном топливе во всех климатических районах, а для работающих на твердом топливе — в районах с расчетной температурой отопления выше минус 28 °С.

Открытую установку сухих золоуловителей, как правило, следует применять во всех климатических районах с закрытием нижней части. Мокрые золоуловители устанавливаются в закрытом помещении в районах с расчетной температурой отопления ниже минус 15 °С. Сопла и нижняя часть мокрых золоуловителей закрываются во всех случаях.

Открытая установка вынесенных воздухоподогревателей, трубчатых и регенеративных, применяется в климатических районах с расчетной температурой отопления выше минус 28 °С.

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

4.18. Высота дымовых труб и тип золоулавливающих устройств выбираются в соответствии с утвержденной методикой расчета рассеивания в атмосфере выбросов из дымовых труб электростанций и проверяются по допустимой запыленности перед дымососом.

Расчет ведется по расходу топлива при максимальной электрической нагрузке электростанции и тепловой нагрузке при средней температуре наиболее холодного месяца. При летнем режиме в случае установки пяти турбин и более расчет ведется с учетом остановки одной из них на ремонт.

4.19. При установке котлов на собственном каркасе в котельном отделении устанавливаются один или два мостовых крана, предназначенных для монтажа и эксплуатации оборудования. Для подвесных котлов можно разрабатывать другие виды механизации монтажа и ремонта.

4.20. На электростанциях с блоками мощностью 500 МВт и выше устанавливается по одному грузопассажирскому лифту на каждый блок; для блоков меньшей мощности устанавливается по одному лифту на два блока, в остальных случаях — по одному на четыре котла.

В помещении котельной предусматривается въезд железнодорожного пути нормальной колеи (тупиковый) на всю длину котельного отделения и двусторонний сквозной проезд для автотранспорта, электрокаров и тягачей. Предусматриваются боковые въезды для автотранспорта со стороны дымососной примерно через 200 м длины котельной.

4.21. Уборка пыли в помещении и полов котельного отделения проектируются с помощью гидросмыва.

Турбинное отделение

4.22. Единичная мощность турбоагрегатов конденсационных блоков на электростанциях, входящих в объединенные энергосистемы, выбирается возможно более крупной для данного вида топлива с учетом перспективного развития объединенной системы, а на электростанциях, входящих в изолированные системы, — на основе технико-экономического анализа с учетом величины аварийного резерва и затрат на сетевое строительство.

4.23. Единичная мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ, входящих в энергосистемы, выбираются возможно более крупными с учетом характера и перспективной величины тепловых нагрузок района.

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

Турбины с противодавлением выбираются для покрытия базовой части производственной паровой нагрузки и не устанавливаются в числе первых агрегатов ТЭЦ. Имея в виду, что фактическое развитие паровых нагрузок может отставать от намеченного, в схеме трубопроводов ТЭЦ предусматривается (в случае необходимости) возможность осуществления мероприятий по максимальной загрузке противодавленческих турбин за счет сокращения промышленных отборов у агрегатов, имеющих конденсаторы.

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

4.24. При установке турбин с двойным значением номинальной мощности (например, Т-250/300-240), номинальная электрическая мощность ТЭЦ определяется по максимальному значению мощности турбин.

Рабочая мощность таких агрегатов и выработка ими электроэнергии определяются в проекте ТЭЦ в соответствии с графиком тепловой нагрузки. В зимнем режиме использование максимальной электрической мощности агрегата в проекте не учитывается, так как оно допускается только в аварийных ситуациях.

4.25. 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, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска.

Тепловая схема и оборудование блоков на закритические параметры пара должны обеспечивать возможность работы блока на скользящем давлении.

4.26. Для пуска блоков на электростанциях предусматриваются пусковые котельные или другие устройства, которые должны обеспечивать паром отопление зданий, деаэрацию питательной воды, разогрев мазута, продувку котлов, трубопроводов, приводчую турбину питательного насоса при отсутствии электронасоса и прочие предпусковые нужды.

Для теплоэлектроцентралей, а также неблочных конденсационных электростанций рекомендуется использовать в качестве пусковой временную котельную, сооружаемую для обслуживания строительно-монтажных работ.

4.27. Загрязненные дренажи должны подвергаться очистке для их повторного использования в цикле.

4.28. Схемы трубопроводов должны предусматривать возможность проведения паровых продувок и предпусковых и эксплуатационных химических промывок.

4.29. Производительность и число регенеративных подогревателей для основного конденсата определяются числом имеющихся у турбин для этих целей отборов пара. При этом каждому отбору пара должен соответствовать один корпус подогревателя (за исключением деаэраторов). Для блоков мощностью 800 МВт и более подогреватели высокого давления допускается выполнять в двух корпусах.

Регенеративные подогреватели устанавливаются без резерва.

На электростанциях, работающих на дешевых видах топлива, необходимость установки регенеративных подогревателей высокого давления (после деаэратора) обосновывается технико-экономическим расчетом.

4.30. Производительность подогревателей сетевой воды на ТЭЦ выбирается по величине тепловой нагрузки с учетом коэффициента теплофикации.

Подогреватели сетевой воды на ТЭЦ устанавливаются индивидуально у каждой теплофикационной турбины.

На ТЭЦ резервные подогреватели сетевой воды не устанавливаются, и общая паровая магистраль 0,12 МПа (1,2 кгс/см²) для сетевых подогревателей не предусматривается.

При наличии на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов пиковые подогреватели сетевой воды не устанавливаются. Подогрев сетевой воды в основных сетевых подогревателях выполняется преимущественно в двух ступенях с обеспечением одинакового расхода сетевой воды через подогреватели обеих ступеней.

На ГРЭС подогреватели сетевой воды устанавливаются не менее чем на двух блоках. При выходе из строя одной установки сетевых подогревателей оставшиеся должны обеспечить 80% максимума тепловой нагрузки.

4.31. Насосы системы теплофикации выбираются исходя из следующего:

а) конденсатные насосы сетевых подогревателей при двухступенчатом подогреве выбираются с резервным насосом на первой ступени подогрева, при одноступенчатом подогреве устанавливаются два конденсатных насоса без резерва;

б) подпиточные насосы устанавливаются в количестве не менее двух при закрытых системах и не менее трех — при открытых, включая в обоих случаях один резервный насос;

в) сетевые насосы первой и второй ступеней принимаются преимущественно групповыми (не привязанными к турбинам). При установке одного или двух рабочих сетевых насосов дополнительно устанавливается резервный насос, при установке четырех рабочих насосов и более резервные насосы не устанавливаются.

В случае установки сетевых насосов индивидуально у турбин число рабочих насосов принимается по два у каждой турбины производительностью по 50% каждый, и при установке на ТЭЦ не менее двух однотипных турбин резерв сетевых насосов не предусматривается;

г) сетевые и подпиточные насосы выбираются в соответствии с гидравлическим расчетом и режимом работы тепловых сетей с учетом летнего; при постепенном и длительном развитии системы теплофикации следует проверять целесообразность установки временных сетевых насосов или временного изменения их характеристик путем уменьшения числа оборотов, уменьшения числа колес или их диаметра.

Электроснабжение сетевых и подпиточных насосов производится от двух независимых источников.

4.32. Количество и производительность питательных насосов должны соответствовать следующим нормам.

Для электростанций с общими питательными трубопроводами:

а) на электростанциях, включенных в энергосистемы, суммарная производительность всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае останова любого из них оставшиеся обеспечили работу котельной при номинальной производительности всех установленных котлов.

На ТЭЦ допускается не устанавливать резервный питательный насос, при этом при выходе одного из насосов остальные должны обеспечивать соблюдение условия п. 4.3,в;

б) на электростанциях, не включенных в энергосистемы, 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;

в) допускается применение турбонасосов в качестве основных, постоянно работающих питательных насосов с установкой по крайней мере одного питательного насоса с электроприводом для пуска электростанций с нуля.

Для электростанций с блочными схемами:

а) производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%;

б) на блоках с давлением пара 13 МПа (130 кгс/см²) на каждый блок устанавливается, как правило, один питательный насос производительностью 100%, на складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции. Питательные насосы принимаются с электроприводами и гидромуфтами;

в) на блоках с закритическим давлением пара устанавливаются питательные насосы с турбоприводами, один производительностью 100% или два по 50%; при установке на блок одного турбонасоса производительностью 100% дополнительно устанавливается насос с электроприводом и гидромуфтой производительностью 30—50%. При установке на блок двух турбонасосов производительностью по 50% насос с электроприводом не устанавливается, к турбонасосам предусматривается резервный подвод пара.

4.33. Грузоподъемность кранов турбинного отделения принимается, как правило, из расчета подъема статора генератора. Применение бескранового монтажа статора генератора обосновывается технико-экономическим расчетом.

Вспомогательное оборудование, расположенное в турбинном отделении, компонуется с учетом обслуживания его основным краном.

При расположении вспомогательного оборудования вне зоны действия основных кранов для его обслуживания и ремонта, а также для обслуживания и ремонта деаэраторов и арматуры трубопроводов применяются соответствующие грузоподъемные устройства.

В турбинном отделении со стороны постоянного и временного торцов предусматриваются монтажно-ремонтные площадки, оборудованные железнодорожными въездами нормальной колеи. Для ТЭЦ допускается въезд железнодорожного транспорта только со стороны временного торца.

В турбинном отделении с поперечным расположением турбин при их числе шесть и более в случае необходимости предусматривается промежуточная ремонтная площадка.

4.34. Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу.

На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор. На неблочных электростанциях обеспечивается возможность ремонта любого деаэратора при работе остальных.

Сопротивление водяного тракта от деаэраторов до всаса питательных или бустерных насосов не должно превышать 10 кПа (1 000 мм вод. ст.).

Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен составлять для блочных конденсационных электростанций не менее 5, а для неблочных конденсационных электростанций и ТЭЦ — не менее 10 мин.

На конденсационных электростанциях, а также на ТЭЦ с малыми добавками воды в цикл в качестве первой ступени деаэрации питательной воды, как правило, используются конденсаторы турбин. На ТЭЦ с большими добавками воды в цикл в качестве первой ступени деаэрации, как правило, применяются вакуумные деаэраторы.

Деаэрации подлежат:

а) обессоленная вода для восполнения потерь в цикле;

б) вода из дренажных баков, куда должны направляться все потоки, имеющие открытый слив;

в) слив конденсата от привода систем регулирования турбин, охлаждения электродвигателей, привода арматуры, БРОУ, РОУ и т. д.

В случае применения бездеаэраторных схем емкость баков деаэрированной воды перед конденсатными насосами принимается на 5-минутный запас при работе блока с полной нагрузкой.

К основным деаэраторам предусматривается подвод резервного пара для удержания в них давления при сбросах нагрузки и деаэрации воды при пусках. На линиях подвода резервного пара устанавливается автоматически действующая арматура.

Тепло выпара деаэраторов питательной воды используется в тепловой схеме электростанции.

В проекте принимаются 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.

4.35. На электростанциях создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий. На блочных ГРЭС и на ТЭЦ с турбинами, имеющими промежуточный перегрев, емкость баков принимается на 40 мин работы электростанций с максимальной нагрузкой, но не менее 6 000 м³. На остальных электростанциях — на 60 мин, но не менее 3 000 м³. Указанные емкости включают емкость для сбора загрязненного конденсата.

Производительность и количество насосов, откачивающих воду из упомянутых баков, обеспечивают одновременно нормальную подпитку цикла и 30% расхода питательной воды в наибольшей трубоустановке. Насосы устанавливаются в количестве не менее двух без резерва.

Емкость баков и производительность насосов должны обеспечивать одновременный пуск четырех блоков мощностью по 300 и шести блоков по 200 МВт.

4.36. На каждый блок предусматривается установка одного дренажного бака емкостью 15 м³ с двумя насосами и регулятором уровня. На неблочных электростанциях допускается установка одного такого бака на две-три турбины. Подача из дренажных баков должна производиться или в конденсаторы турбины, или в баки запаса обессоленной воды, или в деаэраторы.

4.37. На электростанциях устанавливается, как правило, на каждые четыре — шесть котлов один общий бак слива емкостью 40—60 м³.

К каждому баку слива из котлов устанавливается по одному насосу, производительность которого должна обеспечить откачку сливаемой воды в течение 1—1,5 ч.

4.38. На ТЭЦ подогрев сырой воды, поступающей на химводоочистку, для подпитки тепловых сетей с открытым водоразбором осуществляется, как правило, в выделенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин без установки специальных подогревателей.

4.39. Редукционно-охладительные установки, предназначенные для резервирования регулируемых отборов пара для производства, устанавливаются по одной для данных параметров пара производительностью, равной отбору одной турбины.

РОУ для резервирования отопительного отбора не устанавливаются, поэтому при выходе из работы одной из турбин остальные турбины, пиковые котлы и РОУ для пиковых сетевых подогревателей должны обеспечить тепловую отдачу на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере нагрузки при средней температуре самого холодного месяца.

4.40. 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 ближайших двух котлов давление перед турбиной не падало ниже оговоренного ГОСТ минимального предела.

При давлении выше 6 МПа (60 кгс/см²) отключение котлов, турбин и турбонасосов 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 заглушками или арматурой турбины.

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

4.42. При проектировании трубопроводов, включая трубопроводы малых диаметров, их прокладка производится с учетом кабельной раскладки. Трассы основных потоков кабелей должны быть свободными от трубопроводов и другого оборудования.

Не допускается применение чугунной арматуры:

а) на газопроводах горючего газа, мазутопроводах с условным проходом 50 мм и более;

б) на трубопроводах воды и пара с условным проходом 50 мм и более и температурой теплоносителя выше 120 °С;

в) на маслопроводах;

г) на трубопроводах от деаэраторов к питательному насосу;

д) на трубопроводах всех диаметров с температурой теплоносителя выше 120 °С при арматуре, имеющей электрические приводы.

При разработке проектов выхлопных устройств от предохранительных клапанов прорабатываются специальные устройства для снижения шума.

4.43. Поверхности теплосилового оборудования с температурой теплоносителя выше 50 °С внутри помещений и выше 60 °С вне помещений должны иметь тепловую изоляцию. При температуре наружного воздуха плюс 25 °С температура на поверхности изоляции должна быть в пределах 45—48 °С в помещении и 60 °С на открытом воздухе. Конструкция тепловой изоляции фланцевых соединений, арматура трубопроводов и участков, подвергающихся периодическому контролю, должна быть съемной. Тепловая изоляция основных трубопроводов, участков поверхностей, находящихся вблизи маслопроводов, мазутопроводов и против их фланцевых соединений, вблизи кабельных линий, а также изоляция циклонов, сепараторов, баков запасного конденсата и деаэраторов, установленных снаружи, должна иметь металлические или пластмассовые негорючие покрытия.

Водоподготовка и химический контроль

4.44. На конденсационных электростанциях и отопительных ТЭЦ с давлением пара перед турбинами 9 МПа (90 кгс/см²) и выше потери питательной воды котлов должны восполняться химически

обессоленной водой при суммарном содержании анионов сильных минеральных кислот ($SO_4+Cl+NO_3+NO_2$) в исходной воде до 7 мг-экв/л или дистиллятом испарителей — при более высоком их содержании.

На электростанциях с давлением пара перед турбинами 13 МПа (130 кгс/см²) и выше при восполнении потерь конденсата дистиллятом испарителей последние независимо от типа применяемых котлов дополняются установкой для химического обессоливания добавочной воды, если суммарное содержание анионов сильных минеральных кислот в обессоливаемой воде не превышает 12 мг-экв/л.

4.45. Для электростанций с отдачей пара на производство добавок воды для питания котлов с давлением пара перед турбинами 13 МПа (130 кгс/см²) производится химически обессоленной водой, а при давлении пара перед турбинами 9 МПа (90 кгс/см²) — как правило, химически очищенной водой.

4.46. Для всех электростанций, имеющих давление пара перед турбиной 9 МПа (90 кгс/см²) применяются упрощенные методы химической очистки добавочной воды.

4.47. На электростанциях в качестве исходной воды для химической очистки добавочной воды для паровых котлов следует по возможности применять воды артезианских скважин, если по основным показателям они не хуже вод открытых водоемов.

Использование циркуляционных вод из замкнутых систем охлаждения конденсаторов турбин допускается, если технико-экономическим расчетом доказана выгодность такого использования.

4.48. Расчетная производительность обессоливающей установки для конденсационных электростанций и отопительных ТЭЦ принимается:

а) для электростанций с прямоточными котлами — в соответствии с таблицей:

Мощность устанавливаемых блоков, МВт	Расчетная производительность обессоливающей установки, т/ч	
	без испарителей[1]	к испарителям
200, 250 и 300	50	50
500	75	75
800	125	—

[1] Для определения полной производительности обессоливающей установки без испарителей к указанным величинам для различных блоков следует добавлять по 2% паропроизводительности устанавливаемых котлов.

Расчетная производительность испарителей принимается равной 2% паропроизводительности устанавливаемых котлов;

б) для электростанций с барабанными котлами без испарителей 25 т/ч+2% паропроизводительности устанавливаемых котлов;

в) для электростанций с барабанными котлами и испарителями расчетная производительность обессоливающей установки, дополняющей испарители, 25 т/ч.

Для газомазутных электростанций при использовании пара на разогрев мазута без возврата конденсата расчетная производительность обессоливающих установок соответственно увеличивается на 0,15 т на 1 м мазута.

Расчетная производительность водоочистительной установки для питания испарителей принимается равной максимально полезной производительности всех установленных испарителей с учетом их продувки и за вычетом используемых для питания испарителей других мягких вод (воды продувки барабанных котлов, загрязненные конденсаты из дренажных баков, загрязненные производственные конденсаты и др.).

4.49. Производительность водоочистки для ТЭЦ с отдачей пара на производство выбирается исходя из покрытия внутристанционных потерь конденсата в размере 3% установленной паропроизводительности котельной, покрытия потерь конденсата на производстве и покрытия потерь с продувкой котла. На случай уменьшения возврата конденсата с производства против расчетного при проектировании здания водоочистки предусматривается возможность установки дополнительных фильтров.

Производительность осветлителей, трубопроводов (включая обвязку всех фильтров), перекачивающих насосов, декарбонизаторов и баков осветленной воды выбирается с запасом 25% против расчетной. При этом емкость баков осветленной воды должна учитывать кроме часового запаса одновременную промывку двух механических фильтров.

4.50. Установки для очистки добавочной воды котлов, тепловых сетей, питательной воды испарителей, а также производственных конденсатов располагаются в изолированном помещении, допускающем дальнейшее расширение водоочистки с учетом подвоза реагентов к складу без промежуточной перегрузки на территории электростанции.

Вне помещения размещаются механические фильтры горизонтального типа, осветлители, промежуточные баки, декарбонизаторы, баки для хранения кислоты и щелочи с применением в необходимых случаях обогрева и тепловой изоляции. Для обогрева, как правило, используется обратная вода тепловой сети со сбросом ее в систему подпитки теплосети.

При установке любого оборудования вне здания арматура для управления этим оборудованием размещается в закрытом помещении.

На всех водоочистках предусматриваются механизация работ по ремонту оборудования, арматуры и трубопроводов, помещение площадью 30—50 м² с оборудованием для восстановления химических покрытий.

4.51. Трубопроводы воды и растворов реагентов диаметром 100 м и менее прокладываются к осветлителю в пределах здания и теплых переходов. При этом должны быть соблюдены необходимые уклоны реагентных трубопроводов.

Все трубопроводы, располагаемые вне здания, должны быть утеплены, чтобы предохранить реагенты от замерзания и кристаллизации. В случае размещения трубопроводов в каналах предусматриваются съемные плиты и люки для ревизии и ремонтов.

4.52. Для электростанций с барабанными котлами в зависимости от параметров пара, способа регулирования температуры перегретого пара и качества исходной воды применяются при соответствующем технико-экономическом обосновании следующие схемы химического обессоливания:

а) ступенчато-противоточное Н-катионирование с декарбонизацией и последующим одноступенчатым анионированием;

б) двухступенчатое Н-катионирование (с применением противоточного Н-катионирования в Н-фильтрах первой ступени) с декарбонизацией и последующим одноступенчатым анионированием;

в) ступенчато-противоточное Н-катионирование с декарбонизацией и последующим ступенчато-противоточным анионированием;

г) противоточное или ступенчато-противоточное Н-катионирование, одноступенчатое или ступенчато-противоточное анионирование, вторая ступень Н-катионирования, декарбонизация, ступенчато-противоточное или одноступенчатое анионирование сильноосновными анионитами.

В зависимости от качества исходной воды и гидравлического сопротивления впереди стоящих фильтров допускается установка декарбонизаторов после первой ступени Н-катионирования в противоточных или ступенчато-противоточных фильтрах или после первой ступени анионирования.

Для электростанций с прямоточными котлами обессоливание добавочной воды производится по схемам, перечисленным в п. 4.52,г, с дополнительной установкой после второй ступени анионирования фильтров смешанного действия (ФСД) с внутренней регенерацией ионитов.

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

При питании обессоливающей установки водой поверхностного источника предусматривается предварительная ее очистка в осветлителях и механических фильтрах.

Для электростанций с барабанными котлами необходимость известкования воды перед обессоливанием решается с учетом качества исходной воды и вопросов, связанных с нейтрализацией кислых сбросных вод. Для электростанций с прямоточными котлами преимущественно применяется известкование.

4.54. Очистка воды для испарителей производится с учетом возможности использования головной части водоочистки и катионитовых фильтров дополняющей обессоливающей установки.

4.55. Для очистки подпиточной воды закрытых систем теплоснабжения применяется противоточное Na-катионирование с предварительной очисткой.

В отдельных случаях, если благоприятен состав исходной воды и не используется продувочная вода котлов или испарителей, допускается применение одного известкования (при необходимости с коагуляцией).

Для очистки подпиточной воды (водопроводной) в открытых тепловых системах теплоснабжения применяются в зависимости от ее качества:

а) подкисление воды улучшенной контактной серной кислотой (ГОСТ 2184—67) путем ее автоматического дозирования с последующим удалением свободной углекислоты и установкой контрольно-измерительных приборов и автоматических отключающих устройств, исключающих возможность перекисления воды, для повышения надежности подкисления допускается установка буферных нерегенерируемых фильтров со скоростью фильтрации около 50 м/ч;

б) противоточное Na-катионирование;

в) «голодное» Н-катионирование с буферными фильтрами и последующим удалением свободной углекислоты;

г) магнитная обработка;

д) когда это окажется выгодным, известкование воды или известкование с последующим подкислением серной кислотой с установкой в обоих случаях механических фильтров после осветлителей.

4.56. При проектировании ионитовой части водоочистительных установок разного назначения их расчет производится по усредненному составу исходной воды. Усредненный состав исходной воды определяется по ее полным зимним анализам (декабрь, январь, февраль) за последние 5 лет с учетом прогнозных данных (например, намечено сооружение выше водозабора промышленных предприятий и т. д.). Осветлители и реагентное хозяйство для предварительной очистки выбираются по наименее благоприятному качеству воды.

4.57. Подача воды на водоочистку производится при постоянном давлении в подающем трубопроводе.

4.58. На предварительных очистках, работающих по методу осаждения, устанавливается не менее двух, но не более шести осветлителей.

Колебание температуры воды, поступающей в осветлитель, допускается в размере ±1 °С.

4.59. На водоочистках с осветлителями количество механических фильтров выбирается из расчета скорости фильтрования 10, а без осветлителей — 5 м/ч. Предусматривается дополнительно два фильтра: один резервный и один для перегрузки фильтрующего материала.

4.60. Промывка однокамерных и многокамерных механических фильтров предусматривается, как правило, осветленной водой в течение 20 мин при интенсивности не менее 12 л/(с·м²) (каждой камеры) с применением сжатого воздуха; расход сжатого воздуха предусматривается в количестве 20 л/(с·м²).

Подача воды для промывки фильтров производится специальными насосами (один рабочий и один резервный).

Для повторного использования промывочных вод механических фильтров устанавливаются специальный бак и насос для равномерной подачи этой воды (вместе с осадком) в течение суток в линию исходной воды перед осветлителями (при известковании — в нижнюю часть осветлителя).

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

Каустический магнезит дозируется в сухом виде с помощью объемных дозаторов (шнеков).

На каждый осветлитель устанавливается по одному дозатору. Кроме того, предусматривается один (или более) резервный дозатор для всей водоочистки. Рекомендуется индивидуальная импульсная система управления электродвигателями дозаторов.

4.62. Расходные емкости растворов и суспензий реагентов принимают не менее двух на всю водоочистку для каждого реагента, причем общая расходная емкость для каждого реагента принимается в размере 12—24-часового расхода реагента.

4.63. Для обеспечения минимальных удельных расходов реагентов (кислоты и щелочи) на регенерацию ионитов при требуемой глубине обессоливания и обескремнивания добавочной воды котлов применяются:

а) противоточное Н-катионирование в Н-катионитовых фильтрах первой ступени при использовании в них сульфоугля;

б) ступенчато-противоточное Н-катионирование воды с применением на первой стадии Н-катионирования сульфоугля, а на второй — катионита КУ-2, выполняемое либо в двухэтажных ионитовых фильтрах, либо в ионитовых фильтрах обычного типа при осуществлении одновременной парной регенерации последних;

в) повторное использование кислых регенерационных растворов, выходящих из Н-катионитовых фильтров второй ступени, для регенерации Н-фильтров первой ступени;

г) при наличии на водоочистке наряду со схемой химического обессоливания схемы частичного Н-катионирования воды (например, для подпитки закрытой теплосети) подача кислых регенерационных вод от Н-фильтров обессоливающей установки к Н-фильтрам, обслуживающим нужды теплосети, которые эксплуатируются по режиму «голодной» регенерации;

д) использование Н-катионитовых фильтров, подготавливающих добавочную воду на нужды тепловых сетей закрытой системы, для частичного Н-катионирования воды перед ее обессоливанием в такое время года, когда уменьшается подпитка теплосети;

е) ступенчато-противоточное анионирование воды в двухэтажных ионитовых фильтрах или в фильтрах обычного типа с применением сильноосновного анионита пониженной основности на первой стадии анионирования и анионита максимальной основности на второй стадии при одновременной (парной) их регенерации;

ж) повторное использование щелочного регенерационного раствора от обескремнивающих анионитовых фильтров для регенерации анионитовых фильтров первой ступени путем одновременной регенерации пары фильтров (второй и первой ступени) при обязательном наличии бака для сбора щелочных вод от фильтров с сильноосновным анионитом и насоса для прокачивания этих вод через анионитовые фильтры первой ступени;

з) подача щелочных и кислых регенерационных отмывочных вод от ионитовых фильтров конденсатоочистки для регенерации ионитовых фильтров установки, обессоливающей добавочную воду котлов (на тех электростанциях, где это возможно по условиям компоновки оборудования);

и) ионитовые фильтры непрерывного действия;

к) коммуникация ионитовых фильтров по принципу блочного их включения (цепочки), когда это технико-экономически обосновано.

4.64. При производительности химводоочистки свыше 400 м³/ч предусматривается разбивка механических и ионитовых фильтров на блоки производительностью от 200 до 500 м³/ч каждого блока.

При выборе числа и размера ионитовых фильтров на установках, служащих для очистки добавочной воды котлов, принимаются:

а) высота слоя загрузки сильноосновного анионита и сильнокислотного катионита (КУ-2) не менее 0,8 м;

б) высота слоя загрузки слабоосновных анионитов, сульфоугля и слабокислотных катионитов не менее 1 м;

в) расчетная скорость фильтрования воды в Н-катионитовых фильтрах второй ступени, а также в ФСД с внутренней регенерацией 40—50 м/ч, в анионитовых фильтрах с анионитом АН-31 не более 20 т/ч, а во всех остальных ионитовых фильтрах — 20—30 м/ч; применение меньших скоростей фильтрации должно быть обосновано расчетом.

Размеры и число ионитовых фильтров первой ступени выбираются таким образом, чтобы при расчетном качестве исходной воды (п. 4.55) и при остановке на ремонт одного из одноименных фильтров расчетное количество регенераций каждого фильтра было, как правило, не более трех и не менее одной в сутки в зависимости от степени автоматизации.

В целях уменьшения капитальных затрат в обессоливающей установке допускается применение ионитовых фильтров разных типоразмеров. При этом в каждой группе следует укрупнять фильтры, чтобы одноименных ионитовых фильтров устанавливалось не более пяти.

Фильтры гидроперегрузки катионита и анионита обеспечиваются подводом раствора соли, кислоты, щелочи и сжатого воздуха.

При проектировании на электростанции водоочисток разного назначения (добавочная вода котлов, питательная вода испарителей, добавочная вода теплосетей без непосредственного водоразбора и др.) предусматриваются перемычки между отдельными группами одноименного оборудования (осветлители, механические фильтры, Н-катионитовые фильтры), позволяющие в случае необходимости использовать их в схеме водоочистки того или иного назначения.

4.65. На электростанциях с прямоточными котлами любых параметров пара и производительности предусматривается обезжелезивание и обессоливание конденсата турбин. У каждой турбины предусматривается установка для очистки 100% конденсата, выходящего из конденсатора (или конденсаторов) турбины.

4.66. На электростанциях с барабанными котлами предусматривается обессоливание всего турбинного конденсата только при охлаждении конденсаторов водой с общим солесодержанием более 5 000 мг/л.

4.67. Для обессоливания турбинных конденсатов применяются, как правило, ФСД с выносной регенерацией ионитов при расчетной скорости фильтрования 100 м/ч. На каждый блок мощностью 500 МВт и ниже устанавливается три фильтра.

Для разделения, регенерации и перемешивания ионитов в ФСД с выносной регенерацией устанавливается три фильтра регенератора на четыре блока.

Высота слоя смеси катионитов и ионитов в ФСД принимается 1,2 м; ориентировочное соотношение их в смеси принимается: 60% катионита и 40% анионита.

В целях уменьшения расхода конденсата на собственные нужды конденсатоочисток разного назначения предусматриваются устройствах (баки, коммуникации, механический фильтр, насосы для рециркуляции и т. д.), необходимые для повторного использования конденсата, расходуемого на выполнение отдельных технологических операций в процессе гидроперегрузки, разделения и отмывки ионитов.

4.68. На электростанциях с прямоточными котлами применяется обессоливание дистиллята испарителей в конденсатоочистках соответствующих турбин. На электростанциях с барабанными котлами доочистка дистиллята не предусматривается.

4.69. В тех случаях, когда сооружаются вспомогательные котельные, конденсат пара от них, используемый на питание прямоточных котлов электростанций, подвергается обезжелезиванию и обессоливанию.

4.70. Для электростанций с прямоточными котлами предусматривается обезжелезивание и обессоливание конденсата бойлеров и калориферов. Вопрос о способе охлаждения этих конденсатов до значений, обеспечивающих надежную работу современных анионитов (40 °С и кратковременно 50 °С), решается при рабочем проектировании конкретных станций.

Прочие потоки конденсаторов в случае возможности загрязнения их продуктами коррозии подаются в запасные баки. Собранные конденсаты (после охлаждения при необходимости) подлежат очистке.

В случае необходимости обессоливания этих конденсатов допускается применение ФСД с внутренней регенерацией. В этом случае расчетная скорость фильтрования принимается 50 м/ч.

4.71. Устройство по очистке конденсатов, возвращаемых с производства, должно обеспечивать соблюдение норм питательной воды котлов в соответствии с ПТЭ.

Необходимость сооружения конденсатоочисток в каждом случае обосновывается технико-экономическим расчетом в сопоставлении с замещающей очисткой добавочной воды.

При отсутствии сведений о качестве конденсата, возвращаемого с производства, проектирование конденсатоочистки следует производить исходя из следующих ориентировочных данных:

Общая жесткость	Не более 50 мкг-экв/л
Содержание:	
масла	Не более 10 мг/л
кремниевой кислоты	Не более 0,15 мг/л $(SiO_3)^{-2}$
продуктов коррозии стали и других конструкционных материалов	Не более 0,5 мг/л (в пересчете на ионы соответствующих материалов)

4.72. Для очистки конденсатов от продуктов коррозии с учетом температуры конденсата могут применяться:

а) целлюлозные фильтры намывного типа при температуре конденсата не более 50 °С (для прямоточных котлов) и не более 80 °С (для барабанных котлов);

б) двухкамерные или трехкамерные механические фильтры, а также Н-катионитовые фильтры с использованием в них либо сульфоугля (при температуре конденсата не более 90 °С), либо катионита КУ-2 (при температуре конденсата не выше 120 °С);

в) электромагнитные сепараторы и намывные ионитовые фильтры.

В случае применения двухкамерных или трехкамерных фильтров, а также Н-катионитовых фильтров с сульфоуглем или катионитом КУ-2 предусматривается периодическая гидровыгрузка этих материалов в специально устанавливаемый для этого Н-катионитовый фильтр с подводом к нему растворов кислоты и сжатого воздуха.

Скорость фильтрования конденсата принимается, м/ч:

В целлюлозных фильтрах намывного типа	10
В двух- или трехкамерных механических фильтрах (через каждую камеру)	50
В Н-катионитовых фильтрах	50

Расчетную высоту слоя катионитов (сульфоуголь, катионит КУ-2) в каждой камере механического фильтра и в Н-катионитовом фильтре принимать 0,8 м.

4.73. Для котлов с давлением пара перед турбиной 9 МПа (90 кгс/см²) и выше должна предусматриваться обработка питательной воды аммиаком и гидразингидратом. При этом должны быть приняты меры, чтобы содержание гидразина в воде тепловых сетей с открытым водоразбором не превышало 0,01 мг/л.

4.74. Для барабанных котлов при отсутствии обессоливания турбинного конденсата применяется индивидуальное фосфатирование. Котлы оборудуются устройствами для непрерывной и периодической продувок. При обессоливании добавочной воды сепараторы для непрерывной и расширители периодической продувок принимаются по два комплекта на электростанцию.

4.75. 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 доставке жидких реагентов автотранспортом или по трубопроводу запас реагентов принимается не менее чем на 15 сут. На складе предусматриваются места и емкости для хранения реагентов, которые необходимы для проведения одной водно-химической промывки любого котла и его питательного тракта.

4.76. Склад реагентов оборудуется устройствами для механизированной выгрузки реагентов из вагонов и цистерн, механизированной транспортировки реагентов внутри склада и механизированного приготовления с очисткой от посторонних примесей растворов и суспензий реагентов, а также устройствами для удаления отходов.

Иониты хранятся в отапливаемом помещении.

4.77. Для хранения кислот и щелочей устанавливается по два бака для каждого реагента.

4.78. Трубопроводы кислот и щелочей (растворов любых концентраций), а также токсичных жидкостей прокладываются как внутри склада, так и вне его с учетом обеспечения безопасности работы персонала электростанции.

4.79. Предусматриваются защитные покрытия внутренней поверхности следующего оборудования:

деаэраторных баков;

баков запаса и сбора конденсата;

осветлителей (в схемах без известкования) и промежуточных баков осветленной воды;

части осветлителей (в схемах с известкованием), расположенной выше верхней распределительной решетки;

ионитовых фильтров водоочистки для приготовления подпиточной воды котлов независимо от схемы водоподготовки, а также Н-катионитовых фильтров установок по подготовке добавочной воды тепловых сетей;

Н-катионитовых фильтров водоочистительных установок, проектируемых по схемам Н—Na-катионирования питательной воды испарителей, и катионитовых фильтров в случае применения совместного Н—Na-катионирования воды;

механических фильтров в схемах без известкования;

механических и ионитовых фильтров на установках по обессоливанию конденсата турбин;

механических и ионитовых фильтров на установках по обезжелезиванию и очистке производственных конденсатов;

декарбонизаторов;

баков кислых вод и кислых реагентов и баков нейтрализаторов;

баков осветленной, химически очищенной и химически обессоленной воды;

трубопроводов водоочисток, соприкасающихся с агрессивными жидкостями и агрессивной водой (pH ниже 7).

При выполнении оборудования и трубопроводов из коррозионностойких материалов защитные покрытия на их внутреннюю поверхность не наносятся.

4.80. На всех трубопроводах, по которым транспортируются растворы реагентов и воды с pH ниже 7, устанавливается коррозионно-стойкая арматура.

4.81. Все баки запаса питательной воды и конденсата защищаются от попадания внешних загрязнений (пыли, золы, песка и т. д.), а устройства для распределения в них воды и пара изготовляются из нержавеющей стали или других коррозионно-стойких материалов.

4.82. Установки для очистки добавочной воды и конденсаторов, а также установки по дозированию реагентов оснащаются приборами химического и технологического контроля, а также в необходимых случаях сигнализаторами (звуковыми, световыми и др.) отклонения от заданного режима.

4.83. На конденсационных электростанциях мощностью 2 400 МВт и выше и на ТЭЦ с паропроизводительностью установленных котлов 3 000 т/ч и выше предусматривается центральная химическая лаборатория площадью от 280 до 380 м² и в главном корпусе экспресс-лаборатория: на блочной электростанции 120 м² на каждые два блока и неблочной 85 м² на всю электростанцию, а также экспресс-лаборатория на химводоочистке общей площадью 50 м².

4.84. На электростанциях предусматриваются общестанционная аппаратура, насосы, трубопроводы и другое оборудование для предпусковых и эксплуатационных водно-химических промывок, а также устройства для предупреждения стояночной коррозии паровых котлов, турбин и другого оборудования и трубопроводов.

5. УПРАВЛЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

5.1. На тепловых электрических станциях предусматривается система управления оборудованием, предназначенная для выполнения функций контроля, сигнализации, автоматического вычисления технико-экономических показателей, дистанционного управления, автоматического регулирования, технологических защит, дискретного автоматического управления (включая блокировки) и оперативной связи.

5.2. Объем контроля, сигнализации, автоматического регулирования и технологических защит принимается в соответствии с ПТЭ.

5.3. Объем дискретного автоматического управления определяется главным образом задачами автоматизации пусковых операций и режимов глубоких разгрузок.

5.4. Организация постов управления принимается двух типов: для электростанций блочных и с поперечными связями.

5.5. Для блочных электростанций основными постами управления являются:

а) центральный щит управления (ЦЩУ);

б) блочные щиты управления (БЩУ);

в) щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов (топливоподачи, химводоочистки и др.) и общестанционных установок (компрессорной, электролизерной и др.).

С центрального щита управления (места пребывания дежурного инженера станции) производится управление элементами связи станций с системой, автотрансформаторами связи, резервными трансформаторами собственных нужд (с. н.) 3—10 кВ и резервными возбудителями (подробный объем управления указан в п. 6.39 «Электротехнической части»), а также управление неблочной циркуляционной насосной и другими объектами, предусмотренными ПТЭ.

На ЦЩУ предусматривается информация о работе блоков и сигнализация о неисправности не обслуживаемых постоянным персоналом участков электростанции.

Для электростанций большой мощности (2 400 МВт и более) на ЦЩУ или в отдельном помещении предусматривается общестанционный информационно-вычислительный пункт для сбора и обработки технико-экономических показателей по электростанции в целом и для передачи ее в вышестоящий информационно-вычислительный центр.

Блочный щит управления предназначен для централизованного управления всем входящим в блок оборудованием: котлоагрегатом, турбоагрегатом, генератором, блочным трансформатором, трансформатором собственных нужд со всеми относящимися к ним вспомогательными устройствами и механизмами во время пуска блока, его нормальной эксплуатации, планового останова и аварийных ситуаций.

Щиты управления двух блоков располагаются совместно в одном общем изолированном помещении между этими блоками на отметке основного обслуживания. В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании допускается установка в одном помещении щитов большего или меньшего числа блоков. Блочный щит управления состоит из оперативной и неоперативной частей.

В оперативной части располагаются панели и пульты с приборами и аппаратурой, обеспечивающими контроль основных показателей работы блока и выполнение основных операций по управлению.

В неоперативной части располагаются панели с показывающими и самопишущими приборами и аппаратурой управления, используемыми для периодического контроля и выполнения второстепенных операций, а также панели с электронными регуляторами, приборами технологических защит, реле и вспомогательной аппаратурой различного назначения.

Приборы и аппаратура управления размещаются на панелях и пультах по принципу их принадлежности к технологическим агрегатам. В оперативном контуре допускается выделение основных приборов и аппаратов управления в центральную часть щита.

Последовательность расположения панелей и пультов, а также установка приборов на них для всех блоков электростанции должны быть идентичными.

5.6. Для электростанций с поперечными связями основными постами управления являются:

а) главный щит управления (ГЩУ);

б) групповые щиты управления (ГрЩУ);

в) щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов (топливоподачи, химводоочистки и др.) и общестанционных установок (компрессорной, электролизерной и др.).

С главного щита управления (места пребывания дежурного инженера станции) производится управление генераторами и элементами главной схемы электрических соединений, включая питающие элементы собственных нужд 3—10 кВ (подробный объем управления указан в п. 6.38 «Электротехнической части»), а также управление циркуляционной насосной и другими объектами, предусмотренными ПТЭ.

На ГЩУ сосредоточивается сигнализация о неисправности участков, не обслуживаемых постоянно, а также различных электротехнических распределительных устройств.

Для управления четырьмя агрегатами, как правило, сооружается один групповой щит. Групповые щиты управления котлами и турбинами располагаются в одном изолированном помещении по возможности центрально к обслуживаемым агрегатам. Из этого помещения, как правило, осуществляется также управление питательными насосами, деаэраторами и РОУ.

В отдельных случаях для электростанций с поперечными связями может приниматься блочная структура управления.

Выделение у групповых щитов оперативной и неоперативной частей, а также компоновка аппаратуры на пультах и панелях производятся в соответствии с п. 5.5.

5.7. Для агрегатов мощностью до 200 МВт включительно теплотехнический контроль осуществляется при помощи одно- и многоточечных приборов, используемых для прямого присоединения датчиков или подключения их через ручные переключатели.

Для энергетических блоков мощностью 300 МВт и более создаются информационно-вычислительные системы, включающие вычислительные машины (ЭЦВМ) с использованием одной ЭЦВМ для одного или нескольких (до четырех) блоков. Информационно-вычислительные системы осуществляют в соответствии с «Основными положениями по автоматизированной системе управления энергоблоком» вычисление текущих и отчетных технико-экономических и технических показателей с представлением информации по ним, а также контроль по вызову и сигнализацию отклонений. При этом дублирование измерений одно- и многоточечными самостоятельными приборами производится ограниченно только для наиболее ответственных технологических параметров.

После серийного освоения соответствующей аппаратуры для выполнения контроля по вызову и сигнализации отклонений может быть использован комплекс индивидуальных и групповых технических средств.

5.8. Множественное измерение температуры (металла поверхностей нагрева котельных агрегатов, обмоток статора генератора и т. п.) производится автоматически с сигнализацией параметра, отклонившегося от нормы, или при помощи приборов с ручным подключением измеряемых величин в соответствии с ПТЭ.

Автоматический контроль предусматривается после освоения специальных устройств для массового контроля температур.

5.9. На БЩУ и ГрЩУ предусматривается необходимая светозвуковая сигнализация с выделением вновь появившегося сигнала и сигнализация действия технологических защит.

5.10. Для блоков мощностью 200 МВт и выше выполняется регистрация последовательности срабатывания защит.

5.11. Для агрегатов мощностью до 200 МВт включительно дистанционное управление выполняется в основном индивидуальным для каждого механизма. Допускается использование избирательного и группового управления для отдельных групп механизмов.

5.12. Для блоков мощностью 300 МВт и более дистанционное управление осуществляется по возможности групповым. Управление каждым элементом, входящим в ту или иную группу, а также не охваченным групповым управлением, может быть индивидуальным или осуществляться по вызову (избирательное управление).

5.13. Управление общестанционным оборудованием, находящимся вне главного корпуса (топливоподача, мазутонасосная, химводоочистка, 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 у соответствующих механизмов.

Во всех случаях, за исключением топливоподачи и химводоочистки, 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 общий для каждого участка сигнал. Расшифровка причин сигнала осуществляется в помещении соответствующего участка.

5.14. В топливоподаче сооружается щит управления, располагаемый в изолированном помещении с отдельным входом.

Управление механизмами осуществляется со щита по избирательной системе и индивидуальными аппаратами по месту.

5.15. В химводоочистке сооружается щит управления, располагаемый в изолированном помещении на отметке основного обслуживания.

5.16. В центральных (главных) и блочных (групповых) щитах управления, а также в других изолированных помещениях применяются панели открытого типа.

5.17. Помещения центрального (главного) и блочного (группового) щитов управления должны иметь звуковую изоляцию и кондиционирование воздуха. Из помещений щита предусматривается два выхода.

Перекрытие щитового помещения имеет гидроизоляцию.

Высота центральной части помещения, в которой располагается оперативный контур, принимается 4 м.

Помещение щита и расположенных в нем панелей и пультов обеспечивается хорошим освещением. Интерьер щита выполняется по специальному проекту.

В случае установки реле или иной аппаратуры системы управления вне БЩУ в обособленных изолированных помещениях последние выполняются вентилируемыми.

Вблизи помещения блочного щита управления предусматриваются помещения для дежурного ремонтного персонала цеха ТАИ и санузел.

5.18. В инженерно-вспомогательном корпусе предусматривается помещение для измерительных лабораторий и ремонта приборов общей площадью:

для ГРЭС мощностью 1 200—2 000 МВт и ТЭЦ мощностью 600—1 200 МВт — до 400 м²;

для ГРЭС мощностью 2 400—4 000 МВт — до 700 м².

6. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Главные схемы электрических соединений

6.1. Главные схемы электрических соединений тепловых электростанций выбираются на основании утвержденной схемы развития энергосистемы и участка последней, к которому присоединяется данная электростанция, а также с учетом общей и единичной мощности устанавливаемых агрегатов.

При разработке главной схемы в основу принимаются следующие исходные данные:

а) напряжения, на которых выдается электроэнергия станции; графики нагрузки на каждом из напряжений (летний и зимний, число часов использования максимума, паводковый период); предварительная величина перетоков между РУ различных напряжений и распределение генераторов между напряжениями; схемы сетей и число линий, отходящих от электростанций на каждом напряжении; наличие, характер и размер потоков обменной мощности;

б) токи коротких замыканий для каждого из РУ повышенных напряжений, а также восстанавливающиеся напряжения на контактах выключателей соответствующего РУ; специальные требования к схеме соединений в отношении устойчивости параллельной работы; необходимость секционирования схемы и установки шунтирующих реакторов; требования к регулированию напряжений на РУ; требования, вытекающие из системы противоаварийной автоматики;

в) значение наибольшей мощности, которая может быть потеряна при повреждении любого выключателя (в том числе шиносоединительного или секционного), допустимой по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности как линий внутри системы, так и межсистемных связей;

г) возможность присоединения одного или нескольких блоков данной электростанции непосредственно к РУ ближайших районных подстанций;

д) применение, как правило, на электростанции не более двух РУ повышенных напряжений и возможность отказа от автотрансформаторов связи между ними, а также возможность применения двух РУ одного напряжения с параллельной работой этих РУ через районные сети.

Все перечисленные выше сведения даются институтом «Энергосетьпроект» для каждого из характерных этапов развития электростанции и энергосистемы.

Главные схемы теплофикационных электростанций с агрегатами мощностью до 100 МВт включительно с распределительными устройствами генераторного напряжения проектируются в увязке со схемами распределительных сетей или схемами энергоснабжения промышленных предприятий.

Схемы соединения электростанций приводятся для каждого из этапов их постепенного развития.

6.2. При наличии на электростанции двух распределительных устройств повышенного напряжения связь между ними может выполняться с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов, если мощность, отдаваемая на одном напряжении, составляет 15% и более мощности, отдаваемой на другом напряжении, с учетом перспективы развития нагрузок на обоих напряжениях. Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы ис-

гут 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. Присоединение каждого трансформатора или автотрансформатора через отдельные или общие выключатели, а равно и установка одного трехобмоточного трансформатора или отказ от трансформаторов связи принимаются на основе технико-экономического обоснования.

6.3. На электростанциях, имеющих РУ генераторного напряжения, суммарная мощность трансформаторов, связывающих это РУ с РУ повышенного напряжения, должна обеспечить выдачу в сеть повышенного напряжения системы всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок РУ генераторного напряжения в период минимума последних, а также выдачу в сеть активной мощности, вырабатываемой по тепловому графику в нерабочие дни.

Мощность указанных трансформаторов определяется также условиями обеспечения питания потребителей, присоединенных к РУ генераторного напряжения, в период максимума нагрузок при выходе из работы наиболее мощного генератора, присоединенного к РУ генераторного напряжения. Мощность трансформаторов выбирается также с учетом возможности питания потребителей в летний период, если при снижении тепловых нагрузок требуется остановка теплофикационных агрегатов.

Для тепловых электростанций, входящих в энергосистемы, имеющие гидростанции значительной мощности, при выборе мощности трансформаторов связи учитывается также возможность снижения нагрузок генераторов, присоединенных к РУ генераторного напряжения в период паводка.

6.4. При выборе числа и суммарной мощности трансформаторов связи для резервирования энергосистемой нагрузок, присоединенных к РУ генераторного напряжения, учитывается выход из работы по любым причинам только одного из генераторов, работающих на РУ генераторного напряжения. Во всех случаях число выбранных трансформаторов обосновывается технико-экономическим расчетом.

6.5. Трансформаторы на электростанциях принимаются трехфазными. В случае невозможности поставки заводами трехфазных трансформаторов необходимой мощности или при наличии транспортных ограничений допускается применение группы из двух трехфазных трансформаторов или группы из однофазных трансформаторов.

6.6. Для группы из однофазных трансформаторов, устанавливаемых в блоке с генератором, резервная фаза предусматривается при количестве фаз девять и более. В отдельных случаях (например, при одной группе автотрансформаторов связи и т. п.) установка резервной фазы допускается при наличии надлежащего обоснования и при меньшем числе фаз. При установке резервной фазы ее присоединение осуществляется, как правило, путем перекатки трансформатора.

6.7. Все повышающие трансформаторы (кроме двухобмоточных, включаемых в блоки с генераторами) и автотрансформаторы, как используемые в качестве автотрансформаторов связи, так и включаемые в блок с генераторами, должны иметь регулирование напряже-

ния под нагрузкой на одном из напряжений (ВН или СН). При необходимости регулирования и на другом напряжении предусматривается установка линейного вольтодобавочного трансформатора либо регулирование напряжения осуществляется на трансформаторах, приключенных к шинам другого напряжения.

6.8. Для ограничения токов короткого замыкания при распределении электроэнергии на генераторном напряжении рекомендуется применять сдвоенные реакторы.

Для распределительных устройств с реактированными линиями применяется, как правило, схема шины — реактор — выключатель — линия; для расширяющихся распределительных устройств может применяться также схема 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.

6.9. Каждый генератор мощностью 200 МВт и выше присоединяется к РУ через отдельные трансформаторы и выключатели на стороне повышенного напряжения.

6.10. Схемы соединений распределительных устройств 35—750 кВ должны удовлетворять следующим требованиям:

1. На электростанциях с блоками 300 МВт и более повреждение или отказ любого из выключателей, кроме секционного и шиносоединительного, не должны, как правило, приводить к отключению более одного блока и одной или нескольких линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части.

При повреждении или отказе секционного или шиносоединительного 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.

В отдельных случаях, при специальном обосновании, допускается отключение более двух блоков мощностью по 300 МВт и ниже, если это возможно по условиям устойчивости энергосистемы или ее части, исключает полную остановку электростанции и обеспечивает нормальную работу остальных ее блоков.

2. На теплоэлектроцентралях допустимое число и суммарная мощность одновременно отключаемых агрегатов или повышающих трансформаторов при повреждении или отказе любого выключателя определяются как по условиям сохранения устойчивой работы энергосистемы, так и обеспечения электро- и теплоснабжения потребителей с учетом резерва системы и других источников электро- и теплоснабжения.

3. Повреждение (отказ) любого выключателя не должно, как правило, приводить к отключению более одной цепи (двух линий) транзита напряжением 110 кВ и выше, если транзит состоит из двух параллельных цепей.

4. Отключение линии, как правило, производится не более чем двумя выключателями; отключение повышающих трансформаторов, трансформаторов связи, трансформаторов собственных нужд производится, как правило, не более чем тремя выключателями РУ каждого повышенного напряжения.

При прочих равных условиях предпочтение должно отдаваться схеме, в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

5. Ремонт любого из выключателей напряжением 110 кВ и выше должен быть возможен без отключения присоединения.

6. При питании от данного РУ двух пускорезервных трансформаторов собственных нужд электростанций с блочной тепловой схемой должна быть исключена возможность потери обоих таких трансформаторов при повреждении или отказе выключателя, в том числе и секционного или шиносоединительного.

7. При наличии нескольких вариантов схем, удовлетворяющих перечисленным выше требованиям, предпочтение отдается:

а) более простому и экономичному варианту как по конечной схеме, так и по этапам ее развития;

б) варианту, по которому требуется наименьшее количество операций с выключателями и разъединителями РУ повышенного напряжения при режимных переключениях, выводе в ремонт отдельных цепей и при отключении поврежденных участков в аварийных режимах.

6.11. При выборе схемы электростанции следует проверять возможность присоединения одного или нескольких блоков к районным подстанциям по схеме повышающий трансформатор — линия с выключателем генераторного напряжения и с выключателем или без выключателя в цепи линии на электростанции. Для распределительных устройств с числом присоединений не более четырех рекомендуется применение схем треугольника, четырехугольника, мостика в зависимости от условий сети.

Присоединение электростанции к магистральным линиям электропередачи напряжением 220 кВ и выше (как ТЭЦ, так и блочных ГРЭС) по схеме ответвления допускается только при наличии достаточных обоснований. Компоновка распределительных устройств с указанными схемами должна предусматривать возможность перехода на схему полного развития.

6.12. Для распределительных устройств с большим числом присоединений могут применяться следующие схемы:

I. При напряжениях 35—220 кВ:

1. С двумя основными и третьей обходной системами шин, с одним выключателем на цепь. Для РУ 35 кВ обходная система шин не предусматривается.

2. С одной секционированной и обходной системами шин. Для РУ 35 кВ обходная система шин не предусматривается.

3. Блочные схемы генератор — трансформатор — линия.

В РУ с двумя основными и третьей обходной системами шин при числе присоединений (линий, трансформаторов) менее 12 системы шин не секционируются; при числе присоединений от 12 до 16 секционируется выключателем на две части одна система шин и при большем числе присоединений секционируется выключателями на две части каждая из двух рабочих систем шин.

II. При напряжениях 330—750 кВ.

1. С двумя системами сборных шин, с тремя выключателями на две цепи (полуторная схема).

2. Блочные схемы генератор — трансформатор — линия. Кроме того, в отдельных случаях могут применяться следующие схемы:

а) с одним или двумя многоугольниками с числом присоединений к каждому многоугольнику до шести включительно, объединенными двумя перемычками с включателями в перемычках;

б) блочные схемы генератор — трансформатор — линия с уравнительным многоугольником или обходной системой шин;

в) другие схемы при надлежащем обосновании.

6.13. В распределительных устройствах 110—220 кВ, выполненных по схеме со сборными шинами и одним выключателем на присоединение, при любом числе присоединений выполняется обходная система шин, охватывающая выключатели всех линий и трансформаторов.

В качестве обходных выключателей используются:

а) в схемах с одной системой сборных шин — отдельные выключатели на каждой секции шин;

б) в схемах с двумя системами сборных шин и генераторами менее 160 МВт: при числе присоединений к РУ семь и менее — шиносоединительный выключатель, совмещающий функции обходного, при числе присоединений к РУ восемь и более — отдельный выключатель;

в) в схемах с двумя системами сборных шин и генераторами 160 МВт и более: при несекционированных сборных шинах — отдельный выключатель; при секционированных сборных шинах (при любой мощности генераторов) — совмещенный шиносоединительный и обходной выключатели (на каждой секции шин).

6.14. В схемах распределительных устройств генераторного напряжения предусматриваются одна или две системы сборных шин в зависимости от особенностей питаемой электрической сети (наличие или отсутствие резервирования по сети, характер потребителей). При прочих равных условиях предпочтение отдается одной системе шин. При этом должна учитываться целесообразность применения комплектных распределительных устройств. В частности, в целях обеспечения более широкого применения комплектных распределительных устройств и уменьшения капитальных затрат, как правило, применяется питание потребителей на генераторном напряжении через групповые сдвоенные реакторы. В отдельных случаях целесообразно обеспечивать питание потребителей на генераторном напряжении ответвлениями от генераторов без параллельной работы генераторов на шинах генераторного напряжения.

6.15. При соединении генераторов в блоки с трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами между генератором и трансформатором устанавливается выключатель.

Установка выключателя в блоке между генератором и двухобмоточным повышающим трансформатором допускается при обосновании технико-экономическими расчетами.

Такое решение может оказаться целесообразным:

а) для повышения надежности питания собственных нужд генераторов с турбинами, работающих с противодавлением;

б) для обеспечения резервного питания собственных нужд или при использовании рабочего трансформатора (реактора) собственных нужд блока, а также для пуска и останова блока;

в) для возможности применения схемы генератор — трансформатор — линия без установки выключателя на стороне повышенного напряжения.

6.16. При выполнении ответвлений от генератора к рабочему источнику питания собственных нужд гибкими открытыми или закрытыми комплектными пофазными токопроводами и при наличии вплоть до выключателей на низкой стороне трансформаторов собственных нужд закрытых шинопроводов с раздельными фазами никакой коммутации аппаратуры на ответвлении перед трансформаторами собственных нужд не устанавливается, а предусматриваются

лишь шинные разъемы. На ответвлениях от блоков генератор — трансформатор к трансформаторам собственных нужд, выполняемых жесткой открытой ошиновкой, устанавливаются выключатели, рассчитанные на короткое замыкание до трансформатора собственных нужд.

Схемы электрических соединений собственных нужд

6.17. Электродвигатели собственных нужд применяются, как правило, асинхронные с короткозамкнутым ротором.

Электродвигатели для котельной, топливоподачи, гидрозолоудаления и основных насосов турбинного отделения (конденсатные, циркуляционные, питательные и сетевые 630 кВт и выше) применяются закрытые обдуваемые или с замкнутым циклом вентиляции (по мере освоения их промышленностью).

Для крупных механизмов собственных нужд в случаях, когда это дает технико-экономический эффект, могут применяться синхронные двигатели.

Для питания крупных электродвигателей собственных нужд применяется напряжение 6—10 кВ. Напряжение 3 кВ допускается при расширении станций, имеющих напряжение 3 кВ, причем целесообразность применения этого напряжения обосновывается.

Для остальных электродвигателей переменного тока собственных нужд применяется напряжение 0,4 или 0,66 кВ; сеть 0,4 кВ выполняется с заземленной нейтралью. Питание сети освещения и сети электродвигателей 0,4 кВ производится от общих трансформаторов.

Следует широко применять газоразрядные источники света. При использовании ртутных ламп ДРЛ в основных цехах следует предусматривать мероприятия по их сохранению в работе в случаях кратковременных снижений напряжения питающей сети. В магистралях сетей освещения основных цехов устанавливаются стабилизаторы напряжения.

Для питания троллеев мостовых перегружателей угольных складов рекомендуется применение напряжения 6 кВ. При этом должна быть обеспечена соответствующая грозозащита или установлены разделительные трансформаторы.

6.18. На электростанциях, на которых все генераторы включены на сборные шины генераторного напряжения, электроснабжение собственных нужд осуществляется от этих шин.

На электростанциях, на которых все генераторы включены по схеме блоков генератор — трансформатор, питание собственных нужд осуществляется путем устройства ответвлений от блоков с установкой в цепях этих ответвлений реакторов или трансформаторов.

При наличии выключателя между генератором и трансформатором ответвление присоединяется, как правило, между выключателем и трансформатором.

На электростанциях со смешанной схемой включения генераторов питание собственных нужд осуществляется частично от шин генераторного напряжения и частично от блоков генератор — трансформатор.

Рекомендуется по возможности избегать ответвлений от блоков генератор — трансформатор, генераторы которых приводятся от турбин типа Р (работающих с противодавлением).

6.19. При питании собственных нужд от сборных шин генераторного напряжения и ответвлений от блоков генератор — трансформатор резервный источник питания собственных нужд (реактированная линия, трансформатор) присоединяется, как правило, к шинам генераторного напряжения.

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 при условии, что эти шины могут получать питание от внешней сети при остановке генераторов станций, в том числе и через трехобмоточным трансформаторы (автотрансформаторы), соединенные в блок с генераторами.

Резервный трансформатор может присоединяться к посторонним источникам питания, расположенным вблизи электростанции (сетевая подстанция или другая электростанция) с проверкой обеспеченности самозапуска электродвигателей собственных нужд.

Для проверки обеспеченности самозапуска электродвигателей суммарный номинальный ток неотключаемых электродвигателей в расчетах принимается равным, как правило, полуторакратному номинальному току пускорезервного трансформатора, а длительность перерыва питания собственных нужд составляет 2,5 с.

Резервные трансформаторы собственных нужд электростанций с блоками 160 МВт и более присоединяются к разным источникам питания (РУ разных напряжений, разные секции сборных шин РУ одного напряжения, третичные обмотки автотрансформаторов). Обеспечивается сохранение в работе одного из резервных трансформаторов собственных нужд при повреждении любого из элементов главной схемы электрических соединений.

Допускается 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 источника резервного питания собственных нужд допускается, если обеспечиваются.

а) допустимые колебания напряжения на шинах РУСН при регулировании напряжения автотрансформатора;

б) 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.

Для обеспечения разворота электростанций с блочной тепловой схемой при системной аварии с потерей значительной части генерирующих мощностей предусматриваются соответствующие мероприятия, согласованные с энергосистемой.

6.20. Распределительные устройства собственных нужд выполняются с одной системой сборных шин.

Сборные шины 6 или 10 кВ разделяются на секции, количество которых выбирается;

а) на станциях с поперечными связями по пару — по числу котлов, необходимость двух секций на котел должна быть обоснована;

б) на станциях с блочной тепловой схемой при мощности блоков 160 МВт и выше — две секции на блок.

Каждая из секций или секции попарно присоединяются к отдельному источнику рабочего питания, на каждой секции предусматривается ввод автоматически включаемого резервного источника питания, необходимость выделения общестанционных секций дополнительно обосновывается.

6.21. На станциях с поперечными связями по пару принимается по одному резервному трансформатору или реактированной линии питания собственных нужд 6—10 кВ на каждые шесть рабочих трансформаторов или линий.

Число источников рабочего питания собственных нужд, присоединяемых к одной секции ГРУ, не должно быть более двух, и они должны быть присоединены к шинам ГРУ таким образом, чтобы источник рабочего питания и резервирующий его источник были присоединены к разным секциям ГРУ; источник резервного питания может также присоединяться к ответвлению от трансформатора связи; при ГРУ с двумя системами шин резервный источник питания может также присоединяться ко второй системе шин вместе с трансформатором связи.

6.22. Число резервных трансформаторов собственных нужд на станциях с блоками мощностью 160 МВт и выше принимается:

а) при числе блоков один или два — один резервный трансформатор собственных нужд;

б) при числе блоков от трех до шести включительно — два резервных трансформатора собственных нужд;

в) при числе блоков семь и более — два резервных трансформатора собственных нужд, присоединенные к источнику питания, и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекатке.

6.23. Магистрали резервного питания собственных нужд 6—10 кВ секционируются выключателями через каждые два-три 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.

6.24. 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. При отсутствии общестанционных секций электродвигатели 6 кВ общестанционных механизмов блочных электростанций, как правило, распределяются (по назначению) по возможности равномерно между всеми секциями РУ собственных нужд электростанции.

На электростанциях с блочной тепловой схемой при наличии на блок одного питательного электронасоса секции блоков, резервируемых от несекционированных участков магистрали резервного питания, присоединяются к двум магистралям резервного питания таким образом, чтобы электродвигатель питательного насоса одного блока был связан с одной магистралью, а другого блока — со второй.

6.25. Мощность резервных источников питания собственных нужд электростанций с поперечными связями по пару должна выбираться исходя из следующего:

а) при питании рабочих и резервного источников питания собственных нужд от шин ГРУ и присоединении к секции ГРУ одного источника рабочего питания мощность резервного источника должна быть не менее мощности наиболее крупного рабочего трансформатора собственных нужд (или реактора);

б) при питании рабочих и резервного источников питания от шин ГРУ и присоединении к секции ГРУ двух источников рабочего питания мощность резервного источника должна быть равной полуторакратной мощности наиболее крупного рабочего трансформатора собственных нужд (или реактора);

в) 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 одного котла или турбины; при наличии выключателя генераторного напряжения резервные трансформаторы собственных нужд выбираются такой же мощности, как и рабочий трансформатор собственных нужд.

6.26. Мощность каждого резервного трансформатора на электростанциях с блоками 160 МВт и выше должна обеспечивать замену рабочего трансформатора одного блока и одновременный пуск или аварийный останов второго блока.

При наличии выключателя генераторного напряжения резервные трансформаторы собственных нужд выбираются такой же мощности, как и рабочий трансформатор собственных нужд.

На электростанциях с блоками, имеющими пускорезервные питательные насосы с электроприводом, 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 электропитательном насосе) с одновременным пуском второго блока или одного котла при дубль-блоке.

На электростанциях всех типов должен быть обеспечен самозапуск электродвигателей без мероприятий по ступенчатому включению последних.

6.27. На электростанциях, где генераторы соединены в блоки с трансформаторами, питание станционного поселка осуществляется от местной сети 35—110 кВ или через трансформаторы, присоединенные к третичной обмотке трансформатора связи.

Допускается резервирование питания поселка от собственных нужд станции; при наличии воздушных сетей это выполняется через разделительные трансформаторы.

6.28. Нагрузка 0,4 кВ питается и резервируется от трансформаторов 6—10/0,4 кВ, подключаемых к секциям РУ собственных нужд.

На всех электростанциях питание резервных трансформаторов производится от секций 6—10 кВ, от которых не питаются резервируемые ими рабочие трансформаторы.

Резервные трансформаторы 6—10/0,4 кВ блочных электростанций питаются от секций 6—10 кВ блоков, рабочие трансформаторы которых ими не резервируются.

При наличии на станции распределительных устройств разных повышенных напряжений резервный трансформатор 6—10/0,4 кВ, питающийся от шин РУ собственных нужд 6—10 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 ими рабочие трансформаторы 6—10/0,4 кВ должны быть присоединены к шинам РУ собственных нужд блоков, присоединенных к разным системам шин одного РУ повышенного напряжения.

6.29. На блочных станциях до ввода в эксплуатацию блока № 3 питание резервного трансформатора собственных нужд 6—10/0,4—0,66 кВ блоков № 1 и 2 осуществляется от независимого источника питания.

После ввода блока № 3 в эксплуатацию этот трансформатор при необходимости переключается на секции собственных нужд 6—10 кВ блока № 3.

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—10 кВ, от которой не питаются трансформаторы, им резервируемые.

6.30. На станциях с блочной тепловой схемой число секций 0,4 кВ в главном корпусе дложно быть не менее двух для каждого блока.

На станциях с поперечными связями по пару количество секций 0,4 кВ в главном корпусе принимается по числу котлов или турбин, если число турбин превышает число котлов. Необходимость двух секций на котел должна быть обоснована.

Электродвигатели 0,4 кВ общестанционных механизмов, располагаемых в главном корпусе, рекомендуется распределять равномерно (по назначению) между секциями РУ собственных нужд.

Допускается сооружение в главном корпусе отдельных общестанционных секций РУ собственных нужд 0,4 кВ, число которых должно быть не менее двух.

Шины щитов 0,4 кВ вспомогательных цехов, бесперебойная работа которых обязательна для выдачи энергии станции (например, мазутонасосных на электростанциях, работающих на мазуте, и т. п), должны разделяться минимум на две секции.

Шины щитов 0,4 кВ вспомогательных цехов, не связанных с основным технологическим процессом, могут не разделяться на отдельные секции.

Все электродвигатели одноименных механизмов одного агрегата или устройства должны присоединяться к разным секциям (непосредственно к сборным шинам РУ 0,4 кВ или к разным вторичным сборкам, присоединенным в свою очередь к разным секциям).

Присоединение линий питания сборок, для которых предусмотрено АВР, а также сборок, от которых питаются электродвигатели, имеющие АВР, производится к двум разным секциям.

6.31. В цепях электродвигателей 0,4 кВ независимо от их мощности, а также в цепях линий питания сборок в качестве защитных аппаратов устанавливаются автоматы.

В случае применения автоматов 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 в течение необходимого времени их повторное включение при восстановлении напряжения после его кратковременного снижения (групповой самозапуск электродвигателей, пуск мощного электродвигателя и др.).

Установка предохранителей в качестве защитных аппаратов допускается в цепях сварки и неответственных электродвигателей, не связанных с основным технологическим процессом (мастерские, лаборатории и т. п.).

6.32. *Каждая из секций* РУ 0,4 кВ, *за исключением* РУ *вспомогательных цехов, не влияющих непосредственно на выработку электроэнергии* (мастерские и т. п.), должна 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 рабочего источника питания РУ 0,4 кВ может быть использован отдельный для каждой секции или общий для двух секций трансформатор, присоединенный к каждой секции через отдельный автомат. Если суммарная нагрузка двух секций не превосходит 1 000 кВ·А, рекомендуется схема с общим для этих секций трансформатором.

В качестве резервного источника питания для секций РУ 0,4 кВ, расположенных в главном корпусе, применяются отдельные резервные трансформаторы.

Для секций РУ 0,4 кВ вспомогательных цехов может применяться резервирование от отдельных резервных трансформаторов (явный резерв) или взаимное резервирование двух рабочих трансформаторов (скрытый резерв).

При схеме с явным резервом на станциях с поперечными связями по пару в качестве резервных трансформаторов вспомогательных цехов могут быть использованы резервные трансформаторы главного корпуса, если при этом длина кабеля 0,4 кВ не превышает величины, допустимой по условиям пуска электродвигателей, и если это экономически оправдано.

На станциях с блочной тепловой схемой в качестве резервного трансформатора вспомогательных цехов используется отдельный трансформатор.

6.33. 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 между секциями должен быть предусмотрен секционный автомат, на котором осуществляется АВР.

Максимальная мощность трансформаторов 6—10/0,4 кВ принимается 1 000 кВ·А при напряжении короткого замыкания $e_к = 8\%$.

Трансформаторы меньшей мощности принимаются с напряжением короткого замыкания $e_к = 4{,}5 \div 5{,}5\%$.

6.34. 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 6—10 кВ на блоках, резервируемых этим источником.

Для этого часть секции РУ 0,4 кВ каждого блока секционируется автоматами на две полусекции, к одной из которых и присоединяются указанные выше ответственные электродвигатели. При длительной потере напряжения на этих секциях секционные автоматы 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 в работоспособном состоянии, в том числе электродвигателей валоповоротных устройств, подзарядных агрегатов аккумуляторных батарей, аппаратуры КИП и автоматики, включая автоматику запуска системы пожаротушения и аварийного освещения. Питание осуществляется либо от неблочной части электростанции (при наличии таковой), либо от ближайших тепловых электростанций и гидростанций или от резервных дизель-генераторов.

6.35. Число резервных трансформаторов 6—10/0,4 кВ принимается:

а) один резервный трансформатор для секции РУ 0,4 кВ главного корпуса станций с блочной тепловой схемой для резервирования секций этого напряжения двух блоков, управляемых с одного блочного щита при числе рабочих трансформаторов до шести включительно; по одному для каждого блока при общем числе рабочих трансформаторов более шести; при наличии отдельных блочных щитов на каждый блок по одному для резервирования секций РУ 0,4 кВ каждого блока;

б) для всех секций РУ 0,4 кВ станций с поперечными связями по пару и для секций этого напряжения вспомогательных цехов станций всех типов — 1 резервный трансформатор при числе рабочих трансформаторов 6 и менее и 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.

На станции предусматривается также складской резервный трансформатор 6—10/0,4 кВ.

В цепи резервного трансформатора перед сборкой резервного питания устанавливается рубильник.

6.36. Для генераторов с высокочастотными возбудителями устанавливается по одному резервному возбудительному агрегату на электростанцию.

Резервные возбудительные агрегаты для генераторов 160 МВт и выше с другими видами возбуждения устанавливаются по одному на каждые четыре блока.

На электростанциях с генераторами, имеющими машинные возбудители постоянного тока, предусматривается лишь один резервный якорь на каждый тип возбудителя.

Управление, сигнализация и автоматика

6.37. Управление основными элементами схемы электрических соединений должно производиться централизованно из следующих пунктов:

а) на электростанциях с поперечными связями по пару — с главного щита управления и групповых технологических щитов; в отдельных случаях для электростанций с поперечными связями по пару может быть принята блочная структура управления;

б) на электростанциях с блочными тепловыми схемами — с центрального щита управления и блочных щитов управления.

Размеры помещения центрального и главного щита управления, а также релейных щитов ОРУ принимаются исходя из конечной мощности электростанций.

6.38. С главных щитов управления электростанций с поперечными связями по пару производится управление выключателями и АГП генераторов и блоков генератор — трансформатор, выключателями трансформаторов связи с системой, шиносоединительными, 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.

Кроме того, на ГЩУ предусматривается сигнализация вызова персонала при неисправностях на общестанционных местных щитах управления, не имеющих постоянного дежурства, а также вызова персонала в различные электротехнические помещения, распределительные устройства и пр.

6.39. С центральных щитов управления электростанций с блочной тепловой схемой производится управление выключателями линий, отходящих от шин повышенного напряжения, автотрансформаторов связи этих шин, шиносоединительными секционными и обходными выключателями, а также выключателями высшего и среднего напряжений блоков генератор — трансформатор с выключателем в цепи генератора и выключателями блоков, общими с другими присоединениями (при «полуторной» схеме и схеме «многоугольника»).

С ЦЩУ также предусматриваются управление элементами общестанционного назначения, в том числе выключателями резервных трансформаторов собственных нужд для секций 6—10 кВ, включая магистральные и секционные выключатели магистралей резервного питания, выключатели электродвигателей резервных возбудителей, и выбор перевода цепей управления регулирования резервного возбудителя на тот блок, который с ним работает.

Для информации о работе генераторов и блоков, управляемых с блочного щита, на ЦЩУ предусматриваются:

а) сигнализация положения выключателей генераторов;

б) измерение активной и реактивной мощностей генераторов;

в) одно общее табло на каждый блок «Неисправность на блоке».

На ЦЩУ предусматривается панель сигнализации и автоматики общестанционных средств пожаротушения.

Кроме того, на ЦЩУ предусматривается сигнализация вызова персонала при неисправностях на общестанционных местных щитах управления, где не имеется постоянного дежурства.

6.40. С блочных щитов управления электростанций производится управление выключателями и АГП генераторов блока, выключателями вводов рабочих трансформаторов питания шин основного напряжения собственных нужд, вводами резервного питания собственных нужд 6—10 кВ, выключателями и автоматами рабочих и резервных трансформаторов питания шин собственных нужд 0,4 кВ главного корпуса (включая трансформаторы для питания электрофильтров), а также электродвигателей собственных нужд блоков.

При блоках с генераторами, соединенными с двухобмоточными повышающими трансформаторами, в тех случаях, когда отсутствует выключатель между генератором и трансформатором, на блочный щит выносится управление выключателем стороны высшего напряжения.

В случае, если выключатели со стороны высшего напряжения блока являются общими и для других присоединений, они управляются с блочного и центрального щитов.

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.

6.41. Дистанционное управление и сигнализация положения разъединителей с пунктов централизованного управления элементами главной схемы электрических соединений не предусматриваются, за исключением линейных разъединителей всех присоединений при схемах с подключением цепей через два выключателя (например, схема «многоугольник»).

6.42. Для перевода генераторов с рабочего возбуждения на резервное и обратно предусматриваются автоматы с дистанционным управлением с БЩУ и ГЩУ.

6.43. Сигнализация в пунктах централизованного управления выполняется в следующем объеме:

а) световая сигнализация положения объектов управления;

б) индивидуальная световая сигнализация аварийного отключения и автоматического включения;

в) световая предупредительная сигнализация об отклонении от нормального режима работы оборудования и о нарушении исправности цепей;

г) световая сигнализация вызова персонала в помещения различных электротехнических устройств и технологических щитов вспомогательных цехов, действующая при нарушениях нормального режима работы этих устройств и при неисправности в них;

д) центральная звуковая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при действии предупредительной, аварийной и вызывной сигнализаций.

6.44. Для элементов главной схемы электрических соединений и собственных нужд тепловых электростанций предусматриваются следующие виды автоматических устройств:

а) устройства автоматического повторного включения (АПВ) выключателей линий всех типов и напряжений и устройства АПВ шин повышенных напряжений;

б) устройства автоматического включения резервного питания (АВР) шин собственных нужд, ответственных силовых сборок и сборок задвижек, а также устройства АВР питания оперативным током, при этом должно быть обеспечено автоматическое включение резервных механизмов в соответствии с требованиями, вытекающими из условий сохранения в работе основного технологического оборудования;

в) устройства для включения генераторов на параллельную работу одного с другим и с сетью системы — автоматические синхронизаторы и устройства полуавтоматической самосинхронизации для генераторов, работающих в блоке с трансформатором; для генераторов, работающих непосредственно на сборные шины, предусматриваются устройства полуавтоматической самосинхронизации, используемые для включения генераторов на параллельную работу при аварийных режимах в энергосистеме; в качестве резерва к устройствам автоматической синхронизации должна предусматриваться аппаратура ручной синхронизации с блокировкой от несинхронных включений;

г) устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и быстродействующей форсировки (УБФ) возбуждения генераторов, при работе генераторов на резервном возбуждении должно предусматриваться только устройство форсировки возбуждения;

д) 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;

е) устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ);

ж) устройства автоматического задания графика нагрузки и распределения нагрузки между агрегатами;

з) устройства группового управления возбуждением (ГУВ) в первую очередь для станций, имеющих блочную тепловую схему;

и) автоматическое регулирование напряжения трансформаторов под нагрузкой и автоматическое включение и отключение охлаждающих устройств по температуре и нагрузке для трансформаторов, оборудованных указанными устройствами;

к) в случае необходимости автоматическое включение осциллографов для записи токов и напряжений в аварийных режимах в местах, определяемых по согласованию с энергосистемой;

л) в случае необходимости дополнительные устройства противоаварийной системной автоматики.

6.45. В цепях электродвигателей независимо от их мощности амперметры устанавливаются только в тех случаях, когда электродвигатели используются для привода механизмов, подверженных перегрузкам по технологическим причинам, или когда по амперметрам ведется основной технологический процесс.

Амперметры должны устанавливаться в цепях электродвигателей дымососов, всех вентиляторов котельного агрегата, всех типов мельниц, ленточных конвейеров, дробилок, питателей пыли, питателей сырого угля шахтных мельниц, питательных, шламовых, конденсатных и циркуляционных насосов, маслонасосов системы смазки, мазутных насосов и валоповоротного устройства.

6.46. В помещении релейных панелей на ОРУ предусматривается прибор для определения места повреждения на линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

6.47. 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, резервных, особо ответственных механизмов собственных нужд и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Включение аккумуляторной батареи на шины щита постоянного тока осуществляется через селективный автомат.

Питание электродвигателей маслонасосов смазки и регулирования турбин, а также маслонасосов водородных уплотнений генераторов осуществляется от шин постоянного тока отдельными линиями, в цепи которых устанавливаются автоматы.

От аккумуляторной батареи должны питаться также электроприводы отсечных клапанов газопроводов, электрогидравлические преобразователи (ЭГП) системы регулирования и электромагниты стопорных клапанов турбин и преобразовательный агрегат связи.

Для устройств управления, автоматики и контроля допускается применение оперативного постоянного тока напряжением 60 и 24 В, если при этом обеспечивается применение надежных систем с использованием малогабаритных реле и бесконтактных элементов. В этом случае в качестве источника используются преобразователи, питаемые от аккумуляторной батареи напряжением 220 В.

6.48. В качестве оперативного тока в системе собственных нужд 0,4 кВ применяется переменный ток при напряжении 220 кВ (фазное напряжение сети 0,4 кВ). В качестве источника оперативного тока используется силовая сеть вторичного напряжения собственных нужд. В схемах с центральным питанием оперативного переменного тока выполняется резервирование питания шинок переменного оперативного тока от разных источников, обеспечивающее сохранение их питания при практически возможных аварийных режимах (питание шинок от одной секции РУСН 0,4 кВ блока, резервирование от другой секции данного блока и от секции РУСН другого блока).

Управление автоматами вводов рабочего и резервного питания секции 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 цехов может применяться при соответствующем обосновании переменный оперативный ток.

Допускается управление, сигнализацию и блокировку на переменном оперативном токе выполнять и в некоторых других случаях, например, управление разъединителями, схемы сигнализации на местных щитах управления и т. п.

Технологическая сигнализация на блочных и групповых щитах управления выполняется на выпрямленном токе.

6.49. Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательного агрегата связи. Номер батареи, выбранной по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

Расчетная длительность питания нагрузки аварийного освещения принимается равной 30 мин для электростанций, связанных с энергосистемой, и 1 ч для изолированных электростанций.

Расчетная длительность питания электродвигателей нагрузки постоянного тока принимается равной времени, необходимому для аварийной остановки всех основных агрегатов электростанции, обслуживаемых данной аккумуляторной батареей.

6.50. На электростанциях с поперечными связями в тепловой части мощностью до 200 МВт включительно устанавливается одна аккумуляторная батарея, а при мощности более 200 МВт — две аккумуляторные батареи одинаковой емкости, которые совместно должны обеспечить питание маслонасосов смазки турбин и водородного уплотнения генераторов всех агрегатов станции, а также электродвигателя преобразовательного агрегата связи и всей нагрузки аварийного освещения.

6.51. На электростанциях с блочными тепловыми схемами для каждых двух блоков, управляемых с блочных щитов, размещаемых в общем помещении, предусматривается установка, как правило, одной аккумуляторной батареи; для блоков мощностью 300 МВт и выше в тех случаях, когда установка одной батареи на два блока невозможна по условиям выбора коммутационной аппаратуры постоянного тока, допускается 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.

6.52. Питание оперативным током устройств управления, сигнализации и релейной защиты элементов повышенных напряжений станции, управляемых с ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ и ГТЩ; 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 специальной аккумуляторной батареи в зоне размещения распределительных устройств для питания оперативным током аппаратуры их присоединений. При этом должно предусматриваться резервное питание элементов ОРУ от батарей главного корпуса с помощью специальной сети резервирования.

Аккумуляторная батарея для обслуживания ОРУ предусматривается без элементного коммутатора в соответствии с нормами технологического проектирования понижающих подстанций.

Питание оперативным током элементов повышенных напряжений станции производится от шинок оперативного тока, предусматриваемых в помещениях релейных щитов распределительных устройств, где также размещаются защитные аппараты оперативных цепей отдельных присоединений и устройств.

Кольцевое питание указанных оперативных шинок обеспечивается от аккумуляторных батарей главного корпуса или от батареи, расположенной на ОРУ.

6.53. Все станционные аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда. В связи с этим для каждой из них предусматриваются отдельные подзарядные устройства. Для за-

рядки всех аккумуляторных батарей устанавливается один общестанционный зарядный агрегат.

При этом для возможности его подключения к любой батарее предусматривается специальная сеть заряда. Регулирование напряжения зарядного агрегата обеспечивается со щита постоянного тока каждой батареи.

Предусматривается автоматическое регулирование напряжения на шинах установок постоянного тока как в режиме постоянного подзаряда, так и в режиме аварийного разряда. Также предусматривается автоматический или полуавтоматический подзаряд хвостовых элементов аккумуляторной батареи.

6.54. Аппаратура релейной защиты, счетчики энергии, 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), устанавливаются в помещениях соответствующих распределительных устройств или в специально предусмотренных помещениях релейных щитов (при ОРУ).

Релейная защита и счетчики электроэнергии генераторов и блоков генератор — трансформатор, а также аппаратура системы возбуждения генераторов размещаются в главном корпусе в специальных помещениях.

Во всех этих помещениях или шкафах круглый год должна поддерживаться положительная температура, для чего в случае необходимости предусматриваются электроподогреватели.

Для возможности испытания релейной защиты в помещениях релейной защиты предусматриваются щитки постоянного и переменного тока.

6.55. Рабочие чертежи устанавливаемых на тепловых электростанциях устройств релейной защиты сетевых и системных элементов (отходящие линии и обходные выключатели), устройств противоаварийной системной автоматики, а также устройств регулирования частоты и мощности, частотной разгрузки и др. разрабатываются по согласованным с энергосистемой принципиальным схемам, представляемым заказчиком (дирекцией станции).

6.56. На электростанциях предусматриваются устройства телеизмерения, телеуправления, телесигнализации в объеме, необходимом для осуществления диспетчерского управления, по согласованным с энергосистемой принципиальным схемам, представляемым заказчиком (дирекцией станции).

Распределительные устройства, кабельное хозяйство и вспомогательные сооружения

6.57. Распределительные устройства 6 и 10 кВ с нереактированными отходящими линиями и распределительные устройства собственных нужд 0,4—3,6 и 10 кВ выполняются с помощью КРУ.

Распределительные устройства топливоподачи, а также преобразовательные устройства располагаются в изолированных помещениях с отдельным входом.

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.

6.58. 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, или другими способами.

6.59. Распределительные устройства 35, 110, 150 и 220 кВ выполняются открытыми, за исключением случаев, оговоренных ниже.

Открытые распределительные устройства для тепловых электростанций принимаются с усиленной изоляцией в следующих случаях: при использовании твердого топлива и высоте дымовых труб 120 м и менее, при использовании сланцев независимо от высоты дымовых труб, при расстоянии ОРУ от градирен 300 м и менее.

Распределительные устройства 150 и 220 кВ могут выполняться закрытыми, если относ их на необходимое расстояние не экономичен.

Распределительные устройства 35—220 кВ могут выполняться закрытыми также при стесненности площадки и в суровых климатических условиях (на Крайнем Севере).

Распределительные устройства 330, 500 и 750 кВ выполняются открытыми; для ОРУ этих напряжений допускается наряду с разъединителями с опорной изоляцией применение подвесных разъединителей.

6.60. Во всех распределительных устройствах 3—750 кВ предусматриваются стационарные заземлители и разъединители с заземляющими ножами, изготовляемые заводами.

6.61. Компоновки и конструкция открытых распределительных устройств 110 кВ и выше выполняются с учетом применения автокранов, телескопических вышек и других средств для механизации ремонтных работ высоковольтного оборудования. Конструкции закрытых распределительных устройств 6—220 кВ выполняются также с учетом использования средств механизации ремонтных работ.

6.62. В закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) 3—220 кВ устанавливаются малообъемные масляные или безмасляные выключатели.

6.63. Закрытые распределительные устройства всех напряжений в отдельных зданиях выполняются без окон и не отапливаются.

Для закрытых распределительных устройств до 35 кВ включительно, проектируемых для районов, где внутри помещений ЗРУ возможна температура ниже минус 20 °С, предусматривается электроподогрев аппаратуры.

6.64. Сборные шины закрытых распределительных устройств 6—35 кВ отделяются от шинных разъединителей перегородками с проходными изоляторами.

6.65. Соединение генераторов 60 МВт и выше с трансформаторами рекомендуется выполнять с помощью закрытых комплектных токопроводов с раздельными фазами.

На участке между стеной машинного отделения и трансформатором при генераторах 60 и 100 МВт комплектные токопроводы применяются только в случае расположения трансформаторов не более чем в 30 м от машинного отделения. Для этих машин при больших расстояниях до трансформаторов соединения вне машинного отделения выполняются гибкими подвесными токопроводами.

6.66. Для турбогенераторов 60 и 100 МВт, работающих на шины ГРУ, соединение генератора в пределах машинного отделения

выполняется закрытыми однофазными комплектными токопроводами (за исключением участка с трансформаторами тока нулевой последовательности), а на участке между машинным залом и ГРУ — гибкими подвесными токопроводами.

6.67. Ремонт повышающих трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и автотрансформаторов связи производится на ремонтной площадке турбинного отделения, оснащенной необходимым технологическим оборудованием для ремонта, или в трансформаторной мастерской, также оснащенной необходимым оборудованием.

Если ремонт трансформаторов предусмотрен на ремонтной площадке турбинного отделения электростанции с блочной тепловой схемой, должна обеспечиваться возможность одновременного ремонта турбины, генератора и трансформатора.

Передвижение трансформаторов с места их установки на монтажные площадки в турбинном отделении или в трансформаторной мастерской предусматривается на собственных поворотных катках с помощью средств механизации без демонтажа вводов.

6.68. Компоновка турбинного отделения выполняется с учетом монтажа, демонтажа и вывоза в ремонт статора генератора без нарушения нормальной работы других машин.

6.69. Под всем помещением постов централизованного управления (ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ ГТЩ) выполняется кабельный полуэтаж высотой не менее 2,4 м до ригеля с необходимой теплоизоляцией, освещением, вентиляцией и герметичностью. В случае если в кабельном полуэтаже предусматривается установка шкафов с рядами зажимов, кабельными сборками и пр., то местное освещение в районе размещения указанных шкафов выполняется по нормам для помещений щитов управления.

6.70. Для основных кабельных потоков предусматриваются сооружения и помещения (этажи, туннели, шахты и др.), изолированные от технологического оборудования и исключающие доступ к кабелям посторонних лиц.

В пределах одного энергоблока разрешается прокладка потоков кабелей вне специальных кабельных сооружений при надежной их защите от механических повреждений, искр и огня при ремонте технологического оборудования. Для удобства их обслуживания выполняются специальные площадки и проходы для эксплуатационного обслуживания при прокладке на высоте 5 м и более от отметки обслуживания.

При прокладке в пределах энергоблока кабельных потоков вне специальных кабельных сооружений должно обеспечиваться по возможности их расчленение на отдельные потоки, проходящие по различным трассам.

Для небольших потоков (около 20 кабелей) и одиночных кабелей специальные эксплуатационные площадки и проходы не сооружаются. Кабели в этих случаях располагаются таким образом, чтобы обеспечивалась возможность производства работ по их ремонту и замене в условиях эксплуатации.

Кабельные помещения и сооружения, в которых размещаются кабели различных энергоблоков станции, включая помещения под блочными щитами управления, должны быть разделены перегородками с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч. В местах прохода кабелей через эти перегородки в целях обеспечения возможности за-

мены и дополнительной прокладки кабелей должна предусматриваться арматурная сетка с сечением ячейки, равным двойному диаметру наибольшего из кабелей в потоке, для наложения на нее несгораемого материала с пределом огнестойкости 1,5 ч.

В кабельных помещениях и перегородках с пределом огнестойкости 1,5 ч двери должны иметь такой же предел огнестойкости.

В пределах одного энергетического блока разрешается выполнение кабельных сооружений с пределом огнестойкости 0,25 ч.

При этом технологическое оборудование, которое может служить источником пожара (баки с маслом, масляные станции мельниц и т. п.), расположенное на расстоянии менее 10 м от кабельных трасс, должно иметь ограждение с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч, исключающее возможность загорания кабелей при пожаре в технологическом оборудовании.

Кабельные сооружения, в которых прокладываются маслонаполненные кабели, должны иметь во всех случаях предел огнестойкости не менее 1,5 ч.

Кабельные шахты должны быть отделены от кабельных туннелей, полуэтажей и других помещений несгораемыми перегородками, должны иметь перекрытия по верху и низу с пределом огнестойкости 1,5 ч и иметь входные двери.

Места входа кабелей в помещения закрытых распределительных устройств и в помещения щитов управления и защиты открытых распределительных устройств должны иметь перегородки с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч.

Места входа кабелей на блочные щиты управления электростанций должны быть закрыты перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч; конструкция пульта управления должна обеспечивать обслуживание цепей вторичной коммутации со щита управления.

Горизонтальные перегородки, разделяющие группы кабелей, должны иметь предел огнестойкости 0,25 ч.

Кабели в кабельных сооружениях должны быть проложены таким образом, чтобы были обеспечены проходы для монтажа, ремонта и замены кабелей, в том числе в местах входа и выхода кабелей из кабельных шахт. Пересечение кабелей должно производиться только в разных плоскостях.

Для электростанций с поперечными связями по пару для избежания большой концентрации кабельного хозяйства не допускается сосредоточение в одном помещении групповых щитов более четырех котлов и четырех турбоагрегатов.

Кабельные помещения, относящиеся к этим агрегатам, должны быть отделены от кабельных помещений других агрегатов перегородками с пределом огнестойкости 1,5 ч.

Кабельное помещение под групповыми щитами котлов и турбин разделяется на две части перегородкой с пределом огнестойкости 1,5 ч, отделяющей кабели половины котлов и турбоагрегатов, управляемых с общего группового щита.

Кабельное помещение под главным щитом управления отделяется от других кабельных помещений перегородками с пределом огнестойкости 1,5 ч.

6.71. Кабельные сооружения выполняются с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15% числа кабелей, предусмотренных проектом (замена кабелей в процессе монтажа, дополнительные прокладки в процессе эксплуатации).

6.72. В целях повышения пожарной безопасности на крупных электростанциях предусматриваются силовые и контрольные кабели только с негорючими покровами; применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией запрещается.

При соединении и оконцевании силовых кабелей предусматриваются конструкции муфт, соответствующие условиям их работы и окружающей среды.

6.73. На тепловых электростанциях трассы кабелей выбираются на безопасном расстоянии от нагретых поверхностей и предусматривается защита кабелей от действия перегретого пара в случае прорыва его в местах установки задвижек.

В случае вынужденного приближения к нагретым поверхностям применяются кабели с теплостойкой изоляцией, соответствующей температурным условиям окружающей среды, или предусматриваются меры защиты кабелей от перегрева.

Прокладка силовых и контрольных кабелей на электростанциях производится на подвесках, в трубах, лотках, подвесных галереях, коробах, каналах, блоках и туннелях.

В кабельных сооружениях предусматриваются: гидроизоляция, дренирование и автоматическая откачка воды из приемников кабельных каналов (туннелей).

Прокладка кабелей не допускается: в туннелях гидрозолоудаления, а также в каналах с трубопроводами для химически агрессивных жидкостей.

Прокладка кабелей к мазутонасосным и сооружениям топливоподачи рекомендуется по надземным эстакадам.

6.74. В помещениях топливоподачи прокладываются только те кабели, которые относятся к оборудованию, устанавливаемому в данном помещении. При укладке этих кабелей на горизонтальных полках они располагаются с просветом не менее диаметра кабеля.

6.75. Кабели к пожарным насосам и другим ответственным общестанционным объектам, а также кабели общестанционной и оперативной связи прокладываются по двум разным трассам.

Сети общестанционной связи от узла связи до центрального и блочных щитов управления выполняются двумя кабелями (фидерами), прокладываемыми по разным трассам.

6.76. На открытых распределительных устройствах кабели прокладываются в каналах или наземных лотках и при соответствующем числе кабелей в потоке — в туннелях. При высоком уровне грунтовых вод предпочтение отдается наземным лоткам.

При применении кабельных лотков должен обеспечиваться проезд по распределительным устройствам и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ.

При выполнении проезда механизмов через лотки расположение лотков должно сохраняться на одном уровне.

При применении кабельных лотков прокладка других кабелей под дорогами и переездами для машин в трубах, каналах и траншеях, расположенных ниже лотков, не допускается.

Выход кабелей из лотков к шкафам управления и защиты выполняется в трубах без заглубления их в землю.

Прокладка кабельных перемычек в пределах одной ячейки открытого распределительного устройства допускается в траншее. Защита кабелей при подводке их к шкафам управления от механиче-

ских повреждений выполняется путем применения уголка, швеллера и других конструкций.

6.77. Постоянные маслопроводы на электростанции прокладываются от аппаратной маслохозяйства:

а) на монтажную площадку турбинного отделения в случае ремонта в нем трансформаторов;

б) к трансформаторной башне в случае ее сооружения;

в) к месту разгрузки железнодорожных цистерн с маслом.

6.78. На электростанциях предусматриваются лаборатории для проверки и испытания реле и измерительных приборов с необходимым комплектом измерительных приборов и испытательной аппаратуры в соответствии с типовым проектом лаборатории.

Для проверки высоковольтного оборудования предусматривается испытательный трансформатор с напряжением 50—100 кВ.

Для электростанций с агрегатами 160 МВт и выше предусматривается трансформатор и другое оборудование для испытания обмоток генератора повышенным напряжением.

6.79. Генераторы с водородным охлаждением обеспечиваются водородом в баллонах при условии доставки их по дорогам с твердым покрытием до 100 км для электростанций мощностью 600 МВт и до 50 км для электростанций мощностью 600 МВт и выше. Центральная электролизерная установка при этом должна находиться на одной из крупных электростанций системы. Во всех других случаях на электростанции сооружается своя электролизерная установка.

6.80. При генераторах с давлением водорода менее 0,2 МПа (2 кгс/см^2) электролизерная установка выполняется с одним электролизером, номинальная производительность ее при двухсменной работе рассчитана на покрытие утечек и продувок всех генераторов. При этом предусматриваются две преобразовательные установки (полупроводниковые выпрямители), мощность каждой из которых рассчитана на номинальную производительность электролизера; при параллельной работе они должны обеспечивать максимальную производительность электролизера.

6.81. При генераторах с давлением водорода 0,2 МПа (2 кгс/см^2) и выше электролизерная установка выполняется с двумя электролизерами с номинальной производительностью каждого при трехсменной работе, рассчитанной на покрытие утечек генераторов и продувок. При этом предусматриваются две преобразовательные установки, мощность каждой из них рассчитана на номинальную производительность одного электролизера, и при одновременной работе обеих преобразовательных установок они должны обеспечить работу двух электролизеров с номинальной производительностью или одного электролизера с максимальной производительностью.

6.82. В открыто установленных ресиверах на электростанции должен храниться запас водорода, обеспечивающий потребность для однократного заполнения водородом одного генератора, имеющего наибольший газовый объем плюс:

а) 10-дневный запас на покрытие утечек и продувок всех генераторов при снабжении водородом от постоянного источника или при электролизерной с одним электролизером;

б) 5-дневный запас на покрытие тех же утечек и продувок при электролизерной с двумя электролизерами.

6.83. Снабжение генераторов углекислотой производится от ресиверов централизованной установки электростанций. Минимальный запас углекислого газа на электростанции определяется из расчета

трехкратного заполнения турбогенератора, имеющего наибольший газовый объем. От централизованной углекислотной установки предусматривается разводка углекислоты к масляным бакам турбин, подшипникам и комплектным закрытым токопроводам генераторов с водородным охлаждением.

При наличии на станции электролизерной установки в целях использования кислорода для ремонтных нужд предусматриваются отдельные ресиверы для кислорода с объемом, равным половине объема устанавливаемых ресиверов для водорода.

Для вытеснения углекислоты из генератора используется сжатый воздух из станционной компрессорной. Допускается применение азота вместо углекислоты.

6.84. Осушка сжатого воздуха для воздухоснабжения воздушных выключателей и пневматических приводов масляных выключателей и разъединителей осуществляется путем расширения сжатого воздуха.

На электростанции, как правило, предусматривается одна компрессорная установка для снабжения сжатым воздухом воздушных выключателей.

При двух и более распределительных устройствах с большим числом выключателей, при большой протяженности воздушной сети и при числе рабочих компрессорных агрегатов более трех производительностью 2—3 м³/мин каждый предусматривается вариант сооружения двух компрессорных установок.

Средства диспетчерской, технологической связи и телемеханики

6.85. Диспетчерская, технологическая связь и телемеханизация электростанций проектируются на основании утвержденных схем развития диспетчерского управления энергосистемы, а при отсутствии таковых — по заданию заказчика (дирекции), согласованному с энергосистемой.

6.86. Основное оборудование связи электростанций располагается в помещениях узла связи.

Узел связи размещается в изолированном помещении в одном из зданий, сооружаемом в первую очередь, в инженерном или объединенно-вспомогательном корпусе, в проходной или другом здании административного назначения.

Оборудование оперативной связи располагается в помещениях соответствующих цехов.

Высокочастотные и низкочастотные стойки аппаратуры высокочастотной связи по линиям электропередачи располагаются в зданиях релейных панелей ОРУ в отдельных помещениях.

6.87. Оперативная связь блочных, групповых и технологических щитов должна быть зарезервирована путем установки ограниченного числа телефонных аппаратов общестанционной АТС на рабочих местах.

6.88. Электропитание устройств связи электростанции осуществляется от сети ответственных собственных нужд переменного тока через соответствующие выпрямительные устройства.

Резервирование электропитания от других источников тока (специальных аккумуляторных батарей) осуществляется только для средств диспетчерской связи, АТС общестанционной связи, транзитных каналов.

При этом для всех указанных выше устройств используются статические преобразователи, обеспечивающие безынерционное переключение с основных источников электропитания на резервные.

6.89. В подготовительный период строительства связь осуществляется в следующем объеме:

а) устанавливается комплектный (инвентарный) узел связи в составе АТС или РТС емкостью 100 номеров и радиотрансляционного узла мощностью 100 Вт для телефонной и радиопоисковой связи на территории стройдвора и временного жилого поселка;

б) соединительные линии сооружаются, как правило, воздушные с ближайшим узлом Министерства связи или другого ведомства для обеспечения телефонной связи стройки с райцентром, перевалочной базой, питающей подстанцией.

Временные сооружения связи должны предусматриваться в минимальном объеме с учетом использования для связи строительства средств постоянной связи электростанции и жилого поселка после ввода их в эксплуатацию. С этой целью средства связи электростанции и жилого поселка должны сооружаться в первую очередь.

7. ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

7.1. На тепловых электростанциях применяются: прямоточная, оборотная с водохранилищами-охладителями или градирнями и комбинированная системы водоснабжения. Выбор системы и источника водоснабжения производится в соответствии с указаниями СНиП II.И-8-62 и обосновывается технико-экономическим расчетом с учетом существующего и перспективного использования водных ресурсов района, а также санитарных, рыбохозяйственных условий и нужд сельскохозяйственного производства.

При выборе системы водоснабжения следует рассматривать возможность использования естественных озер, существующих водохранилищ, стремиться к ограничению строительства новых гидроузлов, длинных отводящих и подводящих каналов, градирен и других сложных гидротехнических сооружений.

При отсутствии возможности использования существующих или намеченных к сооружению водоемов и водотоков следует проверять целесообразность создания наливных водохранилищ-охладителей, питаемых из внешних источников.

7.2. При прямоточной и оборотной с водохранилищем-охладителем системах водоснабжения главный корпус электростанции располагается возможно ближе к берегу водоема или к открытому подводящему каналу. Отметка конденсационного пола главного корпуса выбирается на основании технико-экономических расчетов с учетом затрат на подачу охлаждающей воды, конструктивных решений и условий производства строительных работ по подземной части главного корпуса и других сооружений, планировочных и компоновочных решений.

С целью снижения напора циркуляционных насосов предусматривается максимальное использование сифона (разность отметок верхней точки конденсатора и минимального пьезометрического уровня в сливной трубе до 8,5 м). Присоединение к сливным трубам конденсаторов других сбросов при этом не допускается.

7.3. При водоснабжении из открытых водоемов компоновки сооружений, конструкции и места расположения водозаборных и водосбросных сооружений, трассировка каналов и дамб определяются

с учетом гидрологического режима водоема, ветровых, плотностных и других видов течений, возможности использования и создания объемной циркуляции в водоеме, а также с учетом водохозяйственного и рыбохозяйственного использования водоема, судоходства и санитарных условий.

Следует проверять целесообразность устройства на водоемах глубинных водозаборов с целью снижения температуры и повышения качества забираемой воды.

7.4. Класс капитальности гидротехнических сооружений надлежит принимать в соответствии с указанием СН 372-67.

7.5. Для обоснования проектных решений по водохранилищам-охладителям, крупным гидроузлам и водозаборным сооружениям производятся в случае необходимости специальные лабораторные исследования на моделях и расчеты.

7.6. Пропускная способность сооружений технического водоснабжения принимается, как правило, соответственно проектной мощности электростанции. При этом отдельные сооружения, последующее расширение которых приведет к перерасходу капитальных вложений и вызовет затруднения в эксплуатации, могут сооружаться на конечную мощность электростанции при соответствующем технико-экономическом обосновании.

7.7. Условия работы электростанций при прямоточном и смешанном водоснабжении в летние и зимние периоды определяются по характерным гидрографам и кривым изменения температур воды за гидрологические годы, достаточные для характеристики расходов и температур воды. За расчетные принимаются минимальные среднемесячные расходы воды 95%-ной обеспеченности. При этом учитывается изменение температуры воды по глубине.

Минимальные расчетные уровни воды в источнике водоснабжения принимаются обеспеченностью 95% по срочным или мгновенным наблюдениям.

Расчетная гарантированная полезная водоотдача регулирующих водохранилищ принимается обеспеченностью 95%. При оборотной системе водоснабжения с градирнями (брызгальными бассейнами) расчетную обеспеченность водоотдачи и уровней в источнике добавочной воды следует принимать 97% минимальной суточной.

7.8. Расчетные расходы охлаждающей воды при всех системах водоснабжения и параметры охладителей при оборотных системах принимаются на основании технико-экономического выбора оптимальной кратности охлаждения пара, выполненного при среднемесячных гидрологических и метеорологических факторах среднего года с учетом суточного графика электрических нагрузок и графика ремонта турбин. При этом для теплофикационных турбин типов Т и ПТ расчетный расход охлаждающей воды и параметры охладителей определяются по расходу пара в конденсаторы в летний период при условии обеспечения номинальной электрической мощности и покрытия летних тепловых нагрузок.

7.9. Для обеспечения работы первых двух турбин типов Т и ПТ по конденсационному режиму при временном отсутствии отборов пара необходимо предусматривать опережающее строительство охладителей циркуляционной воды.

7.10. На охладители масла и газа, а также на охлаждение подшипников может использоваться вода из циркуляционной системы (до конденсаторов) и добавочная вода других источников с более низкой температурой.

При использовании циркуляционной воды для водоподготовки и гидрозолоудаления ее отбор осуществляется после конденсаторов.

7.11. При всех системах водоснабжения предусматриваются мероприятия для предотвращения механического, биологического и минерального загрязнений конденсаторов и других теплообменников, а также каналов, водоприемников и водоводов.

7.12. Число головных сооружений и подводящих каналов принимается в зависимости от устойчивости русла реки, ее шугоносности, количества наносов, схемы обогрева водозабора и способа борьбы с биологическими загрязнениями.

7.13. При заборе воды из водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, предусматриваются рыбозащитные устройства.

7.14. При прямоточных и оборотных с водохранилищами системах водоснабжения для предотвращения затруднений, вызываемых шугой и льдом, предусматривается в случае необходимости подвод теплой воды к водозаборным сооружениям.

7.15. При трубчатых водозаборах число водозаборных трубопроводов должно быть не менее двух.

7.16. Водоприемные сооружения делятся на секции с обеспечением возможности отключения любой из них для ремонта или очистки. Перепускные отверстия между камерами водоприемника не предусматриваются.

Водоприемные сооружения при прямоточном и оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями оборудуются грубыми решетками, решеткоочистными машинами и очистными вращающимися сетками, помещения которых совмещаются с циркуляционными насосными станциями. При всех условиях для водоприемников предусматриваются затворы, монтажные и ремонтные заграждения.

При схемах водоснабжения с насосными 1-го и 2-го подъемов и наличии длинных промежуточных открытых каналов допускается установка вращающихся сеток только у насосной станции 2-го подъема.

7.17. На электростанциях с блочными тепловыми схемами циркуляционные насосы, подающие воду в конденсаторы турбин, как правило, устанавливаются в блочных насосных станциях.

На каждый корпус конденсатора, как правило, устанавливается один насос, при этом число насосов на турбину должно быть не менее двух, а их суммарная подача должна быть равна расчетному расходу охлаждающей воды на турбину.

При большой геодезической высоте подъема проверяется целесообразность двухступенчатой подачи воды.

При рельефе площадки, допускающем расположение подводящего канала на высоких отметках, или при сооружении напорного бассейна может применяться самотечная подача воды в конденсаторы турбин, при этом допускается сооружение одной центральной насосной станции.

7.18. На электростанциях с поперечными связями по пару, как правило, сооружаются центральные насосные станции или применяется установка насосов в турбинном отделении. Число циркуляционных насосов, устанавливаемых в центральных насосных станциях, принимается не менее четырех с суммарной подачей, равной расчетному расходу охлаждающей воды без резерва.

Установка резервных насосов предусматривается только при морском водоснабжении.

7.19. Мощность электродвигателей центробежных насосов выбирается с учетом самозапусков насосов при открытых задвижках, а осевых насосов с учетом возможности работы при всех режимах, отвечающих характеристикам насосов. В случае невозможности обеспечить все расчетные режимы работы насоса односкоростным двигателем применяются двухскоростные электродвигатели.

7.20. В насосных станциях добавочной воды устанавливаются, как правило, два рабочих и один резервный насос. При кооперировании насосных станций добавочной воды с соседними предприятиями число насосов определяется в проекте.

7.21. При заглубленных циркуляционных насосных станциях и насосных добавочной воды обратные клапаны с переключающими задвижками устанавливаются в камере переключений вне насосного помещения.

При блочных насосных станциях обратные клапаны, задвижки и перемычки на напорных линиях не устанавливаются.

7.22. Циркуляционные блочные и центральные насосные станции выполняются с надземным строением и собственным крановым оборудованием.

Заглубленные насосные станции добавочной и осветленной воды с горизонтальными насосами и камеры переключения за насосными станциями, как правило, сооружаются без надземного строения.

Для монтажа и ремонта оборудования в таких насосных станциях предусматриваются грузоподъемные механизмы.

7.23. В циркуляционных насосных станциях, совмещенных с водоприемниками, и в отдельно стоящих водоприемниках, оборудованных вращающимися водоочистными сетками, устанавливаются два насоса для подачи воды на очистку сеток.

В заглубленных циркуляционных насосных станциях и насосных станциях добавочной воды устанавливаются два дренажных насоса: один рабочий, один резервный.

7.24. Циркуляционные насосные станции, водоприемники, насосные станции добавочной и осветленной воды предусматриваются без постоянного обслуживающего персонала.

Управление работой циркуляционных насосов, расположенных в блочных, центральных насосных станциях или в турбинном отделении, принимается, как правило, дистанционным со щита, расположенного в главном корпусе.

Работа вращающихся сеток, промывных устройств и дренажных насосов полностью автоматизируется.

7.25. В циркуляционных насосных станциях, в насосных станциях добавочной и осветленной воды предусматриваются вентиляция и дежурное отопление.

7.26. Отводящие каналы в пределах пристанционного узла и вне площадки выполняются, как правило, открытыми в одну нитку. Для ТЭЦ допускается сооружение закрытых каналов. В случае применения закрытых отводящих водоводов узлы отключения и перепусков должны быть расположены с таким расчетом, чтобы отключение участка водовода требовало остановки не более чем одной турбины.

7.27. При блочных насосных станциях предусматривается укладка самостоятельного напорного водовода от каждого насоса.

7.28. От каждой центральной насосной станции предусматривается укладка, как правило, не менее двух напорных водоводов. При

выходе из работы одного водовода или его части должен быть обеспечен подвод воды в количестве не менее 60% расчетного расхода.

7.29. В узлах подключения сливных трубопроводов конденсаторов турбин к общему открытому отводящему каналу предусматриваются отключающие устройства.

7.30. Открытые отводящие и подводящие каналы для электростанций любой мощности выполняются в одну нитку. При закрытых самотечных водоводах сооружение одной нитки допускается для электростанций мощностью до 1 200 МВт, а для электростанций с морским водоснабжением сооружается не менее двух ниток.

7.31. На отводящих каналах сооружаются, как правило, общие для всех турбин водосливные устройства, обеспечивающие необходимую высоту сифона в конденсаторах.

7.32. У каждого напорного водовода диаметром более 1 000 мм выполняется не менее двух герметически закрываемых смотровых лазов.

Предусматривается возможность опорожнения напорных и самотечных водоводов. Опорожнение водоводов в дренажные приямки насосных станций не допускается.

7.33. Трубопроводы добавочной воды выполняются, как правило, в две нитки.

Укладка одной нитки допускается при условии создания запаса воды в специальных резервуарах на время, необходимое для ликвидации аварии, или при наличии резервного источника воды.

Перемычка между трубопроводами добавочной воды не предусматривается, если по одной нитке обеспечивается подача 60—75% потребного расхода воды.

7.34. Условия работы электростанций при оборотных системах водоснабжения с водохранилищами-охладителями определяются по среднемесячным гидрологическим и метеорологическим факторам среднего года с учетом теплоаккумулирующей способности водохранилища, графиков нагрузок и ремонтов турбин. Проверяется располагаемая мощность электростанции в летний период среднего и жаркого года обеспеченностью 10%, устанавливаются пределы и длительность ограничения мощности по максимальным суточным температурам охлаждающей воды.

7.35. Глубина вновь проектируемых водохранилищ-охладителей при летних уровнях воды принимается не менее 3,5 м на 80% площади зоны циркуляции водохранилища. Предусматриваются мероприятия по ликвидации мелководий, а также мероприятия, обеспечивающие необходимое качество охлаждающей воды, обоснованные гидрохимическими и гидробиологическими прогнозами, выполняемыми с учетом проектируемого теплового и гидрологического режимов водоема.

7.36. При сооружении водохранилищ предусматривается подготовка их ложа. Состав и объем мероприятий определяются с учетом предъявляемых требований в каждом отдельном случае в соответствии с действующими нормативами.

7.37. При оборотной системе водоснабжения с градирнями для конденсационных электростанций предпочтение следует отдавать башенным градирням. При этой системе водоснабжения проверяется располагаемая мощность электростанции в летний период среднего и жаркого года обеспеченностью 10%, устанавливаются пределы и длительность ограничения мощности по максимальным часовым температурам.

Для ТЭЦ с резким колебанием расхода пара в конденсаторы турбин проверяется возможность работы электростанций в зимний период с использованием для охлаждения воды бассейнов и периферийной части градирен.

7.38. При оборотных системах водоснабжения с градирнями устанавливается не менее двух градирен. При комбинированных системах водоснабжения допускается установка одной градирни.

7.39. Градирни с башнями из монолитного или сборного железобетона следует применять в районах с расчетной температурой холодной пятидневки минус 28 °С и выше.

Градирни с башнями с металлическим каркасом с обшивкой из асбоцементных листов следует применять в районах с расчетной температурой пятидневки минус 23 °С. При более низкой температуре для обшивки башен применяется дерево или алюминий.

7.40. Деревянные элементы градирен подвергаются антисептированию.

7.41. Бассейны градирен снабжаются устройствами для опорожнения, очистки бассейна и перелива для сброса излишней воды. Предусматривается сигнализация уровней воды.

Допускается транзитный пропуск воды через бассейны нескольких градирен с обеспечением возможности отключения бассейна любой градирни при работе остальных градирен.

7.42. Брызгальные устройства, предназначенные для периодической параллельной работы с водохранилищами-охладителями, или предварительного охлаждения воды, сбрасываемой в водоем, рекомендуется выполнять безъемкостными и размещать их над поверхностью водохранилищ или каналов.

8. ОБЩЕСТАНЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА

8.1. Каждая электростанция оборудуется централизованным маслохозяйством турбинного и изоляционного масел, включающим в себя маслоаппаратную, баки свежего, регенерированного и отработанного масел, насосы для приема и перекачки масла, и установками для регенерации масел. Маслохозяйство может блокироваться с растопочным мазутным хозяйством.

8.2. В масляном хозяйстве устанавливаются четыре бака турбинного, четыре бака изоляционного и два бака машинного масла для мельничных систем. Емкость баков для турбинных и трансформаторных масел должна быть не менее емкости железнодорожной цистерны, т. е. 50 м^3. Кроме того, емкость каждого бака должна обеспечивать:

для турбинного масла — масляную систему одного агрегата с наибольшим объемом масла и доливку масла в размере 45-дневной потребности всех агрегатов;

для изоляционного — маслом один наиболее крупный трансформатор с запасом 10%;

для машинного — масляные системы четырех мельниц и доливку в размере 45-дневной потребности всех мельниц.

Хранение вспомогательных смазочных средств производится в количестве не менее 45-дневной потребности.

8.3. Подача турбинного и изоляционного масел к основным агрегатам и слив их производятся раздельно по одинарным трубопроводам, снабженным паровыми спутниками в необогреваемой зоне.

8.4. Для аварийного слива турбинного масла из агрегатов на электростанции предусматривается специальная емкость, равная емкости маслосистемы наибольшего агрегата.

8.5. Удаление золы и шлака на отвал осуществляется совместно гидравлическим способом багерными насосами.

Раздельное удаление и складирование золы и шлака применяется при наличии благоприятных местных условий или соответствующего требования их потребителей. Пневмозолоудаление и другие способы сухого золоудаления могут применяться при промышленном использовании сухой золы. В этом случае гидравлическая система выполняется в качестве резервной.

Для насосов оросительной, смывной воды и шламовых в каждой группе насосов устанавливается резервный насос. Багерные насосы устанавливаются с одним резервным и одним ремонтным в каждой группе насосов. При установке под котлами индивидуальных шлакодробилок, выпускающих куски шлака менее 40 мм, в багерной насосной шлакодробилки не устанавливаются.

8.6. Шлаковые и золовые каналы в пределах котельной выполняются раздельными. Шлаковые каналы выполняются с уклоном не менее 1,5%, а при жидком шлакоудалении — не менее 1,8%; золовые каналы выполняются с уклоном не менее 1%.

Пол зольного помещения выполняется с уклоном не менее 1% в сторону каналов гидрозолоудаления.

Золошлаковые каналы должны иметь износоустойчивую облицовку и съемные металлические перекрытия на уровне пола.

8.7. От каждой багерной насосной пульпопроводы для перекачки шлака и золы на отвал принимаются с одной резервной ниткой. Допускается устройство одного резервного пульпопровода на две багерные насосные. Рекомендуется устройство общего резервного пульпопровода для шлака и золы, если разность их диаметров не превышает 50 мм.

При возможности больших отложений на стенках труб допускается укладка дополнительной резервной нитки пульпопровода.

При абразивной золе и шлаке пульпопроводы для защиты от износа должны выполняться с внутренней износоустойчивой футеровкой.

8.8. Площади, закрепляемые для организации золошлакоотвалов, должны обеспечить работу электростанции в течение не менее чем 25 лет.

Емкости золошлакоотвалов предусматриваются достаточными для работы электростанции в течение 5 лет после ввода ее на проектную мощность. При соответствующем обосновании с учетом местных условий допускается уменьшение или увеличение этой емкости.

8.9. На электростанциях принимается оборотная система гидрозолоудаления с возвратом осветленной воды для повторного использования. Применение других систем допускается только при соответствующем согласовании и обосновании.

8.10. Ограждающие дамбы золошлакоотвалов проектируются, как правило, с учетом золошлакового пляжа, намываемого со стороны верхнего бьефа.

Устойчивость низового откоса рассчитывается, как для плотины соответствующего класса капитальности, определяемого с учетом предельной высоты заполнения.

Дренажные устройства рекомендуется размещать в верхнем бьефе под золошлаковым пляжем. Предусматривается одновремен-

ный рассредоточенный выпуск вдоль дамбы для намыва пляжа и предотвращения пыления.

Следует максимально использовать отведенные территории для золоотвалов путем заполнения их до предельной высоты. Для возведения ограждающих дамб максимально используются золошлаки.

При выдаче золы и шлака с электростанций для использования в народном хозяйстве система гидрозолоудаления рассчитывается на удаление в золоотвал всего их количества.

8.11. Золошлакопроводы укладываются, как правило, на поверхности земли на лежневых опорах и рассчитываются на самокомпенсацию. При соответствующем обосновании допускается применение сальниковых компенсаторов. В пределах золоотвала золошлакопроводы прокладываются по гребню дамб или на эстакаде вдоль дамб со стороны верхнего бьефа.

Для уменьшения диаметра золошлакопроводов рекомендуется применять сгустители золошлаковой пульпы.

8.12. При самотечном гидрозолоудалении лотки, транспортирующие шлаки и абразивные золы, облицовываются базальтовыми или другими износоустойчивыми плитами.

8.13. Поверхностный сток с водосборной площади золошлакоотвала, как правило, перехватывается и отводится за пределы отвала, а при дефицитном водном балансе используется для подпитки системы.

8.14. Ширина ограждающих дамб по гребню назначается из условия производства работ с учетом габаритов машин и механизмов, применяемых при эксплуатации и расширении золошлакоотвалов, и прокладки золошлакопроводов по гребню, но не менее 4 м.

8.15. В насосных станциях возврата осветленной воды, как правило, устанавливаются два рабочих насоса и один резервный. Работа насосной автоматизируется, и обслуживающий персонал не предусматривается.

Для обеспечения равномерной работы насосной станции рекомендуется предусматривать регулирующие емкости. Водовод осветленной воды, как правило, укладывается в одну нитку.

8.16. Опорожнение золошлакопроводов в системы канализации и в водоемы запрещается. Для опорожнения золошлакопроводов по их трассе при неблагоприятном ее профиле предусматриваются простейшие емкости или используются бессточные понижения рельефа местности.

8.17. Для борьбы с пылением золошлакоотвалов предусматривается смачивание намытых поверхностей путем поддержания необходимого уровня воды в золошлакоотвале при равномерном распределении золы и шлака по площади, или рассредоточенный выпуск пульпы по всему фронту ограждающих дамб, или смачивание поверхностей золоотвала противоэрозийным составом.

8.18. Противопожарный водопровод на электростанциях принимается низкого давления.

Для пожаротушения отдельных зданий, когда требуется напор более 1 000 Па (100 м. вод. ст.), допускается использование повысительных насосов.

Противопожарный водопровод на электростанциях, как правило, объединяется с производственным.

Подача раствора пенообразователя к объектам пожаротушения, как правило, обеспечивается централизованно.

8.19. Наружные противопожарные сети выполняются кольцевыми. Сети стационарных систем пожаротушения допускается выполнять тупиковыми.

Расчетный расход воды на наружное пожаротушение главного корпуса электростанции принимается равным 25 л/с. Расход и напор воды для стационарных систем пенного пожаротушения трансформаторов и сооружений кабельного хозяйства определяется в соответствии с «Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий, систем пожаротушения и обнаружения пожара на энергетических объектах».

8.20. Расчетный расход воды на внутреннее пожаротушение определяется как суммарный расход для двух внутренних пожарных кранов производительностью не менее 2,5 л/с каждый и максимальной производительностью дренчерных завес одного помещения.

Противопожарный водопровод в котельных отделениях выполняется на отметках обслуживания котлов.

8.21. К угольным складам, расположенным на площадке электростанции, обеспечивается подача воды для пожаротушения в размере 10 л/с. Пожарные гидранты располагаются в местах, доступных для подъезда. Допускается подача указанного количества воды от гидрантов, расположенных только с торцевых сторон штабелей, в случае невозможности установки их по периметру.

8.22. При пожаре в помещении машинного отделения главного корпуса внутренние пожарные краны должны обеспечивать возможность охлаждения металлических ферм покрытия.

8.23. Противопожарный водопровод на складах мазута и масла проектируется в соответствии с нормами проектирования «Склады нефти и нефтепродуктов» (СНиП II-П. 3-70).

8.24. Мероприятия по обнаружению и тушению пожаров на электростанциях, а также установка пожарных насосов проектируются в соответствии с «Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий, систем пожаротушения и обнаружения пожара на энергетических объектах».

8.25. Поверхностные воды с территории электростанции отводятся по открытым и закрытым системам водоотвода:

закрытая система водоотвода обязательна на территории мазутохранилища, в районе насосной и сливных устройств;

открытая система применяется на остальной территории электростанции;

применение закрытой системы на территории электростанции допускается только при технико-экономическом обосновании.

Сброс атмосферных стоков с кровли главных корпусов при прямоточной или оборотной системах технического водоснабжения (с водохранилищем-охладителем) предусматривается в отводящий канал технического водоснабжения.

8.26. Отвод сточных вод от гидросмыва из помещений топливоподачи предусматривается в систему ГЗУ — в багерную насосную станцию или в самотечные лотки.

8.27. Проектирование сбора, очистки и удаления загрязненных вод от химводоочистки, промывки и обмывки оборудования, мазуто- и маслохозяйства, биологической очистительной установки, хозяйства иввиоля выполняется в соответствии с «Временными указаниями по технологическому проектированию установок для очистки производственных сточных вод тепловых электростанций».

8.28. При проектировании водопроводных и канализационных систем и очистных сооружений предусматривается их автоматизация.

9. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

9.1. Технический проект тепловых сетей разрабатывается на основании утвержденной схемы теплоснабжения города или промышленного узла и выполняется, как правило, по очередям строительства в сроки, не превышающие 5 лет, в увязке со сроками ввода оборудования ТЭЦ и развития потребителей тепла.

9.2. При разработке технического проекта тепловых сетей расходы тепла, принятые в схеме теплоснабжения, подлежат уточнению в соответствии с реальными сроками ввода в действие тепловых потребителей.

Расходы тепла на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий в балансах тепла ТЭЦ учитываются по среднечасовым расходам тепла за отопительный период, а промышленных зданий — по среднечасовым расходам тепла за смену с наибольшим водопотреблением

Годовые расходы тепла на горячее водоснабжение определяются отдельно для зимнего и летнего периодов года. При этом для летнего периода учитываются: сокращение на 20% нормы водопотребления, повышение расчетной температуры холодной воды (с 5 до 15 °С), 15 дней ремонтного периода тепловой сети.

При определении расчетной тепловой нагрузки ТЭЦ тепловые потери трубопроводов тепловых сетей не учитываются.

9.3. В тепловых сетях для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в качестве теплоносителя, как правило, применяется вода.

Следует проверять возможность применения в качестве теплоносителя воды и для технологических процессов.

При реконструкции или расширении промышленных предприятий, здания которых оборудованы паровыми местными системами отопления и вентиляции, следует проверять экономическую целесообразность и техническую возможность перевода существующих местных систем с пара на воду. В зданиях расширяемой части предприятия допускается применять в качестве теплоносителя воду при сохранении в существующих зданиях паровых систем отопления и вентиляции.

9.4. Открытая система теплоснабжения с непосредственным отбором воды на горячее водоснабжение может применяться при обеспечении ТЭЦ водой из питьевого городского водопровода. Подвод этой воды к площадке ТЭЦ производится за счет средств организаций — потребителей тепла (городских организаций, предприятий, ведомств).

Санитарная обработка исходной подпиточной воды на ТЭЦ не допускается.

9.5. Схемы тепловых сетей городов проверяются на аварийное отключение любого участка магистрали с нагрузкой 350 МВт и более. При этом должна быть обеспечена подача неотключенным потребителям не менее 70% расчетного расхода тепла (максимального часового на отопление и вентиляцию и среднечасового на горячее водоснабжение). Резервирование может осуществляться как от других магистралей данного или смежного района, так и от других

источников тепла. Перемычки между магистралями рекомендуется использовать в качестве распределительных тепловых сетей.

Для промышленных предприятий величина аварийных расчетных расходов тепла устанавливается в зависимости от режима работы предприятия.

Целесообразность использования крупных существующих районных и промышленных котельных в качестве пиковых и резервных источников тепла проверяется расчетом.

9.6. Для потребителей, не допускающих перерывов или ограничений в подаче тепла (крупные лечебные учреждения, музеи и хранилища государственного значения, детские учреждения-стационары и др.), рекомендуется сооружение или сохранение существующих местных источников тепла или двустороннее питание.

9.7. Тепловые сети собственных нужд площадки ТЭЦ присоединяются к общим коллекторам сетевой воды через центральный тепловой пункт.

Присоединение отдельных зданий площадки ТЭЦ к выводам магистральных тепловых сетей не допускается.

Тепловые сети собственных нужд площадки ГРЭС и ее поселка, как правило, получают тепло от общей системы водяных тепловых сетей и регулируются по общему графику температур воды.

Местные системы горячего водоснабжения жилых и общественных зданий поселков ТЭЦ и ГРЭС присоединяются к тепловым сетям поселка.

9.8. При присоединении промышленных предприятий к тепловым сетям на вводе предусматривается устройство центрального теплового пункта.

Присоединение к магистральным тепловым сетям отдельных жилых и общественных зданий не рекомендуется.

Местные системы вентиляции и горячего водоснабжения на вводах водяных тепловых сетей в здания присоединяются перед элеватором или другим смесительным устройством, как правило, самостоятельными трубопроводами для каждого вида нагрузки. Устройство пусковых перемычек между подающими и обратными трубопроводами ввода, а также обводы вокруг элеваторов, грязевиков и местных насосов смешения не допускаются.

9.9. В открытых системах теплоснабжения на ТЭЦ (или ГРЭС) предусматривается установка баков-аккумуляторов деаэрированной воды емкостью шести — восьмикратной величины среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение за отопительный период.

Число баков-аккумуляторов принимается не менее двух по 50% расчетной емкости каждый.

Размещение центральных баков-аккумуляторов допускается вне ТЭЦ (в районе тепловых потребителей), при этом соответственно снижается емкость баков-аккумуляторов на ТЭЦ, которую принимают во всех случаях не менее двукратной величины среднечасового расхода воды.

Независимо от систем теплоснабжения местные баки-аккумуляторы устанавливаются в душевых промышленных и общественных зданий при числе сеток более 10, а также в банях, прачечных и у других потребителей, имеющих сосредоточенные расходы воды.

9.10. В закрытых системах теплоснабжения расчетный часовой расход подпиточной умягченной деаэрированной воды принимается равным 0,5% объема моды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним местных систем потребителей.

При этом обеспечивается возможность временной (аварийной) подпитки технической водой в количестве до 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним местных систем потребителей.

В открытых системах расчетный часовой расход подпиточной воды на ТЭЦ принимается равным сумме среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение за неделю и расхода воды на компенсацию утечки в размере 0,5% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним местных систем. Производительность рабочих подпиточных насосов и всех устройств, связанных с подачей подпиточной воды из баков-аккумуляторов ТЭЦ в тепловую сеть, принимается равной сумме максимального часового расхода воды на бытовое горячее водоснабжение и расхода воды на компенсацию утечки.

9.11. Вода для подпитки тепловых сетей ТЭЦ должна удовлетворять следующим требованиям по норме:

Растворенный кислород	0,05 мг/л
Взвешенные вещества	5,0 мг/л
Карбонатная жесткость	0,7 мг-экв/л
Значение pH	6,5—9,5
Остаточная общая жесткость при использовании воды продувки котлов (допускается только в закрытых системах)	0,05 мг-экв/л
Свободная углекислота	0
Условная сульфатно-кальциевая жесткость	В пределах, исключающих выпадение из раствора $CaSO_4$

При открытой системе теплоснабжения подпиточная вода, кроме того, должна удовлетворять требованиям ГОСТ 2874-54 «Вода питьевая».

9.12. В двухтрубных водяных тепловых сетях принимается центральное качественное регулирование по отопительной нагрузке.

Центральное качественное регулирование отпуска тепла по совместной нагрузке отопления и бытового горячего водоснабжения принимается при среднечасовых расходах тепла на горячее водоснабжение в размере 15% максимального часового расхода тепла на отопление и более.

При отдельных магистралях к промышленным предприятиям и жилым районам, получающим тепло от общей подогревательной установки ТЭЦ, могут применяться разные графики центрального регулирования для каждой магистрали.

При общих магистралях применение центрального регулирования по совместной нагрузке допускается при преобладающей тепловой нагрузке жилых районов.

9.13. В двухтрубных водяных тепловых сетях, как правило, применяются графики с расчетной температурой в подающем трубопроводе 150 °С. Графики с более высокой расчетной температурой обосновываются технико-экономическим расчетом.

9.14. При определении диаметров труб двухтрубных водяных тепловых сетей с подачей тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение расчетный расход воды в подающем и обратном трубопроводах принимается не меньше суммы расчетных расходов сетевой воды на отопление и вентиляцию.

Величина дополнительного расхода сетевой воды на бытовое горячее водоснабжение определяется в зависимости от принятой системы теплоснабжения, режима регулирования и схемы присоединения местных систем горячего водоснабжения к тепловой сети.

Диаметры подающего и обратного трубопроводов принимаются одинаковыми.

В открытых системах при размещении баков-аккумуляторов горячего водоснабжения в конце транзитной магистрали допускается принимать на участке транзитной магистрали от ТЭЦ до баков-аккумуляторов диаметр обратного трубопровода меньше диаметра подающего.

9.15. При значительной разнице в гидравлических режимах отдельных магистралей допускается сооружение отдельных систем, гидравлически не связанных между собой как по тепловым сетям, так и по подогревательным установкам ТЭЦ.

9.16. Располагаемый напор на вводах водяных тепловых сетей в отдельные здания принимается с повышающим коэффициентом 1,5 по отношению к расчетному, но не менее 0,1 МПа (10 м вод. ст.) при элеваторном присоединении.

9.17. Число сетевых и подпиточных насосов принимается по п. 4.31.

В подкачивающих и смесительных насосных рекомендуется принимать не менее трех насосов: два рабочих и один резервный.

Число насосов, отводящих воду из систем попутного дренажа, принимается не менее двух, из которых один резервный.

При большой разнице напоров подпиточных насосов для статического и динамического режимов допускается установка двух групп подпиточных насосов с различным напором.

Целесообразность установки отдельных сетевых и подпиточных насосов для летнего режима работы проверяется расчетом.

При выборе напора подпиточных насосов возможность повышения статического давления в случае аварийной остановки сетевых насосов ТЭЦ при температуре горячей воды выше 100 °С не учитывается.

Сетевые, подкачивающие и смесительные насосы следует принимать по ГОСТ 6438-66 «Насосы сетевые».

9.18. Для привода насосов следует принимать асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. При мощности питающей сети, недостаточной для пуска электродвигателей с короткозамкнутым ротором, применяется электродвигатель с фазовым ротором.

9.19. Электроснабжение подкачивающих и смесительных насосных на тепловой сети обеспечивается от двух независимых источников питания (первая категория по ПУЭ).

Электроснабжение дренажных насосных допускается от одного источника (вторая категория по ПУЭ).

9.20. Если система водяных тепловых сетей делится при статическом состоянии на независимые зоны, в узлах деления предусматриваются подпиточные устройства для отключаемых от ТЭЦ районов с использованием для подпитки воды ТЭЦ, отбираемой из трубопроводов смежной зоны.

9.21. Расчеты трубопроводов тепловых сетей на прочность и на компенсацию тепловых удлинений в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» производятся по «Нормам расчета элементов паровых котлов на прочность» ЦКТИ.

Запас на наружную коррозию в расчетах по определению толщины стенки труб не предусматривается как для надземной, так и для всех способов подземной прокладки тепловых сетей.

9.22. Виды труб, марки стали, область применения труб, запорной и регулировочной арматуры в зависимости от параметров теплоносителя принимаются по «Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

9.23. Задвижки на трубопроводах диаметром 500 мм и выше должны иметь помимо ручного механизированный привод (гидро- или электропривод), задвижки с электроприводом размещаются в камерах с надземными павильонами или в подземных камерах с естественной вентиляцией.

Электроснабжение камер выполняется, как потребителей 2-й категории по ПУЭ.

9.24. Туннели, помещения насосных различных типов и павильоны, а также площадки эстакад (или опор) в узлах установки задвижек с электроприводами и регулировочной арматуры оборудуются постоянным электроосвещением.

Электрооборудование системы освещения туннелей выполняется в соответствии с требованиями работы в особо сырых помещениях с повышенной температурой воздуха.

9.25. В узлах установки запорной арматуры и компенсаторов тепловых сетей стационарные подъемные устройства, как правило, не предусматриваются.

При подземной прокладке над задвижками и сальниковыми компенсаторами диаметром 300 мм и более в камерах предусматривается сборное перекрытие или устройство монтажных люков, перекрытых съемными железобетонными плитами.

При прокладке тепловых сетей на эстакадах или отдельно стоящих высоких опорах для обслуживания арматуры и оборудования, расположенных на высоте 2,5 м и более, предусматриваются площадки с перилами и постоянными лестницами.

При подземной прокладке тепловых сетей или надземной на низких опорах для эксплуатации элементов оборудования, требующих обслуживания и расположенных на высоте от пола 1,4 м и выше, предусматривается устройство стационарных или передвижных площадок с лестницами и перилами.

9.26. На подающих и обратных трубопроводах выводов с ТЭЦ на концевом участке и в двух-трех характерных промежуточных узлах магистрали для наблюдения за интенсивностью внутренней коррозии труб водяных тепловых сетей рекомендуется установка индикаторов коррозии (шлифов).

9.27. Подземная прокладка тепловых сетей в туннелях (в проходных каналах) и надземная прокладка на высоких и низких опорах и эстакадах применяются для тепловых сетей независимо от параметров теплоносителя.

Подземная прокладка тепловых сетей в непроходных каналах, в общегородских или внутриквартальных коллекторах применяется для водяных тепловых сетей и паровых при рабочем давлении пара не более 2,2 МПа (22 кгс/см²) и температуре до 350 °С.

При сейсмичности 8 баллов и выше бесканальная прокладка применяется только для труб диаметром 400 мм и меньше.

На подрабатываемых территориях, в просадочных грунтах II типа бесканальная прокладка не применяется при всех диаметрах трубопроводов.

9.28. Трассу тепловых сетей по пойменной территории рек рекомендуется выбирать при наличии искусственных сооружений, которые могут быть использованы при прокладке и обслуживании тепловых сетей.

9.29. При прохождении трассы на подрабатываемых территориях к преимущественному применению рекомендуется надземная прокладка на низких опорах. При этом как при надземной, так и при подземной прокладке следует применять П-образные компенсаторы или естественную компенсацию, которые рассчитываются без предварительной растяжки и с учетом запаса на возможные перемещения грунта.

9.30. При надземной и подземной прокладке тепловых сетей на подрабатываемых территориях, при сейсмичности 8 баллов и выше, в просадочных грунтах II типа, а также в вечномерзлых грунтах применяются трубы бесшовные или сварные с двусторонним швом.

9.31. В конструкциях попутного дренажа тепловых сетей рекомендуется применение асбоцементных труб с муфтами или же керамических канализационных раструбных труб.

Рекомендуется также применение готовых трубофильтров заводского изготовления.

Применение керамических дренажных труб по ГОСТ 8411-62 допускается при устройстве попутного дренажа на отдельных небольших участках трассы.

9.32. Наименьшие расстояния в свету (м) по горизонтали до зданий, сооружений и инженерных сетей принимаются следующие:

При подземной прокладке

До оси ближайшего трамвайного пути	2,75
До оси пути железных дорог колеи 1 524 мм промышленных предприятий	4 (но не менее глубины траншеи теплосетей до подошвы насыпи)
До ближайшего сооружения земляного полотна железной дороги общей сети при параллельной прокладке	3 (но не менее глубины траншеи до основания крайнего сооружения)
До оси ближайшего пути электрифицированной железной дороги	10,75
До бортового камня автомобильной дороги	1,5
До наружной бровки боковой канавы или подошвы насыпи автомобильной дороги	1
До фундаментов зданий и сооружений:	
при прокладке в каналах и туннелях	2
при бесканальной прокладке	5
До фундаментов опор технологических трубопроводов или мачт и столбов наружного освещения и сети связи	1,5
До фундаментов опор мостов (путепроводов, эстакад и пр.)	2

До силовых и контрольных кабелей напряжением до 35 кВ и маслонаполненных кабелей свыше 110 кВ	2*
До фундаментов опор воздушных линий электропередачи напряжением, кВ:	
до 1	1
до 35	2
110—220	3
330—500	5
До бронированного кабеля связи в трубах или до блока телефонной канализации	1
До радиотрансляционных кабелей	1
До водопровода	1,5
До сооружений и трубопроводов канализации, водостоков и дренажей	1
До газопровода давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см²) при прокладке тепловых сетей в каналах и туннелях	2
До газопровода давлением от 0,6—1,2 МПа (от 6 до 12 кгс/см²) при прокладке тепловых сетей в каналах и туннелях	4
До газопроводов давлением до 0,3 МПа (3 кгс/см²) при бесканальной прокладке тепловых сетей	1
То же от 0,3 до 0,6 МПа (от 3 до 6 кгс/см²)	1,5
То же от 0,6 до 1,2 МПа (от 6 до 12 кгс/см²)	2
До фундаментов опор надземного газопровода при давлении газа до 1,2 МПа (12 кгс/см²)	1
До магистральных газопроводов и нефтепроводов диаметром менее 500 мм	8
То же более 500 мм	9
До оси ствола дерева с кроной не более 5 м в диаметре	2
До кустарника	1
До бровки каналов сети орошения (арыков)	2

При надземной прокладке

До оси ближайшего железнодорожного пути от промежуточных опор (при пересечении железных дорог)	Габарит *С* по ГОСТ 9238—73 и 9720—61
До ближайшего сооружения земляного полотна железных дорог	3
До оси ближайшего трамвайного пути	2,75
До бортового камня или до наружной бровки боковой канавы автомобильной дороги	0,5
До воздушных линий электропередачи при наибольшем отклонении проводов при напряжении, кВ:	
до 1	1
от 1 до 20	3

35—110	4
150	4,5
220	5
300	6
500	6,5
До кроны дерева	0,5, но не менее 2 до оси ствола

* Допускается уменьшение расстояния при условии, что трубопроводы тепловых сетей на всем участке сближения с кабелями имеют такую тепловую изоляцию, при которой естественная температура почвы в месте прохождения кабелей в любое время года не превысится более чем на 10 °С для силовых и контрольных кабелей напряжением до 10 кВ и 5 °С для силовых и контрольных кабелей напряжением 20—35 кВ, маслонаполненных кабелей свыше 110 кВ.

Примечания: 1. Уменьшение норм приближения допускается в стесненных условиях прокладки при специальном обосновании и согласовании с соответствующими организациями.

2. При прокладке тепловых сетей ниже основания фундаментов опор, зданий и сооружений следует дополнительно учитывать разницу в отметках заложения и естественный откос грунта или принимать меры по укреплению фундаментов.

3. Расстояния по горизонтали между тепловыми и другими инженерными сетями при их параллельной прокладке должны быть не меньше разницы в глубине заложения.

9.33. При подвесной тепловой изоляции к преимущественному применению рекомендуются сборные изделия с креплением их на трубах материалами, не подверженными коррозии или защищенными от нее.

При устройстве самостоятельной защитной оболочки рекомендуется применение при надземной прокладке кожуха из алюминиевого листа, оцинкованной тонколистовой стали или полимерных материалов, а при подземной прокладе — из стеклорубероида или лакостеклоткани.

9.34. Для антикоррозийных покрытий труб тепловых сетей рекомендуются:

стеклоэмалевое покрытие (марки 64/64 ВНИИСТ или 105 т ВНИИСТ) при температуре теплоносителя до 300 °С (при наличии соответствующей производственной базы);

оклейка температуроустойчивым изолом по ГОСТ 10296-71 в два слоя на холодной изольной мастике МРБ-Х-$Т_{15}$ по ТУ 21-27-14-69 Минпромстройматериалов для водяных тепловых сетей при температуре теплоносителя до 150 °С;

эпоксидное покрытие ЭП-56 ТУ 6-18-1243-72 или ЭФАЖС (ВСН-007-67 ВНИИГ) для тепловых сетей при температуре теплоносителя до 150 °С.

Примечания: 1. При температуре воды до 100 °С допускается оклейка труб бризолом в два слоя на холодной изольной мастике МРБ-Х-$Т_{15}$.

2. При прокладке в туннелях, технических подпольях и при надземной прокладке допускается применять независимо от температуры теплоносителя покрытие труб алюминиевой краской БТ 177 в два слоя по грунтовке ГФ-020.

9.35. В тепловых сетях городов с присоединенной тепловой нагрузкой ТЭЦ 700 МВт и более предусматривается телемеханизация системы теплоснабжения.

Диспетчерский пункт, как правило, размещается в центральной эксплуатационно-ремонтной базе предприятия тепловых сетей города.

Объектами телеконтроля являются выводы тепловых сетей ТЭЦ, районные водогрейные котельные, работающие в качестве пиковых в системе теплофикации, подкачивающие и смесительные насосные, узлы рассечки и регулирования давления, тепловые пункты крупных предприятий и жилых районов, районные водонагревательные установки в тепловых сетях.

Узлы установки электрифицированных задвижек, имеющие оперативные значения, оснащаются устройствами телеконтроля и телеуправления.

9.36. Для эксплуатации тепловых сетей ТЭЦ предусматривается предприятие тепловых сетей с ремонтно-эксплуатационной базой, оснащенной необходимым оборудованием и транспортными средствами. В районе каждой ТЭЦ предусматривается районная ремонтно-эксплуатационная база (одна на тепловой район ТЭЦ).

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общая часть 3
2. Генеральный план 4
3. Топливно-транспортное хозяйство 6
Угольное (торфяное) хозяйство 6
Мазутное хозяйство 11
Газовое хозяйство 15
Транспортное хозяйство 15
4. Теплотехническая часть 18
Котельное отделение 18
Турбинное отделение 21
Водоподготовка и химический контроль 26
5. Управление, автоматизация технологических процессов и теплотехнический контроль 35
6. Электротехническая часть 39
Главные схемы электрических соединений 39
Схемы электрических соединений собственных нужд . . 44
Управление, сигнализация и автоматика 51
Распределительные устройства, кабельное хозяйство и вспомогательные сооружения 56
Средства диспетчерской, технологической связи и телемеханики 62
7. Техническое водоснабжение 63
8. Общестанционные устройства 68
9. Тепловые сети 72

gost.e-ecolog.ru