

Е.А.Блинов, С.И. Джаншиев  
Г.З. Зайцев, С.В.Можаева

# ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ

*У*ЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



ВЫСШЕЕ ОБРАЗОВАНИЕ

**Е.А.Блинов, С.И. Джаншиев  
Г.З. Зайцев, С.В.Можаева**

# **Э**НЕРГОСНАБЖЕНИЕ

*У*ЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

**Санкт-Петербург  
2004**

Утверждено редакционно-издательским советом университета  
УДК 621.311.22 (07)  
Е.А.Блинов, С.И. Джаншиев, Г.З. Зайцев, С.В.Можаева.  
Энергоснабжение. Учеб. пособие.- СПб.: СЗТУ, - 117 с.

Учебное пособие соответствует требованиям государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированного специалиста 650900 – «Электроэнергетика» (специальность 100400 – «Электроснабжение»).

Содержание учебного пособия включает в себя основные сведения об электроснабжении, теплоснабжении, топливоснабжении, холодоснабжении а также о снабжении промышленных предприятий другими видами энергии и энергоресурсов.

Рецензенты: А.П. Бельский, д-р техн. наук, проф. Санкт-Петербургского государственного Технологического университета; М.И. Божков, Генеральный директор ООО НПЦ АПЭС, канд. техн. наук

© Северо-Западный государственный заочный технический университет, 2004

© Е.А. Блинов, С.И. Джаншиев, Г.З.Зайцев, С.В. Можаева, 2004

## ВВЕДЕНИЕ

Снабжение потребителей любыми видами энергии и энергоносителей обеспечивается энергетическим комплексом страны.

Энергетический комплекс (рис. 1) представляет собой объединение систем с разветвленными внутренними и межсистемными связями.

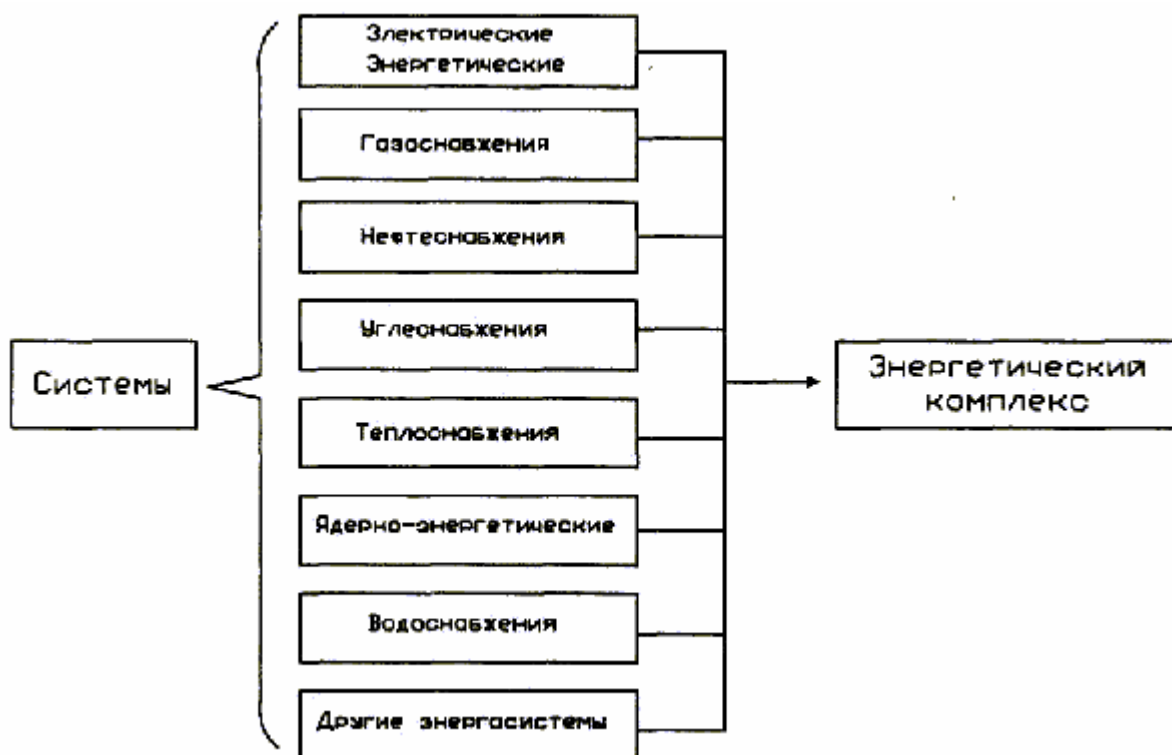


Рис. 1

Под системой энергетики понимается открытая человеко – машинная система, предназначенная для добычи, переработки, передачи, хранения и распределения соответствующей продукции и снабжения этой продукцией потребителей.

На рис. 2 представлена схема потоков продукции, вырабатываемой в энергетическом комплексе, где показаны основные структурные связи между системами энергетики. На схеме показаны наряду с существующими также и некоторые перспективные элементы. Так, в настоящее время практически отсутствует возможность аккумулирования тепловой электрической энергии; нет атомных электростанций (АЭС) и атомных станций теплоснабжения (АСТ) на плутонии; АСТ на уране только строятся.

Добываемое сырье (продукты) и энергия специальным транспортом или транспортом общего использования направляется на переработку, в хранилище или непосредственно к потребителям (рис. 2).



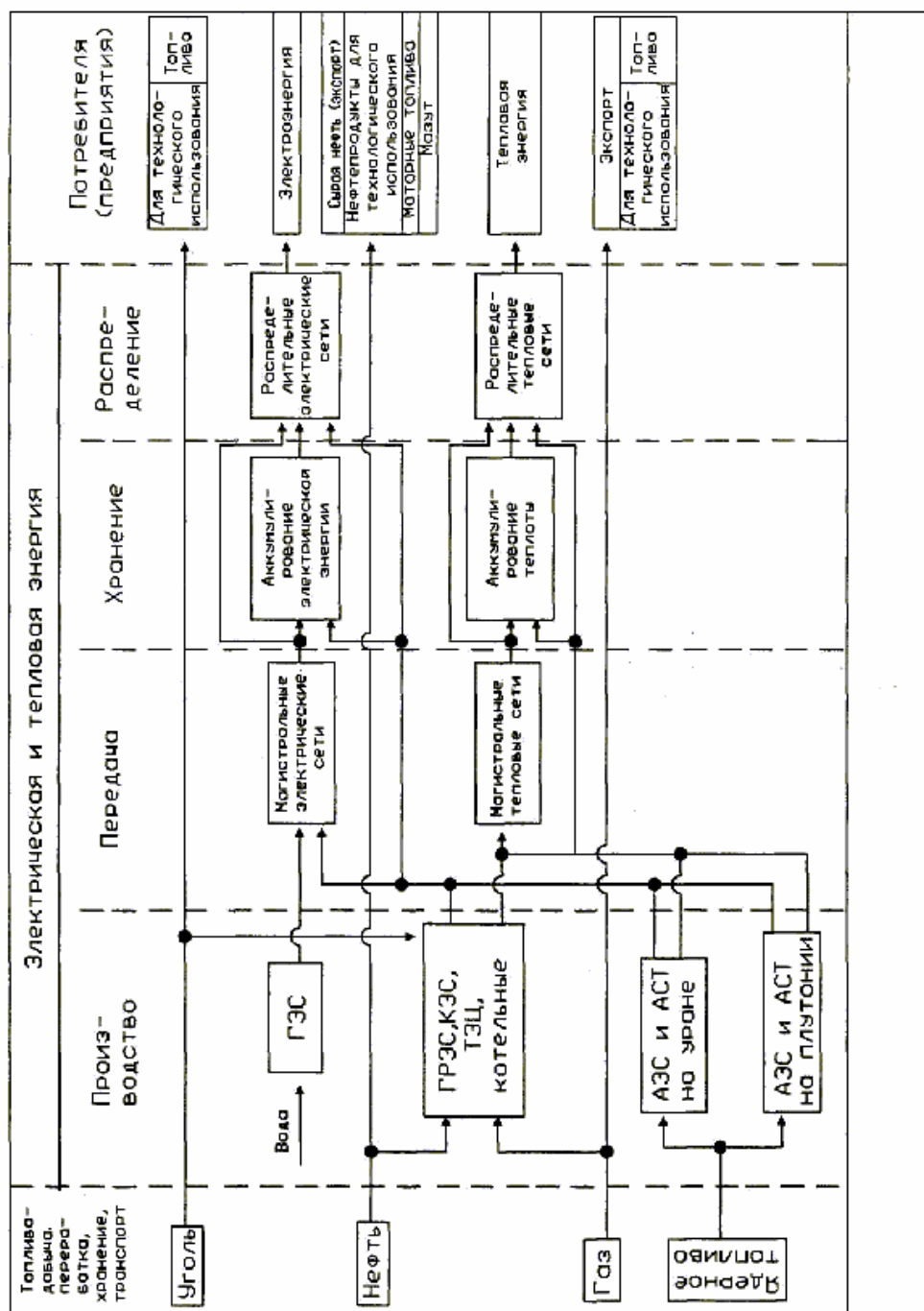


Рис. 2

Основными потребителями всех видов энергии и энергоносителей являются предприятия, а неременная часть любого предприятия – его энергохозяйство. Оно представляет собой совокупность генерирующих, преобразующих, передающих и потребляющих энергетических установок, посредством которых осуществляется снабжение предприятия всеми необходимыми ему видами энергии и использование ее в процессе производства. Кроме того, энергохозяйство включает в себя устройства и системы автоматического управления с их информационным обеспечением, неэнергетические установки, здания, сооружения и ресурсы, обеспечивающие надежную и экономичную работу энергетики предприятия, а также

электроосвещение, отопление и топливоснабжение. Энергохозяйство предприятия является не только вспомогательным и обслуживающим производством, но и основой, обеспечивающей нормальное функционирование предприятия.

Как видно из приведенного выше определения энергохозяйства, важной его частью является система энергоснабжения, основная задача которой - снабжение предприятия необходимыми ему видами энергии и энергоносителей.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Энергоснабжение – это обеспечение потребителя всеми видами энергии и энергоносителей, необходимыми для его нормальной работы.

Энергоносители, которые используются в настоящее время или могут быть полезно использованы в перспективе, принято называть энергоресурсами. Энергоресурсы делятся на основные или первичные и вторичные (ВЭР).

К основным энергоресурсам относятся:

- а) твердое топливо (угли, сланцы, торф);
- б) жидкое топливо (нефть и ее производные – стабилизированная нефть, мазут, соляровое масло, раздельное топливо, керосин и др.);
- в) газообразное топливо (природный газ, попутный газ, газ газоконденсатных месторождений, искусственные горючие газы);
- г) водяной пар различных параметров;
- д) горячая вода;
- е) холодная вода;
- ж) воздух;
- з) продукты разделения воздуха (азот, кислород);
- и) холодоноситель;
- к) водород.

Под вторичными энергоресурсами понимают энергетические ресурсы, получаемые в виде побочных продуктов основного производства.

ВЭР подразделяются на горючие и негорючие. К горючим ВЭР относятся доменный и коксовый газы, биогаз и др. Негорючие ВЭР делят на тепловые и ВЭР давления. К тепловым ВЭР относятся физическая теплота доменного и коксового газов, теплота горючих шлаков и кокса в коксохимических батареях, теплота дымовых газов, уходящих из котельных установок и промышленных печей и др., а к ВЭР давления – давление газов, выходящих из газовых турбин.

Для большинства предприятий основными видами энергоснабжения являются электро-, тепло- и водоснабжение. Для крупных предприятий, имеющих собственные котельные или электростанции, необходимым является также топливоснабжение. В зависимости от применяемых технологий предприятия могут также нуждаться в снабжении их воздухом, холодом и продуктами разделения воздуха.

Устройства и установки, предназначенные для снабжения предприятия

всеми необходимыми ему видами энергии и энергоносителей, образуют систему энергоснабжения предприятия.

Энергоснабжение делится на внешнее и внутреннее. Под внешним энергоснабжением понимается снабжение потребителя от внешних источников, под внутренним – от внутренних общезаводских или цеховых источников энергии. Внешнее энергоснабжение обычно включает в себя электроснабжение, водоснабжение и топливоснабжение, а для малых и мелких предприятий и теплоснабжение. Внутреннее энергоснабжение может включать в себя воздухоснабжение, кислородо- и азотоснабжение, холодоснабжение, а на крупных и средних предприятиях также электро-, тепло- и водоснабжение.

В зависимости от того, как осуществляется электро- и теплоснабжение, энергоснабжение принято делить на централизованное, местное (автономное), смешанное, комбинированное, раздельное.

В случае, когда снабжение электрической и тепловой энергией осуществляется только от внешних источников, энергоснабжение принято называть централизованным. Как правило, централизованное энергоснабжение характерно для средних, малых и мелких предприятий. На таких предприятиях топливоснабжение вообще может отсутствовать, а в случае, когда оно осуществляется, выполняется как газоснабжение для бытовых нужд. При питании от местных источников электрической и тепловой энергии принято говорить о местном (автономном) энергоснабжении. Это определение является несколько условным, так как топливоснабжение при этом осуществляется от внешних источников. Автономное энергоснабжение применяется в тех случаях, когда предприятие сооружается вдали от мест, по которым проложены тепловые и электрические сети.

В случае, когда предприятие получает от одного внешнего источника несколько видов энергии, централизованное энергоснабжение называют комбинированным.

Если электрическую и тепловую энергию предприятие получает от разных внешних источников (электрическую от сетей энергосистемы, а тепловую – от районной котельной), такое энергоснабжение называют раздельным.

Если же от внешнего источника централизованно предприятие получает только один вид энергии (например, электроэнергию), а другой вид (например, тепловую) вырабатывает само, говорят о смешанном энергоснабжении. Смешанное энергоснабжение, как правило, характерно для предприятий средней мощности.

Примерная структура энергоснабжения крупного современного промышленного предприятия приведена на рис.3. На этом рисунке сплошными линиями показаны потоки энергоносителей от источников и распределительных узлов к потребителям, а пунктирными – потоки энергоносителей от источников и распределительных узлов к местам выработки других энергоносителей.

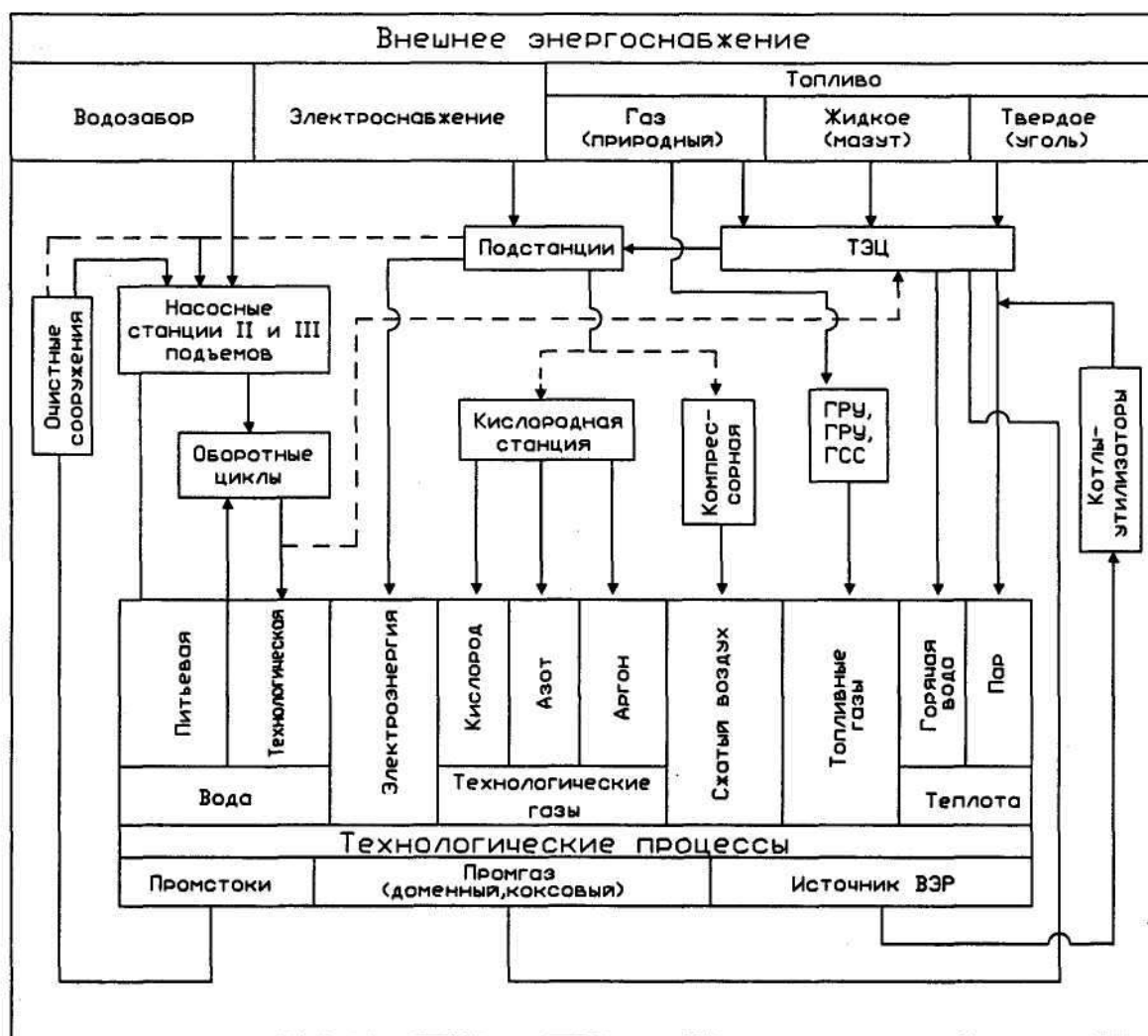


Рис. 3

Основными источниками электроснабжения являются районные энергосистемы, к линиям и подстанциям которых присоединяются подстанции потребителей. Кроме того, на некоторых предприятиях для питания потребителей дополнительно вырабатывается собственная электроэнергия – на заводских теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) или станциях других видов, в том числе на различных утилизационных электростанциях, где источниками энергии являются ВЭР – прежде всего теплота уходящих газов промышленных печей, отработанные топливные газы технологических процессов и пр.

Источниками водоснабжения крупных предприятий являются сооружения внешнего водозабора, включающие береговые или артезианские насосные станции, насосные станции первого подъема. К потребителям вода подается с помощью насосных станций второго и третьего подъема. Для небольших предприятий источником водоснабжения является городской водопровод.

Теплоснабжение потребителей (снабжение горячей водой и паром) может производиться от ТЭЦ – местной или находящейся в ведении районной



энергосистемы, от местных и районных котельных. При теплоснабжении от собственных ТЭЦ и котельных тепловая энергия вырабатывается, как правило, с использованием ВЭР.

Топливо, поступающее на предприятие, может быть твердым, жидким или газообразным.

Твердое топливо (уголь) на предприятия доставляется преимущественно железнодорожным транспортом. Грузные полувагоны взвешиваются на железнодорожных весах и подаются в приемно-разгрузочное устройство. В зимнее время они предварительно проходят размораживание. После разгрузки уголь поступает на узел пересыпки, откуда транспортными механизмами подается на склад.

Из жидких топлив на предприятиях в основном используют мазут, доставка которого обычно осуществляется железнодорожным транспортом в цистернах. Разогретый мазут сливается из цистерн и после фильтрации и дополнительного подогрева попадает в резервуары основного хранения вместимостью до 50000 м<sup>3</sup>.

Основным видом топливных газов, используемых на предприятиях, является природный, поступающий на предприятия по магистральным трубопроводам от различных месторождений. К предприятию и отдельным цехам природный газ подводится через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегулирующие установки (ГРУ). На некоторых предприятиях, например металлургических, наряду с природным газом широко используются доменный и коксовый газы, являющиеся продуктами (отходами) доменного и коксохимического производства. В целях экономии расхода природного газа и для повышения калорийности газов, являющихся продуктами технологического производства, на газосмесительных станциях (ГСС) газы с различными свойствами смешивают и затем полученную смесь используют для сжигания.

Источниками сжатого воздуха на промпредприятиях являются различные компрессоры, воздуходувки и вентиляторы. Эти механизмы могут устанавливаться непосредственно в технологических цехах или на специальных компрессорных станциях.

В качестве источников холода на предприятиях применяются пароконденсаторные холодильные машины с центробежными и винтовыми компрессорами, а также абсорбционные холодильные машины, которые используют в качестве источников энергии теплоту технологических процессов, ВЭР или обратную воду ТЭЦ. Производство искусственного холода может быть централизованным и децентрализованным. Централизованный способ применяется при больших нагрузках, сосредоточенных на сравнительно небольшой территории. При небольших нагрузках и разбросанности объектов охлаждения, а также при непосредственном включении элементов холодильного цикла в схему основного производства целесообразно использование децентрализованного способа. Основными потребителями искусственного холода являются нефтяная, газовая, химическая промышленность, машиностроение и металлургия, а также пищевая промышленность, сельское хозяйство, торговля и общественное питание.

Источниками кислорода и азота на крупных промышленных предприятиях являются кислородные станции с блоками разделения воздуха, компрессорами и холодильными машинами. На этих же станциях в случае необходимости могут быть получены и другие продукты разделения воздуха – инертные газы, аргон, неон, криптон, ксенон и гелий.

Основными требованиями, предъявляемыми к любым системам энергоснабжения, являются:

1. Обеспечение необходимой надежности энергоснабжения. Требования, предъявляемые к надежности, определяются последствиями перерыва в подаче энергии. В ряде случаев они формулируются в действующих правилах устройства, строительных нормах, руководящих документах (РД) и т.п. Так, например, требования к надежности систем электроснабжения сформулированы в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) [1].

2. Обеспечение необходимого качества энергии, топлива или энергоносителей. Это требование определяется влиянием, оказываемым качеством энергии, топлива или энергоносителей на работу как их потребителей, так и самих систем энергоснабжения. Для некоторых видов энергии разработаны ГОСТы, регламентирующие их допустимое качество. Так, например, ГОСТ 13109-97 нормирует качество электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [2].

3. Простота, удобство и безопасность монтажа и эксплуатации. Выполнение этого требования обеспечивается широким внедрением комплектных установок и элементов заводского изготовления. В системе электроснабжения, например, к таким установкам относятся камеры комплектных устройств 6-10 кВ (КРУ), комплектные трансформаторные подстанции (КТП), комплектные конденсаторные установки (ККУ), типовые элементы токопроводов напряжением до и выше 1000 В и т.п.

4. Возможность роста энергетических нагрузок и энергопотребления в течение ряда (семи – десяти) лет без капитальной реконструкции систем энергоснабжения. Выполнение этого требования определяется правильностью определения расчетных нагрузок соответствующих систем энергоснабжения, отнесенных к концу указанного периода, и выбором соответствующих проектных решений. Так, например, применение магистральных и распределительных шинопроводов в цехах промпредприятий позволяет без реконструкции цеховых электрических сетей 380/220 В перемещать электроприемники по территории цеха и заменять их на более мощные.

5. Обеспечение экономичности энергоснабжения. Выполнение этого требования подразумевает принятие таких технических и организационных решений, которые обеспечивали бы наименьшие из возможных затрат на энергоснабжение при условии обязательного выполнения всех предыдущих требований.

При внешнем электроснабжении взаимоотношения между потребителем и поставщиками электрической и тепловой энергии основываются на положениях статей 539 – 548 Гражданского кодекса РФ. К отношениям, связанным со снабжением через присоединенную сеть газом, нефтью и

нефтепродуктами, водой и другими товарами, статьи 539 – 547 применяются, если иное не установлено законом, иными правовыми актами или не вытекает из существа обязательства.

В соответствии со статьей 539 взаимоотношения между абонентом (потребителем) и поставщиком энергии через присоединенную сеть регулируются договором энергоснабжения. Права и обязанности энергоснабжающих организаций и потребителей во всех аспектах использования электроэнергии, отражаемые в договоре на энергоснабжение, определяются Правилами энергоснабжения в Российской Федерации. Кроме того, в них определяется содержание заявки на присоединение к сетям энергоснабжения, подаваемой потребителем в энергоснабжающую организацию, а также содержание технических условий на присоединение, выдаваемых энергоснабжающей организацией потребителю в ответ на его заявку.

Помимо приведенных выше в области энергоснабжения действуют и другие нормативные документы (законы, правила, инструкции), некоторые из них будут упомянуты в соответствующих разделах.

## **2. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ**

### **2.1. Определения основных понятий**

Электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией.

Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных общим технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Под приемником электрической энергии (электроприемником – ЭП) понимается аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией, называется системой электроснабжения. При этом под электроустановками понимают совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.

Электроснабжение может быть централизованным, автономным и смешанным.

Под централизованным электроснабжением понимается электроснабжение потребителей от энергосистемы. При автономном электроснабжении потребитель получает электроэнергию только от собственной электростанции (или нескольких собственных электростанций), а при смешанном – частично от энергосистемы, а частично – от собственных

электростанций.

Энергосистема (энергетическая система) – это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

Энергетические системы создаются для повышения надежности и экономичности электроснабжения. Энергосистемы (ЭС) делятся на районные (например, Ленэнерго, Мосэнерго, Янтарьэнерго и т.п.), объединенные (например, Объединенная энергосистема Северо-Запада России) и единые (например, Единая энергосистема Европейской части России, Единая энергосистема России).

Районные энергосистемы состоят из электрической и тепловой частей, объединенных в единые системы.

Электрическая станция – это промышленное предприятие, производящее либо только электроэнергию, либо одновременно электрическую и тепловую энергию. Электрическая сеть – это совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории. Подстанция – это совокупность электроустановок, предназначенных для преобразования параметров электроэнергии. Подстанции разделяются на трансформаторные и преобразовательные. На трансформаторных подстанциях происходит преобразование напряжения, а на преобразовательных – частоты тока. Преобразовательные подстанции, на которых вторичное напряжение понижается по сравнению с первичным (подводимым), называются понизительными, те, на которых оно повышается – повысительными. Преобразовательные подстанции, на которых частота тока понижается до нуля, называют выпрямительными. Электроустановки, предназначенные для распределения электрической энергии и состоящие только из распределительных устройств (РУ), в которых параметры электроэнергии не изменяются, принято называть распределительными пунктами (РП).

## 2.2. Энергетические системы

### 2.2.1. Причины создания энергосистем

Как уже отмечалось в п.2.1, при централизованном электроснабжении источниками питания промышленных предприятий электроэнергией являются районные энергосистемы.

Снабжение потребителей электроэнергией от ЭС дает значительные технико-экономические преимущества, к которым относятся:

- а) существенное повышение надежности электроснабжения;
- б) снижение необходимой суммарной резервной мощности на электростанциях;
- в) снижение себестоимости выработки 1 кВт·ч электроэнергии путем экономичного распределения нагрузки между отдельными электростанциями и наиболее эффективного использования мощности гидростанций;
- г) возможность увеличения единичной мощности генераторов, что снижает стоимость 1 кВт·ч установленной мощности и позволяет повысить производительность электромашиностроительных заводов при тех же производственных площадях и затратах труда.

Отдельные ЭС связывают между собой линиями электропередачи и создают объединенные энергосистемы (ОЭС). ОЭС обычно охватывает какую-то часть территории страны (Северо-Запад, Центр, Северный Кавказ и т.п.). Основные преимущества объединения смежных ЭС в ОЭС таковы:

- а) снижение суммарного максимума нагрузки объединяемых ЭС, а следовательно, и снижение их суммарной установленной мощности;
- б) уменьшение суммарного резерва мощности;
- в) наилучшее использование мощности и энергии гидростанций одной или нескольких ЭС и повышение их экономичности в целом;
- г) облегчение работы ЭС при неодинаковых сезонных изменениях нагрузки;
- д) взаимопомощь ЭС в случае неодинаковых сезонных изменений мощности электростанций и, в частности, гидростанций;
- е) облегчение работ ЭС при ремонтах и авариях.

Объединение ЭС, охватывающих значительную территорию, обычно называют ЕЭС – единой энергосистемой. Создание ЕЭС дает, помимо перечисленных, также и следующие дополнительные преимущества:

- а) «долготный» эффект, возникающий при соединении ЭС и ОЭС, удаленных по долготе; в этом случае экономический эффект достигается за счет снижения максимума совмещенного графика нагрузки в связи с разницей в пояском времени между удаленными географическими зонами, что позволяет уменьшить затраты на сооружение электростанций;
- б) «широтный» эффект, возникающий при соединении ЭС и ОЭС, удаленных по широте, в связи с различной продолжительностью максимума в различных ЭС, что делает возможным помощь со стороны ЭС с меньшей длительностью максимума нагрузки другим системам;
- в) возможность присоединения промежуточных ЭС и удешевления электрификации промежуточных районов.



Таким образом, основной эффект от создания объединенных и единых энергосистем сводится к возможности достижения необходимой надежности электроснабжения за счет межсистемных связей при снижении суммарной установленной мощности генерирующих установок. Такой подход имеет и недостатки, главным из которых является увеличение потерь электроэнергии в сетях. Так, например, в сетях США, где ни единой, ни объединенных энергосистем нет, потери электроэнергии составляют около 11% против примерно 15% в сетях России.

ЭС и ОЭС могут иметь различную структуру, т.е. различный состав суммарной установленной мощности. Структура ЭС и ОЭС определяется типом входящих в них электростанций.

### 2.2.2. Электрические станции

В зависимости от рода первичного двигателя и способа преобразования первичной энергии электрические станции делятся на тепловые (ТЭС), к которым относятся и атомные, и гидравлические (ГЭС).

ТЭС, в свою очередь, делятся на станции с паровыми турбинами, с поршневыми двигателями внутреннего сгорания (ДВС) и с газовыми турбинами. Станции с паровыми турбинами в настоящее время являются наиболее распространенными. Станции с ДВС имеют небольшую мощность и применяются, главным образом, на промышленных предприятиях в качестве резервного источника питания. Станции с ДВС применяются также иногда в населенных пунктах и на предприятиях, не получающих электроэнергии от ЭС. Электростанции с газовыми турбинами (ГТЭС) применяются пока еще недостаточно широко в связи со сравнительно небольшими мощностями последних. В связи с высокой маневренностью газовых турбин ГТЭС используются прежде всего для покрытия пиков нагрузки.

ТЭС с паровыми турбинами подразделяются:

- а) на районные электростанции (ГРЭС), снабжающие потребителей только электроэнергией и сооружаемые в районах, богатых энергоресурсами (углем, торфом, газом, сланцем и т.п.), либо вблизи мощных нефтеперерабатывающих заводов;
- б) теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), снабжающие потребителей электрической и тепловой энергией и сооружаемые в районах их потребления – вблизи промпредприятий или непосредственно на их территории, а также в городах.

Турбины ГРЭС работают в конденсационном режиме, при котором весь пар проходит последовательно через все ступени турбины, после чего конденсируется в конденсаторе; в связи с этим ГРЭС имеют также и второе название – конденсационные электростанции (КЭС). Турбины на ТЭЦ работают с промежуточным отбором пара или с противодавлением.

Атомные электростанции (АЭС) являются тепловыми паротурбинными станциями, но работающими не на органическом топливе, а использующими в качестве источника энергии результат процесса деления ядер атомов

неорганических расщепляющихся материалов, называемых ядерным топливом или ядерным горючим. Особенностью АЭС является очень малый расход этих материалов. По этой причине сооружение АЭС целесообразно в первую очередь в районах, не имеющих местного топлива и не располагающих источниками гидроэнергии.

В энергосистемах, в которых имеются источники гидроэнергии, сооружаются ГЭС, т.е. такие электростанции, где в качестве первичного двигателя применяются гидравлические турбины. ГЭС могут сооружаться как на равнинных, так и на горных реках. Сооружаются также и приливные электростанции, однако мощность их невелика.

В последние десятилетия в мировой практике все более широко используются генерирующие установки небольшой мощности, могущие работать как автономно, так и совместно (параллельно) с другими агрегатами или даже с ЭС. К таким установкам относятся ветроагрегаты, капсульные генераторы, устанавливаемые на малых реках, и солнечные энергоустановки разных типов.

Каждая ЭС должна иметь такой состав электрических станций, который позволял бы с учетом их эксплуатационных свойств производить покрытие графика нагрузки энергосистемы и обеспечивать необходимый резерв в аварийных случаях.

### 2.2.3. Электрические сети

Помимо электростанций важными элементами энергосистем являются подстанции и линии электропередачи.

Подстанции являются теми элементами ЭС, через которые присоединяются электростанции к сетям и соединяются между собой сети различных напряжений. От подстанций, кроме того, в большинстве случаев осуществляется непосредственное снабжение потребителей электроэнергией.

Сети, связывающие между собой электрические станции и подстанции, разделяют на районные и распределительные или местные.

Под районными понимают электрические сети, связывающие между собой электростанции и наиболее крупные подстанции ЭС, распределяющие электроэнергию по территории крупных районов, а под распределительными (местными) – сети, передающие электроэнергию непосредственно к местам потребления и к присоединенным там приемникам электроэнергии.

Электрические сети характеризуются номинальным напряжением. Применяемые в России номинальные напряжения переменного тока охватывают очень широкий диапазон – от 127 В до 750 кВ.

Области применения номинальных напряжений электрических сетей вкратце таковы.

Для внутрицеховых сетей промышленных предприятий применяются линейные напряжения 380 и 660 В. Фазное напряжение 220 В используется главным образом для питания осветительной нагрузки, а также бытовых

электроприемников.

Напряжение 220/127 В применяется в настоящее время крайне редко, например, в старых городских районах и небольших поселках, электрические сети которых не подвергались реконструкции. Оно может применяться также на промышленных предприятиях для питания электрического освещения в тех случаях, когда силовая нагрузка питается от сети напряжением 660 В.

Напряжение 10 кВ является наиболее распространенным напряжением распределительных сетей выше 1000 В на предприятиях и в городах. Напряжение 6 кВ широко использовалось ранее на этих же объектах, оно используется также и ныне в сетях, не подвергавшихся реконструкции, а также в тех случаях, когда от сети питаются электроприемники с номинальным напряжением 6 кВ (например, электродвигатели). На напряжении 3 кВ электрические сети сооружались ранее, в настоящее время оно не обеспечивает необходимой пропускной способности и не используется при сооружении новых сетей. Напряжение 20 кВ имеет крайне ограниченное применение в городских и сельских сетях; новые сети этого напряжения в настоящее время не сооружаются.

Напряжение 35 – 110 кВ применяется для питания предприятий и крупных городов, причем напряжение 110 кВ применяется все более широко, а области применения напряжения 35 кВ сужаются. Как питающее напряжение крупных промышленных предприятий используется также и 220 кВ, а в некоторых случаях 330 кВ и выше. В основном же напряжения 220 и 330 кВ используются в районных системообразующих сетях. В небольших маломощных системах в этих сетях может использоваться и напряжение 110 кВ. Напряжение 330 кВ используется также для сравнительно непротяженных межсистемных связей при объединении энергосистем (например, Колэнерго с Карелэнерго), а напряжения 500 и 750 кВ – для межсистемных связей большой протяженности и мощности (например, Ленэнерго – Тверьэнерго).

Электрические сети могут быть конструктивно выполнены с помощью воздушных линий (ВЛ), кабельных линий (КЛ), токопроводов, изолированных проводов и шнуров.

Воздушными линиями электрических сетей называются линии электропередачи, расположенные на открытом воздухе. Воздушными выполняются линии межсистемных связей 330 – 750 кВ, линии 110 – 330 кВ основной сети энергосистемы, линии 35 – 220 кВ и выше, питающие электроэнергией промышленные предприятия, линии 6 – 20 кВ распределительных сетей в небольших населенных пунктах и сельских районах, а также линии сетей 380/220 В в небольших населенных пунктах.

ВЛ состоят из трех основных элементов: проводов, изоляторов и опор.

Для сооружения ВЛ используются неизолированные провода, изготовленные из алюминия и его сплавов, меди и ее сплавов и из стали. В зарубежной практике для ВЛ 380/220 В применяются изолированные самонесущие провода. В последние годы такие провода для ВЛ этого напряжения начали применяться и в России.

Провода ВЛ крепятся на опорах с помощью изоляторов,

предназначенных для электрической изоляции проводов от опор. Линейные изоляторы изготавливаются из фарфора и из закаленного стекла.

Опоры ВЛ изготавливают из дерева, металла и железобетона. Выбор того или иного материала для опор обуславливается условиями механической прочности, экологическими соображениями, наличием соответствующего материала в районе сооружения ВЛ, а иногда и эстетическими соображениями.

Кабельные линии электропередачи выполняются с помощью кабелей. Кабелем называют изолированную по всей длине металлическую многопроволочную токоведущую жилу или несколько скрученных вместе взаимно изолированных жил, имеющих общую герметичную оболочку. Кабели изготавливаются как на напряжение до 1 кВ, так и на напряжения 6...220 кВ. Наиболее распространенными являются кабельные сети напряжением до 1 кВ и 6 – 10 кВ. Кабели 20, 35 и 110 кВ применялись до недавнего времени, главным образом, в системах электроснабжения городов. В последние десятилетия кабели 110 и 220 кВ начали использоваться и в системах электроснабжения крупных предприятий. Кроме того, в последние годы кабели 220 кВ начали применяться и в системах электроснабжения таких городов, как Москва и Санкт-Петербург.

В зависимости от конструкции и номинального напряжения линии электропередачи кабели выполняются однофазными – одножильными или трехфазными – с тремя или четырьмя жилами (четвертая жила – нулевой провод трехфазной сети). Четырехжильными изготавливаются кабели на напряжение до 1 кВ, трехжильными – на напряжение до 35 кВ включительно, одножильными – на напряжение 110 и 220 кВ.

Кабели вне зданий прокладываются в траншеях или кабельных сооружениях: туннелях, блоках, эстакадах, галереях, подвалах и др. Способ прокладки кабелей выбирается в зависимости от их количества, условий трассы КЛ, наличия или отсутствия газов тяжелее воздуха, степени загрязненности почвы, экономических факторов и т.п.

При необходимости передачи в одном направлении больших потоков мощности, характерных для современных крупных предприятий, использование кабелей становится нецелесообразным как с экономической точки зрения, так и с точки зрения надежности питания. В связи с этим на промышленных предприятиях получил распространение особый вид сетей, называемый токопроводами (в сетях до 1000 В – шинопроводами). На напряжениях 6...35 кВ применяются гибкие и жесткие токопроводы, т.е. токопроводы, изготавливаемые из гибких или жестких шин. В сетях напряжением до 1000 В применяются комплектные токопроводы, выполненные из жестких шин – шинопроводов.

### **2.3. Приемники электрической энергии**

Основными характеристиками ЭП являются: номинальная мощность, напряжение, род и частота тока, требуемая степень надежности питания.

Все ЭП характеризуются номинальной (установленной) мощностью, т. е. Такой, с которой ЭП может длительно работать в условиях, соответствующих тем, для которых он предназначен. По тому, что именно принято понимать под их номинальной мощностью, все ЭП делятся на две группы. К первой относятся ЭП, номинальная мощность которых соответствует отдаваемой ими мощности (электродвигатели); ко второй – номинальная мощность которых соответствует мощности, потребляемой ими из сети (нагревательные и осветительные установки и т. п.). Таким образом, в номинальную (установленную) мощность ЭП первой группы потери в них самих не включаются, а у ЭП второй группы – включаются. В зависимости от типа и назначения ЭП номинальную мощность выражают в ваттах, киловаттах или мегаваттах (Вт, кВт, МВт) – у электродвигателей, нагревателей, осветительных установок, вольт-амперах, киловольт-амперах или мегавольт-амперах (В·А, кВт·А, МВ·А) – у индукционных и дуговых печей, сварочных установок и т.п.

По напряжению ЭП, как и все электроустановки, разделяются в соответствии с ПУЭ на ЭП до 1000 В и выше [1]. Это деление связано с тем, что мероприятия и технические средства, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала в электроустановках напряжением до 1000 В и выше, различны. Кроме того, все ЭП различаются по номинальному, т. е. Расчетному, напряжению. Номинальные напряжения ЭП переменного тока 127, 220, 380, 660, 3000, 6000, 10000 В. При постоянном токе номинальные напряжения ЭП следующие: 6, 12, 24, 36, 110, 220, 440, 550, 825, 1500 и 3000 В.

По роду тока все ЭП делятся на ЭП переменного тока и ЭП постоянного тока. Наиболее распространенными на промышленных предприятиях являются ЭП переменного тока. ЭП постоянного тока являются, например, электролизные установки. ЭП переменного тока, в свою очередь, подразделяются на три группы по частоте. К первой группе относятся приемники, работающие от сети переменного тока нормальной промышленной частоты (50 Гц), ко второй – приемники, работающие от сети переменного тока частоты большей чем 50 Гц, и к третьей – работающие от сети пониженной частоты.

подавляющее большинство электроприемников работает от сети переменного тока нормальной промышленной частоты.

Некоторые ЭП (специальный электроинструмент, электродвигатели специальных деревообрабатывающих и высокоточных шлифовальных станков) требуют для питания высокоскоростных двигателей токов повышенной частоты (175 – 400 Гц). В установках индукционного и поверхностного нагрева металлов, для горячей штамповки и термообработки и для диэлектрического нагрева неметаллических материалов используются токи повышенной (до 10000 Гц) и высоких (свыше 10000 Гц) частот.

К электроприемникам пониженной частоты относятся асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, работающие с частотой 10 – 40 Гц и применяемые в электроприводах с плавным регулированием скорости, сварочные машины для контактной сварки (2 – 5 Гц) и т. д.

По требуемой степени надежности питания ЭП подразделяются на три



категории, причем в основе этой классификации лежат возможные последствия перерывов.

К первой категории относятся те электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, нарушение сложного технологического процесса, массовый брак продукции или нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Эти электроприемники должны обеспечиваться питанием не менее чем от двух независимых источников, и перерыв их электроснабжения допускается лишь на время автоматического включения резервного питания.

К электроприемникам первой категории относится, например, главный подъем и главный вентилятор угольных шахт, подача воды в доменных печах, разливочные и завалочные краны в мартеновских цехах, приводы поворота миксера для жидкого чугуна и конвертора для меди, крупные электролизные установки, санитарно-техническая вентиляция во вредных химических производствах и т. п.

Из ЭП первой категории выделяются электроприемники так называемой «особой» группы, бесперебойная работа которых необходима для обеспечения безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Питание таких ЭП должно обеспечиваться не только от двух независимых источников, но и от третьего независимого источника, который включается автоматически при перерыве электроснабжения. Примерами таких ЭП являются электродвигатели приводов системы охлаждения реакторов на атомных электростанциях; приводы вентиляторов, компрессоров, центробежных насосов, если их остановка может вызвать опасную концентрацию горючих или токсичных газов, пожар или взрыв, а также аварийное освещение некоторых помещений.

Ко второй категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Перерыв в электроснабжении электроприемников второй категории допускается на время, необходимое для ручного включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой, если подстанция не имеет постоянного дежурства.

Все электроприемники цехов массово – поточного производства и горячей обработки металлов могут быть отнесены ко второй категории. ЭП этой категории допускают применение более простых и дешевых схем электроснабжения, но также требуют определенной степени резервирования.

К третьей категории относятся все прочие электроприемники, например, во вспомогательных цехах, цехах несерийного производства, на неответственных складах и т. п. Они допускают перерыв питания на время ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не

свыше суток.

При проектировании и реконструкции систем электроснабжения предприятий очень важно правильно определить категорию электроприемников по требуемой степени надежности питания и не допускать необоснованного отнесения электроприемников к первой или второй категории, так как это увеличивает капитальные затраты на строительство и расходы на эксплуатацию систем электроснабжения.

Промышленные предприятия являются потребителями активной и реактивной мощностей.

Активная мощность потребляется всеми без исключения электроприемниками, она необходима для выполнения полезной работы и покрытия потерь в электроприемниках и технологическом оборудовании.

Потребление реактивной мощности связано чаще всего с тем, что основные виды ЭП и сетевого оборудования (двигатели, индукционные печи, трансформаторы и др.) для своей работы нуждаются в переменном магнитном поле. Строго говоря, термин «потребление» применительно к реактивной мощности является условным, так как эта мощность не потребляется, а является обменной, циркулирующей между источником и приемником.

Основными потребителями реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели (60-65% общего потребления) трансформаторы (20-25%), вентильные преобразователи, реакторы, линии электрических сетей и прочие электроустановки (10-20%).

Отдельные виды электроприемников такие, как лампы накаливания и электрические печи сопротивления косвенного действия, для своей работы в переменном магнитном поле не нуждаются. Эти ЭП потребляют из сети только активную мощность.

Связь между потреблением активной и реактивной мощностей может быть установлена с помощью  $\cos\varphi$ , называемого коэффициентом мощности:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S},$$

где

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}.$$

В этих выражениях  $S$ ,  $P$  и  $Q$  – соответственно полная, активная и реактивная мощности. Как видно из этих формул,  $\cos\varphi$  определяет связь между  $P$  и  $Q$  не прямо и не в явном виде. Прямая связь между ними устанавливается с помощью  $\operatorname{tg}\varphi$ , называемого коэффициентом реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P}.$$

По традиции коэффициент мощности используется как один из номинальных параметров ЭП, в расчетах же режимов реактивной мощности в электрических сетях он непосредственно не применяется. Для этой цели используются либо непосредственно данные о реактивных нагрузках, либо данные о  $\operatorname{tg} \varphi$ , соответствующие определенным значениям  $P$  и  $Q$ . Значение коэффициента реактивной мощности предприятия в часы максимальных нагрузок энергосистемы используется также при расчетах за электроэнергию.

## 2.4. Графики нагрузок

Нагрузки большинства ЭП и их групп не являются неизменными. Характер их изменения во времени наиболее полно может быть представлен в виде графиков, на которых эти нагрузки изображаются кривыми в прямоугольной системе координат (рис.4).

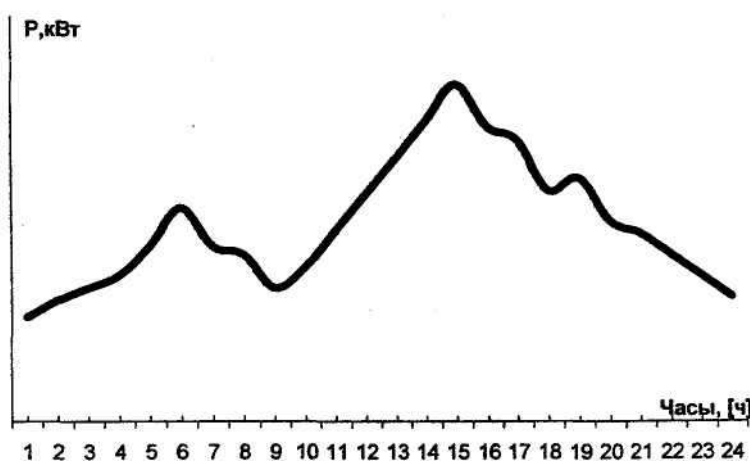


Рис. 4

Графики нагрузки классифицируются по следующим признакам: а) по виду нагрузки, отражаемой графиком; б) по числу электроприемников, режим электропотребления которых описывается графиком; в) по длительности периода времени, для которого строятся графики.

По первому признаку графики делятся на графики активной  $P(t)$ , реактивной  $Q(t)$  и полной мощности  $S(t)$  или тока  $I(t)$ . По числу электроприемников, режим электропотребления которых описывается, графики нагрузок делятся на индивидуальные и групповые. Индивидуальный график характеризует режим нагрузки одного какого-либо электроприемника, а групповой – любой рассматриваемой группы электроприемников. Практический интерес представляют собой индивидуальные графики нагрузки только мощных электроприемников, нагрузка которых носит резкопеременный характер (например, дуговых печей, прокатных станов и т. п.). В большинстве

же случаев используют групповые графики нагрузок – для крупных цехов и предприятий в целом и других групп потребителей.

Графики нагрузок могут быть сняты и построены для любого промежутка времени или для любого периода технологического процесса. На практике для большинства групп ЭП наибольший интерес представляют суточные и годовые графики нагрузок. Суточные графики нагрузок показывают последовательность изменения нагрузки в течение суток (рис.4). Суточные графики строятся для наиболее характерных суток – рабочих, выходных, зимних, летних и т. п. На основе характерных суточных графиков нагрузок могут быть построены годовые графики нагрузок. Годовые графики нагрузок, как правило, характеризуют продолжительность существования нагрузки какой-либо величины во времени. В связи с этим годовые графики нагрузки называют «графиками по продолжительности», они представляют собой упорядоченные диаграммы, на которых функции изображены убывающими от максимальных значений до минимальных (рис.5).

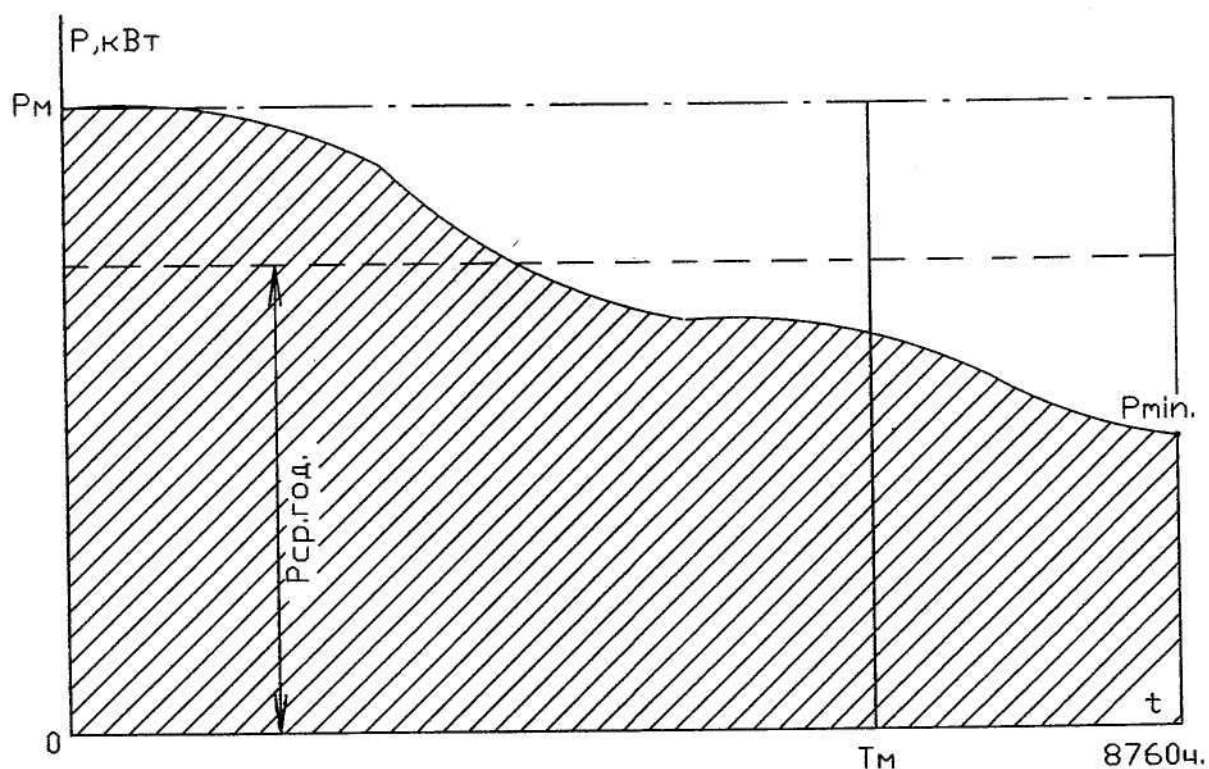


Рис. 5

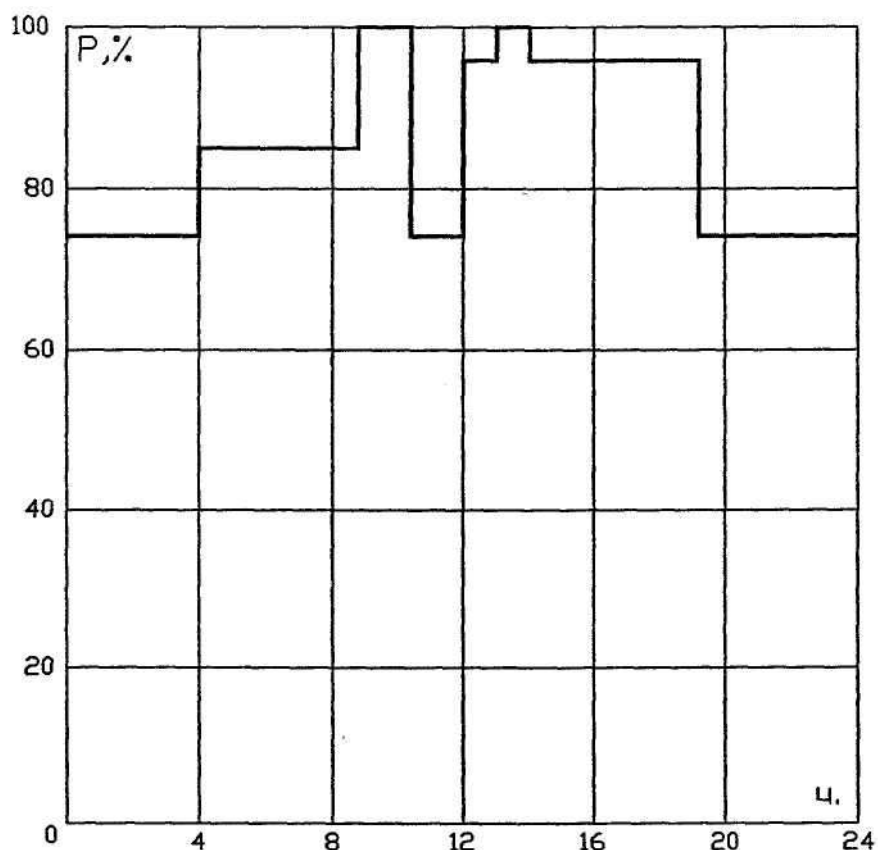


Рис. 6

Графики нагрузок могут быть представлены либо в виде кривых без разрывов непрерывности (рис. 4 и 5), либо в виде ступенчатых кривых (рис.6). График в виде кривых без разрывов непрерывности может быть построен с помощью самопишущих приборов – ваттметров, варметров и амперметров. Такие графики снимаются и строятся для индивидуальных электроприемников, работающих в резкопеременном режиме. Эти графики необходимы для разработки мероприятий по улучшению режимов реактивной мощности и напряжения в сетях промышленных предприятий. Графики в виде ступенчатых кривых могут быть получены либо путем осреднения данных, полученных с помощью самопишущих приборов, либо с помощью интегрирующих приборов – счетчиков активной и реактивной энергии. При этом тоже происходит осреднение нагрузки за промежутки времени между снятием показаний счетчиков.

В общем случае период осреднения может быть выбран произвольным, однако на практике он обычно принимается равным одному часу или чаще 30 мин. Суточные графики с 30-минутным осреднением представляют интерес для энергоснабжающей организации – для контроля режима электропотребления и прогнозирования суммарных графиков нагрузок.

Годовые графики нагрузки по продолжительности необходимы для получения ряда характеристик (прежде всего – так называемого числа часов использования максимума нагрузок  $T_m$ ), применяющихся при технико-экономических расчетах и обоснованиях в энергетике.



Графики нагрузки могут быть охарактеризованы прежде всего максимальным, минимальным и средним значениями величины, изображенной на графике (см.рис.5), а также рядом коэффициентов, характеризующих равномерность режима электропотребления, к числу которых относятся:

1. Коэффициент заполнения графика нагрузки

$$k_3 = \frac{P_c}{P_{\max}},$$

где  $P_c$  – средняя активная нагрузка по графику нагрузки за соответствующий период времени (например,  $P_{\text{ср.год}}$  на графике рис.3);

$P_{\max}$  – максимальная активная нагрузка.

2. Коэффициент формы графика нагрузки

$$k_\phi = \frac{P_{\text{с.к.}}}{P_c},$$

где  $P_{\text{с.к.}}$  – среднеквадратичная активная нагрузка за время  $T$ , определяемая по формуле

$$P_{\text{с.к.}} = \sqrt{\frac{\int_0^T p^2 dt}{T}},$$

где  $p$  – мгновенное значение нагрузки.

Для большинства графиков нагрузки, описывающих режимы электроснабжения больших групп электроприемников (например, крупного участка, цеха, предприятия в целом и т.п.), между  $k_\phi$  и  $k_3$  существует связь вида

$$k_\phi = \frac{0,124}{k_3} + 0,876.$$

3. Коэффициент неравномерности графика нагрузки

$$\alpha = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}.$$

Коэффициенты  $k_3$  и  $\alpha$  не могут быть больше единицы, коэффициент  $k_\phi$  – не может быть меньше единицы. Абсолютно равномерный режим электропотребления характеризуется значениями всех коэффициентов, равными единице. Поэтому, чем ближе к единице значения коэффициентов, тем равномернее график нагрузки.

Аналогичные коэффициенты могут быть получены и для графиков других величин ( $Q$ ,  $S$ ,  $I$ ).

С помощью  $k_3$  может быть определено значение  $T_M$ :

$$T_M = k_3 T_\Gamma = \frac{P_{\text{ср.год.}} T_\Gamma}{P_{\text{max}}} = \frac{W_\Gamma}{P_{\text{max}}},$$

где  $W_\Gamma$  – годовое потребление электроэнергии;  
 $T_\Gamma = 8760$  – число часов в году.

Из последнего выражения видно, что  $T_M$  – это такое число часов, в течение которого потребитель мог бы использовать всю электроэнергию, потребляемую им за год, если бы его нагрузка была бы постоянной и равной максимальной.

Значения  $k_3$  и  $T_M$  являются статистически устойчивыми величинами, характеризующими режимы электропотребления отдельных характерных групп электроприемников или их совокупностей. В связи с этим они могут быть получены путем обследования работающих предприятий и использованы при проектировании аналогичных новых. Использование численных характеристик режимов электропотребления взамен графиков нагрузок существенно упрощает проектирование, делает возможным разработку проекта электроснабжения даже в тех случаях, когда ожидаемый график нагрузки известен лишь приблизительно или неизвестен вообще.

## 2.5. Системы электроснабжения

В общем случае система электроснабжения (СЭС) включает в себя следующие элементы:

- один или несколько источников питания;
- питающие линии, связывающие потребителя с источниками питания;
- пункты приема электроэнергии и собственные источники питания;
- распределительные внутризаводские (межцеховые) и внутрицеховые сети.

Внешние источники питания и питающие линии относят к внешнему электроснабжению, все остальные элементы СЭС – к внутреннему. Поэтому для особо крупных потребителей СЭС обычно разделяют на две системы: систему внешнего электроснабжения и систему внутреннего электроснабжения.

В качестве внешних источников питания, от которых осуществляется централизованное электроснабжение, используются сети районной

энергосистемы. При этом питание крупных и средних потребителей может осуществляться как непосредственно от шин электростанций и районных подстанций энергосистем, так и ответвлениями от линий электропередачи, проходящих вблизи предприятия.

Собственный источник питания предприятия электроэнергией предусматривается:

- при сооружении предприятий в районах, не имеющих связи с энергосистемой;
- при наличии специальных требований к бесперебойности питания, когда собственный источник питания необходим для резервирования;
- при значительной потребности в паре и горячей воде для производственных целей и теплофикации или же при наличии на объекте «отбросного» топлива (газ и т.п.) и целесообразности его использования для электростанций;
- если сооружение собственного источника (например, на базе существующей котельной) приводит к снижению результирующих затрат на электроснабжение.

Мощность собственного источника определяется его назначением и колеблется от максимальной мощности, необходимой предприятию в нормальном режиме, до минимальной, необходимой в послеаварийном режиме. Собственные электростанции, за исключением расположенных в удаленных районах, должны быть электрически связаны с электрическими сетями энергосистемы.

Пунктами приема электроэнергии от внешнего источника могут являться узловые распределительные подстанции (УРП), главные понизительные подстанции (ГПП), центральные распределительные пункты и распределительные пункты (ЦРП и РП), подстанции глубокого ввода (ПГВ), трансформаторные подстанции (ТП), совмещенные или несовмещенные с РП, щиты 380/220 В.

Узловой распределительной подстанцией называется центральная подстанция предприятия с первичным напряжением 110 – 500 кВ, получающая энергию от энергосистемы и распределяющая ее по подстанциям глубоких вводов 110 – 220 кВ на территории предприятия. При питании на напряжении 110 – 220 кВ УРП обычно бывают чисто распределительными, а при напряжении 330 – 500 кВ появляется частичная трансформация на напряжение 110 кВ для распределения энергии между ПГВ.

Главной понизительной подстанцией называется подстанция, получающая питание непосредственно от энергосистемы при напряжении питающей сети (как правило, 35 – 220 кВ), трансформирующая ее на более низкое напряжение (обычно 6 – 10 кВ) и распределяющая энергию на этом напряжении по всему предприятию или отдельному его району.

Распределительным пунктом (РП) называется подстанция, предназначенная для приема и распределения электроэнергии на одном и том же напряжении без преобразования и трансформации. Распределительный пункт, получающий энергию непосредственно от энергосистемы, называется центральным распределительным пунктом (ЦРП).

Подстанцией глубокого ввода называется подстанция 35 – 220 кВ, получающая питание непосредственно от энергосистемы или УРП предприятия, предназначенная для питания отдельного объекта или района предприятия (цеха или группы цехов) и расположенная вблизи основных нагрузок этого объекта непосредственно на территории предприятия.

Сооружение того или иного пункта приема электроэнергии зависит от мощности, потребляемой предприятием от энергосистемы, от расстояния до источника питания, напряжения питающих линий и требуемой степени бесперебойности питания.

Для предприятий небольшой мощности пунктами приема могут служить непосредственно трансформаторные подстанции 6 – 10 / 0,38 кВ (ТП), а для малых предприятий мощностью до 100 – 200 кВт – щит 380/220 В.

Если на предприятии имеется собственная ТЭЦ, то пунктом приема электроэнергии может служить повысительная подстанция этой ТЭЦ (подстанция связи с энергосистемой) или, если напряжение питания от энергосистемы совпадает с генераторным напряжением ТЭЦ, – распредустройство (РУ) генераторного напряжения ТЭЦ. В этом случае РУ ТЭЦ совмещается с ЦРП предприятия. Самостоятельное здание ЦРП сооружается только тогда, когда ТЭЦ расположена далеко от центра электрических нагрузок предприятия.

Схемы распределения электроэнергии по предприятию на напряжении выше 1000 В строятся по ступенчатому принципу. Число ступеней определяется мощностью предприятия и размещением электрических нагрузок на его территории. Обычно применяются две ступени распределения, а на небольших и некоторых средних предприятиях – одна. Схемы с числом ступеней более двух применяются в отдельных случаях для питания отдельных «выносных» трансформаторов.

Под первой ступенью распределения понимаются сети напряжением 110 – 220 кВ, соединяющие источники питания предприятия (УРП, ТЭЦ, ГПП) с ПГВ, если распределение производится при напряжении 110 – 220 кВ, или же сети между ГПП и РП, если распределение производится при напряжении 6 – 10 кВ. Под второй ступенью распределения энергии подразумеваются распределительные сети напряжением 6 – 10 кВ, идущие от РП или РУ вторичного напряжения ПГВ к цеховым ТП или же отдельным электроприемникам высокого напряжения: электродвигателям, электрическим печам и т. д.

Распределение электрической энергии по предприятию на напряжении выше 1000 В производят с помощью радиальных или магистральных линий. Под радиальной линией подразумевают такую, все нагрузки которой сосредоточены на ее конце (рис.7, а,б); под магистральной – такую, нагрузки которой рассредоточены вдоль ее длины, т.е. отбор мощности от которой осуществляется в нескольких точках (рис.8). Схему (сеть), состоящую только из радиальных линий, называют радиальной схемой (сетью), только из магистральных – магистральной, а из радиальных и магистральных – смешанной.

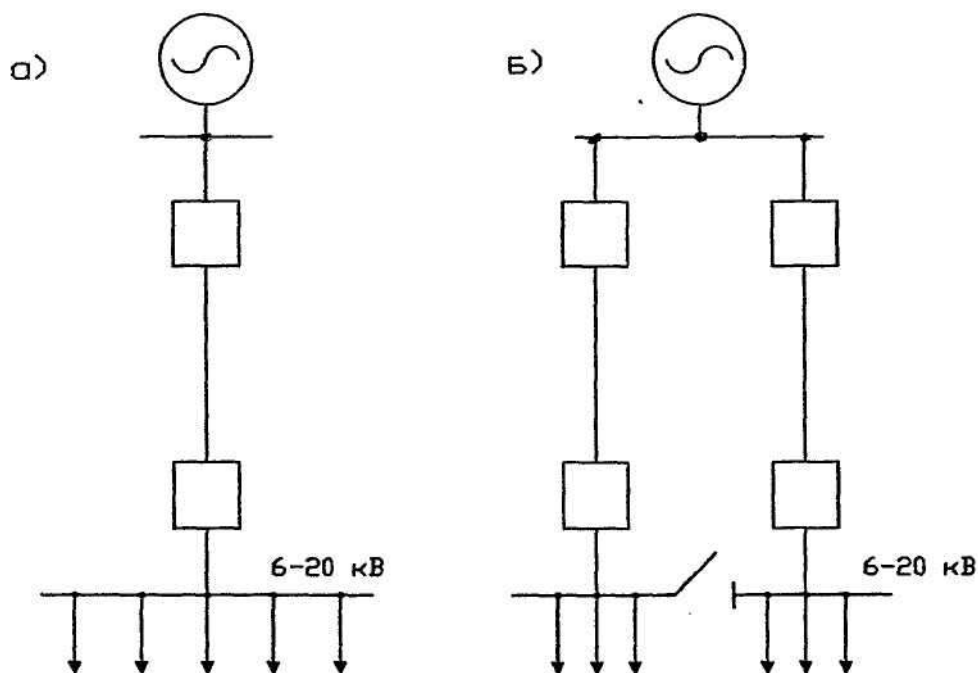


Рис. 7

На первой ступени распределения энергии применяются:

- а) при передаваемых мощностях около 50 МВ·А и более – магистральные или радиальные линии 110 – 220 кВ, питающие подстанции глубокого ввода;
- б) при передаваемых мощностях от 15 – 20 до 60 – 80 МВ·А – магистральные (иногда радиальные) токопроводы 6 – 10 кВ;
- в) при передаваемых мощностях менее 15 – 20 МВ·А – магистральные или радиальные кабельные сети 6 или 10 кВ.

На второй ступени распределения применяются как радиальные, так и магистральные схемы.

Магистральные схемы напряжением 6 – 10 кВ при кабельных линиях применяются:

- а) при расположении подстанций, благоприятствующем прямолинейному прохождению магистрали;
- б) для группы технологически связанных агрегатов, если при остановке одного из них требуется отключение всей группы;
- в) во всех других случаях, когда они имеют технико-экономические преимущества.

Радиальные схемы следует применять при нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника питания. К преимуществам радиальных схем относятся простота выполнения и надежность эксплуатации электрической сети, возможность применения быстродействующей защиты и автоматики, к недостаткам – большое количество используемой высоковольтной аппаратуры, что приводит к удорожанию распределительных устройств и увеличению их габаритов, а также повышенный расход кабельной продукции в связи с увеличением сечений кабелей против экономически целесообразных и суммарной длины кабельных линий.

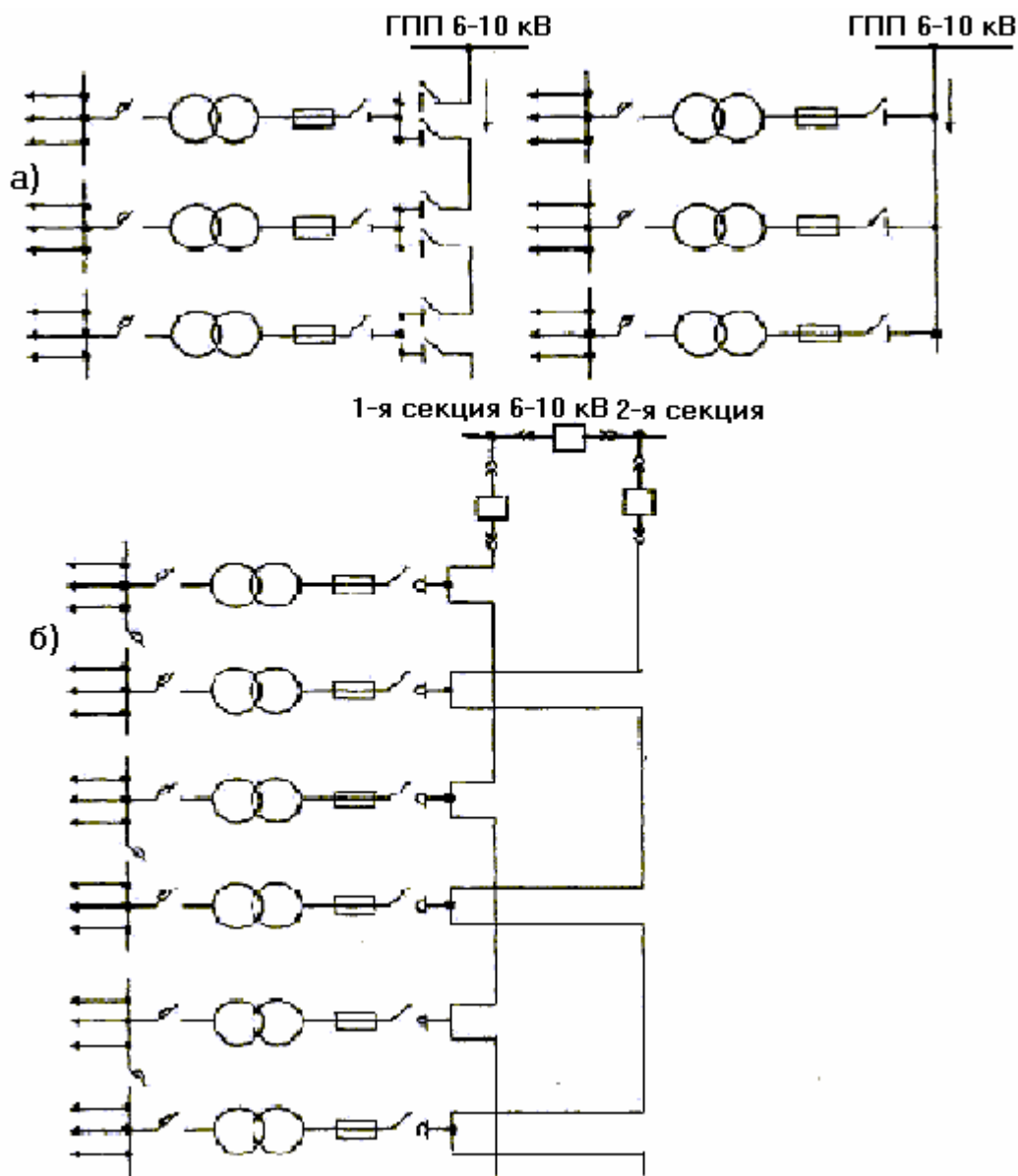


Рис. 8

Магистральные схемы электроснабжения дают возможность снизить затраты за счет уменьшения количества используемых аппаратов и уменьшения длины питающих линий. На схемах рис.8,а показано питание цеховых ТП с помощью так называемых одиночных магистралей. При одностороннем питании таких магистралей основным их недостатком (по сравнению с радиальными схемами) является меньшая надежность электроснабжения, так как при повреждении магистрали происходит отключение всех потребителей, питающихся от нее. Надежность питания будет повышена при подаче напряжения на второй конец магистрали от другого источника. В этом случае образуется кольцевая магистраль, от которой при наличии двухтрансформаторных подстанций могут питаться приемники второй категории. Для повышения надежности магистральных схем могут применяться и другие ее модификации, например схема двойных сквозных магистралей

(рис.8,б), когда две магистрали поочередно заводятся на каждую секцию подстанций; эта схема позволяет питать нагрузку первой категории.

На предприятиях средней и большой мощности широкое применение находит так называемый глубокий ввод – это система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения (35 – 220 кВ) к электроустановкам потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. На предприятиях средней мощности линии глубоких вводов заходят непосредственно от энергосистемы. В этом случае практически происходит объединение линий питающей сети 35 – 220 кВ с линиями распределительной сети первой ступени распределения. На более крупных предприятиях глубокие вводы отходят от УПР или ГПП. Линии глубоких вводов проходят по территории предприятия в виде радиальных КЛ или ВЛ или в виде магистралей с ответвлениями к наиболее крупным пунктам потребления электроэнергии. Схема подстанции глубокого ввода 35 – 220 кВ приведена на рис.9. При системе глубокого ввода напряжения 35 – 220 кВ на предприятии могут устанавливаться понижающие трансформаторы 220/6 – 10 кВ; 110/6 – 10 кВ; 35/6 – 10 кВ или 35/0,4 кВ. Применение схем глубокого ввода снижает протяженность распределительной сети 6 – 10 кВ или даже вообще ликвидирует ее. Таким образом, глубокий ввод снижает затраты на распределительную сеть и повышает надежность электроснабжения.

Цеховые сети напряжением до 1000 В выполняются по радиальной, магистральной и смешанной схемам.

Радиальные схемы характеризуются тем, что от источника питания, например, от распределительного щита 380/220 В цеховой ТП отходят линии, питающие крупные электроприемники (например, двигатели) или групповые распределительные пункты, от которых, в свою очередь, отходят самостоятельные линии, питающие более мелкие групповые РП или мелкие электроприемники.

Радиальными выполняются сети насосных или компрессорных станций, а также сети пыльных, пожароопасных и взрывоопасных помещений. Распределение электроэнергии в них производится радиальными линиями от РП, вынесенных в отдельные помещения. Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания, в них легко может быть применена автоматика. Недостатком радиальных схем является то, что при них требуются большие затраты на установку распределительных щитов, прокладку кабелей и проводов.

Магистральные схемы находят наибольшее применение при более или менее равномерном распределении нагрузки по площади цеха (например, для питания двигателей металлорежущих станков в цехах механической обработки металлов). Применяются магистральные схемы и в других случаях. Так, если технологический агрегат имеет несколько электроприемников,

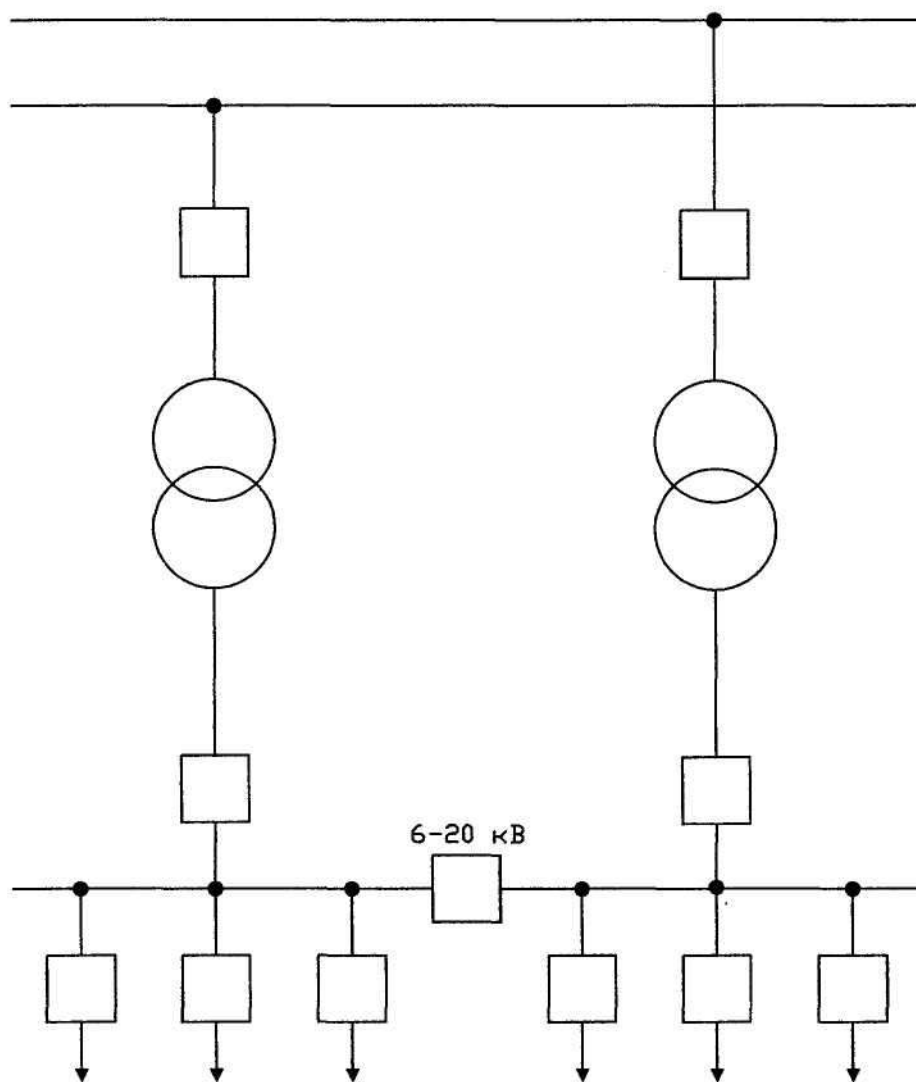


Рис. 9

осуществляющих единый, связанный технологический процесс, и прекращение питания любого из них вызывает необходимость прекращения работы всего агрегата, то в таких случаях надежность электроснабжения вполне обеспечивается при магистральном питании. В отдельных случаях, когда требуется весьма высокая степень надежности питания в непрерывном технологическом процессе, применяется двустороннее питание магистральной линии.

Применение магистральных схем позволяет отказаться от применения громоздкого и дорогого распределительного устройства или щита низкого напряжения.

На практике для питания цеховых потребителей применяются обычно смешанные схемы – в зависимости от характера производства, окружающей среды и т.п.

В целом, внутризаводскую систему электроснабжения можно представить в виде многоуровневой сложной иерархической системы. В общем случае количество уровней такой системы равно шести, причем номера уровней



повышаются по мере увеличения их значимости в системе электроснабжения.

К первому уровню (1УР) относятся зажимы отдельных электроприемников, на которые подается напряжение, ко второму (2УР) – групповые распределительные пункты 380/220 кВ (силовые шкафы – ШС, осветительные щиты – ЩО и т.п.) и распределительные шинопроводы (ШР), к третьему (3УР) – цеховые ТП, к четвертому (4УР) – шины РП 6 – 10 кВ, к пятому (5УР) – шины 6 – 10 кВ ГПП, к шестому (6УР) – все предприятие в целом (т.е. 6УР относится к точкам раздела сетей потребителя и электроснабжающей организации).

В частных случаях количество уровней может быть больше или меньше шести – в зависимости от конкретных условий. Так, например, между 1УР и 3УР может быть не один групповой распределительный пункт, а два – в том случае, если от ГРП питаются более мелкие РП, от которых получают питание мелкие электроприемники. В этом случае количество уровней увеличивается. Или на предприятии могут отсутствовать РП четвертого уровня – в этом случае количество уровней уменьшается. Кроме того, уровни, имеющие разные номера, могут объединяться. Так, при питании высоковольтных (6 – 10 кВ) электродвигателей от шин РП объединяются 2УР и 4УР, а непосредственно от шин ГПП – 2УР и 5УР. Наибольший интерес представляет объединение разных уровней с 6УР, отражающее тот факт, что потребители могут получать питания от разных уровней – в зависимости от вида пункта приема электроэнергии. Можно считать количество потребителей, получающих энергию от уровня  $n+1$  на порядок меньше, получающих ее от уровня  $n$ . Если от 2УР питаются 90% потребителей (включая квартиры и индивидуальные жилые дома), то от 3УР – 9%, от 4УР – 0,9%, от 5УР – 0,09% и от 6УР – 0,01%. Деление СЭС на уровни отражает разницу свойств, характеризующих потребителей различных уровней, и, как следствие этого, различие требований, предъявляемых ими к электроснабжению: с повышением номера уровня эти требования ужесточаются. Это касается, прежде всего, требований к надежности и качеству электроэнергии. От того, на каком уровне находится пункт приема электроэнергии, зависит организация обслуживания электроустановок потребителя. Если 6УР & 2УР, то у потребителя нет постоянного электротехнического персонала, обслуживающего его электроустановки. Обслуживанием электрооборудования занимается специально приглашаемый для этого персонал. При 6УР & 3УР у потребителя, как правило, уже есть электромонтеры, но нет специальных инженеров-электриков; эксплуатацией электрохозяйства занимается отдел главного механика. Когда 6УР & 4УР, то на предприятии создаются отдел главного энергетика и электроцех, обслуживающие электроустановки до 1000 В; капитальный ремонт электрооборудования производится специальными сторонними организациями, электроустановки выше 1000 В также обслуживаются сторонними организациями. В тех случаях, когда 6УР & 5УР, на предприятии уже может быть персонал, имеющий доступ к обслуживанию оборудования 6 – 10 кВ, но капитальный ремонт его, как правило, производится сторонними организациями.

Как все элементы вновь сооружаемых, реконструируемых и модернизируемых СЭС, так и СЭС, в целом, должны удовлетворять всем требованиям действующих Правил устройства электроустановок. При эксплуатации СЭС должны соблюдаться нормы Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), а также Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок (ПТБ). Персонал, эксплуатирующий электроустановки, называется электротехническим персоналом (электроперсоналом). Весь электроперсонал разделяется на пять квалификационных групп (самая высокая группа – пятая). Для получения (и подтверждения) группы электроперсонал периодически проходит проверку знаний – на знание относящихся к его сфере деятельности положений (ПТЭ), (ПТБ) и должностных инструкций и обслуживаемого оборудования.

## **2.6. Качество электрической энергии**

Под качеством продукции понимают совокупность ее свойств, определяющих пригодность ее к использованию по назначению. Или, более строго: качество есть совокупность свойств продукции, определяющих ее потребительную стоимость [2].

Электрическая энергия – это особый вид продукции, вырабатываемой электрическими станциями и транспортируемой по электрическим сетям потребителю. В соответствии с ГОСТ 13109-97 к свойствам электрической энергии, определяющим ее качество, относятся:

- отклонение напряжения;
- колебания напряжения;
- несинусоидальность напряжения;
- несимметрия трехфазной системы напряжения;
- отклонение частоты;
- провал напряжения;
- импульс напряжения;
- временное перенапряжение.

Отклонение напряжения – это отличие фактического значения напряжения от номинального значения в какой-либо точке сети (узле нагрузки) в установившемся режиме.

Под колебаниями напряжения понимают резкие серийные изменения значений напряжения в сети, следующие один за другим.

Несинусоидальность напряжения – это отличие формы кривой напряжения в сети переменного тока от синусоиды.

Несимметрия трехфазной системы напряжения – это неравенство между собой фазных или (и) междуфазных напряжений.

Под отклонением частоты подразумевают отличие ее фактического значения от номинального.

Провал напряжения – это внезапное значительное понижение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до

первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от нескольких периодов до нескольких десятков секунд.

Под импульсом напряжения понимается резкое повышение его значения, за которым следует понижение до обычного уровня за промежуток времени от нескольких микросекунд до десяти миллисекунд.

Временное перенапряжение – это временное повышение напряжения над наибольшим рабочим напряжением, установленным для данного электрооборудования.

Как отмечается в ГОСТ 13109-97, наиболее вероятным виновником возникновения отклонений напряжения и частоты, провалов и импульсов напряжения и временных перенапряжений является энергоснабжающая организация.

Отклонение напряжения может быть как положительным (при напряжении, превышающем номинальное), так и отрицательным (при напряжении ниже номинального). В случае, когда фактическое значение напряжения равно номинальному, отклонение напряжения равно нулю. Появление значений отклонений напряжения, отличных от нуля, связано с технической невозможностью и экономической нецелесообразностью поддержания во всех точках сети напряжения, равного номинальному. Отклонение напряжения является случайной функцией времени, значение которой меняется в зависимости от режима активных и реактивных нагрузок сети, оперативной схемы сети, режима регулирования напряжения и ряда других факторов.

Отклонение частоты также может быть как положительным (редко), так и отрицательным (чаще). Отрицательное значение отклонения частоты свидетельствует о понижении частоты, которое происходит при появлении дефицита активной мощности в энергосистеме. Отклонение частоты является единственным свойством, показатель которого имеет общее (одинаковое) значение во всех точках энергосистемы, в то время как показатели, характеризующие все другие свойства электроэнергии, имеют в разных точках энергосистемы или системы электроснабжения различные значения.

Провалы напряжения возникают в сетях при переключениях питания с одного источника на другой, резервный (например, с одного трансформатора на другой или с одной секции шин распределительного устройства на другую), без предварительного отключения нагрузки. Необходимость в таких переключениях создается при отказах каких-либо элементов сетей. При провалах напряжения значительной глубины и длительности часть электроприемников, преимущественно электродвигателей, может отключаться или останавливаться и даже выходить из строя. При высокой интенсивности провалов напряжения потребитель может испытывать значительные неудобства в связи с расстройствами технологических процессов, выходом из строя оборудования, недопуском продукции и другими нежелательными явлениями.

Импульсы напряжения делятся на грозовые, возникающие при грозовых разрядах, и коммутационные, возникающие при разрыве выключателями

рабочего или аварийного тока.

Импульсы напряжения могут приводить к пробоям изоляции и повреждениям сетевого оборудования и электроприемников потребителей. Во избежание этого в сетях применяются специальные аппараты – разрядники.

Причины и длительность временных перенапряжений в сетях могут быть весьма различны. При обрыве нулевого проводника в трехфазных электрических сетях напряжением до 1000 В, работающих с глухозаземленной нейтралью, возникают временные перенапряжения между фазой и землей. Уровень таких перенапряжений при значительной несимметрии фазных нагрузок может достигать значений междуфазного напряжения, а длительность – нескольких часов.

Наиболее вероятными виновниками возникновения колебаний, несинусоидальности и несимметрии напряжения являются сами потребители электроэнергии.

Источники колебаний напряжения – электроприемники с резкопеременной или «ударной» нагрузкой такие, как дуговые сталеплавильные печи (в режиме расплава), мощные сварочные установки, тиристорные приводы прокатных станов, мощные двигатели, работающие в повторно-кратковременном режиме, характеризующемся частыми пусками, и т.п.

Источником несинусоидальности напряжения являются некоторые виды электроприемников, имеющих нелинейную вольт-амперную характеристику. К ним относятся дуговые сталеплавильные печи, сварочные установки, газоразрядные лампы, полупроводниковые выпрямительные установки и преобразователи частоты.

Несимметрия трехфазной системы напряжения возникает в сети в тех случаях, когда нагрузка по фазам распределена неравномерно, что особенно характерно для городских сетей, питающих коммунально-бытовой сектор, а в промышленности связано с наличием мощных однофазных электроприемников (например, печей сопротивления), количество которых не кратно трем, мощности не равны между собой и режимы работы не совпадают.

В результате этих явлений в сетях возникают дополнительные потоки мощностей, вызывающие увеличение потерь мощности и энергии как в самих сетях, так и в электроприемниках, увеличиваются продолжительности технологических процессов, снижается срок службы электроприемников, понижается освещенность, происходят другие нежелательные явления.

В связи с этим возникает проблема так называемой электромагнитной совместимости (ЭМС), т.е. возможности совместной работы от электрически (линиями) или даже электромагнитно (через трансформаторы) связанных между собой сетей различных электроприемников.

Любое электромагнитное явление, которое может ухудшить работу устройства, оборудования или системы принято называть электромагнитной помехой. Проблема электромагнитной совместимости связана с так называемыми кондуктивными электромагнитными помехами в системах электроснабжения, т.е. с электромагнитными помехами, распространяющимися

по элементам электрической сети.

В России действует Федеральный закон об электромагнитной совместимости, который в целях исключения бесконтрольного применения технических средств, являющихся источником недопустимых электромагнитных помех или обладающих пониженной помехоустойчивостью, наделяет федеральные органы исполнительной власти правом осуществлять в пределах своей компетенции государственный надзор и контроль за соблюдением физическими и юридическими лицами положений, относящихся к обеспечению ЭМС. Практическое проведение этого надзора и контроля возложено на Главгосэнергонадзор России и его региональные и местные органы.

Закон устанавливает требования к разработке, вводу в эксплуатацию и непосредственно к эксплуатации технических средств. Электромагнитные помехи, создаваемые техническими средствами, не должны нарушать нормального функционирования других технических средств или представлять опасность для жизни и здоровья людей, а также для окружающей среды. Сами технические средства должны иметь уровень помехозащищенности, обеспечивающий их нормальное функционирование в среде с допустимым уровнем помех.

Качество электроэнергии в СЭС общего назначения должно быть таким, чтобы было обеспечено нормальное функционирование технических средств. Для этого ГОСТ 13109-97 устанавливает предельно допустимые значения показателей качества электроэнергии, характеризующих все вышеперечисленные свойства. Поддержание показателей качества электроэнергии в диапазоне допустимых значений является обязательным как для потребителей, так и для энергоснабжающих организаций. Существует специальный комплекс технических средств и мероприятий, позволяющих достичь допустимых значений показателей качества электроэнергии или локализовать распространение по сети нежелательных явлений. Последнее достигается, главным образом, путем схемных решений, например выделением на отдельный трансформатор резкопеременной нагрузки. К техническим средствам, повышающим качество электроэнергии, относятся, например, трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, регулируемые конденсаторные установки, фильтрокомпенсирующие и симметрирующие установки. Затраты на улучшение качества электроэнергии при наличии мощных источников несинусоидальности, несимметрии и колебаний напряжения могут быть весьма велики, достигая в некоторых случаях уровня всех остальных затрат в системе электроснабжения. В первую очередь это может относиться к мощным и энергоемким металлургическим предприятиям.

Закон об ЭМС запрещает реализацию (поставку, продажу) и применение технических средств без сертификата, подтверждающего их соответствие требованиям ЭМС, а также поставку потребителям электрической энергии из сетей общего назначения при отсутствии сертификата у энергоснабжающей организации.

Действующий в настоящее время временный порядок сертификации

электрической энергии основан на подаче энергоснабжающей организацией декларации о соответствии электрической энергии требованиям к ее качеству, проведении аккредитованной испытательной лабораторией измерений показателей качества электроэнергии в контрольных точках, а также осуществлении последующего инспекционного контроля.

Основные положения по контролю качества электроэнергии (выбор пунктов измерения показателей качества, схемы присоединения приборов, методы обработки результатов измерений и т.п.) установлены РД 34.15.501-88 – Методическими указаниями по контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения.

### 3. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

#### 3.1. Системы теплоснабжения

В общем случае системой теплоснабжения называется совокупность источников теплоты, устройств для транспорта теплоты (тепловых сетей) и потребителей теплоты.

Основное назначение систем теплоснабжения – обеспечение потребителей необходимым количеством теплоты требуемых параметров.

Системы теплоснабжения [3] подразделяются на **централизованные** и **децентрализованные**. В **децентрализованных** системах источник теплоты и теплоприемники потребителей совмещены в одном агрегате или находятся так близко друг от друга, что не требуется специальных устройств для транспорта теплоты (тепловой сети). В **централизованной** системе теплоснабжения источник и потребители значительно удалены друг от друга, поэтому передача теплоты производится по тепловым сетям.

Системы децентрализованного теплоснабжения подразделяются на **индивидуальные** и **местные**. В **индивидуальных** системах теплоснабжение каждого помещения обеспечивается от отдельного собственного источника (печное или поквартирное отопление). В **местных** системах отопление всех помещений здания обеспечивается от отдельного общего источника (домовой котельной).

Централизованное теплоснабжение можно подразделить:

**на групповое** – теплоснабжение от одного источника группы зданий;

**районное** – теплоснабжение от одного источника района города;

**городское** – теплоснабжение от одного источника нескольких районов города или даже города в целом;

**межгородское** – теплоснабжение от одного источника нескольких городов.

Централизованное теплоснабжение представляет собой совокупность следующих операций: подготовка теплоносителя, транспорт теплоносителя; использование теплоносителя.

Подготовка теплоносителя производится в теплоподготовительных установках на теплоэлектроцентралях, а также в городских, районных,

квартирных или промышленных котельных. Транспортируется теплоноситель по тепловым сетям, а используется в теплоприемниках потребителей.

Помимо изложенного системы теплоснабжения классифицируют также по следующим признакам:

- по виду транспортируемого теплоносителя – паровые, водяные, газовые, воздушные;
- по числу параллельно проложенных трубопроводов – одно-, двух- и многотрубные;
- по способу присоединения систем горячего водоснабжения к тепловым сетям – закрытые и открытые;
- по виду потребителя теплоты – коммунально – бытовые и технологические.

При выборе вида теплоносителя необходимо учитывать его санитарно-гигиенические, технико – экономические и эксплуатационные показатели.

**Газы** образуются при сгорании топлива, они имеют высокую температуру и энтальпию, однако транспортирование газов усложняет систему отопления и приводит к значительным тепловым потерям.

С санитарно-гигиенической точки зрения при использовании газов трудно обеспечить допустимые температуры нагревательных элементов. Однако, будучи перемешаны в определенной пропорции с холодным воздухом, газы в виде теперь уже газо-воздушной смеси могут быть использованы в различных технологических установках.

**Воздух** – легкоподвижный теплоноситель, используется в системах воздушного отопления, позволяет довольно просто регулировать постоянную температуру в помещении. Однако, вследствие малой теплоемкости (примерно в 4 раза меньше воды) масса воздуха, нагревающего помещение должна быть значительной, что приводит к существенному увеличению габаритов каналов (трубопроводов, коробов) для его перемещения, росту гидравлических сопротивлений и расходу электроэнергии на транспортировку. Поэтому воздушное отопление на промышленных предприятиях осуществляется или совмещенным с системами вентиляции, или путем установки в цехах специальных отопительных установок (воздушных завес и т.п.).

**Пар** при конденсации в нагревательных устройствах (трубах, регистрах, панелях и т.п.) отдает значительное количество теплоты за счет высокой удельной теплоты преобразования. Поэтому масса пара при данной тепловой нагрузке уменьшается по сравнению с другими теплоносителями. Однако при использовании пара температура наружной поверхности нагревательных устройств будет выше  $100^{\circ}\text{C}$ , что приводит к возгонке пыли, осевшей на этих поверхностях, к выделению в помещениях вредных веществ и появлению неприятных запахов. Кроме того, паровые системы являются источниками шумов; диаметры паропроводов довольно значительны вследствие большого удельного объема пара.

**Вода** обладает высокой теплоемкостью и плотностью, что позволяет передавать большие количества теплоты на значительные расстояния при невысоких тепловых потерях и малых диаметрах трубопроводов. Температура поверхности водяных нагревательных устройств соответствует санитарно-

гигиеническим требованиям. Однако перемещение воды сопряжено с большими затратами энергии.

Как правило, для удовлетворения сезонной нагрузки отопления и горячего водоснабжения в качестве теплоносителя используется вода, для промышленной технологической нагрузки – пар.

**Водяные** системы теплоснабжения применяются двух типов: **закрытые и открытые**. В **закрытых** системах вода, циркулирующая в замкнутом контуре по схеме: источник теплоснабжения – тепловая сеть – потребитель теплоты – источник теплоснабжения используется только как теплоноситель, но из сети не отбирается ни на бытовые, ни на технологические нужды.

В **открытых** системах циркулирующая вода частично разбирается потребителями для горячего водоснабжения.

В зависимости от схемы теплоснабжения в сети может быть минимум одна труба для открытой системы и две – для закрытой.

На рис. 10 показана **закрытая двухтрубная водяная** система. По подающей линии I тепловой сети прямая (горячая) вода поступает в абонентские установки (абонентские вводы или индивидуальные тепловые пункты – ИТП), по обратной линии II охлажденная вода возвращается на ТЭЦ или в котельную (источник теплоты). Потребители присоединяются к тепловой сети по различным схемам (рис. 10, а...г) в зависимости от характера абонентского ввода или ИТП и режима работы тепловой сети.

На рис. 10 приведены: зависимая схема присоединения потребителя теплоты со струйным смешением (а), независимая схема присоединения потребителя теплоты (б), зависимая схема со струйным смешением с узлом подготовки воды для горячего водоснабжения (в), независимая схема с узлом подготовки горячей воды последовательно в двух теплообменниках (г).

Цифрами на рис. 10 обозначены: 1 – регулятор подпитки; 2 – подпиточный насос; 3 – сетевой насос; 4 – водо – водяной теплообменник; 5 – насос рециркуляции горячей воды; 6 – водогрейный котел; 7 – воздушный кран; 8 – нагревательное устройство; 9 – расширительный бак; 10 – устройство для раздачи горячей воды; 11, 21 – насосы; 12, 16 – первая и вторая ступени подогрева воды в линии горячего водоснабжения; 13, 22 – подогреватель воды в контуре отопления; 14, 23 – регулятор температуры воздуха в помещениях; 15, 19 – регулятор температуры воды в линии горячего водоснабжения; 17 – регулятор расхода воды из прямого трубопровода I; 18, 25 – элеватор; 20 – подогреватель воды, подаваемой на горячее водоснабжение; 24 – регулятор расхода греющего теплоносителя.

Тепловые пункты принято подразделять на ИТП вентиляции, горячего водоснабжения (ГВС) и технологических теплоиспользующих установок одного здания или его части и на центральные тепловые пункты (ЦТП), сооружаемые для двух или более зданий или одного здания при устройстве в нем нескольких ИТП. Устройство ИТП для каждого здания обязательно, независимо от наличия ЦТП.



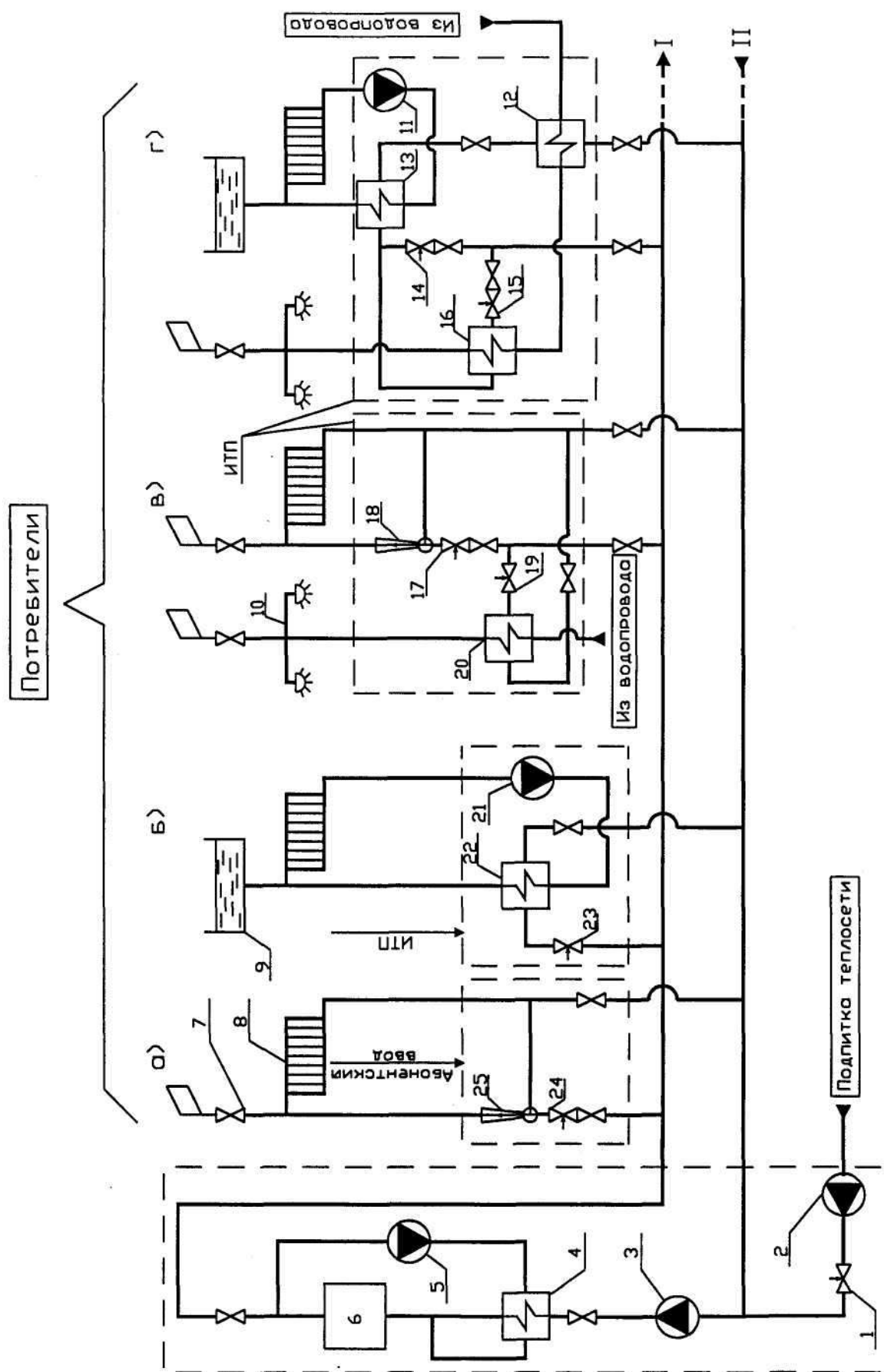


Рис. 10

На ЦТП осуществляется присоединение теплотребляющих установок группы жилых и общественных зданий к тепловой сети. Обычно ЦТП размещают в отдельных специальных зданиях. В ЦТП устанавливаются блоки подогревателей горячего водоснабжения (при независимой схеме); групповая смесительная установка сетевой воды; подкачивающие насосы холодной водопроводной воды, а при необходимости и сетевой; регуляторы и контрольно – измерительные приборы (КИП).

При использовании ЦТП уменьшаются затраты на сооружение подогревательной установки горячего водоснабжения, насосных установок и систем автоматического регулирования, но возрастают затраты на сооружение участка тепловой сети между ЦТП и отдельными зданиями, так как вместо двухтрубной сети требуется сооружать четырехтрубную или трехтрубную при тупиковой схеме ГВС.

На рис. 11 изображена схема ЦТП, к которому с помощью четырехтрубной сети присоединены потребители отопления и горячего водоснабжения. ЦТП связан с источником прямым (I) и обратным (II) трубопроводами тепловой сети. Отопление осуществляется по подающему (ПО) и обратному (ОО) трубопроводам отопления, а горячее водоснабжение – по подающему (ПГВС) и обратному (ОГВС) трубопроводам ГВС. Сырая вода из водопровода в систему ГВС подается по трубопроводу СВ. Цифрами на рис. 11 обозначено следующее оборудование: 1 – обратный клапан; 2, 7 – подогреватели сырой воды для ГВС; 3 – смесительный насос; 4 – насос системы ГВС; 5 – регулятор отопления; 6 – регулятор температуры горячей воды в системе ГВС; 8, 9 – трубопроводы подачи и рециркуляции горячей воды у потребителей; 10 – смесительный насос – элеватор; 11 – нагревательное устройство отопления.

Теплотребляющие установки могут присоединяться к сети по зависимой и независимой схемам. В первом случае вода из тепловой сети непосредственно поступает в отопительные устройства потребителей (рис. 10, а, б), во втором случае – проходит через теплообменник, в котором нагревает вторичный теплоноситель, используемый в нагревательных устройствах потребителя (рис. 10, в, г). Установки ГВС в закрытых системах присоединяются к тепловой сети только по независимой схеме (рис. 11, 12).

Смеситель – элеватор (18 и 25 на рис. 10 и 10, 17 на рис. 11, 12) подмешивает к горячей воде охлажденную воду из обратной линии для снижения температуры воды, поступающей к нагревательным устройствам.

Для обеспечения постоянной температуры горячей воды в системе ГВС (не ниже 50°C) применяется циркуляционная схема ГВС. Циркуляция производится насосом 4 (рис. 11). Во время малого расхода горячей воды (ночное и дневное время) давление воды перед обратным клапаном 1 повышается и возрастает циркуляция воды в системе ГВС. В случае большого водоразбора давление перед клапаном 1 снижается, и уменьшается циркуляционный расход, но возрастает расход воды в подающей линии СВ и стояках 8, поэтому снижается вытеснение воды по пути к потребителю.

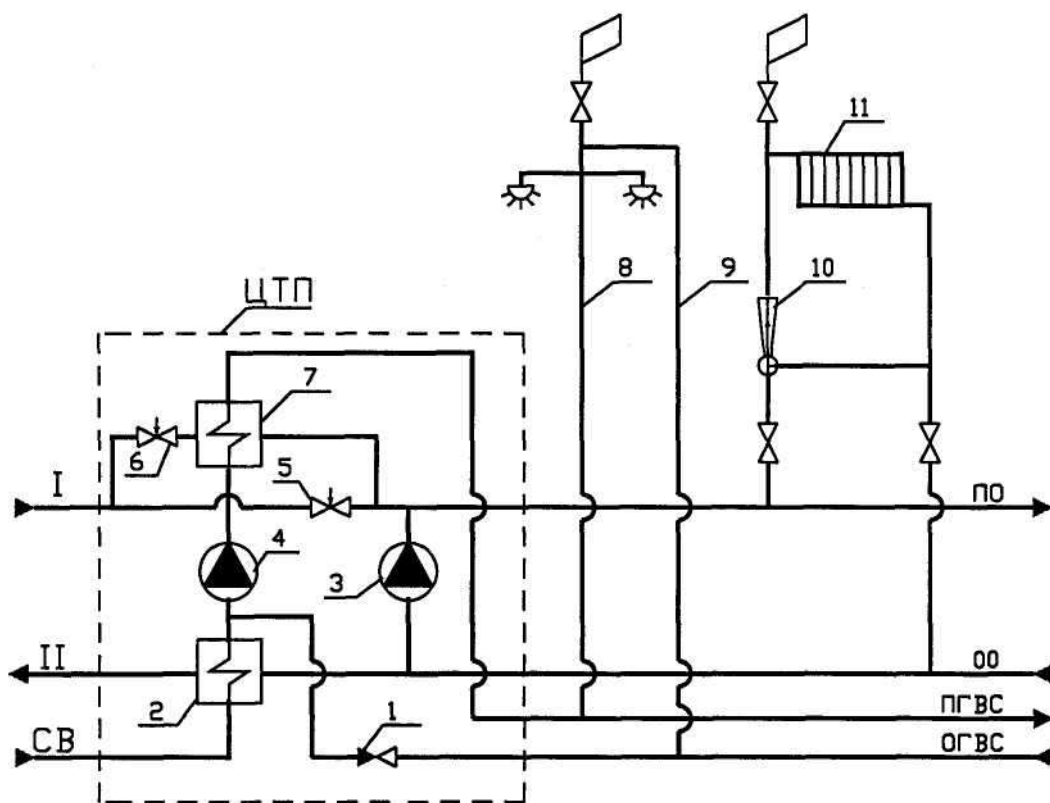


Рис. 11

Основными недостатками закрытых систем являются:

1. Сложность оборудования и эксплуатации систем ГВС вследствие установки водо – водяных подогревателей;
2. Накипеобразование в подогревателях и трубопроводах ГВС при использовании водопроводной воды, имеющей высокую карбонатную жесткость  $J_{\text{к}}$ ;
3. Коррозия установок подготовки горячей воды в ИТП и ЦТП вследствие использования в них недеаэрированной водопроводной воды.

**Открытые системы.** Основными типами открытых систем являются двухпроводные системы теплоснабжения.

Возможные варианты присоединения потребителей к таким системам приведены на рис. 12. На этом рисунке цифрами обозначены: 1 – регулятор подпитки; 2 – подпиточный насос; 3 – сетевой насос; 4 – подогреватель обратной воды; 5 – водогрейный котел; 6 – потребители горячей воды в системе ГВС; 7 – потребители теплоты в системе отопления; 8 – воздушные краны; 9 – аккумулятор горячей воды в системе ГВС; 10 – расширительный бак в системе отопления; 11 – подогреватель воды в независимой системе отопления; 12 – насос циркуляции воды в системе отопления; 13, 18 (19) – регуляторы температуры воздуха в помещениях; 14 – обратные клапаны; 15, 20, 23, 25 – регуляторы температуры горячей воды у потребителей 6; 16 – насос для циркуляции воды в отопительной системе при отключении тепловой сети (насоса 3); 17 – элеватор; 21 – постоянное сопротивление (дроссельная шайба);

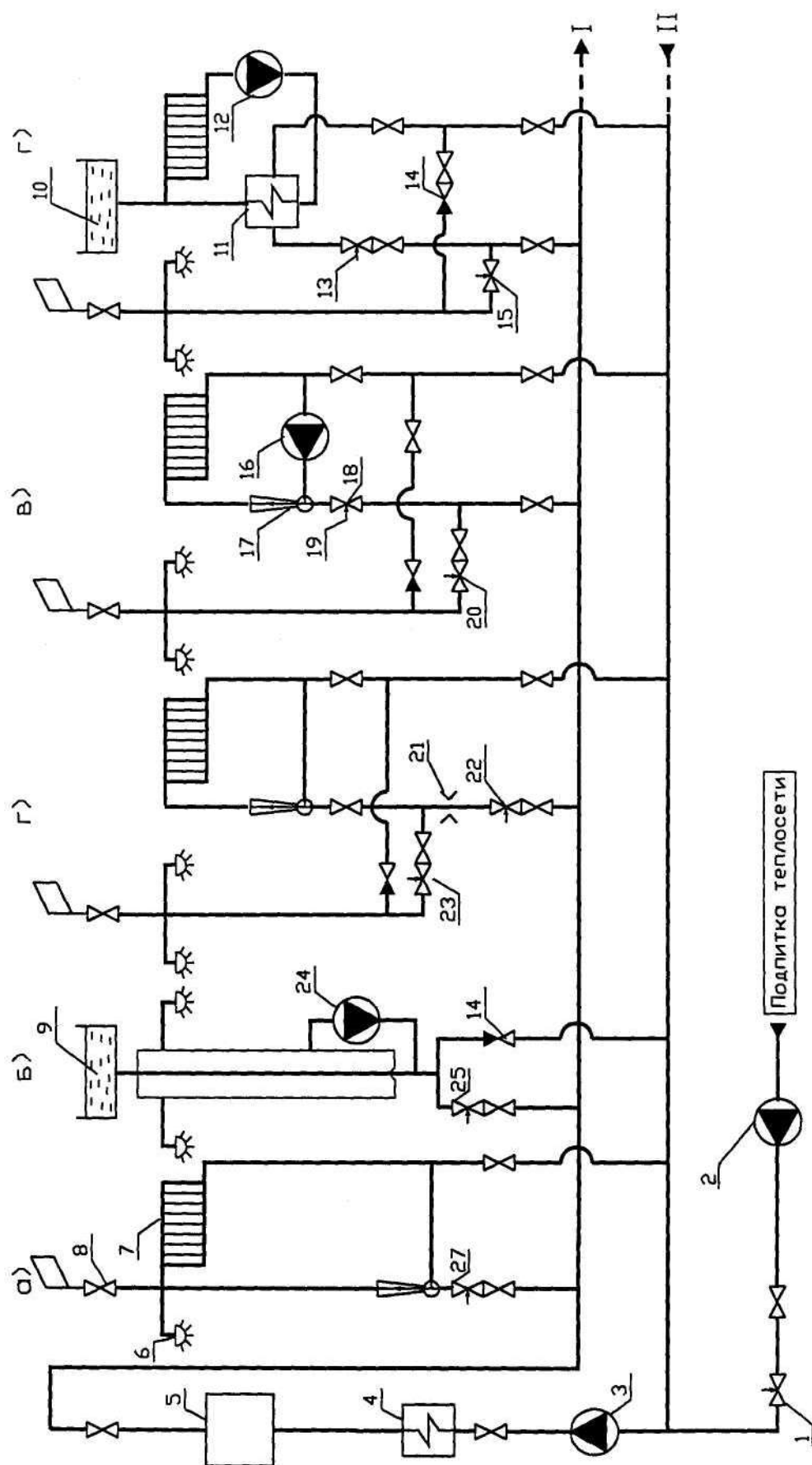


Рис. 12

22, 27 – регулятор расхода воды из тепловой сети; 24 – насос рециркуляции

воды в системе ГВС; 26 – смеситель.

Отопительные установки присоединяются к тепловой сети по тем же схемам, как и в закрытых системах теплоснабжения. Схемы присоединения установок ГВС принципиально отличаются от рассмотренных ранее (рис. 10). Горячее водоснабжение потребителей производится водой непосредственно из тепловой сети (рис. 12, а). Вода из подающей линии I поступает через клапан регулятора температуры 25 в смеситель 26 (рис. 12, б). В этот же смеситель поступает вода из обратной линии II через обратный клапан 14; в смесителе 26 поддерживается постоянная температура (около 60°C). Обратный клапан препятствует попаданию воды из линии I в линию II. Зарядка аккумулятора горячей воды 9 производится под напором воды в тепловой сети при малом водоразборе потребителями 6. При увеличении водоразбора горячая вода из аккумулятора 9 под статическим напором поступает к потребителям. Регулятор расхода 22, установленный на общей подающей линии абонентского ввода (ИТП), поддерживает постоянный расход воды на ГВС и отопление (рис. 12, в). Во время повышенного разбора воды на ГВС снижается подача воды на отопление. Недоданная на отопление теплота компенсируется в часы малого отбора воды на ГВС. На схемах (рис. 12, г, д) местное регулирование отопительной нагрузки производится по температуре воздуха в помещениях (по зависимой и независимой схемам).

Значительная часть воды из тепловой сети расходуется на ГВС, вследствие чего требуются большие расходы воды, подогретой примерно до 70°C, на подпитку сети, это позволяет использовать в значительных количествах отходящие теплые воды с температурой 15...30°C, имеющиеся на электростанциях и промышленных предприятиях, что дает экономию топлива. При открытых системах упрощается оборудование ИТП (отсутствуют водяные подогреватели ГВС).

Недостатки открытых систем:

- а) усложнение и удорожание подготовки воды в источнике теплоснабжения;
- б) нестабильность воды ГВС по запаху, цветности и санитарным качествам;
- в) усложнение эксплуатации из-за нестабильного гидравлического режима тепловой сети вследствие переменного расхода воды обратной линии;
- г) сложность контролирования непроизводительных утечек воды;
- д) увеличение объема санитарного контроля воды в системе теплоснабжения.

Паровые системы бывают двух типов: с возвратом конденсата и без возврата конденсата. На практике широко применяется однетрубная паровая система с возвратом конденсата, приведенная на рис. 13. На этом рисунке приведены: 1 – источник пара; 2 – паровой клапан; 3 – воздушный кран; 4 – паровое обогревательное устройство; 5 – конденсатоотводчик; 6 – обратный клапан; 7 – конденсатосборник; 8 – конденсатный насос; 9 – циркуляционный насос; 10 – пароводяной теплообменник; 11 – расширительный бак; 12 – водяное обогревательное устройство; 13 – регулятор температуры воды в системе ГВС; 14 – аккумулятор горячей воды; 15 – потребители горячей воды в системе ГВС; 16 – редукционное устройство; 17 – потребители пара на предприятии; 18 – механический термокомпрессор.

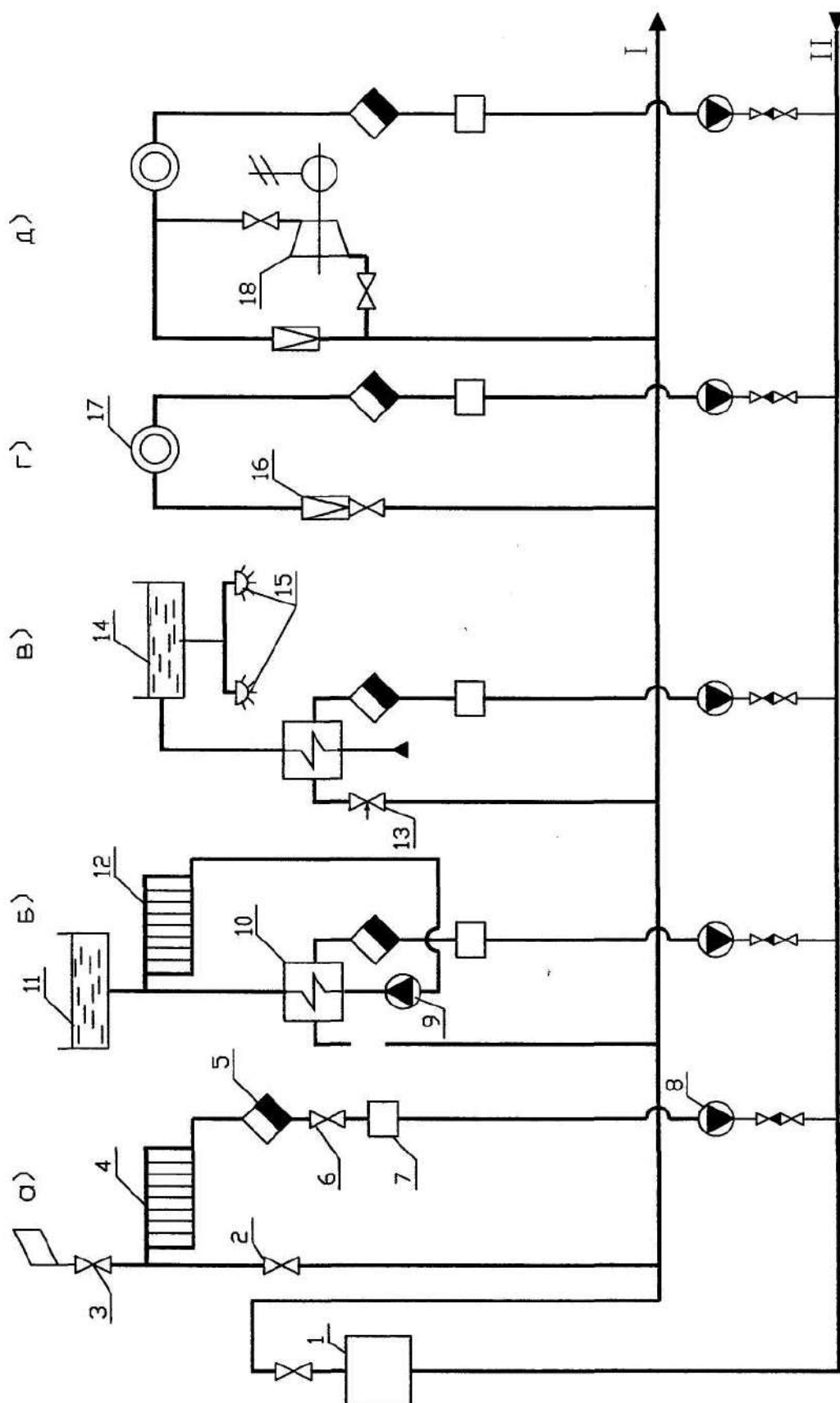


Рис. 13

Пар от источника поступает в однострубную паровую сеть I и

транспортируется по ней к тепловым потребителям. Конденсат от потребителей возвращается к источнику теплоты по конденсатопроводу II. Схема присоединения потребителей к паровой сети зависит от пароиспаряющей установки. На схеме а) показан случай, когда пар подается непосредственно в обогревательные устройства, после которых сконденсировавшийся пар (конденсат) скапливается в конденсатоотводчике 5 и через обратный клапан 6 сливается в конденсатный бак 7, откуда конденсатным насосом перекачивается к источнику пара 1. В качестве источника пара, подаваемого в паровую сеть I, может быть либо паровой котел, либо специальные промышленные отборы пара от работающей турбины электростанции.

Если пар не может быть подан непосредственно в отопительные установки (рис.13, а) или в установки подготовки горячей воды для ГВС, то присоединение выполняется по независимым схемам (рис. 13, б,в).

Технологические паропотребляющие установки 17 промышленных предприятий присоединяются либо непосредственно к паровой сети, либо через редукционные устройства (РУ) 16 (рис.13, г, д).

Возврат конденсата, температура которого  $40...90^{\circ}\text{C}$ , позволяет значительно повысить экономичность источника пара. Повышение экономичности достигается вследствие:

- экономии топлива на подогрев замещающей конденсат сырой воды;
- уменьшения расхода сырой воды;
- уменьшения затрат на химическую очистку сырой воды.

В тех случаях, когда давление пара в паровой сети меньше, чем требуемое для технологического процесса, оно может быть повышено при помощи компрессора 18 с электрическим или механическим приводом.

Системы парового отопления по сравнению с водяными имеют некоторые преимущества:

- возможность быстрого нагрева помещений и быстрого отключения;
- меньшие гидравлические сопротивления;
- меньшие капитальные затраты и эксплуатационные расходы.

Недостатки паровых систем:

- невозможность центрального регулирования;
- высокие температуры нагревательных устройств ( $100...150^{\circ}\text{C}$ );
- быстрая коррозия труб, особенно конденсатопроводов;
- повышенные тепловые потери;
- шум в паропроводах.

**Воздушные системы.** При обогреве производственных помещений воздухом, последний нагревается в специальных установках – калориферах теплотой пара, горячей воды или дымовых газов.

Системы воздушного отопления могут выполняться:

- с естественным движением нагреваемого воздуха и с принудительным (при помощи вентиляторов);
- с местным приготовлением горячего воздуха и с центральным.

По качеству подаваемого воздуха системы воздушного отопления (рис. 14) делятся на три типа: прямоточные (а), с полной рециркуляцией (б) и с

частичной рециркуляцией (в). На рис.14 обозначены: 1 – воздухонагревательная установка; 2 – подающие воздуховоды; 3 – удаляющие воздуховоды; 4 – рециркуляционные воздуховоды; 5 – отапливаемое помещение.

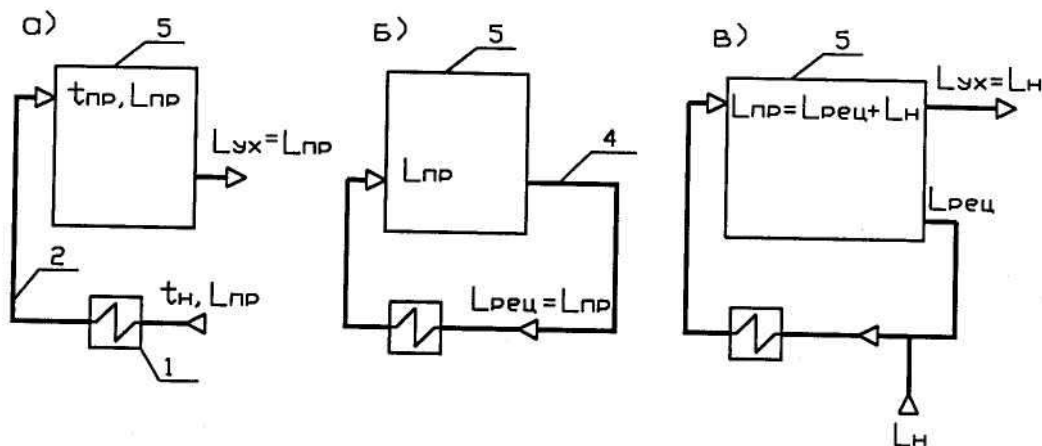


Рис. 14

В проточных схемах нагревается и подается в помещение только наружный воздух. В системах с полной рециркуляцией нагревается и подается только воздух, забираемый из помещения. В системах с частичной рециркуляцией нагревается и подается в помещение смесь наружного и рециркуляционного воздуха, причем часть воздуха помещения в количестве, равном количеству наружного воздуха, удаляется из помещения.

Системы с рециркуляцией применяются при условии, что в воздухе помещения не содержатся вредные вещества. При наличии их применяются проточные схемы с полной сменой воздуха в помещении.

### 3.2. Источники тепловой энергии

Существует два основных вида источников тепловой энергии (теплоносители – пар и горячая вода): котельные и ТЭЦ [4, 5].

Если ТЭЦ, как уже отмечалось выше, является источником и тепловой и электрической энергии, то котельная вырабатывает только теплоту.

Котельная – это совокупность устройств, состоящая из котлов, вспомогательного оборудования и систем хранения, подготовки и транспорта топлива; подготовки, хранения и транспорта воды; золо- и шлакоудаления, а также сооружений для очистки дымовых газов и воды.

Главный элемент любого источника тепловой энергии – котельная установка, служащая для выработки пара или горячей воды. Котельная установка – это совокупность котла и вспомогательного оборудования. Котел – это конструктивно объединенный в одно целое комплекс устройств для получения пара или нагрева воды под давлением за счет тепловой энергии от



сжигания топлива.

Котлы подразделяются на паровые, водогрейные и паро – водогрейные.

Паровые котлы делятся на энергетические и котлы промышленной теплоэнергетики.

Энергетические котлы входят в состав тепловых электростанций и служат для получения перегретого водяного пара различных давлений и температур.

Котлы промышленной теплоэнергетики служат для выработки насыщенного или перегретого пара низких и средних параметров. Этот пар используется либо в качестве технологического в производственных процессах предприятия, либо для приготовления горячей воды на нужды отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения (ГВС).

Водогрейные котлы могут устанавливаться как на ТЭЦ, так и в котельных. Нагретая в них вода используется для тех же нужд.

Паровые котлы могут иметь различные конструкции и компоновки. На рис. 15 представлен паровой котел П – образной компоновки. На этом рисунке: 1 – камерная топка; 2 – экранные трубы; 3 – опускные трубы; 4 – фестон; 5 – барабан; 6 – коллектор перегретого пара; 7 – тракт воды; 8 – пароперегреватель; 9 – экономайзер; 10 – воздухонагреватель; 11 – нижние коллекторы.

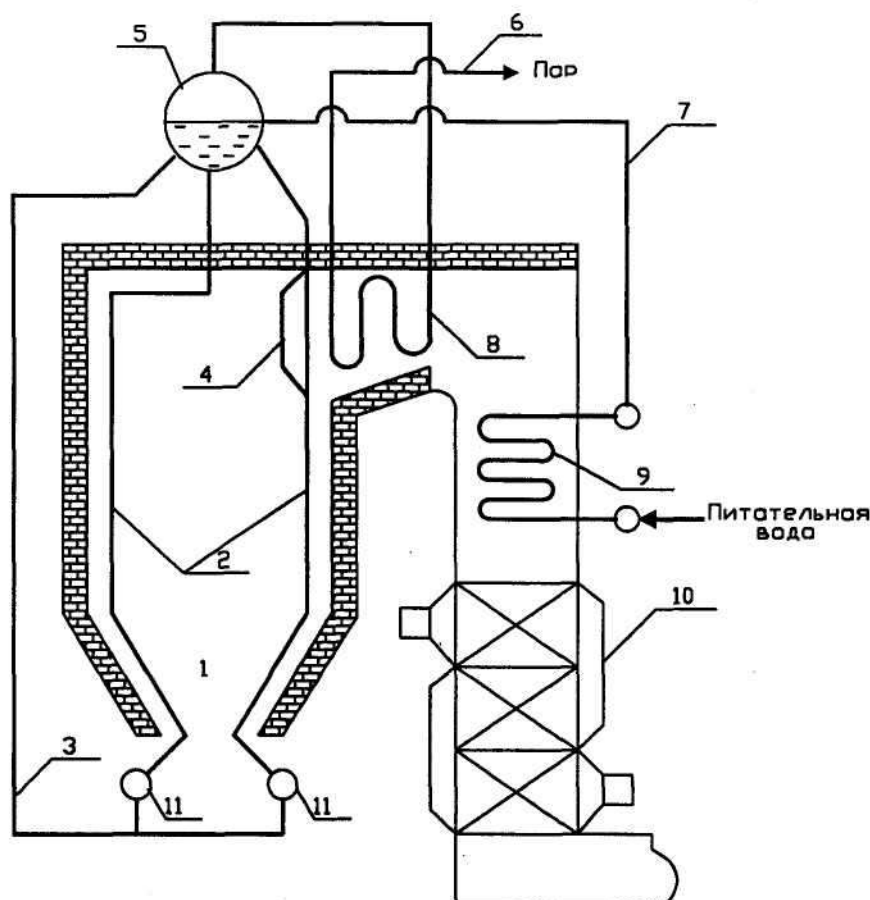


Рис. 15

Вода в экономайзере и пар в пароперегревателе движутся однократно и принудительно – в экономайзере под действием питательного насоса, в пароперегревателе – под давлением пара в барабане.

Барабан, экранные и опускные трубы, а также нижний коллектор образуют циркуляционный контур. В этом контуре теплоноситель движется многократно под действием различной плотности воды в необогреваемых опускных трубах и пароводяной смеси в обогреваемых подъемных трубах экранов. В зависимости от типа котла число таких контуров может достигать до восемнадцати.

Паровые котлы с многократной циркуляцией отличаются наличием барабана – емкости для сепарации и сбора пара – и изготавливаются для получения пара с давлением до 18 МПа.

Для получения пара околокритических и сверхкритических параметров применяются прямоточные котлы, в которых отсутствует барабан, а теплоноситель совершает однократное движение, как это показано на рис. 16, где 1 – экономайзер; 2 – испарительные экраны; 3 – пароперегреватель ширмовый; 4 – пароперегреватель конвективный.

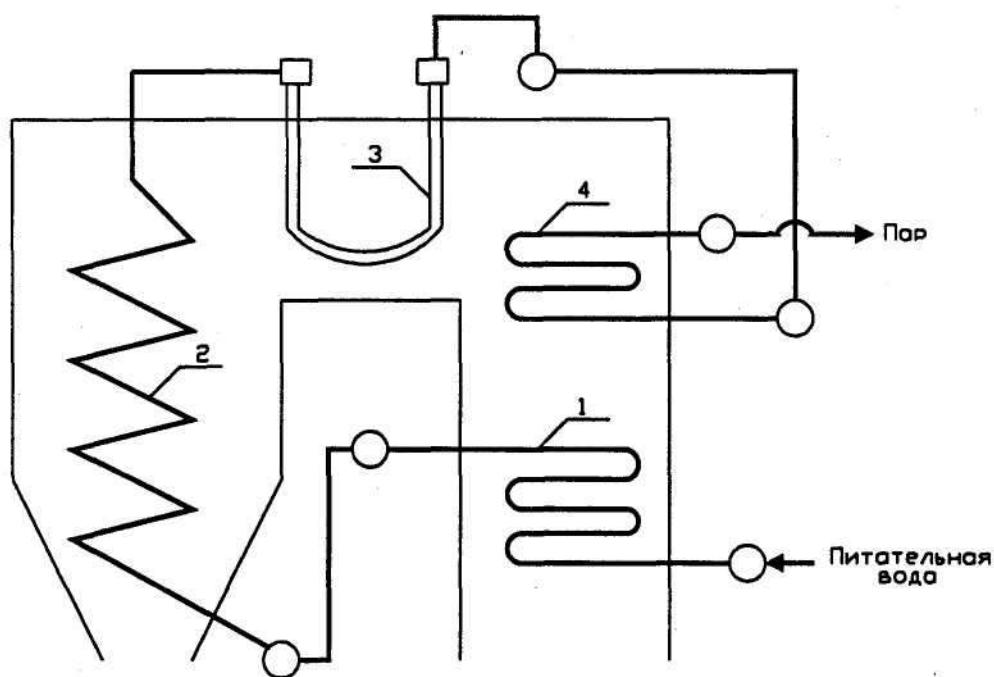


Рис. 16

В прямоточном котле теплоноситель последовательно проходит все поверхности нагрева. В верхней части экранов пар перегревается, проходит через ширмовый и конвективный перегреватели и поступает к потребителям. Прямоточные котлы нуждаются в особо тщательной очистке питательной воды в соответствии с нормами качества питательной воды для прямоточных котлов.

В воздухоподогревателях котлов осуществляется подогрев воздуха для улучшения процессов горения и снижения тепловых потерь в котле.

Сжигание топлива происходит в топках двух основных типов: слоевой и

камерной. В слоевой топке происходит горение кускового твердого топлива, которое укладывается плотным слоем на колосниковую решетку и вступает в реакцию с кислородом воздуха. Камерные топки служат для сжигания пылевидного твердого, газообразного или жидкого топлива.

Паровые котлы классифицируются по целому ряду признаков: конструкции, компоновке поверхности нагрева, производительности, параметрам пара, виду применяемого топлива, способу подачи и сжигания топлива, давлению дымовых газов.

Например, конструктивно паровые котлы бывают пролетные, П – образные, Т – образные, Н – образные и др. Наиболее часто встречающиеся конструкции паровых котлов на ТЭС – П – образные, в промышленной теплоэнергетике – пролетные и П – образные. По давлению дымовых газов они делятся на котлы: с уравновешенной тягой (давление дымовых газов на 10...30 Па меньше давления окружающей среды); под наддувом (давление дымовых газов на 3...8 кПа больше давления окружающей среды); под давлением (давление дымовых газов около четырех мегапаскалей).

Широко распространенными паровыми котлами являются вертикально-водотрубные котлы типа ДКВР, предназначенные для производства насыщенного пара давлением 1,4 МПа. Паропроизводительность их составляет 4; 6,5; 10; 20 т/ч при работе на твердом топливе и увеличивается в 1,3... 1,5 раза при работе на мазуте и газе. В настоящее время взамен ДКВР выпускается новая серия котлов производительностью от 2,5 до 25 тонн насыщенного или перегретого пара в час типов КЕ (для слоевого сжигания твердого топлива) и ДЕ (для работы на мазуте и газе).

В промышленной теплоэнергетике используются также паровые котлы П – образной компоновки типов ГМ50-14/250, ГМ50-1, БК375-39/440. Котлы типа ГМ могут работать на газе или мазуте, а БКЗ – также и на твердом топливе.

Паровые котлы различаются по конструкции, типу, производительности, параметрам пара и виду применяемого топлива.

Котлы малой (до 25 т/ч) и средней (160...220 т/ч) производительности с давлением пара до 4 МПа применяются в производственных и отопительных котельных для получения тепловой энергии в виде пара, идущего на технологические и отопительно – бытовые нужды.

Котлы производительностью до 220 т/ч имеют естественную циркуляцию без промежуточного перегрева пара и применяются на промышленных теплоэнергетических установках и ТЭЦ.

Водогрейные котлы предназначены для подготовки теплоносителя в виде горячей воды для технологического использования и бытового (отопление, вентиляция, кондиционирование и горячее водоснабжение).

Водогрейные котлы могут быть чугунными секционными и стальными водотрубными.

Чугунные секционные водогрейные котлы, например, типов КЧ-1, «Универсал», «Братск», «Энергия» и др. отличаются размерами и конфигурацией чугунных секций; мощность этих типов котлов – 0,12... 1 МВт.

Стальные водогрейные котлы имеют маркировку ТВГ, ПТВМ и КВ. Эти

котлы отпускают воду с температурой до 150°C и давлением 1,1... 1,5 МПа, теплопроводностью от 30 до 180 Гкал/ч (35...209 МВт).

Котлы типа ПТВМ работают на газе и мазуте. Котлы типа КВ являются унифицированными, предназначенными для работы на твердом, газообразном и жидком топливе. В зависимости от вида и способа сжигания топлива котлы КВ делятся на КВТС (слоевые механизированные топки), КВТК (камерная топка для сжигания пылевидного топлива), КВГМ (для сжигания газа и мазута).

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) – это станции комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Перегретый пар от котла подается на лопатки паровой турбины, закрепленные на роторе. Под воздействием энергии пара ротор турбины вращается. Этот ротор жестко связан при помощи соединительной муфты с ротором электрогенератора, при вращении которого вырабатывается электроэнергия. Пар, частично отдавший свою энергию в турбине, поступает потребителям либо для технологического использования, либо для нагрева воды, подаваемой потребителям.

На ТЭЦ применяются теплофикационные турбины с промежуточными теплофикационными отборами пара и турбины с противодавлением.

Тепловая схема ТЭЦ с противодавлением турбин показана на рис. 17, где: 1 – паровой котел, 2 – паровая турбина, 3. электрический генератор, 4 – потребитель теплоты, 5 – конденсатный насос, 6 – деаэратор, 7 – питательный насос.

Тепловая схема ТЭЦ с теплофикационными турбинами показана на рис. 18, где 1, 2, 3, 4 соответствуют обозначениям рис. 17, 5 – сетевой насос, 6-конденсатор, 7 – конденсатный насос, 8 – деаэратор, 9 – питательный насос.

ТЭЦ с турбинами с противодавлением характеризуется тем, что производство электроэнергии здесь жестко связано с отпуском тепловой энергии, работа такой станции целесообразна только при наличии крупных потребителей теплоты с постоянным расходом ее в течение года, например, предприятий химической или нефтеперерабатывающей промышленности.

ТЭЦ с теплофикационными турбинами лишены этого недостатка и могут одинаково эффективно работать в широком диапазоне тепловых нагрузок. В тепловой схеме имеется конденсатор, а пар для подогрева воды отпускается из промежуточных ступеней турбины. Количество пара и его параметры регулируются, такие отборы называются теплофикационными в отличие от отборов, используемых для регенеративного подогрева питательной воды.

Для теплоснабжения городов и населенных пунктов используются отопительные котельные. Они бывают:

а) индивидуальные (домовые) или групповые для отдельных зданий или группы зданий. Теплопроизводительность таких котельных 0,5...4 МВт, вид котлов – водогрейные чугунные секционные, температура теплоносителя 95...115°C, эксплуатационный КПД на каменном угле – 60-70%, на газе и мазуте- 80-85%;

б) квартальные для теплоснабжения квартала или микрорайона. Теплопроизводительность – 5...50 МВт, вид котлов – стальные паровые типа ДКВР или ДЕ и водогрейные типов КВТС, КВГМ, ТВГ, температура

теплоносителя 130...150°C, эксплуатационный КПД на каменном угле – 80-85%, на газе и мазуте – 85-92%;

в) районные для теплоснабжения одного или нескольких жилых районов. Теплопроизводительность – 70...500 МВт, вид котлов – стальные водогрейные типов ПТВМ, КВТК, КВГМ, температура теплоносителя 150...200°C, эксплуатационный КПД на каменном угле – 80-88%, на газе и мазуте – 88-94%; или паровые типа ДКВР, ДЕ, ГМ-50.

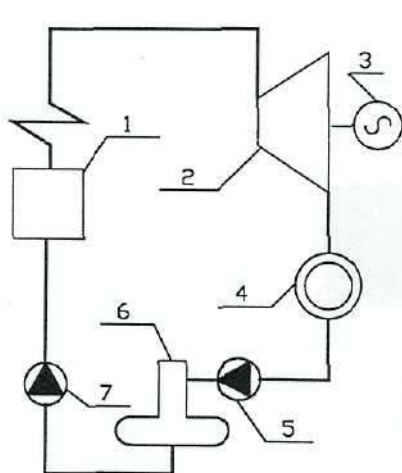


Рис.17

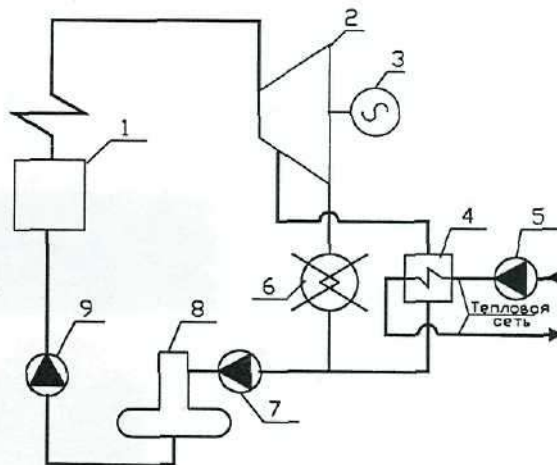


Рис.18

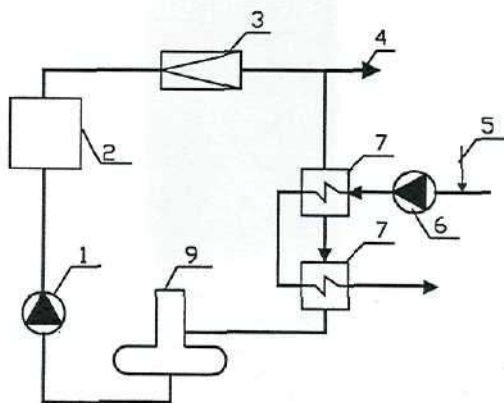


Рис.19

Если котельная помимо нужд отопления и горячего водоснабжения (ГВС) и отпускает пар, то такая котельная называется промышленно-отопительной. Если котельная обеспечивает тепловой энергией в виде пара и горячей воды только нужды предприятия, то такая котельная называется промышленной.

Котельные могут быть также только с водогрейными котлами (водогрейная котельная), только с паровыми котлами (паровая котельная) и с

паровыми и водогрейными котлами (паро-водогрейная котельная).

Пример отопительной котельной с паровыми котлами показан на упрощенной схеме рис. 19. Здесь 1 – питательный насос, 2 – паровой котел, 3 – паровая редукционная установка (РУ), 4 – транспорт пара на технологические нужды предприятия, 5 – трубопровод подпитки тепловой сети, 6 – сетевой насос, 7 – теплообменники подогрева сетевой воды, 8 – тепловая сеть, 9 – деаэратор.

### 3.3. Тепловые сети и их оборудование

Тепловая сеть – это система прочно и плотно соединенных между собой участков стальных труб (теплопровод), по которым теплота с помощью теплоносителя (пара или, что чаще, горячей воды) транспортируется от источников (ТЭЦ или котельных) к потребителям теплоты [6, 8].

Трасса теплопроводов выбирается с учетом рельефа местности, имеющих и намечаемых к строительству надземных и подземных сооружений, данных о характеристике грунтов, высоте стояния грунтовых вод, глубине промерзания грунтов.

Следует прокладывать магистральные теплотрассы в районах наиболее плотной тепловой нагрузки, длина их должна быть по возможности минимальной.

Теплотрассы бывают подземные и надземные. Надземная прокладка тепловых сетей используется при высоком уровне грунтовых вод, плотной застройке районов прокладки теплотрассы, сильно пересеченном рельефе местности, наличии многоколейных железнодорожных путей, на территориях промышленных предприятий при наличии уже имеющих энергетических или технологических трубопроводов на эстакадах или высоких опорах.

В жилых районах городов применяется, как правило, подземная прокладка теплопроводов.

Тепловая сеть состоит из прямых и изогнутых участков трубопроводов (прямой и обратный трубопроводы прокладываются совместно), компенсаторов температурных удлинений, опор, арматуры (задвижки, воздушные краны, дренажи и др.), тепловых камер и каналов (при подземной прокладке трубопроводов). На рис. 20 показана структурная схема тепловой сети; прямой и обратный трубопроводы на схеме показаны одной линией; здесь: К – котельная; (источник горячей воды), П – П – образный компенсатор; Зд – задвижки; ТК1...ТК4 – тепловые камеры; Н1...Н6 – надписи на схеме; 1 – номер участка; 2 – диаметр трубопровода, мм; 3 – длина участка, м; 4 – расход воды, м<sup>3</sup>/ч; С1...С5 – теплопотребляющие здания и сооружения.

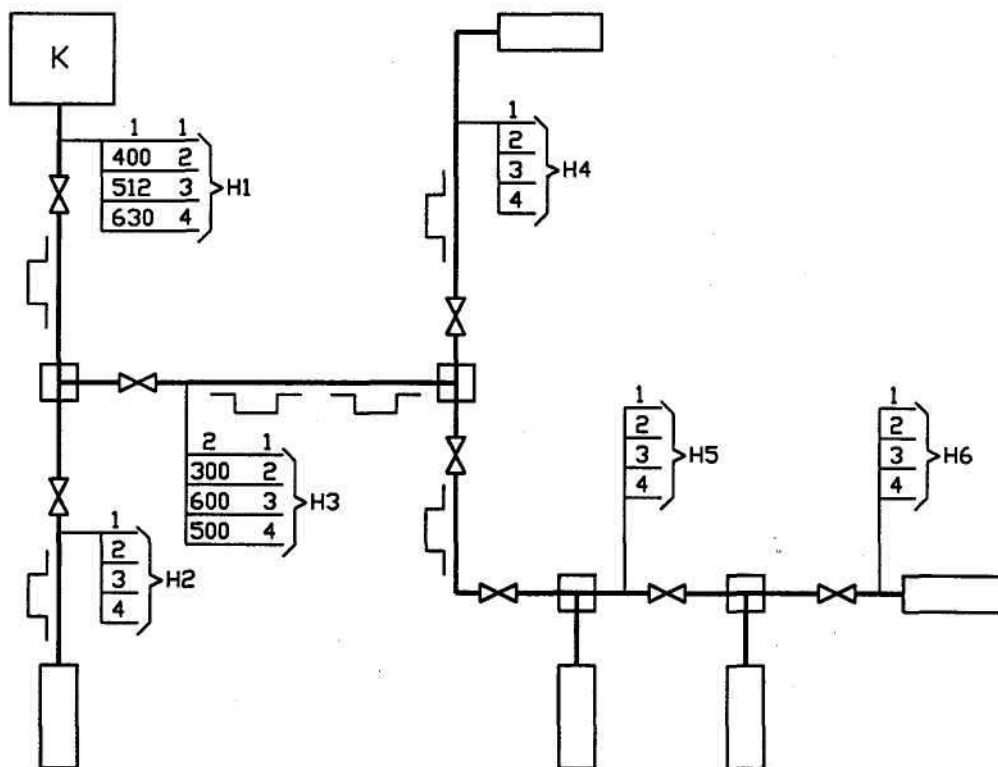


Рис. 20

Диаметры трубопроводов тепловых сетей колеблются от 50 мм (распределительные сети) до 1400 мм (магистральные сети).

В настоящее время протяженность тепловых сетей в стране превышает 200 тыс. км, в том числе, протяженность трубопроводов с диаметром 500 мм и более около 30 тыс. км. Радиус действия тепловых сетей современных ТЭЦ превышает 15-20 км.

Около 10% тепловых сетей проложены надземно. Надземные теплопроводы прокладывают на отдельно стоящих опорах (низких или высоких), на эстакадах, на вантовых конструкциях, подвешенных к пилонам мачт. К опорам трубопроводы крепятся жестко. Однако, в случае необходимости компенсации температурных удлинений трубопроводов, необходимо скользящее крепление трубопроводов к опоре (крепление на катках или роликовое). Для уменьшения тепловых потерь теплопроводы изолируются минеральной ватой, поверх которой крепятся тонкие листы белого металла. Для защиты от коррозии поверхность труб предварительно покрывается антикоррозийным составом.

Остальные 90% тепловых сетей проложены под землей. Около 4% проложены в проходных каналах и тоннелях (полупроходных каналах). В проходных каналах обслуживающий персонал проходит в рост, их высота – 2...2,5 м (рис. 21, где 1 – водопровод, 2 – кабель связи, 3 – силовые кабели, 4 – железобетонный объемный элемент, 5 – обратный трубопровод, 6 – прямой трубопровод); в полупроходных (рис. 22, где 1 – опорная плита, 2 – стеновой блок, 3 – ребристый блок перекрытия, 4 – опора трубопроводов, 5 – блок

днища) человек проходит согнувшись, их высота около 1,6 м, но не ниже 1,4 м. Это наиболее надежные, но и самые дорогие способы прокладки коммуникаций.

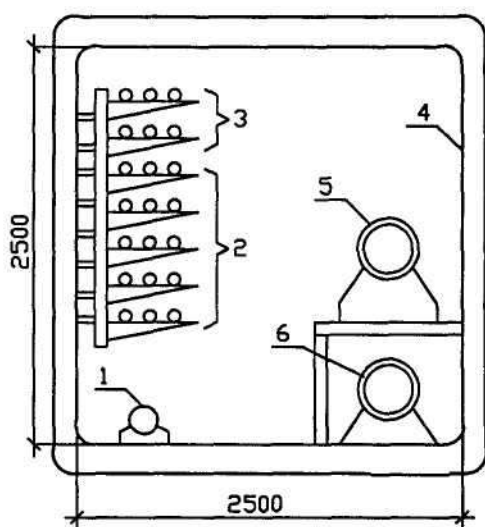


Рис. 21

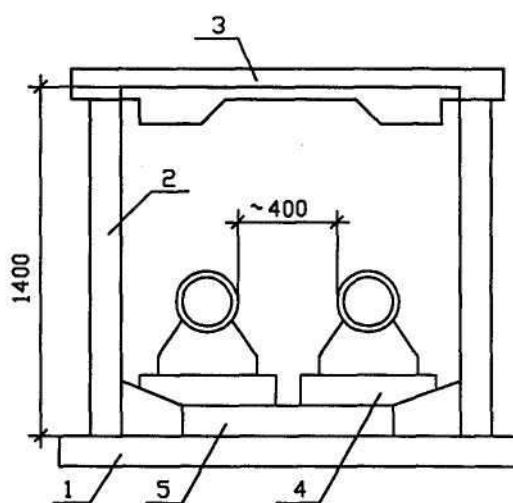


Рис. 22

Проходные каналы позволяют выполнять любые работы на теплотрассе без разрушения дорожных покрытий и земляных работ. Применяют проходные каналы на выводах от ТЭЦ и на основных магистралях промплощадок крупных предприятий. В последнем случае в проходном канале прокладываются наряду с теплопроводами также паропроводы, водоводы, трубопроводы сжатого воздуха, как это показано на рис. 21. Проходные каналы оборудуются естественной вентиляцией, электрическим освещением (до 30 В), дренажными устройствами для быстрого отвода воды из канала.

В тех случаях, когда количество труб невелико (2...4), но необходим постоянный доступ к ним, теплопроводы прокладываются в полупроходных каналах. В них можно производить без вскрышных работ осмотр и мелкий ремонт тепловой изоляции при выключенной из работы тепловой сети.

Тепловая изоляция в проходных и полупроходных каналах выполняется из нескольких слоев: гидрофобный материал (бризол) укладывается на металл, на него – теплоизоляционная оболочка; кроме того, на подвижных и неподвижных опорах устанавливаются прокладки из паронита для электрической изоляции металла трубопровода от несущей конструкции канала и окружающего грунта.

Около 80% тепловых сетей проложены в непроходных каналах (рис. 23, где 1 – воздушный зазор, 2 – трубопровод с антикоррозийным покрытием, 3 – теплоизоляционный слой с защитно – механическим покрытием). Изготавливаются непроходные каналы из коробчатых железобетонных элементов шириной от 600 до 2100 мм и высотой от 300 до 1200 мм, укладываемых друг на друга с воздушным зазором. Верхнее перекрытие устанавливается с поперечным уклоном 4...8° для стекания конденсирующейся



влаги, что предотвращает попадание ее на трубы теплотрассы. Изоляция труб теплотрассы состоит из трех основных элементов: антикоррозийное покрытие на металл труб (эмаль или изол), теплоизоляционный слой в виде мягких матов или твердых скорлуп из минеральной ваты, пеностекла или полиуретана, защитного механического покрытия из металлической сетки.

Около 6% тепловых сетей уложены бесканально. Это самая дешевая укладка, но, во – первых, наиболее подверженная повреждениям и, во – вторых, она требует больших затрат при ремонте, особенно в условиях прокладки в кислых влажных грунтах Северо – Запада.

По конструкции бесканальные теплопроводы можно разделить на три группы: в монолитных оболочках, засыпные и литые.

Максимальный диаметр трубопроводов, проложенных бесканально, не должен превышать 800...900 мм из-за опасности сильного размыва грунта при прорыве трубопровода.

Трубопроводы в монолитных оболочках изготавливаются в заводских условиях, трубы длиной от 6 до 12 метров с готовой изоляцией доставляются на место строительства, где производится их укладка в подготовленную траншею (рис. 24, где 1 – бетонное основание (только при слабых грунтах), 2 – песчаная засыпка, 3 – гравийный фильтр, 4 – обратный теплопровод, 5 – уровень земли, 6 – прямой теплопровод, 7 – дренажная труба). Стыки свариваются, на стыковое соединение накладывается изоляционный слой. Изоляция изготавливается из армопенобетона, битумперлита, битумкерамзита и др.

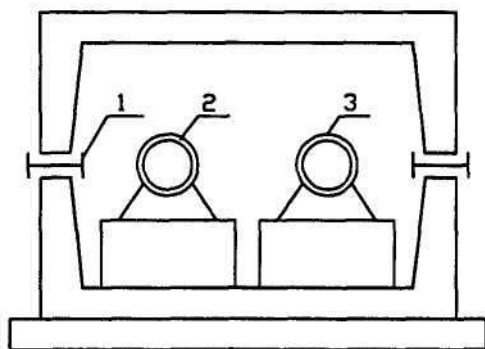


Рис. 23

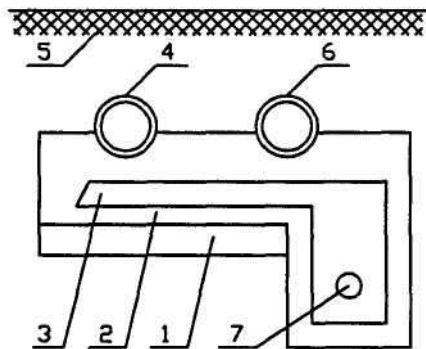


Рис. 24

Задвижки, сальниковые компенсаторы, воздушники, дренажи и другая арматура подземных теплопроводов размещается, как правило, в тепловых камерах. Камеры располагаются вне проезжей части. Устройство и габариты камер должны обеспечивать удобство и безопасность обслуживания. Высота камер в свету 1,8...2 м. В днище камеры должны быть изготовлены приемки для сбора и откачки дренажных вод, а также гидроизоляция стен и днища камеры. Каждая камера, в зависимости от ее габаритов, имеет от двух до четырех выходных люков, которые должны быть открыты только в случае работы в камерах обслуживающего персонала.

### 3.4. Потребители тепловой энергии

#### 3.4.1. Общие сведения

Тепловая энергия используется в процессе отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения, пароснабжения.

Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха служат для создания комфортных условий для проживания и трудовой деятельности людей. Объем потребления тепловой энергии для этих целей определяется сезоном и зависит прежде всего от температуры наружного воздуха. Для сезонных потребителей характерным является относительно постоянный суточный расход теплоты и значительные его колебания по временам года.

Горячее водоснабжение – бытовое и технологическое – круглогодичное. Оно характеризуется относительно постоянным расходом в течение года и независимостью от температуры наружного воздуха.

Пароснабжение применяется в технологических процессах обдувки, пропарки, паровой сушки.

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха должны обеспечить в обслуживаемых зонах требуемые санитарно – гигиеническими нормами метеорологические условия и чистоту воздуха.

Условия теплового комфорта определяются температурой воздуха  $t_g^\circ$ , С; относительной влажностью воздуха  $\phi$ , %; скоростью движения воздуха  $w$ , м/с. Строительные нормы и правила (СНиП) устанавливают следующие допустимые и оптимальные (в скобках) метеоусловия в обслуживаемых зонах жилых и общественных зданий для холодного и переходного периодов года: а)  $t_g = 18...22^\circ\text{C}$  ( $20...22^\circ\text{C}$ ); б)  $\phi = 65\%$  ( $45-30\%$ ); в)  $w$  – не более 0,32 м/с ( $0,1...0,15$  м/с).

Одной из главных характеристик закрытых помещений является температура воздуха в них, зависящая от температуры наружного воздуха, источников выделения теплоты (людей, тепловых приборов и оборудования), от теплозащитных свойств ограждений. Для создания необходимого температурного режима помещений служат системы отопления.

С учетом тепловыделения в помещениях расчетную температуру воздуха  $t_g^p$  принимают равной  $18^\circ\text{C}$ , а начало и окончание отопительного периода осуществляют при температуре наружного воздуха  $t=8^\circ\text{C}$ . Продолжительность отопительного периода производственных помещений сокращается в зависимости от тепловыделений в них.

При естественной или принудительной механической вентиляции теплый воздух (с вредными примесями) удаляется из помещения, а вместо него поступает наружный холодный воздух. Теплоту, необходимую для нагрева наружного воздуха до расчетной температуры помещения, называют теплотой, расходуемой на вентиляцию.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ (паров, газов, пыли) в воздухе помещения, а также ПДК вредных веществ в

атмосферном воздухе следует принимать в соответствии с разделами 9 и 10 Санитарных норм проектирования промышленных предприятий. Во многих случаях для достижения ПДК достаточно естественной вентиляции и отопления, периодического проветривания. В случае необходимости применяют принудительную механическую вентиляцию, а если и этого недостаточно – кондиционирование.

### 3.4.2. Отопление

Отопление может быть местным или централизованным [7].

Простейшим видом местного отопления является печь дровяного отопления, представляющая собой кирпичную кладку с топкой и системой газоходов для удаления продуктов сгорания. Выделенная в процессе сгорания теплота нагревает кладку, которая в свою очередь отдает теплоту помещению.

Местное отопление может осуществляться с помощью газовых отопительных приборов, имеющих малые размеры и вес и высокую эффективность.

Применяются также поквартирные системы водяного отопления. Источник теплоты – водонагревательный аппарат на твердом, жидком или газообразном топливе. Вода нагревается в аппарате, подается в отопительные приборы и, охладившись, возвращается в источник.

В системах местного отопления в качестве теплоносителя может использоваться воздух. Аппараты нагрева воздуха называются огневоздушными или газозвоздушными агрегатами. В помещениях воздух подается вентиляторами через систему воздуховодов.

Большое распространение получило местное отопление электрическими приборами, выпускаемыми в виде переносных аппаратов различных конструкций. В некоторых случаях применяются стационарные электроотопительные приборы с вторичными теплоносителями (воздухом, водой).

На предприятиях в производственных помещениях местное отопление практически не используется, однако в административных и бытовых помещениях оно может применяться (в основном электроприборы).

Централизованной называется система отопления с одним общим (центральным) источником теплоты. Это система отопления отдельного здания, группы зданий, одного или нескольких кварталов и даже небольшого города (например, для отопления и горячего водоснабжения города Сосновый Бор Ленинградской области используется один источник теплоты – Ленинградская атомная электростанция).

Отличаются системы также видом передачи теплоты воздуху помещения: конвективное, лучистое; типом нагревательных приборов: радиаторные, конвертерные, панельные.

На рис. 25 показана двухтрубная система центрального водяного отопления, в которой вода поступает в нагревательные приборы по горячим

стоякам, а отводится по холодным. В этом случае температура воды получается одинаковой во всех приборах, независимо от их расположения.

Обозначения рис. 25: 1 – котельная, 2 – главный стояк, 3 – нагревательные приборы, 4 – расширительный бачок, 5 – горячая магистраль, 6 – горячий стояк, 7 – холодный стояк, 8 – обратная магистраль.

Однотрубная система центрального отопления (рис. 26) отличается от двухтрубной тем, что вода поступает в приборы отопления и отводится от них по одному и тому же стояку. Схема однотрубной системы может быть проточной (рис. 26, а), с осевыми замыкающими участками (рис. 26, б), со смешанными замыкающими участками (рис. 26, в). Обозначения те же, что на рис. 25.

В проточных системах вода последовательно проходит через все приборы стояка, в системах с осевыми замыкающими участками вода частично проходит через приборы, частично через замыкающие участки, общие для двух приборов одного этажа, в системах со смешанными замыкающими участками вода ответвляется через два замыкающих участка.

В однотрубных системах температура воды снижается в направлении ее движения, то есть приборы верхних этажей горячее приборов нижних этажей. В этих системах несколько меньше расход металла на стояки, но требуется установка замыкающих участков.

Нагревательные приборы, устанавливаемые в обогреваемых помещениях, изготавливаются из чугуна и стали и имеют различные конструктивные формы от гладких труб, изогнутых или сваренных в блоки (регистры), до радиаторов, ребристых труб и отопительных панелей.

### 3.4.3. Горячее водоснабжение

Вода для горячего водоснабжения должна быть такого же качества, как и питьевая, так как она используется для гигиенических целей. Температура воды должна быть в пределах 55...60°C.

Различают местное и центральное горячее водоснабжение. Местное горячее водоснабжение осуществляется с помощью водонагревательных аппаратов автономного и периодического действия с устройством распределения и разбора горячей воды. Водонагреватели работают на твердом топливе (угле, дровах), на газе и могут быть электрическими. По принципу действия водонагреватели делятся на емкостные и проточные.

Система центрального горячего водоснабжения применяется для объектов тепловой мощностью свыше 60 кВт. Система является частью внутреннего водопровода и представляет собой сеть трубопроводов, распределяющих горячую воду между потребителями.

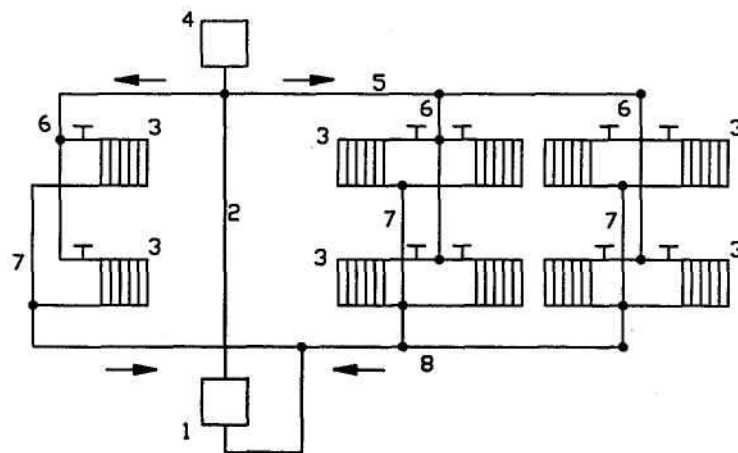


Рис.25

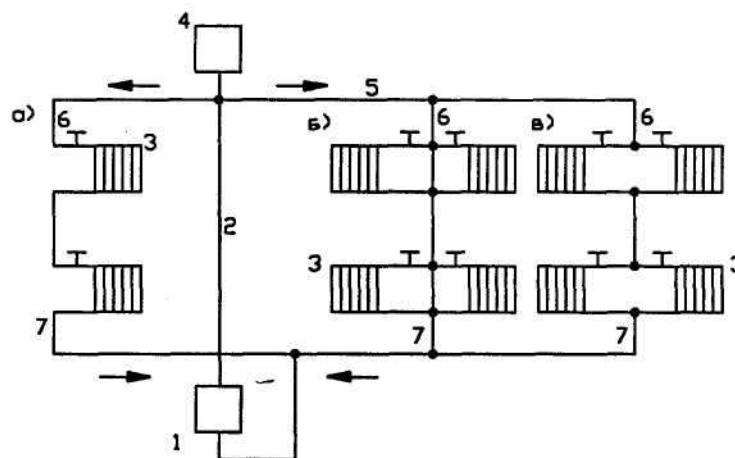


Рис.26

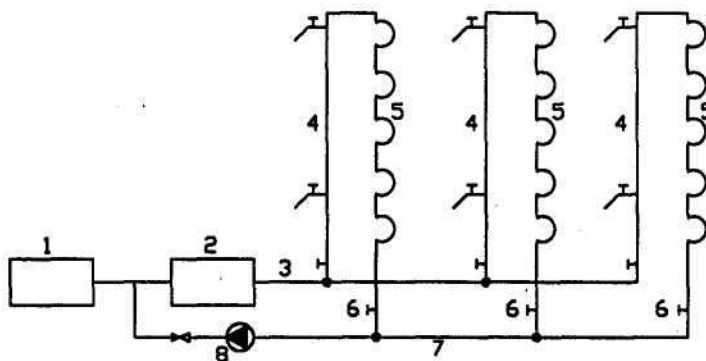


Рис.27

На рис. 27 показана система центрального горячего водоснабжения с рециркуляцией, где 1 – водонагреватель первой ступени, 2 – водонагреватель второй ступени, 3 – подающая магистраль, 4 – водоразборные стояки, 5 – циркуляционные стояки, 6 – отключающие вентили, 7 – циркуляционная магистраль, 8 – насос.

Циркуляционные стояки предотвращают остывание воды в стояках при

отсутствии водоразбора. Источником тепла служат водонагреватели (бойлеры), располагаемые в тепловом вводе здания или в групповом тепловом пункте. Более подробно системы горячего водоснабжения рассмотрены в разделе 3.1.

#### 3.4.4. Вентиляция

Вентиляция служит для введения чистого воздуха в помещение и удаления загрязненного с целью обеспечения требуемых санитарно-гигиенических условий. Подаваемый в помещение воздух называется приточным, удаляемый – вытяжным [7].

Вентиляция может быть естественной и принудительной. Естественная вентиляция происходит под действием разности плотностей холодного и теплого воздуха, его циркуляция идет либо по специальным каналам, либо через открытые форточки, фрамуги и окна. При естественной вентиляции напор невелик и соответственно мал воздухообмен.

Принудительная вентиляция осуществляется с помощью вентиляторов, которые подают воздух и удаляют его из помещения с высокой эффективностью.

По виду организации воздушного потока вентиляция бывает общеобменной и местной. Общеобменная обеспечивает обмен воздуха во всем объеме помещения, а местная – в отдельных частях помещения (на рабочих местах).

Система вентиляции, только удаляющая воздух из помещения, называется вытяжной, система вентиляции, только подающая воздух в помещение, называется приточной.

В жилых домах применяется, как правило, общеобменная естественная вытяжная система вентиляции. Наружный воздух поступает в помещения путем инфильтрации (через неплотности в ограждениях), а загрязненный внутренний воздух удаляется через вытяжные каналы здания. Потери тепловой энергии от поступления холодного наружного воздуха восполняются системой отопления и составляют величину 5...10% нагрузки отопления в зимний период.

В общественных и производственных зданиях обычно устраивается приточно-вытяжная принудительная вентиляция, причем расход тепловой энергии учитывается отдельно.

#### 3.4.5. Кондиционирование воздуха

Кондиционирование воздуха – это придание ему заданных свойств независимо от наружных метеорологических условий. Это обеспечивается специальными аппаратами – кондиционерами, которые очищают воздух от пыли, подогревают его, увлажняют или осушают, охлаждают, перемещают, распределяют и автоматически регулируют параметры воздуха [7].

Широкое распространение получили системы кондиционирования для

производственных помещений на приборостроительных, радиоэлектронных, пищевых, текстильных предприятиях, к воздушной среде которых предъявляются высокие требования.

Основная задача кондиционера – термовлажностная обработка воздуха: зимой воздух следует подогреть и увлажнить, летом – охладить и осушить.

Воздух нагревается в калориферах, охлаждается в поверхностных или контактных охладителях, аналогичных по устройству калориферам, но в трубах охлаждения циркулирует холодная вода или хладоноситель (аммиак, фреон).

Осушение воздуха получается в результате контакта с поверхностью охладителя, температура которого ниже точки росы воздуха – на этой поверхности выпадает конденсат.

Для орошения воздуха используются форсунки подачи воды или смоченные поверхности с лабиринтными ходами.

## **9. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ**

### **4.1. Общие сведения**

К числу важнейших энергоносителей относится органическое топливо, являющееся основным источником энергии. В целом по стране около 30% всех топливных ресурсов идет на выработку электроэнергии, 50% - на получение тепловой энергии, остальное – на транспортные нужды и химическую переработку.

Расходуемое на промпредприятиях топливо подразделяют на технологическое и энергетическое. К энергетическому относится топливо, химическая энергия которого используется для получения физической теплоты продуктов горения, а к технологическому – топливо, применяемое также в качестве восстановителя в технологических процессах.

Основой для организации надежного и бесперебойного обеспечения промпредприятия органическим топливом служат месячный, квартальный и годовой топливные балансы. Топливный баланс разрабатывается на основе энергетического баланса промпредприятия.

В расходной части топливного баланса рассчитывается потребность промпредприятия в условном топливе. В приходной части устанавливается ассортимент топлива, определяется необходимое количество натурального топлива по видам и маркам.

Например, в расходной части топливного баланса металлургического завода около 45% составляет твердое топливо, около 50% - газообразное и 5% - жидкое топливо. В расходе твердого топлива основную часть составляет кокс и коксовые отходы (90%), до 10% приходится на энергетический уголь, остальное – отходы углеобогащения и другие виды топлива. Около 35% используемого топлива поступает со стороны (природный газ, мазут, энергетический уголь), свыше 65% производится на заводах отрасли (коксовая продукция, коксовый и доменный газы, шламы, промпродукт и прочие виды

топлива).

Топливное хозяйство промпредприятия представляет систему устройств и механизмов, предназначенных для приема, хранения, перемещения и первичной обработки топлива перед сжиганием. Система и состав топливного хозяйства, а также условия его работы определяются видом, свойствами и способом сжигания, расходом и способом доставки топлива, а также территориальным расположением топливоиспользующих установок. При этом потери топлива должны быть минимальными, его химические и физические характеристики не должны ухудшаться; первоначальные затраты и эксплуатационные расходы на топливное хозяйство должны быть небольшими.

В топливосжигающих установках (паровые и водогрейные котлы, промышленные печи, теплогенераторы) используется один или два вида топлива. Котельные установки проектируются таким образом, чтобы в их топках можно было сжигать два вида топлива – основное и резервное (или растопочное). Поэтому топливное хозяйство котельной или электростанции представляет собой комплекс оборудования, необходимого для приема, хранения, транспортировки и подготовки к сжиганию различных видов топлива: твердого и жидкого, твердого и газового, жидкого и газового. В отдельных случаях возможно использование в качестве основного и резервного одного вида топлива, например, жидкого и жидкого с самостоятельными топливными трактами.

#### **4.2. Топливоснабжение при твердом топливе**

В мелкие котельные топливо доставляется автомобильным транспортом, в крупные котельные и на топливные электростанции – железнодорожным [5].

Приемное устройство для топлива на территории крупной котельной или электростанции состоит из одного или нескольких железнодорожных путей 3 (рис. 28). В зимний период вагоны со смерзшимся углем отогреваются в специальных помещениях – тепляках. По мере разогрева вагоны подаются в разгрузочные помещения 4, оснащенные вагоноопрокидывателями. Высыпавшееся в бункера или траншеи топливо с помощью питателей подается на транспортер 5 и доставляется на узел первой пересыпки 7, откуда, в зависимости от нужд котельного цеха в топливе, направляется односторонним конвейером 6 на резервный склад 1 или наклонными двухсторонними конвейерами 5, укрытыми в галереях, во второй узел пересыпки, совмещенный с дробильным помещением 8, и далее в бункера 17 сырого топлива, расположенные в котельном цехе.

Для уменьшения простоя вагонов (при переполнении бункеров котельного цеха) предусмотрены специальные разгрузочные эстакады 2, которые могут также использоваться для разгрузки неисправных вагонов.



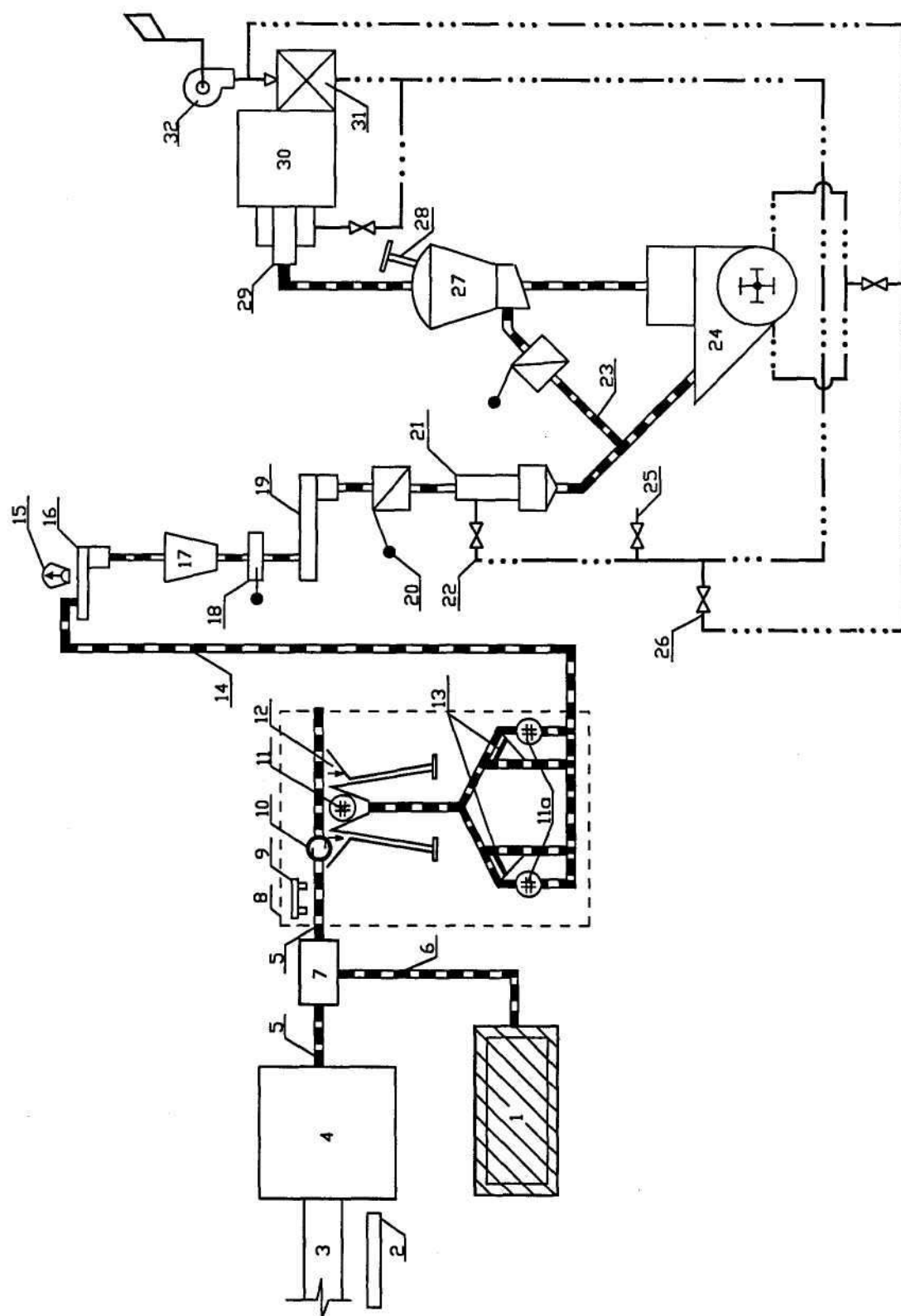


Рис. 28

Для измельчения крупных кусков топлива (плит) на тракте топливоподачи до бункеров котлов или на складе уголь подвергается дроблению. Перед дробилками грубого дробления 11 предусматривается установка магнитных сепараторов 9 и 10 для извлечения из топлива

металлических предметов, а для удаления древесины (пни, крупная щепа и т.п.) на тракте топливоподачи устанавливаются щепоуловители 12.

После дробилок грубого дробления установлены дробилки мелкого дробления, 11а, а перед последними размещаются грохота 13, с помощью которых отделяются мелкие фракции топлива (до 20 мм) с целью уменьшения расхода энергии на дробление. Дробилки выбирают в зависимости от типа топочного устройства и требований к сжигаемому топливу. При слоевом сжигании, как правило, применяют валково-зубчатые или винтовые, при камерном сжигании – молотковые дробилки.

Дробленый уголь транспортером 14 доставляется в котельный цех, взвешивается ленточными весами 15, пересыпается на распределительные конвертеры, доставляющие уголь к каждому котлу, и сбрасывается питателями 16 в бункера сырого топлива 17 отдельных котлов.

Дальнейшая подготовка твердого топлива до подачи ее в топочное устройство котла зависит от способа сжигания (камерное, высокотемпературное или низкотемпературное вихревое, в плотном слое, в кипящем слое), от свойств топлива. На рис. 28 представлена подготовка топлива для сжигания его в виде пыли в камерной топке котла 30.

При сжигании пыли скорость горения тем выше, чем мельче размолото топливо. При размоле получается пыль с частицами различных размеров. Для определения качества измельчения (тонины помола) пыль рассеивают на ситах с разными диаметрами отверстий. Остатки на ситах с разными размерами отверстий обозначают  $R$ , %. Наиболее распространенными показателями являются остатки на ситах с отверстиями 90 и 200 микрон:  $K_{90}$  и  $K_{200}$ . Размалывается топливо до пылевидного состояния в специальных устройствах – мельницах различных типов. Чем тоньше пыль (чем меньше  $K_{90}$  и  $K_{200}$ ), тем больше затраты энергии на размол. Одновременно чем больше  $K_{90}$  и  $K_{200}$ , тем хуже сгорает топливо (возрастает недожог топлива). Сопоставляя потери от недожога топлива и затраты на помол, можно найти оптимальную тонкость помола, при которой затраты энергии будут наиболее экономически целесообразными.

Подготовка сырого топлива к сжиганию в камерной топке осуществляется в системах пылеприготовления, где оно размалывается в мельницах, подсушивается и подается через горелки в топку. Для сушки применяется горячий воздух, дымовые газы или их смесь.

Различают системы пылеприготовления центральные и индивидуальные [5, 9]. В **центральных системах пылеприготовления** сушка и размол топлива производятся в отдельно стоящем помещении (в центральном пылезаводе), из которого пыль транспортируется в котельный цех. Наиболее распространены **индивидуальные системы пылеприготовления**. Они подразделяются на системы прямого вдувания, когда угольная пыль после мельниц сушильным агентом подается в котел, и системы с промскуточным бункером, в которых пыль после мельниц подается в бункера готовой пыли, а из них – в топку (сушильным агентом или горячим воздухом, в последнем случае сушильный агент либо подается в топку через специальные сбросные сопла, либо

очищается от угольной пыли и выбрасывается в атмосферу).

При сжигании, например, бурых углей с влажностью до 40% или торфа с влажностью 50% используются индивидуальные схемы пылеприготовления с прямым вдуванием и сушкой горячим воздухом, как это показано на рис. 28. Сырое топливо из бункера 17 питателем 19 подается в мельницу 24, где оно размалывается и одновременно сушится горячим воздухом, подаваемым из воздухоподогревателя 31 по коробу 22, холодный воздух на воздухоподогреватель 31 подается вентилятором 32. Температура пылевоздушной смеси за мельницей поддерживается на взрывобезопасном уровне разбавлением горячего воздуха холодным, поступающим по коробам 25 и 26. Первичная сушка топлива производится в специальной трубе – сушилке 21. Шибер 18 и мигалки 20 перекрывают подачу топлива при ремонтах, а также для предотвращения поступления горячего воздуха к питателю 19 и в бункер 17. В сепараторе 27 пыль разделяется на мелкие и крупные фракции. Мелкая пыль с сушильным агентом поступает через горелки 29 в топку котла 30. Крупные частицы топлива по трубопроводу 23 возвращаются в мельницу. В горелки 29 подается также вторичный горячий воздух для обеспечения полного сгорания топлива. Предохранительный клапан 28 уменьшает разрушения в случае взрыва угольной пыли в сепараторе 27.

Из-за больших затрат, связанных с приготовлением угольной пыли, применение пылевидного топлива для сжигания ее в факеле в топках котлов теплопроизводительностью менее 84 ГДж/ч (23 МВт) экономически нецелесообразно. В таких котлах используется слоевое сжигание топлива, и топливное хозяйство значительно упрощается. На рис. 29 показано топливное хозяйство крупной промышленно-отопительной котельной с несколькими котлами теплопроизводительностью 23 МВт каждый, где 1 – склады твердого топлива; 2 – кран мостовой; 3 – бульдозер; 4 – помещение приема топлива; 5 – решетки приема топлива; 6 – крытая галерея транспорта угля; 7 – дробильное помещение; 8 – крытая галерея транспорта дробленого топлива; 9 – здание котельного цеха; 10 – виброразгрузчик; 11 – разгружаемый вагон; 12 – дробилка двухвалковая зубчатая; 13 – конвейер угля ленточный; 14 – металлоуловитель подвесной; 15 – бункер приема угля с питателем; 16 – питатель дробленого угля; 17 – конвейер ленточный дробленого угля; 18 – бункера дробленого угля (бункера сырого топлива перед котлами).

Уголь после выгрузки его из вагонов перемещается бульдозером 3 в штабели 1 или к приемному бункеру 15, перекрытому решеткой 5, предназначенной для отделения крупных глыб угля и породы, а также древесных включений больших размеров. Как и в рассмотренном ранее случае (рис. 28), здесь уголь перемещается ленточными транспортерами. В небольших котельных вместо ленточных конвейеров для транспортировки топлива применяются электротельферы, элеваторы и скиповые подъемники. Электротельферы имеют грузоподъемность от 0,5 до 5 тонн. Ковшовые элеваторы удобны в котельных, занимающих небольшую территорию. Высота подъема элеваторов достигает 30 м, производительность составляет 85 м<sup>3</sup>/ч. Ковшовые элеваторы плохо работают при наличии в топливе больших кусков,

жетілеу неосөздік тіршілікшілері менің келісімдерім.

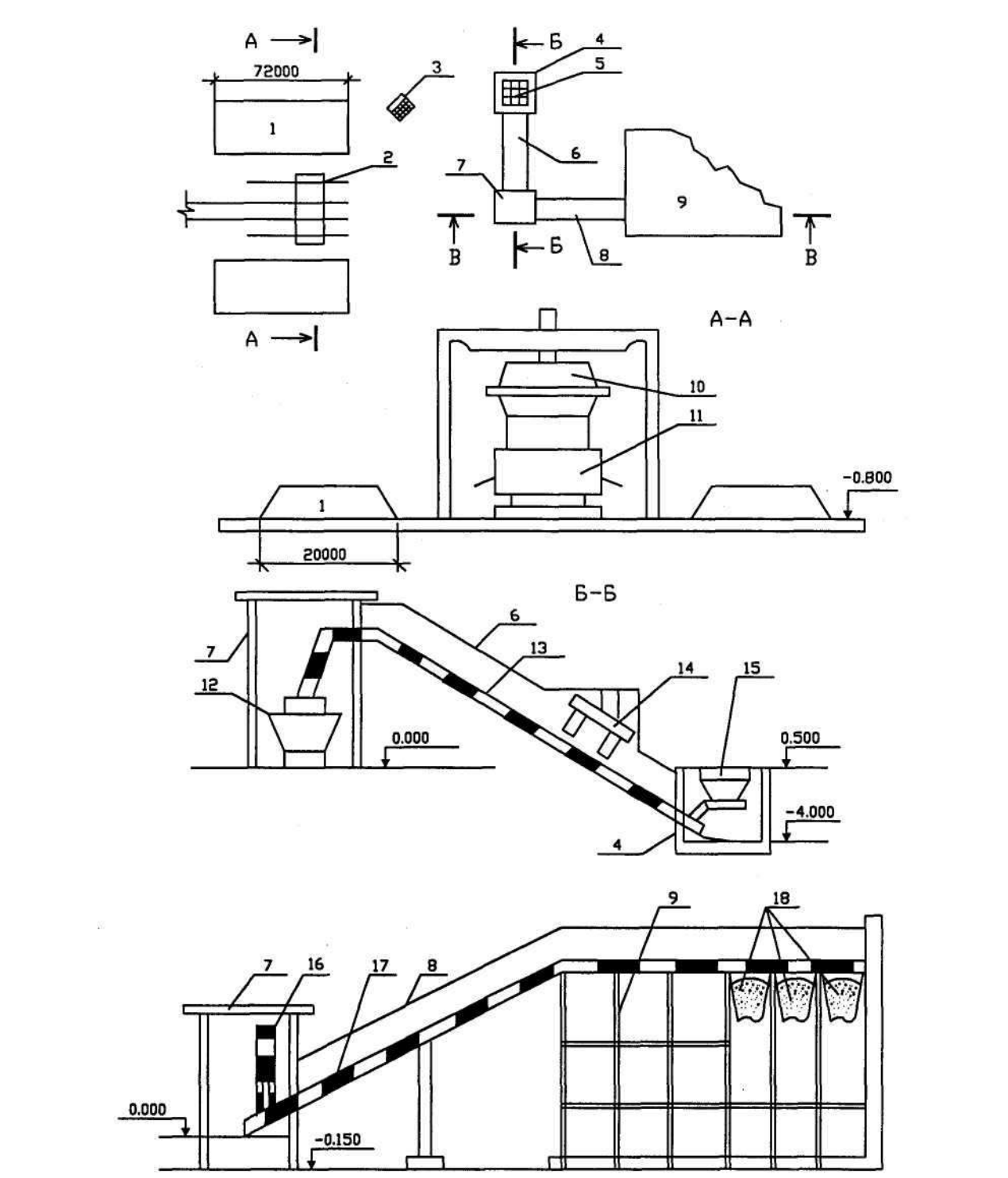


Рис. 29

Скиповые подъемники применяются для вертикального или наклонного транспорта топлива и распределения топлива по бункерам котлов (рис. 30).

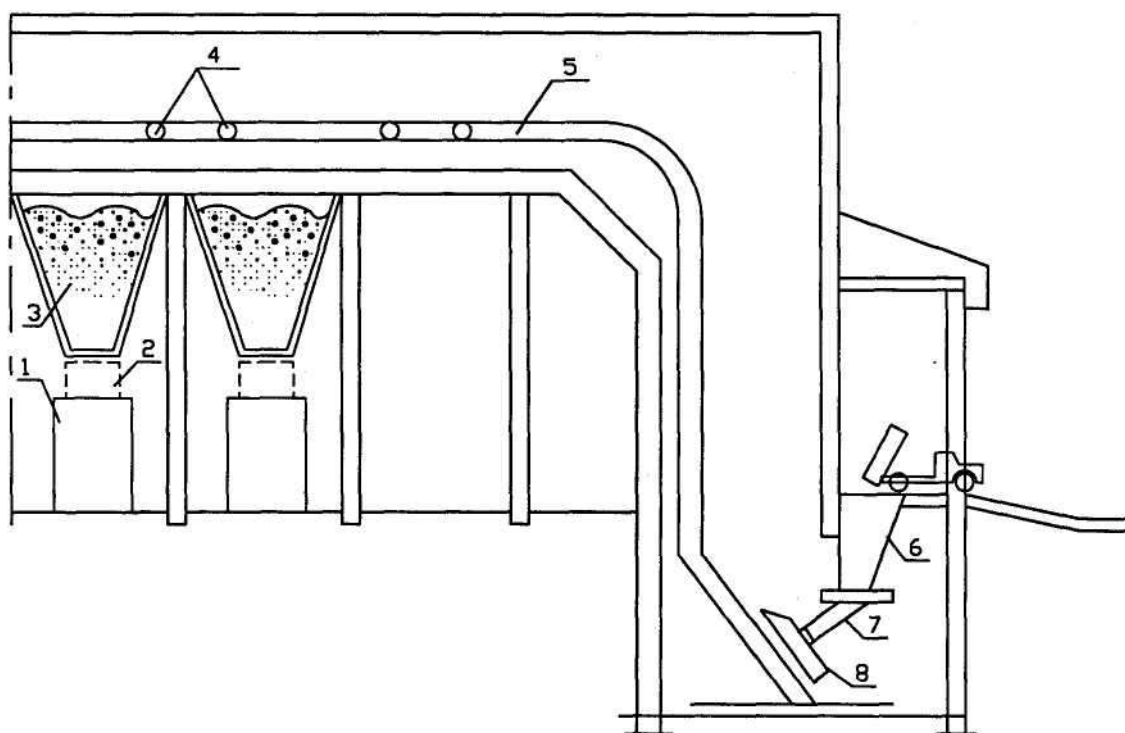


Рис. 30

Подача угля со склада в приемный бункер 6 производится автопогрузчиком или автосамосвалом. Скиповой подъемник представляет собой автоматически нагружаемый дозатором 7 и разгружаемый опрокидывателем 4 ковш 8; емкость ковша – 0,5; 0,75; 1,0 или 1,5 м<sup>3</sup>; он перемещается по направляющим 5 при помощи электролебедки. Производительность подъемника от 5 до 25 т/ч. Из бункеров 3 при помощи системы топливоподачи 2 топливо поступает в котлы 1.

Стоимость транспортирования топлива определяется, помимо прочих факторов, также и временем работы системы топливоподачи. Часовая производительность тракта топливоподачи определяется, исходя из суточного расхода топлива в котельном цехе, но должна быть не менее максимального расхода топлива. Бесперебойность подачи топлива в топку обеспечивается необходимым запасом угля в бункерах котлов и наличием резервного транспортирующего оборудования. Запас угля в бункерах каждого котла принимается:

- при работе системы транспорта топлива в одну смену – не менее чем на 18 часов работы котла;
- в две смены – на 10 и более часов работы котла;
- в три смены – от 3 до 10 часов работы котла при его максимальной производительности.

При двухниточной системе транспорта топлива к котлам часовая производительность каждой нитки должна быть равна расчетному часовому расходу топлива котельным цехом.

Склады твердого топлива (см. рис. 28, 29) должны обеспечить работу электростанции (котельной) в периоды между доставками топлива. Количество

угля на складах должно быть таким, чтобы обеспечить работу котельного цеха при его максимальной загрузке в течение двух недель. Под склады выбираются сухие горизонтальные площадки, планировка площадок выполняется с небольшим уклоном в сторону специальных лотков для отвода дождевых и талых вод. Поверхность грунта покрывается слоями шлака и глины толщиной по 10...15 см с послойной укаткой.

По склонности к самовозгоранию угли подразделяются на четыре группы. Высота штабелей углей первой группы не ограничена. Угли второй группы при хранении более двух месяцев следует укладывать послойно с укаткой каждого слоя, толщина которого не должна превышать двух метров. Высота штабелей других групп углей принимается в соответствии со СБИЛ П-3 5-76.

Кусковой и фрезерный торф укладываются в штабели не длиннее 125 м, шириной не более 30 м и высотой до 7 м.

При длительном хранении на складе изменяются физико-химические свойства твердого топлива: снижается теплота сгорания (на 0,5...3,5%), увеличивается влажность, возникают условия для самонагревания и самовозгорания топлива. Для измерения температуры внутри штабеля топлива устанавливаются металлические трубы диаметром от 25 мм. Опасным очагом самовозгорания считается участок штабеля с температурой 60°C и выше. В этом случае следует тщательно уплотнить (катками) поверхность над опасным участком. Если и после уплотнения температура продолжает повышаться, следует штабель в этом месте разобрать, изъять нагретый уголь и заложить уголь той же марки с утрамбовкой.

#### **4.3. Топливоснабжение при жидком топливе**

Для снабжения потребителей нефтью и нефтепродуктами в России и странах бывшего СССР существуют системы, обеспечивающие добычу, сбор, подготовку и транспортирование сырой нефти, и системы снабжения нефтепродуктами. Первые объединены в Единую нефтеснабжающую систему (ЕНСС), вторые постепенно объединяются в Единую систему нефтепродуктоснабжения (ЕСНП).

Магистральные нефтепроводы (МН) ЕНСС (рис. 31) охватывают территорию с запада на восток 5,4 тыс. км и с юга на север 2,6 тыс. км. Изолированно от ЕНСС работает НСС Оха – Комсомольск-на-Амуре. Добыча нефти производится на более чем 860 месторождениях. В 1990 году добыча нефти (включая газовый конденсат) в ЕНСС составила около 540 млн тонн – около 95% общей добычи (571 млн тонн).

Протяженность МН диаметром 1220 мм составила в 1990 г. 66 тыс. км, максимальное рабочее давление равно 6,4 МПа. Суммарная установленная мощность перекачивающих станций равна 7,8 ГВт; максимальная мощность одного агрегата перекачивающей станции равна 8 МВт.

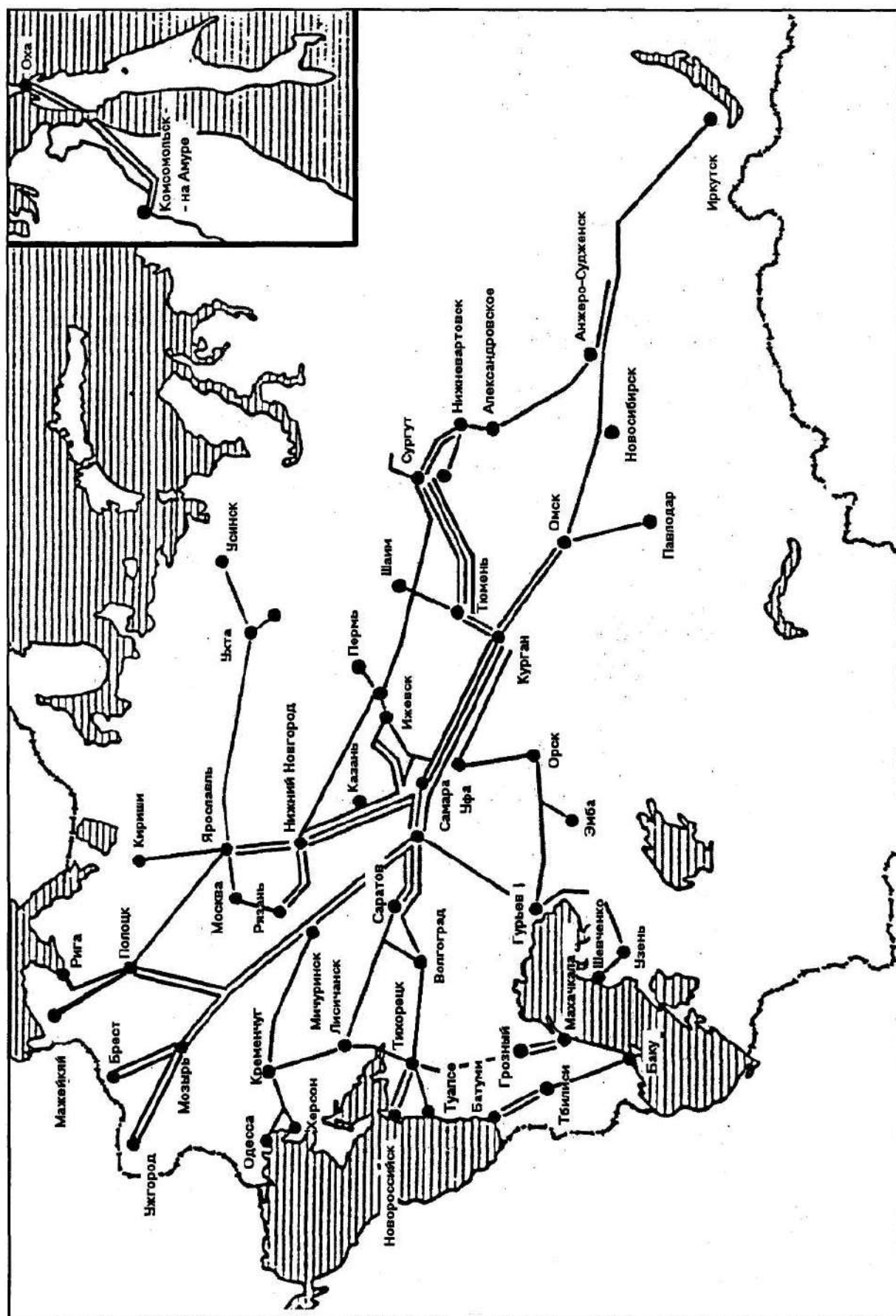


Рис. 31

Сырая нефть поступает к потребителям: на экспорт, на переработку по специальным технологиям, на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ). В результате переработки сырой нефти получают более 600 видов различных нефтепродуктов, в том числе моторные топлива, остаток от переработки нефти – мазуты различных марок – используется в топливосжигающих установках.

Магистральные нефтепродуктопроводы (МНП) имеют общую протяженность около 25 тыс. км (на 1990 г.); в состав МНП входят наземные сооружения, перекачивающие станции, наливные пункты. По МНП перекачивается около 15% всех нефтепродуктов, более 65% перевозится по железной дороге, остальные – водным и автотранспортом.

Доставка мазута на электростанции и промышленные котельные по трубопроводам производится в случае расположения ТЭС и котельных вблизи от нефтеперерабатывающих заводов или МНП. Автомобильным транспортом мазут доставляется в котельные и небольшие электростанции при незначительных расстояниях от места получения топлива. Доставка потребителю мазута водным транспортом производится только при отсутствии других возможностей, так как несмотря на дешевизну этого способа (в 4...5 раз дешевле по сравнению с другими), сезонность его в связи с замерзанием водоемов вызывает необходимость строительства больших емкостей для хранения топлива в зимний период.

При доставке мазута по железной дороге топливо сливается в приемно-сливные устройства самотеком через нижнее сливное устройство цистерны. Операции при сливе: установка цистерн, заправка в цистерны подогревателей мазута, разогрев и слив мазута в сливные лотки, пропарка и зачистка цистерн, сдача цистерн [5, 9].

Сливное устройство состоит из сливных самотечных лотков, площадки для установки в цистерну через верхнюю горловину паровых греющих устройств, приемной емкости и перекачивающих насосов. Лотки оборудуются трубной системой для подогрева мазута паром или горячей водой. Для слива мазута требуется разогрев до температуры 40°C для мазута марки 40 (40В) и 60°C для мазута марки 100 (100В).

**Мазутные хозяйства** ТЭЦ и котельных бывают основные и растопочные. Основным мазутное хозяйство называют в случае, когда ТЭС или котельная работают только на мазуте, мазуте и газе или при использовании мазута в качестве резервного топлива. Если мазут используется как растопочное топливо или для совместного сжигания с угольной пылью, то мазутное хозяйство называют растопочным.

В состав мазутного хозяйства входят: приемно-сливное устройство, мазутохранилища (приемные и основные емкости); мазутонасосная (с насосами, подогревателями, фильтрами); паромазутопроводы; система хранения и подачи жидких присадок; система пожаротушения.



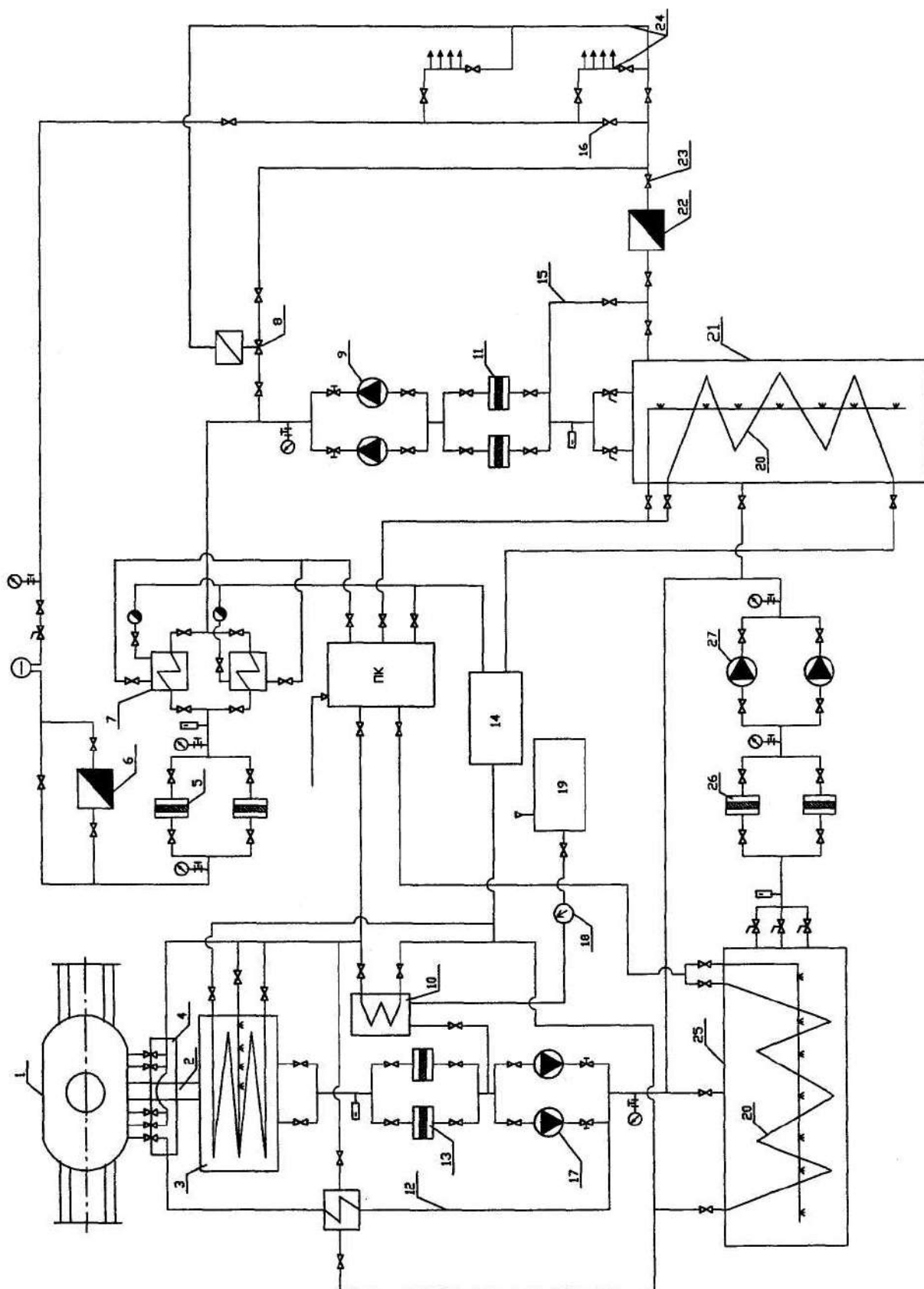


Рис. 32

Схемы мазутного хозяйства бывают циркуляционные, тупиковые и комбинированные. Комбинированная схема (рис. 32) применяется при

использовании любых мазутов и при различных режимах работы котельной, но особенно удобна, когда котельный цех работает на маловязких топливах с переменными нагрузками при частых переходах с мазута на газ. Обозначения на рис.32: 1 – цистерна; 2 – сливной лоток; 3 – приемная емкость; 4 – эстакада; 5 – фильтр тонкой очистки; 6 – мазутомеры; 7 – паровые подогреватели; 8 – клапан сливной; 9 – насос второй ступени; 10 – подогреватель жидких присадок; 11 – фильтр грубой очистки; 12 – линия рециркуляции мазута на разогрев цистерны; 13 – фильтр грубой очистки; 14 – конденсатный бак; 15 – линия возврата мазута к насосам; 16- клапан рециркуляции мазута мимо котлов; 17 – насос перекачивающий; 18 – насос-дозатор; 19 – бак жидких присадок; 21 – расходная емкость; 22 – мазутомеры; 23 – клапан рециркуляции мазута; 24 – участок циркуляции; 25 – емкость хранения мазута; 26 – фильтр грубой очистки; 27 – насос первой ступени; ПК – паровой коллектор.

При закрытом клапане 16 котельная работает по тупиковой схеме, при открытом – в работу включается линия рециркуляции. Расход топлива на котлы определяется по разности показаний расходомеров 6 и 22. Прямая и обратная линии изолируются совместно с паровой линией подогревателей мазутного хозяйства. Давление в мазутопроводе регулируется сливным клапаном 8.

Жидкие топлива перед сжиганием должны пройти цикл специальной подготовки.

**Первичный подогрев** в приемной и основных емкостях осуществляется змеевиковыми подогревателями или открытым паром. Подогревается мазут до температуры перед форсунками от 110 до 150°С.

**Фильтрация** мазута производится в фильтрах грубой очистки (от 5 до 64 отверстий на 1 см<sup>2</sup> фильтрующей поверхности) и тонкой очистки (от 64 до 400 отверстий на 1 см<sup>2</sup>). Фильтры грубой очистки устанавливаются перед топливными насосами, фильтры тонкой очистки – перед форсунками. Минимальный размер отфильтрованных частиц не должен превышать 5 мкм.

**Обработка присадками и обессоливание.** Для обессоливания применяют водную промывку мазута. В мазут вводится пресная вода, создается водно-топливная эмульсия, затем промывочная вода, насыщенная солями щелочных металлов, удаляется с помощью центробежных сепараторов. Для обработки мазута в местах потребления используются жидкие присадки ВНИИНП-106 или ВТИ-4 ст. Эти присадки снижают интенсивность коррозии, уменьшают количество и прочность золовых отложений на поверхностях нагрева, уменьшают коксообразование.

**Обеспечение рабочего давления** достигается использованием насосов различного типа и назначения: шестеренные насосы, винтовые насосы типа ЗВ; центробежные консольные насосы типов НК, КНК, НД; разъемные многосекционные насосы типа НПС; насосы-дозаторы типа НД для подачи присадок.

**Подогрев мазута перед форсунками** производится паром или горячей водой. Для подогрева мазута используют кожухотрубные подогреватели типа ПМ и ПМР и секционные подогреватели типа «труба в трубе» (ТТ).

#### 4.4. Топливоснабжение при газообразном топливе

Большое количество действующих и вновь открытых крупных газовых и газоконденсатных месторождений позволило создать Единую газоснабжающую систему (ЕГСС) государств бывшего СССР. В настоящее время ЕГСС охватывает территорию примерно в 5 тыс. км с запада на восток и более 3,5 тыс. км с севера на юг и обеспечивает газоснабжение потребителей на всей европейской части, на Урале и Западной Сибири. Производство газа в ЕГСС в 1990 г. превысило 805 млрд м<sup>3</sup> и составило около 99% общего производства газа (815 млрд м<sup>3</sup>). На топливные нужды расходуется более 90% газа, из них более 30% - на электростанциях. Кроме того, газ экспортируется в страны восточной и западной Европы по газопроводу «Союз» (Оренбург – Львов – государственная граница) и газопроводу Уренгой – Помары – Ужгород.

Схема основных магистральных газопроводов (МГ) ЕГСС приведена на рис. 33. Она включает в себя 198 месторождений газа и газового конденсата; сеть МГ с линейной трубопроводной частью длиной около 215 тыс. км имеет около 385 компрессорных станций, 47 подземных хранилищ газа (ПХГ), большое количество газораспределительных станций (ГРС) и газораспределительных пунктов (ГРП).

В структуре МГ около 55% газопроводов имеют диаметры 1020, 1220 и 1420 мм. Пропускная способность МГ диаметром 1420 мм – 31...33 млрд м<sup>3</sup> в год при давлении газа 7,6 МПа. Давление в МГ создается на компрессорных станциях газоперекачивающими агрегатами (ГПА). Суммарная мощность всех ГПА (5,6 тыс.) превышает 45 млн кВт. ГПА имеют приводы электрический (около 15% суммарной мощности) и газотурбинный. Максимальная установленная мощность привода ГПА составляет 25 МВт.

От магистрального газопровода газ поступает на газораспределительную станцию (ГРС), а из нее – в городскую (поселковую) систему распределения газа или непосредственно к крупным потребителям газа (предприятиям, ТЭС и т.п.). Назначение ГРС – снижение давления газа, поступающего по МГ до требуемого в системе распределения газа (например, до 1,2 МПа).

В системе распределения газа (СРГ) могут находиться трубопроводы с различным давлением газа. Ступенчатое изменение давления и распределение газа по трубопроводам различных давлений производится в специальных инженерных сооружениях – газорегуляторных пунктах (ГРП) и газорегуляторных установках (ГРУ).

В зависимости от числа ступеней перепада давления газа в газопроводах, СРГ подразделяются на одно-, двух-, трех- и многоступенчатые:

1) одноступенчатая – СРГ с одним давлением газа в газопроводе; такое решение применяется как при поступлении газа к ГРС по магистральному газопроводу, так и в случае, когда источником газа являются коксогазовый или нефтеперерабатывающий заводы, станции получения сжиженных углеводородных газов (СУГ), биогазовые или газогенераторные установки;

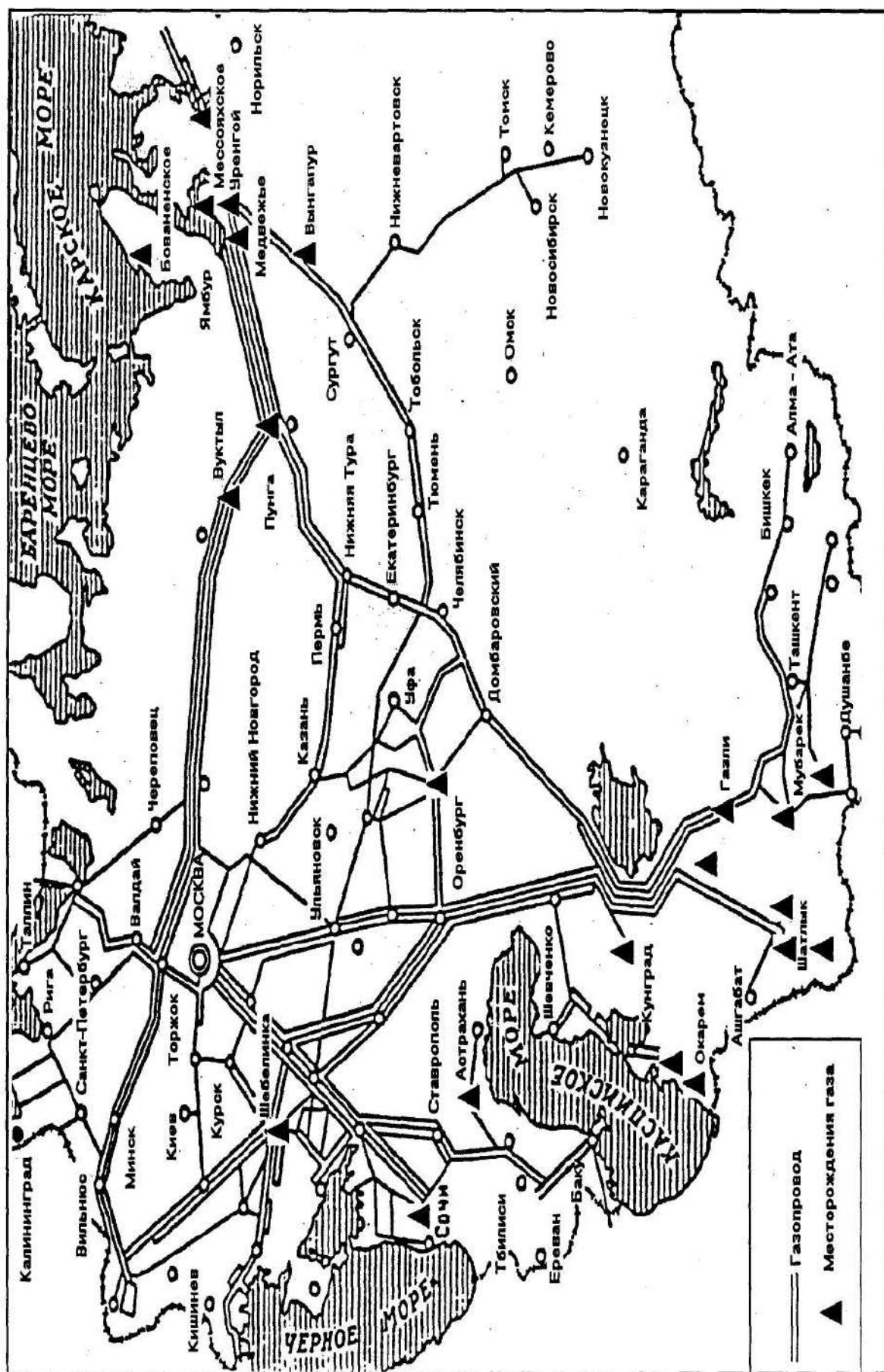


Рис 33

- 2) двухступенчатая СРГ обеспечивает распределение и подачу газа потребителям двух давлений;
- 3) трехступенчатая СРГ – подача и распределение газа потребителям осуществляется по газопроводам трех категорий: низкого, среднего и высокого давления;
- 4) многоступенчатая СРГ обеспечивает подачу газа четырех давлений: высокого I и II категории, среднего и низкого. Эта СРГ используется в крупных городах с большим числом потребителей. Связь между газопроводами различных давлений осуществляется только через ГРП и ГРУ (рис. 34, где: 1 – городские ГРП газопроводов низкого давления; 2 – крупные потребители газа среднего давления; 3 – газораспределительная станция; 4 – магистральный газопровод; 5 – газопроводы высокого давления, до 1,2 МПа; 6 – газопроводы среднего давления; 7 – ГРП газопроводов среднего давления; 8 – распределительные газопроводы и потребители газа низкого давления; 9 – крупные потребители газа высокого давления, 10 – газопроводы низкого давления).

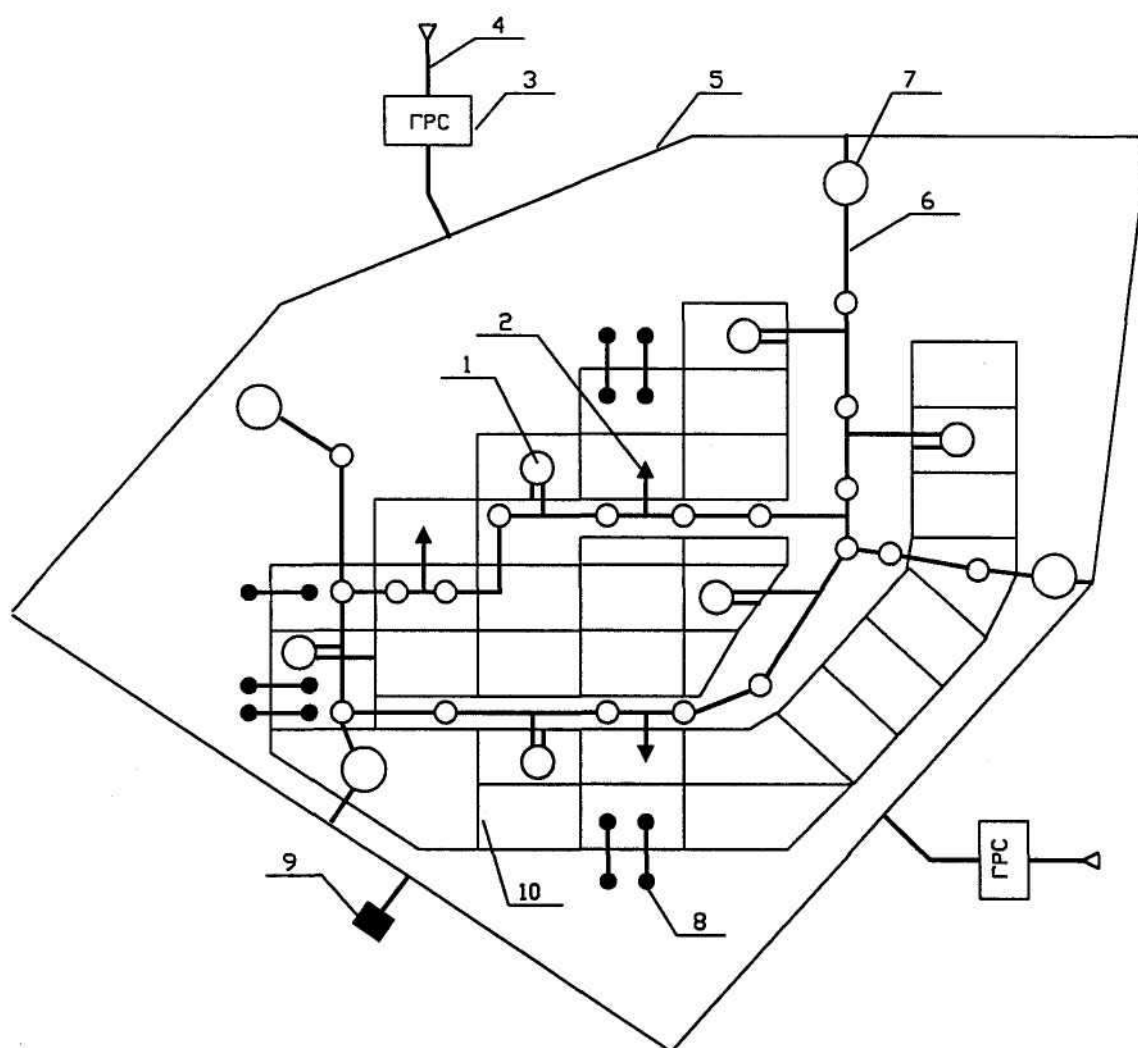


Рис. 34

Газопроводы систем газоснабжения согласно СНИП2.04.08.-87 классифицируются так:

- газопроводы высокого давления I категории (при рабочем давлении газа от 0,6 до 1,2 МПа для природного газа и до 1,6 МПа для СУГ);
- газопроводы высокого давления II категории (при рабочем давлении газа от 0,3 до 0,6 МПа);
- газопроводы среднего давления (при рабочем давлении газа от 500 даПа до 0,3 МПа);
- газопроводы низкого давления (при рабочем давлении газа до 500 даПа; давление газа перед бытовыми приборами не должно быть более 300 даПа).

Классифицируются газопроводы по следующим показателям:

- по назначению в системе газоснабжения: распределительные, вводы, вводные, продувочные, сбросные, импульсные, межпоселковые;
- по виду транспортируемого газа: природного газа, попутного газа, СУГ и пр.;
- по местоположению относительно планировки населенных пунктов: наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, междоусебные) и внутренние (внутри зданий и помещений);
- по материалу труб: металлические (стальные и др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.).

**Распределительные газопроводы** обеспечивают подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленное предприятие, котельная, ТЭС и т.п.).

**Газопровод-ввод** – это газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

**Вводным газопроводом** является участок от отключающего устройства на вводе (при установке отключающего устройства снаружи здания) до внутреннего газопровода, включая газопровод в футляре, пронизывающий стену здания.

**Межпоселковыми** являются распределительные газопроводы, проложенные между населенными пунктами.

**Наружные газопроводы** прокладываются на территории промышленных и коммунальных предприятий, как правило, надземно. Схема междоусебных наружных газопроводов (рис. 35) зависит от взаимного расположения городского распределительного газопровода и предприятия. На схеме элементы газопроводов от 1 до 4 размещены под землей, а начиная с элемента 4 и далее, - надземно. Обозначения на рис. 35: 1 – распределительный (городской) газопровод; 2 – общее запорное устройство; 3 – сборник конденсата; 4 – центральный ГРП; 5 – запорное устройство (в колодце мелкого заложения); 6 – ГРП в шкафом исполнении; 7 – отключающее устройство (в колодце глубокого заложения); 8,- продувочный трубопровод; 9 – котельная.

Общее запорное устройство 2 располагают вне территории предприятия, как можно ближе к распределительному газопроводу и не менее 2 м снаружи от линии застройки или ограждения предприятия.

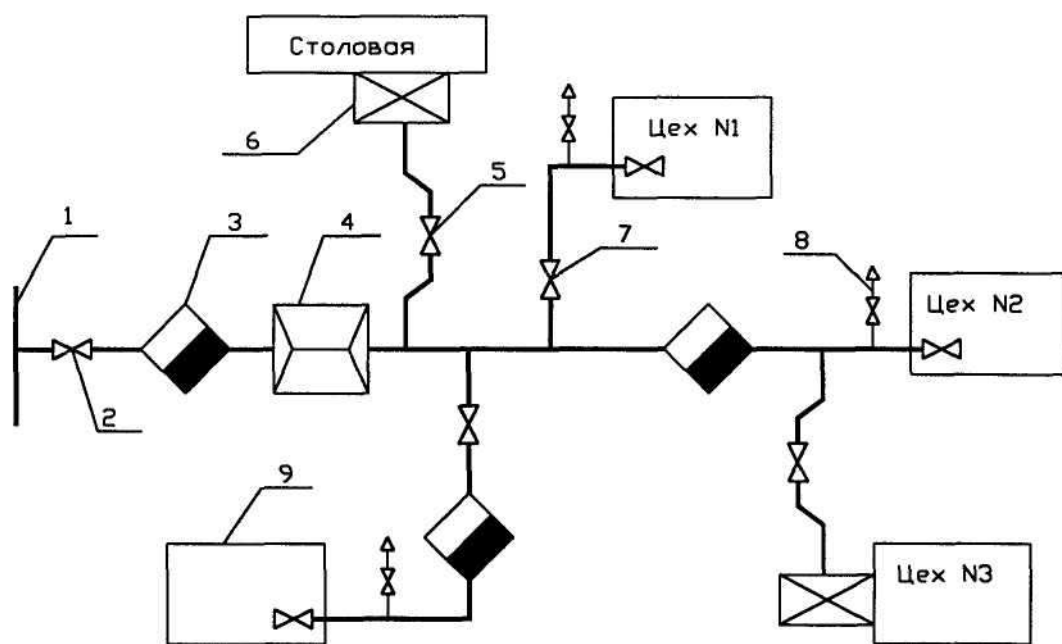


Рис. 35

За центральным ГРП находятся межцеховые газопроводы, на каждом из которых установлено запорное устройство (при подземной прокладке – в колодцах глубокого или мелкого заложения). Газопроводы на своем протяжении имеют компенсаторы для восприятия линейной деформации при изменении температуры. В колодцах мелкого заложения такие компенсаторы не нужны, так как в этих колодцах газопровод имеет П – образную форму и обладает свойством самокомпенсации. Фланцевые соединения на газопроводах шунтируются электроперемычками. На подземных газопроводах также имеются: гидрозатворы, устанавливаемые на газопроводах низкого давления в качестве запорной арматуры; контрольные трубки, устанавливаемые в наиболее ответственных местах газопроводов; контрольные проводники для измерения электрического потенциала земля – газопровод; футляры, устанавливаемые в местах пересечения газопроводами фундаментов и подземных коммуникаций. Местоположение сооружений на газопроводах должно быть обозначено табличками-указателями, закрепленными на стенах зданий и сооружений вблизи газопровода или на специальных ориентирных столбиках.

В конце каждого межцехового газопровода предусматривают продувочный трубопровод с краном и штуцером для отбора проб (на рис. 35 не показан).

Прокладку надземных газопроводов до 0,6 МПа производят по стенам производственных зданий, с давлением до 0,3 МПа газопроводы можно прокладывать и по стенам общественных и жилых зданий. Вне стен газопроводы прокладывают по колоннам, отдельно стоящим опорам и этажеркам из несгораемых материалов.

В местах, предусмотренных проектом, газопроводы должны иметь жесткие (нескользящие) опоры.

**Внутренние газопроводы.** Ввод газопровода в здание и в места

прохождения его сквозь строительные конструкции внутри здания должен выполняться с использованием специальных футляров (из стальных труб). Пространство между газопроводом и футляром заполняется просмоленной паклей, а затем цементным раствором. Между футляром и строительной конструкцией пространство заполняется бетоном.

Газопроводы прокладываются по кронштейнам, прикрепленным к стенам, колоннам, каркасам котлов, по подвескам, прикрепленным к перекрытиям, или крепят с помощью хомутов и крючьев к стенам.

**Давление газа.** При сжигании газообразного топлива его давление может быть низкое ( $<0,005$  МПа), среднее ( $0,005...0,3$  МПа) или высокое ( $0,3...1,2$  МПа). Топливоиспользующие установки работают на газе низкого и среднего давления (коммунально-бытовое потребление, промышленные и отопительные котельные, топливоиспользующие установки промпредприятий) и среднего (котлы ТЭС). Обеспечивается постоянное давление газа при помощи ГРУ или ГРП.

ГРУ монтируют непосредственно в помещениях, где расположены топливоиспользующие установки. ГРП размещают вне помещения в отдельном здании или пристройке, в шкафах, закрепленных на стене снаружи помещения или на отдельной опоре, на несгораемой крыше помещения (например, здания котельной). Кроме поддержания постоянного рабочего давления газа перед горелочными устройствами в ГРУ и ГРП производится: очистка газа и снижение его давления от давления в магистральном (распределительном) газопроводе до рабочего давления; контроль за входным и выходным давлением и температурой газа; учет расхода газа; предохранение от возможного повышения или понижения давления газа сверх допустимых значений. Основное оборудование ГРУ и ГРП: регулятор давления; предохранительный запорный клапан (ПЗК); предохранительный сбросной клапан (ПСК); фильтр; контрольно-измерительные приборы (КИП); импульсные трубопроводы, по которым подаются импульсы давления газа к регулятору, ПЗК, ПСК и КИП; сбросные трубопроводы, по которым газ отводится в атмосферу от ПСК, продувочных линий и т.п.; запорные устройства (задвижки, краны); отводной газопровод (байпас) для подачи газа к потребителю при ремонте основного оборудования ГРП (ГРУ) [5].

ГРП (ГРУ) могут иметь две и более линий с установкой на них всего комплекта перечисленного оборудования. Прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до технологического (газоиспользующего) оборудования выполняется наземной. Подвод газа от ГРП к газовому коллектору (вне здания) производится по одной нитке. Принципиальная схема ГРП (ГРУ) с учетом расхода газа при помощи устройства «диафрагма – дифманометр» представлена на рис. 36; где: 1, 12 – общие запорные устройства на входе и выходе; 2, 10 – то же перед и за ГРП; 3 – продувочный трубопровод; 4 – фильтр; 5 – дифманометр; 6 – дифманометр-расходомер; 7 – ПЗК; 8 – регулятор давления; 9 – пилот; 11 – импульсная трубка; 13 – ПСК; 14 – байпас; 15 – кран продувочного трубопровода; 16 – сбросной трубопровод; 17 – камерная диафрагма; 18 – технический термометр; 19, 20 – самопишущие термометр и манометр; 21 –



показывающий манометр.

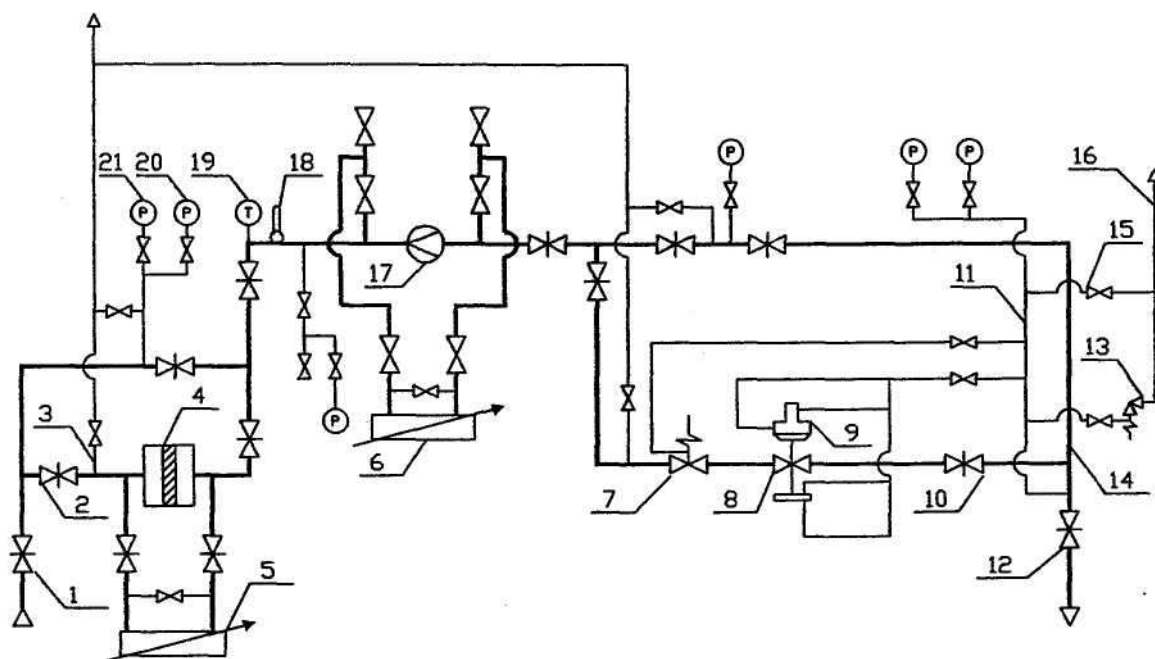


Рис. 36

**Газовое хозяйство.** На ТЭС природный газ поступает по одному магистральному или распределительному газопроводу большого диаметра. Газохранилище для природного газа на ТЭС не сооружают. На рис. 37 приведена схема снабжения ТЭС природным газом, где: 1 – распределительный (магистральный) газопровод; 2, 4, 5 – газовые задвижки с электроприводом; 3 – ГРП; 6 – сжатый воздух для продувки газопроводов; 7 – диафрагма для измерения расхода газа; 8 – газовая задвижка запорная; 9 – регулирующая газовая задвижка к запальнику; 10 – заслонка регулятора расхода газа; 11 – быстродействующий клапан; 12 – газовая задвижка запорная; 13 – пробковый кран; 14 – регулирующая газовая задвижка; 15 – газовая горелка; 16 – свеча (продувочный газопровод).

Газ после ГРП поступает в два общих газопровода (на рис. 37 показан один из них), каждый из которых обеспечивает 70% максимального расхода. К котельным установкам газ подводится газопроводами, ответвляющимися от общего газопровода. На линии подачи газа к котельной установке размещены устройства для регулирования и измерения расхода газа. Газовые линии продувают из тупиковых участков через свечи, выведенные за пределы здания в места, недоступные для пребывания людей; через эти свечи удаляют воздух перед растопкой котлов и газ при остановке котлов. Газопроводы устанавливают с уклоном для удаления через конденсатоотводчики скапливающейся влаги.

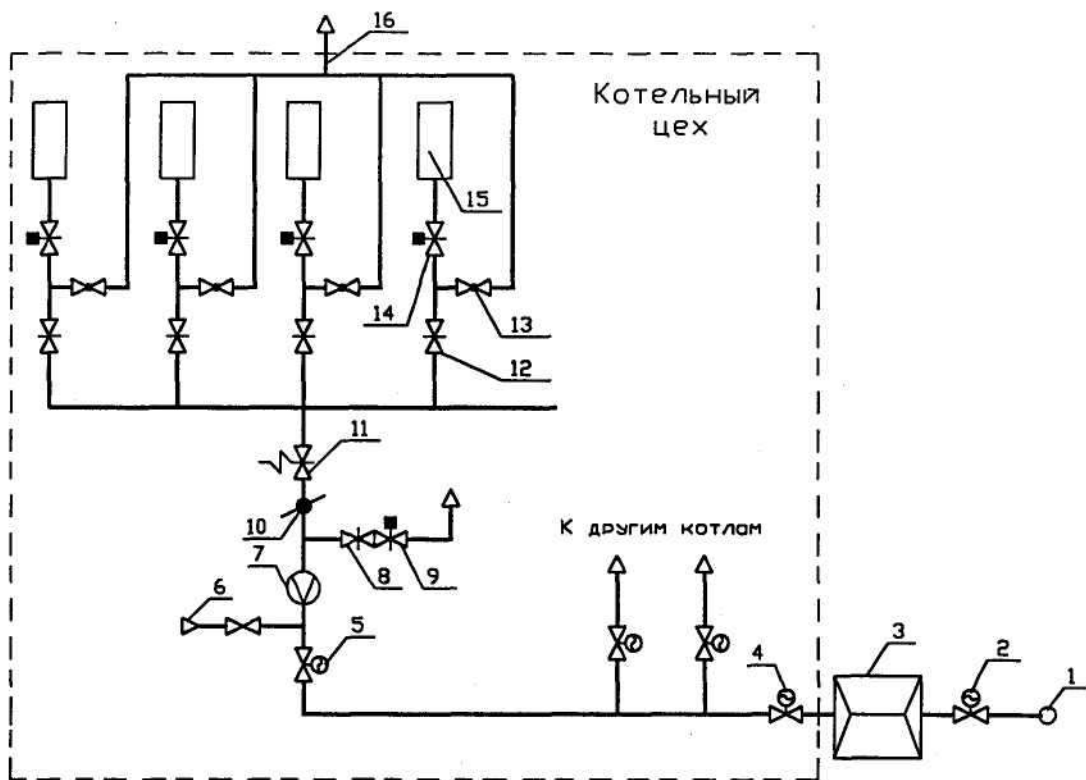


Рис.37

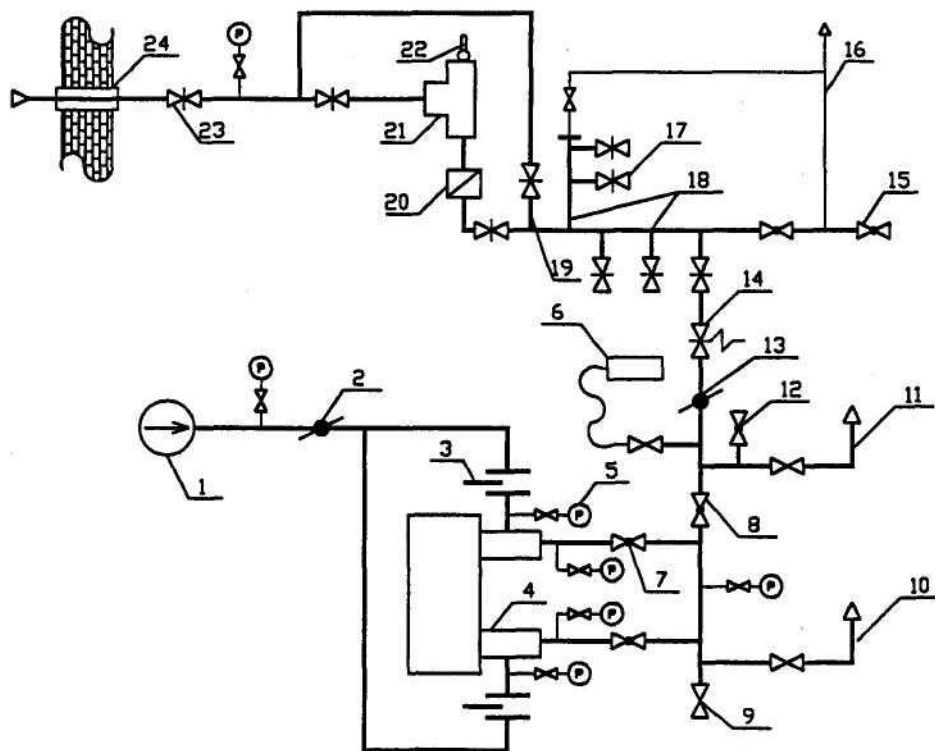


Рис.38

Схема газоснабжения котельной приведена на рис. 38, где: 1 – дутьевой вентилятор; 2, 13 – поворотные заслонки; 3 – шибер; 4 – горелочное устройство; 5 – манометр показывающий; 6 – переносный запальник; 7 –

рабочий кран; 8 – контрольный кран; 9 – штуцер с пробкой для проверки плотности кранов; 10 – трубопровод безопасности; 11, 16 – продувочные газопроводы; 12, 15 – краны для отбора проб на качество продувки; 14 – клапан – отсекающий; 17 – отключающее устройство на ответвлении газопровода; 18 – газовый коллектор котельной; 19 – байпас счетчика газа; 20 – газовый ротационный счетчик; 21 – фильтр-ревисия; 22 – технический термометр; 23 – общая отключающая задвижка; 24 – футляр ввода газопровода в здание котельной. Схема применяется для газопроводов низкого и среднего давления после ГРП. Если в цехе предусмотрена ГРУ, то последняя монтируется в схему между задвижкой 23 и измерителем расхода 20. На рис. 38 показана упрощенная схема обвязки газопроводами среднего давления котельной установки. В качестве отключающих устройств здесь использованы краны. Практика показывает, что по надежности отключения краны эффективнее задвижек, так как неплотности задвижек приводят к утечкам газа в топку, причем обнаружить наличие газа в холодной топке без специальных приборов невозможно, утечки же из кранов попадают в помещение котельной, и их легко обнаружить по запаху. В предложенной схеме обвязки перед каждой горелкой установлено по одному рабочему крану, а контрольный кран и трубопровод безопасности предназначены для котельной установки в целом.

Следует отметить, что схемы обвязочных газопроводов имеют много вариантов и зависят от типа горелочных устройств, вида применяемой автоматики и количества зон регулирования (например, на туннельных промышленных печах), типа отключающих устройств и давления газа. Эксплуатация газового хозяйства ведется на основе «Правил безопасности в газовом хозяйстве».

Металлургические, нефтеперерабатывающие и другие предприятия вырабатывают в виде отходов основного производства горючие газы, которые могут быть использованы в топливосжигающих установках: в промышленных печах, теплогенераторах, паровых и водогрейных котлах.

## **9. СНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ**

Сжатый воздух в том или ином количестве используется на всех предприятиях или производствах. В одних производствах сжатый воздух низкого и среднего давления используется эпизодически и требуется он в небольших количествах. В других – он требуется непрерывно и в достаточно больших количествах, но невысокого давления. И, наконец, существуют производства, где требуются непрерывно большие количества сжатого воздуха среднего и высокого давления.

Используется сжатый воздух для технологических целей и как энергоноситель. В качестве энергоносителя сжатый воздух используется для работы пневматического инструмента (отбойных молотков, пескоструйных аппаратов, трамбовок и вибраторов, обдувочных аппаратов, молотов, гайковертов и т.п.) с давлением – 0,4...0,8 МПа; для транспортирования

сыпучих материалов (аэротранспорт угольной пыли на тепловых электростанциях) с давлением 1,3...2,0 кПа; в пневматических системах автоматического регулирования с давлением до 0,6 МПа и др.

Технологический воздух используется в качестве окислителя при сжигании органического топлива в топках котлов, промышленных печей и теплогенераторов (давление воздуха в этом случае 1...30 кПа); для технологических процессов в доменных и мартеновских печах с давлением 0,32...0,45 МПа; в химических и биологических производствах – с давлением до 0,03 МПа, в сушильных установках – примерно с таким же давлением.

Для получения сжатого воздуха используются специальные машины, которые можно классифицировать по принципу действия, а также по степени повышения давления  $P_2 / P_1$ , где  $P_2$  – абсолютное давление воздуха на выходе из машины;  $P_1$  – то же на входе в машину. Если степень повышения давления не превышает 1,15, то такие машины называют вентиляторами, они подают сжатый воздух давлением до 15 кПа.

Машины, работающие при  $P_2 / P_1 > 1,15$ , но без охлаждения сжатого воздуха, называют нагнетателями (воздуходувками), они подают сжатый воздух давлением до 30 кПа (0,03 МПа).

Машины со степенью повышения давления больше 1,15 с охлаждением воздуха в процессе сжатия называют компрессорами. Они вырабатывают сжатый воздух давлением 0,32...0,45 МПа (центробежные компрессоры) и 0,6...0,8 МПа и более (центробежные и поршневые компрессоры).

На промышленных предприятиях применяется децентрализованная или централизованная системы производства и распределения сжатого воздуха. Децентрализованной можно назвать такую систему, где нагнетательные машины устанавливаются непосредственно у потребителей, которых они обслуживают. Примером такой системы могут служить вентиляторы или нагнетатели, подающие сжатый воздух в горелки топочных устройств одного котла (индивидуальный вентилятор) или нескольких котлов (групповой вентилятор).

Централизованная система производства сжатого воздуха применяется на промышленных предприятиях, имеющих разнородных потребителей с непрерывным использованием воздуха. Источниками сжатого воздуха в этом случае являются воздуходувные или компрессорные станции.

На воздуходувных станциях (ВС) используются центробежные компрессоры, подающие воздух с давлением до 0,53 МПа в количестве до 115 м<sup>3</sup>/с на одну машину. Приводом для компрессоров служат паровые турбины или электродвигатели. В первом случае источник сжатого воздуха называется паровоздуходувной станцией (ПВС), во втором – электровоздуходувной станцией (ЭВС).

В состав ВС, наряду с центробежными компрессорами с давлением воздуха до 0,53 МПа, могут быть включены центробежные компрессоры повышенного давления (от 0,66 до 1,4 МПа) с паровым или электрическим приводом производительностью до 53 м<sup>3</sup>/с.

Компрессорные станции оборудуют центробежными или поршневыми

компрессорами. Преимущество отдается первым, так как поршневые компрессоры тихоходны, имеют значительные габариты и ограниченную производительность (несколько более  $1,1 \text{ м}^3/\text{с}$ ), а также загрязняют сжатый воздух маслом. Несмотря на эти недостатки, поршневые компрессоры имеют широкое распространение вследствие высокой экономичности при малых и средних производительностях и хорошей маневренности, что важно при работе на переменных режимах. Поэтому они используются на станциях малой производительности с высоким давлением сжатого воздуха (от 0,25 до 10 МПа и более).

Воздуходувные и компрессорные станции располагаются в отдельно стоящих зданиях. Основными структурными элементами компрессорной станции, схема которой приведена на рис.39, являются: 1 – воздухозаборник; 2 – фильтр; 3 – влагоотделитель; 4 – компрессор; 5 – охладитель воздуха, 6 – влагомаслоотделитель; 7 – ресивер; 8 –воздухопровод к потребителям.

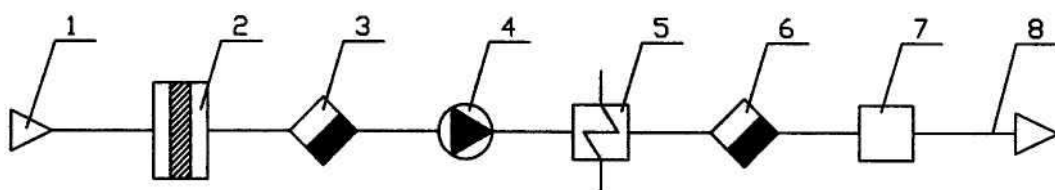


Рис. 39

Забор воздуха производится снаружи компрессорной станции из места с наименьшим загрязнением, через фильтр. После фильтрации воздух осушается для предотвращения попадания капельной влаги в компрессор и охлаждается. Охладители воздуха разделяются на междуступенчатые и концевые. Первые охлаждают воздух между ступенями компрессора, что повышает его экономичность. Снижение температуры воздуха в концевых охладителях позволяет сконденсировать влагу воздуха и отделить ее вместе с маслом, попавшим в воздух в компрессоре, в специальном маслоотделителе; кроме того, снижение температуры уменьшает опасность воспламенения капель масла, взвешенных в воздухе. Компрессоры снабжаются ресивером (сборником воздуха), предназначенным для сглаживания колебаний давления в воздуховодах.

Воздуховоды (воздухопроводы) прокладываются под землей в проходных каналах или над землей на высоких эстакадах совместно с другими коммуникациями. В помещениях воздуховоды прокладываются под полом, по стенам здания и по наружным ограждениям технологического оборудования (котлов, домен, печей и пр.).

Затраты на производство сжатого воздуха довольно значительны. Доля

стоимости воздуха в себестоимости выпускаемой продукции предприятия также в отдельных случаях может быть очень высокой. Так, в доменном производстве стоимость воздушного дутья в доменные печи составляет около 33% себестоимости полученного чугуна, в мартеновском – около 30% себестоимости стали. Удельный расход топлива на выработку сжатого воздуха для доменных печей составляет 19-20 кг условного топлива на 1000 м<sup>3</sup> воздуха, приведенного к нормальным условиям. Из вышеизложенного следует, что повышение экономичности производства сжатого воздуха позволит значительно снизить себестоимость выпускаемой предприятиями воздухоемкой продукции.

Наиболее перспективными направлениями удешевления производства сжатого воздуха являются: увеличение единичной мощности и повышение параметров пара турбопривода компрессоров, использование более экономичных осевых компрессоров. Так, переход от пара с параметрами 3,5 МПа и 435°С к использованию пара 9 МПа и 535°С снижает удельный расход условного топлива с 19-20 до 17-18 кг на 1000 м<sup>3</sup> воздуха, что соответствует снижению себестоимости 1000 м<sup>3</sup> воздуха примерно на 11,5%.

К качеству сжатого воздуха предъявляется ряд требований. Влажность воздуха, поступающего в компрессор, должна быть минимальной, так как капельная влага смывает смазочное масло со стенок цилиндров, что приводит к ускоренному их износу. Кроме того, наличие жидкости в цилиндрах может вызвать гидравлический удар и механические разрушения механизма и корпуса. Скопление жидкости в воздухопроводах приводит к закупорке их, также к образованию ледяных пробок (в зимнее время).

В некоторых технологических процессах используется воздух, очищенный не только от капельной влаги, но и от ее паров и других примесей. В этом случае используются осушительные установки двух принципов действия: в одних осушка производится при помощи твердых абсорбентов – поглотителей влаги, в других воздух охлаждается до температуры ниже точки росы, сконденсировавшаяся при этом влага удаляется. Стоимость оборудования для осушки воздуха довольно высока (около 50% стоимости используемого компрессорного оборудования), а расход энергии на осушку составляет примерно 5% расхода энергии на выработку сжатого воздуха.

Наличие пыли в воздухе в ряде случаев недопустимо. Попадание пыли в проточную часть компрессора вызывает нарушение герметичности клапанов на всосе и выхлопе воздуха, в цилиндрах она смешивается с маслом и образует абразивную пасту (быстрый износ цилиндров, повышение их температуры). Фильтры (см.рис.39) отделяют частицы диаметром меньше 10 мкм. Содержание пыли в кубометре воздуха не должно превышать 1 мг.

## **6. ХОЛОДОСНАБЖЕНИЕ**

### **6.1. Потребители искусственного холода на промпредприятиях**

Одними из основных потребителей искусственного холода являются нефтяная, газовая и химическая промышленности. При этом потребность в холоде настолько велика, что расход энергии на выработку холода в некоторых случаях начинает сказываться на энергетическом балансе районов расположения промышленных объектов [10].

Вследствие особенностей технологии в этих отраслях к используемому холодильному оборудованию предъявляют ряд требований. Холодильные машины должны иметь большую холодопроизводительность, высокую степень надежности, достаточно большой ресурс работы; допускать применение дешевых холодильных агентов (основные или побочные продукты на данном комплексе); обеспечивать возможность использования энергетических ресурсов, которыми располагает производство; быть максимально автоматизированными.

Наиболее полно перечисленным требованиям отвечают парокомпрессионные холодильные машины с центробежными и винтовыми компрессорами, а также абсорбционные холодильные машины, которые используют в качестве источников энергии теплоту технологических процессов, вторичные энергетические ресурсы или обратную воду теплоцентралей.

Например, в газовой промышленности широко применяют холод при подготовке газа к транспортировке и в процессе переработки нефтяных и природных газов газоконденсатных месторождений. Обработка газа перед транспортированием методом низкотемпературной сепарации и снижение температуры точки росы газа ниже минимальной температуры в газопроводе позволяют исключить образование в нем жидкости. Основное холодильное оборудование в этом случае – центробежные агрегаты, работающие на пропане, реже – на аммиаке.

Машиностроение и металлургия также являются потребителями искусственного холода. При низкотемпературной обработке сталей требуется осуществлять охлаждение до температур  $-30...-120^{\circ}\text{C}$ . В верхнем интервале температур обычно используют парокомпрессионные машины двухступенчатого сжатия (до  $-60^{\circ}\text{C}$ ) и каскадные машины (до  $-80^{\circ}\text{C}$ ), работающие на холодильные камеры или шкафы. В нижнем интервале температур (до  $-120^{\circ}\text{C}$ ) находит широкое применение охлаждение с помощью жидкого азота.

Восстановление размеров изношенных измерительных инструментов (калибров, скоб) путем перевода остаточного аустенита в мартенсит при принудительном охлаждении позволяет удлинить срок их эксплуатации. При выполнении неподвижных посадок с помощью охлаждения охлаждаемой детали в ряде случаев удается добиться лучшего качества продукции и повышения производительности труда, чем при запрессовке с нагревом

охватывающей детали.

Гибка труб с замороженной в них водой вместо обычно практикуемой (заполнение песком, канифолью и др.) дает хорошие результаты по овальности, радиусу загиба и чистоте внутренней поверхности труб.

В системах воздухоснабжения машиностроительных заводов для осушки сжатого воздуха применяется охлаждение его в специальных холодильных установках; крупными потребителями холода являются установки кондиционирования воздуха, холодильные испытательные камеры.

Широко используется холод в отраслях пищевой промышленности, сельского хозяйства, торговли и общественного питания. В заключение можно упомянуть такие сферы применения искусственного холода, как строительство, опреснение соленой воды, производство сухого и водного льда, искусственные ледяные катки, медицина.

## **6.2. Централизованный и децентрализованный способы производства искусственного холода**

Холодильная установка (станция) представляет собой комплекс машин и аппаратов, используемых для получения и стабилизации в охлаждаемых объектах температур ниже, чем в окружающей среде. Установка состоит из одной или нескольких холодильных машин, оборудования для отвода теплоты в окружающую среду, системы распределения и использования холода [10].

Централизованный способ производства искусственного холода предполагает применение единого комплекса машин и аппаратов. Установка может включать отдельные агрегатированные холодильные машины или представлять комбинацию холодильного оборудования, имеющего общие или взаимозаменяемые элементы, например блок конденсаторов, ресиверы, коммуникации рабочего тела холодильной машины. В этом случае экономически оправданным является использование системы охлаждения различных объектов промежуточным хладоносителем. Изолированность контура рабочего тела холодильной машины допускает применение аммиака как наиболее дешевого и термодинамически эффективного рабочего тела.

Для отвода теплоты в окружающую среду обычно применяется система обратного водоснабжения, которая может быть общей с системой водоснабжения промышленного предприятия. В целом централизованный способ производства холода обеспечивает высокую степень надежности при меньшем резерве оборудования и меньшей численности обслуживающего персонала.

При небольших тепловых нагрузках, разбросанности объектов охлаждения, а также при непосредственном включении элементов холодильного цикла в схему основного производства целесообразно использование децентрализованного способа производства холода с непосредственным охлаждением объектов рабочим телом холодильной машины. При этом несколько снижаются энергетические затраты.



В последние годы разрабатываются комбинированные системы холодо- и теплоснабжения, состоящие из установок, которые могут работать как по холодильному, так и теплонасосному циклам. Опыт применения таких систем для теплоснабжения зданий при использовании теплоты низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов показал их высокую экономичность.

### **6.3. Системы непосредственного охлаждения**

В этих системах теплота от объектов отводится непосредственно холодильным агентом, протекающим в приборах охлаждения, располагаемых внутри объектов охлаждения и выполняющих одновременно роль испарителя холодильной машины. При этом агрегатное состояние холодильного агента в приборах охлаждения изменяется (он кипит).

Системы непосредственного охлаждения делятся на безнасосные и насосные – циркуляционные.

По способу подачи жидкого холодильного агента в охлаждающие приборы безнасосные системы охлаждения подразделяются на прямоточные и с отделителем жидкости [10].

В прямоточных системах жидкий холодильный агент подается под действием разности давлений конденсации и кипения. Жидкий хладагент (рис.40) по трубопроводу 1 из конденсатора поступает к терморегулирующим вентилям 2, где дросселируется и направляется в охлаждающие приборы 3 (испарители). Чувствительный патрон терморегулирующих вентилей укрепляется на всасывающем трубопроводе 4, по которому пар поступает к компрессору. Терморегулирующий клапан автоматически изменяет подачу жидкости в зависимости от степени перегрева пара на входе в компрессор, обеспечивая тем самым точное дозирование подаваемой жидкости в каждый прибор охлаждения.

В системах охлаждения с отделителем жидкости используется напор  $H$ , создаваемый столбом жидкости (рис.41). Холодильный агент по трубопроводу 1 поступает к регулирующему клапану 2 и далее направляется в отделитель жидкости 3. Сухой насыщенный пар отсасывается компрессором через трубопровод 4, а жидкий холодильный агент направляется в приборы охлаждения 5.

В этих схемах не обеспечивается равномерная и надежная подача жидкости в охлаждающие приборы. Во второй схеме большое влияние на температуру кипения оказывает высота столба жидкости. Безнасосные системы не исключают возможности возникновения влажного хода и гидравлических ударов в компрессоре, имеют большую вместимость по холодильному агенту и используются на холодильных установках малой и средней холодопроизводительности.

Насосно-циркуляционные системы применяются преимущественно на крупных холодильных установках. В этих системах жидкий холодильный агент

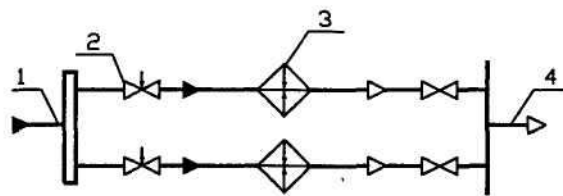


Рис.40

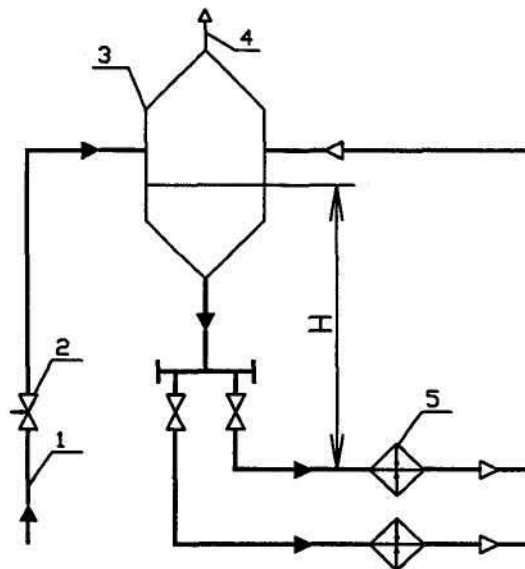


Рис.41

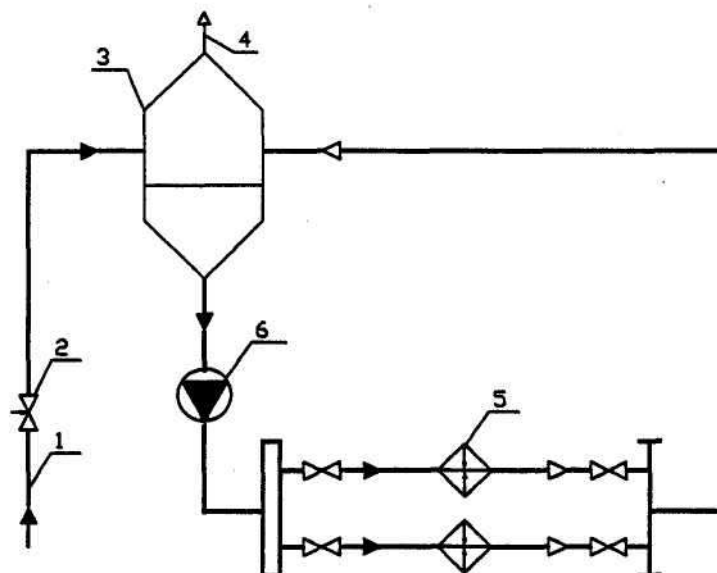


Рис.42

подается в приборы охлаждения под давлением, создаваемым насосом. На рис. 42 изображена схема с нижней подачей холодильного агента в приборы охлаждения 5 и вертикальным циркуляционным ресивером 3. Жидкий холодильный агент из конденсатора или ресивера по трубопроводу 1 подается в

циркуляционный ресивер 3 через регулирующий вентиль 2. Образовавшийся при дросселировании пар отделяется в ресивере и через трубопровод 4 отсасывается компрессором. Жидкий холодильный агент скапливается в нижней части ресивера и направляется к насосу 6, который подает жидкий холодильный агент в приборы охлаждения 5.

Насос подбирают по производительности, обеспечивающей в приборах кратность циркуляции 5-6. Это упрощает распределение жидкости по приборам и увеличивает интенсивность теплообмена. Важным является контроль за уровнем жидкости в ресивере: недостаток жидкости делает неустойчивой работу насоса, а ее избыток может привести к влажному ходу и гидравлическим ударам в компрессоре. Для контроля ресивер снабжают визуальными и дистанционными указателями уровня.

По сравнению с безнасосными, в насосно-циркуляционных системах более простое распределение жидкости между приборами охлаждения, меньшая загрязненность поверхностей теплообмена маслом, меньшая вместимость системы по холодильному агенту, большая безопасность работы и т.п.

#### **6.4. Системы охлаждения с промежуточным хладоносителем**

В этих системах теплота от объектов отводится промежуточной средой – жидким хладоносителем, протекающим в приборах охлаждения. Здесь он несколько нагревается без изменения агрегатного состояния, а в испарителе, где кипит холодильный агент, охлаждается. Циркуляция хладоносителя в приборах охлаждения осуществляется центробежными насосами. Такие системы охлаждения часто называют рассольными, так как в качестве хладоносителя чаще всего применяют рассол – водный раствор соли [10].

Системы с промежуточным хладоносителем делят на закрытые и открытые.

Закрытые системы охлаждения (рис. 43) получили наибольшее распространение. Заполнение хладоносителем обеспечивается установкой в самой верхней части системы расширительного бака 8 достаточной вместимости. Жидкий хладоагент 2 подается в испаритель 3, образовавшийся пар 4 отсасывается компрессором. Насос 1 подает хладоноситель в испаритель, где он охлаждается, и затем в приборы охлаждения 5; подача регулируется задвижками 7. Избыточный хладоноситель 9 выпускается в сливной бак. Для удаления воздуха из контура хладоносителя служат вентили 6.

Преимуществами схемы являются сравнительно небольшой расход энергии на привод насоса, малая коррозия оборудования, простота отделения воздуха, значительная часть которого удаляется через расширительный сосуд. Недостатком закрытой схемы является возможность замерзания хладоносителя в испарителе, которая возникает при недостаточной концентрации соли в растворе. Такая опасность возникает также при остановке насосов, закупорке труб испарителя загрязнениями.

Схема открытой системы охлаждения приведена на рис. 44. Охлаждающие секции 7 помещены в открытый бак испарителя 6. Отсюда хладонотель забирается с помощью насоса 1 и подается в нижнюю часть приборов охлаждения 4. Сливу хладонотель в испаритель по нагнетательному трубопроводу препятствует обратный клапан 2. Воздух из системы удаляется с помощью вентилей 5. При ремонте нагнетательной линии или приборов охлаждения хладонотель из них выпускают через задвижку 3 в испаритель. При необходимости освобождения бака испарителя хладонотель через задвижку 8 удаляется в сливной бак.

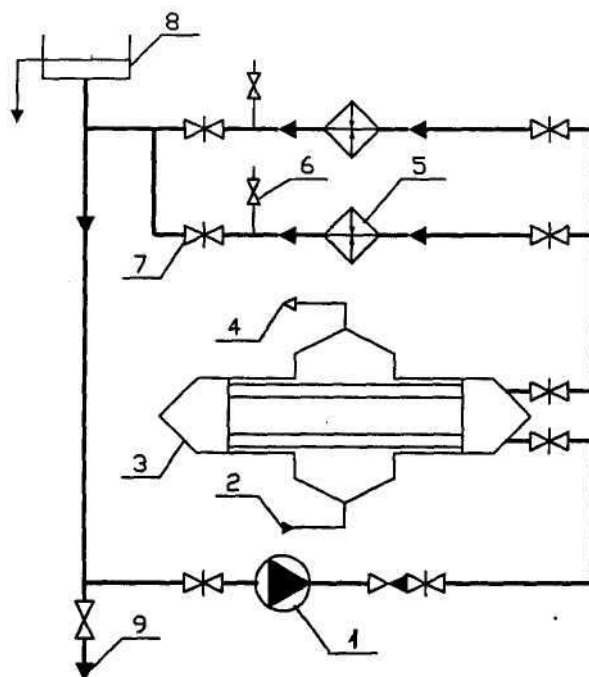


Рис.43

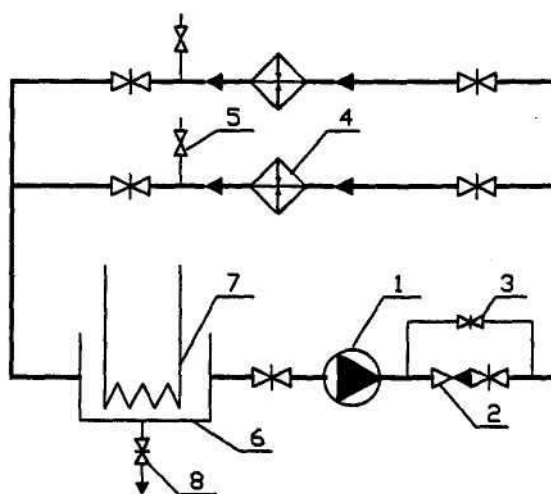


Рис.44

Недостатком системы является использование открытого для воздуха оборудования (приборов охлаждения или испарителей), из-за чего отмечаются повышенная коррозия металла и деконцентрация рассолов.

### 6.5. Способы отвода теплоты от потребителей холода

Отвод теплоты от потребителей холода может производиться контактным или бесконтактным способом [10].

При контактном способе отвода теплоты объект погружается в охлаждающую среду или ею орошается. При этом охлаждающая среда может изменять свое агрегатное состояние (кипеть), если применяют азот, хладоны. Теплообмен между объектом и охлаждающей средой происходит конвективным путем и характеризуется высокой интенсивностью, малой продолжительностью процесса, небольшими размерами оборудования при его большой производительности, потребностью в малых площадях при установке оборудования. Недостатком способа является возможность ухудшения качества продукта при непосредственном контакте с некоторыми средами.

В системах бесконтактного охлаждения охлаждение объектов происходит через разделяющую их стенку, а также способом передачи теплоты от охлаждаемых объектов к поверхности теплообмена через подвижную промежуточную среду. В зависимости от интенсивности циркуляции среды различают систему батарейного охлаждения, воздушную систему и смешанную систему охлаждения.

При батарейном охлаждении (рис. 45) теплота отводится из камеры 1, где находится охлаждаемый объект 2, с помощью батарей 3 (пристенных, потолочных) при свободном движении воздуха у батарей. В последнее время батарейную систему охлаждения вытесняет воздушная система из-за большой неравномерности полей влажности воздуха и температуры в камере, а также недостаточной интенсивности теплообмена между воздухом и объектом, воздухом и поверхностью приборов охлаждения.

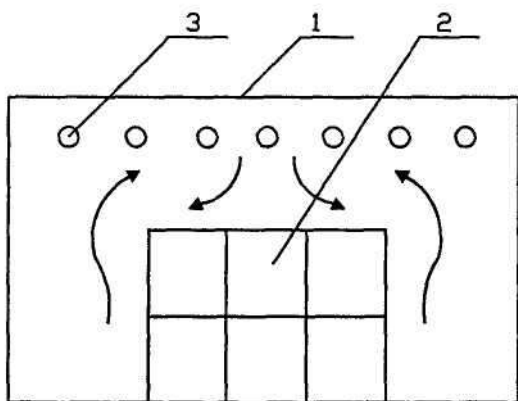


Рис. 45

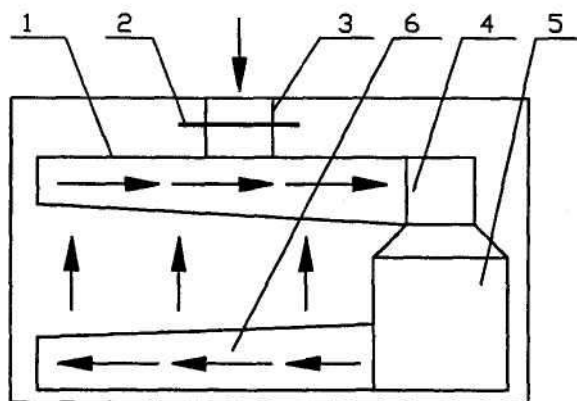


Рис. 46

В воздушных системах охлаждения предусматривается наличие организованного движения воздуха в охлаждаемом помещении. На рис. 46 изображена схема воздушного охлаждения с двухканальным распределением воздуха. Вентилятор 4 отсасывает отепленный воздух из камеры по воздуховоду 1, расположенному под потолком камеры. Проходя через воздухоохладитель 5, воздух охлаждается, осушается и по воздуховоду 6 нагнетается в охлаждаемую камеру. При вентиляции камеры в воздухоохладитель через воздуховод 3 подают наружный воздух, количество которого регулируется шибером 2.

Недостатком воздушных систем являются повышенный расход энергии на привод вентилятора и дополнительная тепловая нагрузка от работающего вентилятора.

## **7. СНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРОДУКТАМИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОЗДУХА**

В различных отраслях промышленности широко применяются кислород и другие продукты разделения воздуха – азот, неон, криптон, ксенон и аргон [10].

Кислород – активнейший окислитель, что предопределило его широкое использование в черной и цветной металлургии, химической промышленности, ракетно-космической технике, машиностроении, медицине и др.

Производство кислорода начиная с 1950 г. каждые 6-7 лет, удваивается и его ежегодный прирост в течение последних 20 лет составляет 12...15%. Более 50% кислорода производится и потребляется в черной металлургии, что позволяет интенсифицировать металлургические процессы и улучшить их технико-экономические показатели. Кислород используют также при выплавке цветных металлов – меди, никеля, цинка, свинца.

Жидкий азот благодаря его нетоксичности, инертности и дешевизне широко используется в качестве криоагента. Значительные количества жидкого азота расходуются при холодных опрессовках и испытаниях кислородного, водородного и гелиевого оборудования, а также в термобарокамерах, имитирующих условия космического пространства.

Важная область применения жидкого азота – пищевая промышленность. Быстрое охлаждение и замораживание пищевых продуктов путем разбрызгивания азота и последующее их хранение в обогащенной азотом атмосфере обеспечивают сохранение вкусовых качеств и товарного вида продуктов в течение длительного времени.

Жидкий азот применяется также в сельском хозяйстве и медицине для хранения биопродуктов.

В криогенных системах жидкий азот широко используют для охлаждения промежуточных экранов изоляции оборудования, а также для предварительного охлаждения больших масс металла сверхпроводящих магнитов, кабелей, трансформаторов и т. д.

В ряде технологических процессов используется газообразный азот. В

химической промышленности азот наряду с кислородом служит исходным веществом для производства аммиака, азотной кислоты, метанола, минеральных удобрений и других химических продуктов. Азот применяют также в качестве защитной инертной среды при переработке нефти.

Аргон, неон, криптон, ксенон – инертные газы. Аргон наряду с азотом используется при выплавке специальных сталей и сплавов, в машиностроении – при сварке металлов. Неон, криптон и ксенон находят широкое применение в электроламповой и радиоэлектронной промышленности, а также при проведении исследований в различных отраслях промышленности.

Большинство получаемых при разделении воздуха газов представляют собой криоагенты, т.е. газы с нормальной температурой конденсации в широком интервале температур ниже 120 К. Наиболее экономичные способы их выделения из воздуха (газовой смеси) основаны на низкотемпературных методах – конденсационно-испарительном и в некоторых случаях адсорбционно-десорбционном.

Из конденсационно-испарительных методов в технике низкотемпературного разделения воздуха используется ректификация. Низкотемпературная ректификация отличается от соответствующего высокотемпературного процесса тем, что для ее проведения необходима система криообеспечения.

Назначение этой системы:

- отвод теплоты из системы разделения воздуха для компенсации теплопритоков и, если это необходимо, сжижение продуктов разделения;
- обеспечение отвода теплоты в процессе ректификации из конденсатора и подвода теплоты в испарителе.

Для установок, выдающих газообразные продукты разделения воздуха, такой системой служит рефрижератор; для установок, выдающих какие-либо из продуктов в жидком виде – оживитель.

Система криообеспечения может работать как самостоятельно, на отдельном криоагенте, не связанном с разделяемой смесью (внешнее криообеспечение), так и совместно с системой разделения на разделяемой смеси и продуктах разделения (внутреннее криообеспечение). Существуют и установки, в которых оба способа сочетаются (комбинированное криообеспечение).

Адсорбционно-десорбционные методы разделения основаны на селективной (избирательной) адсорбции при низких температурах отдельных компонентов воздуха на твердых адсорбентах и последующей их десорбции. Используемые для этой цели адсорбенты (активные угли, цеолиты, силикагели, алюмогели) характеризуются большой удельной поверхностью пор (сотни квадратных метров на грамм) и достаточной механической прочностью, чтобы не истираться при многократных циклах адсорбции и десорбции компонентов.

Адсорбционно-десорбционные методы используются как вспомогательные для разделения в тех случаях, когда конденсационно-испарительные методы невыгодны или неприменимы. К ним относится разделение ценных газовых смесей, получаемых в относительно малых

количествах (криптон + ксенон, неон + гелий) или таких, в которых содержание одного из компонентов невелико (примеси азота и кислорода в аргоне).

Кроме того, эти методы используются для удаления из воздуха паров воды, диоксида углерода и углеводородов.

В воздухоразделительных установках кроме основных продуктов разделения (кислорода и азота) извлекают и другие составные части воздуха – инертные газы. Все они, кроме аргона, содержатся в воздухе в очень малых концентрациях. В качестве ценных продуктов экономически целесообразно извлечение всех компонентов воздуха, кроме диоксида углерода, гелия и водорода.

Процессы, связанные с ожижением газов, принадлежат к числу весьма энергоемких. Так, например, электрическая мощность установки производительностью 1 т/ч составляет для жидкого кислорода 1200...1500 кВт. Эксергетический КПД таких процессов не превышает 20...25%, т.е. расход энергии в 4-5 раз больше соответствующей идеальной работы.

Характерной особенностью ожижителей в отличие от рефрижераторов является то, что это всегда открытые термодинамические системы. В таких системах вместо цикла совершается квазицикл. Структура ожижителей газов, независимо от видовых особенностей, включает ступени одинакового назначения.

Ступень подготовки рабочего тела (СПТ) предназначена для изотермического сжатия рабочего тела при температуре окружающей среды. Это сжатие может производиться как в одной ступени компрессора, так и в нескольких последовательно включенных ступенях с промежуточным водяным или воздушным охлаждением.

На ступени предварительного охлаждения (СПО) рабочее тело предварительно охлаждается в регенеративном теплообменнике обратным потоком охлажденного рабочего тела.

Ступень основного охлаждения (СОО) обеспечивает ожижение рабочего тела. Основными вариантами СОО являются два: дроссельный и детандерный. Первый из них отличается высоким удельным расходом электроэнергии и применяется в установках малой производительности. Значительно экономичнее вариант с расширением воздуха в детандере.

Ступень использования охлаждения (СИО) включает сепаратор, позволяющий выводить из установки сжиженное рабочее тело, а пар - возвращать в систему.

Воздухоразделительные установки различают по производительности, давлению и составу продуктов разделения.

Воздухоразделительные установки по производительности делят на три группы:

1) малой производительности (30...300 м<sup>3</sup>/ч) для получения кислорода чистотой 99,2...99,5%, в которых применяется высокое (10...20 МПа) и среднее (3...5 МПа) давления;



- 2) средней производительности ( $300 \dots 4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) для получения кислорода чистотой 95...98%, в которых могут применяться либо два давления – высокое, низкое ( $0,5 \dots 0,8 \text{ МПа}$ ), либо только низкое давление;
- 3) большой производительности (более  $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) для получения кислорода чистотой 95...98%, в которых применяется низкое давление.

В состав воздухоразделительных установок входит следующее оборудование: поршневые и турбинные компрессоры и детандеры, кислородные и аргонные насосы, ректификационные колонны, теплообменники, устройства автоматического регулирования и защиты, блоки очистки воздуха.

Поршневые компрессоры применяются на средние и высокие давления при производительностях менее  $7800 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Турбокомпрессоры могут быть центробежными и осевыми с большой производительностью по воздуху ( $8000 \dots 170000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) при давлениях  $0,6 \dots 0,8 \text{ МПа}$  и в некоторых случаях до  $3,5 \text{ МПа}$ . Турбокомпрессоры обеспечивают равномерную подачу воздуха, свободного от примеси масла. Они просты в эксплуатации, имеют меньшие размеры и более высокий КПД по сравнению с поршневыми компрессорами.

Поршневые детандеры применяют для высокого и среднего давлений в установках малой мощности. В области малых расходов поршневые детандеры хорошо регулируются и при прочих равных условиях имеют более высокий КПД, чем турбодетандеры. Однако они менее надежны в работе и имеют худшие массовые и габаритные показатели на единицу производительности. В установках большой производительности и низкого давления наиболее широко применяются одноступенчатые радиальные реактивные турбодетандеры, предложенные академиком П. Л. Капицей.

Для перекачки ожиженных газов применяют насосы, отличающиеся от используемых для перекачки обычных жидкостей тем, что они работают при значительно более низкой температуре среды, в связи с чем возрастают потери при нагнетании. Ожиженные газы обычно имеют температуру, близкую к температуре кипения. Поэтому при уменьшении давления в отдельных элементах насоса (клапанах, патрубках, арматуре) из-за гидравлических потерь возможно возникновение кавитации. Для предотвращения этого явления необходимо в значительной мере охлаждать ожиженные газы перед их поступлением в насос.

В установках для разделения воздуха применяют поршневые (плунжерные) и центробежные насосы. Поршневые насосы используют для газификации жидкости (кислорода и азота), наполнения баллонов до обеспечения давления  $40 \text{ МПа}$ , для подачи газа в сеть потребителя при давлении до  $1,5 \text{ МПа}$ . Центробежные насосы применяют для перекачки жидкости между ректификационными колоннами в больших количествах при малых напорах.

Очистка воздуха от водяных паров и диоксида углерода производится в специальных адсорбционных блоках. Для обеспечения непрерывной работы в блоке имеется два адсорбера. В то время как в одном из баллонов происходит адсорбция примесей, второй подвергается регенерации нагретым азотом, в

результате которой происходит десорбция и удаление водяных паров и диоксида углерода. Таким же образом производится осушка кислорода после сжатия его в компрессорах.

## 8. ВОДОСНАБЖЕНИЕ

Системы водоснабжения представляют собой комплекс взаимосвязанных сооружений, предназначенных для обеспечения потребителей города, промышленных предприятий, предприятий сельского хозяйства водой [8, 9].

В задачи системы водоснабжения входят: получение воды из природного источника, улучшение ее качества в соответствии с требованиями потребителей, транспортирование на территорию объекта и подача ко всем точкам отбора потребителями. В точках отбора должны быть обеспечены заданные давления и необходимый расход воды.

Система водоснабжения включает:

- водозаборные сооружения для забора воды из природных источников;
- насосные станции, создающие требуемые давления и расходы в водопроводных трубах;
- сооружения для очистки и обработки природной воды в соответствии с санитарными нормами и требованиями потребителей;
- водоводы и водопроводные сети, транспортирующие воду к объектам потребления;
- регулирующие и запасные емкости-резервуары для хранения и аккумуляции воды.

**Очистные сооружения исходной воды** чаще всего располагаются вблизи источника водоснабжения (артезианских скважин, озера, реки и др.), т.е. в незначительном удалении от насосной станции первого подъема. Поданная насосами станции первого подъема вода самотеком проходит последовательно все очистные сооружения и поступает в сборный резервуар чистой воды 20, из которого разбирается насосами 19 станции второго подъема и подается в, городской магистральный водопровод или к конкретному потребителю (рис. 47), где: НС – насосная станция; 1 – хлораторы первичного хлорирования; 2 – хлораторы вторичного хлорирования; 3 – растворные баки коагулянта; 4 – расходные баки коагулянта; 5 – емкость-хранилище коагулянта; 6 – баки для гашения извести; 7 – гидроциклон; 8 – гидравлическая мешалка; 9 – дозатор известкового молока; 10 – лопастная мешалка; 11 – расходные баки полиакриламида (ПАА) с поплавковым дозатором; 12 – дозатор активированного угля; 13 – расходный бак угольной пульпы; 14 – вакуум-бункер с секторным питателем; 15 – хранилище активированного угля в таре; 16- хранение кремнефтористого натрия в таре; 17 – сатуратор раствора фтора; 18 – вакуум-насос; 19 – насосы; 20 – резервуар чистой воды; 21 – фильтр; 22 – отстойник; 23 – камера хлопьеобразования; 24 – смеситель.

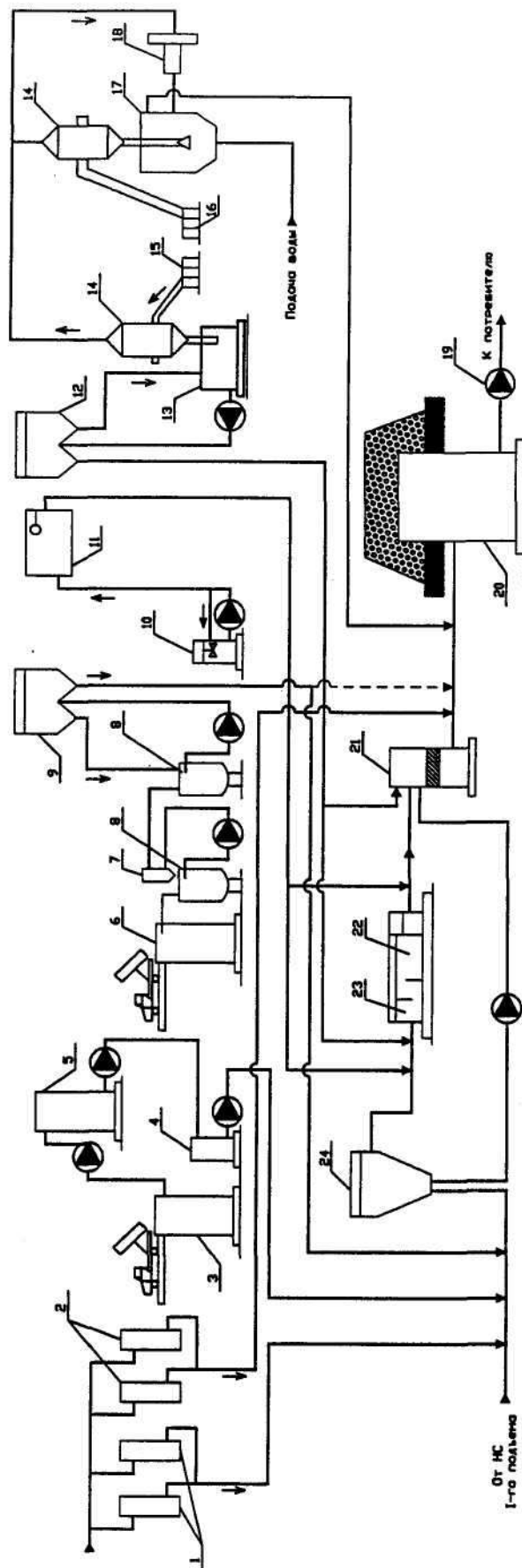


Рис. 47

Очистные станции в зависимости от качества воды источника могут выполняться по одноступенчатой или двухступенчатой схеме. На рис. 47 представлена двухступенчатая схема осветления, очистки и обеззараживания воды, подаваемой для хозяйственно-питьевых целей. Вода от НС первого подъема поступает в смеситель 24, куда вводятся растворы коагулянта, хлора и извести, далее вода поступает в камеру хлопьеобразования 23, при этом в нее добавляют флокулянт (хлопьеобразователь) полиакриламид (ПАА) и активированный уголь (для устранения запахов и привкусов), затем вода проходит последовательно через горизонтальные отстойники 22 и фильтры 21. Для поддержания необходимой концентрации фтора в питьевой воде добавляют фтор из сатуратора 17.

Для снижения цветности, привкусов и запаха одновременно с введением активированного угля применяют озонирование, аэрирование и другие методы.

В отдельных случаях схема очистных сооружений хозяйственно-питьевых водопроводов может быть дополнена устройствами для умягчения воды.

Схемы обработки подземных вод в ряде случаев более просты, так как включают лишь сооружения для обеззараживания, умягчения и обезжелезивания воды.

Решению вопроса о компоновке очистных сооружений должны предшествовать выбор схемы технологического процесса, а также установление типа, числа и размеров отдельных сооружений. Схему очистки воды, тип сооружений и их компоновку выбирают на основании требований потребителей к качеству воды и технико-экономических сравнений возможных вариантов.

На промышленных предприятиях, в том числе и на электростанциях, используется вода, прошедшая подготовку на очистной станции. Обычно в городах предусматривают единый водопровод, откуда вода расходуется на хозяйственно – питьевые цели и на пожаротушение. Существует ряд предприятий, каждое из которых может потреблять какое-то количество более дешевой неочищенной воды. Для них можно устраивать самостоятельные водопроводы неочищенной воды, которая может использоваться и для нужд пожаротушения. Однако вследствие территориальной разбросанности промышленных предприятий иногда оказывается экономически целесообразным снабжать их водой питьевого качества от городского водопровода. В настоящее время расход воды на технические нужды городской промышленности составляет 30...40% общего количества воды, подаваемой в сеть городского водопровода.

Итак, на промышленных предприятиях может подаваться вода питьевого качества (по ГОСТ 2874 – 73), а также слабо очищенная или неочищенная, или же только вода питьевого качества.

На предприятии вода используется для коммунально-бытового потребления, нужд пожаротушения, технического использования (для охлаждения подшипников, лопаток дымососов и других элементов оборудования, подверженных воздействию высокотемпературных сред),

технологического использования (в качестве растворителя, мойки изделий и оборудования и др.) и как энергоноситель. В последнем случае используется горячая вода для нужд отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения (ГВС), а также для выработки водяного пара различных параметров.

Горячая вода готовится в специальных подогревателях или в водогрейных котлах. Предварительно вода даже питьевого качества проходит дополнительную обработку: очистку в механических фильтрах и деаэрацию (удаление из воды растворенных в ней кислорода  $O_2$  и углекислоты  $CO_2$  до количеств, указанных в «Нормах качества подпиточной воды») в специальных установках – деаэраторах. Обычно этим подготовка подпиточной воды и ограничивается. Но в отдельных случаях, при большой жесткости воды питьевого качества, она еще и умягчается в одноступенчатых Na-катионитных или H-катионитных фильтрах.

При подготовке питательной воды для паровых котлов вода питьевого качества очищается в механических фильтрах, деаэрируется и умягчается в Na-H-катионитных фильтрах по двухступенчатой схеме в соответствии с требованиями к качеству питательной воды.

Пар от паровых котлов поступает на технологию, используется в паровых двигателях (турбинах, насосах) и расходуется на собственные нужды (в теплообменниках, на мазутное хозяйство и пр.). Для уменьшения потерь воды предусматриваются системы возврата конденсата от всех потребителей пара в водопаровой цикл котельной установки.

Системы водоснабжения промпредприятий и электростанций разделяются на прямоточные и оборотные. Прямоточные характеризуются однократным использованием воды из водоемов (озер, рек и др.) с последующим сбросом нагретой использованной воды в очистные сооружения сточных вод и далее в водоем (рис. 48, где: 1 – цеха предприятия, требующие воду высокого качества; 2 – водораспределительная сеть воды высокого качества; 3 – цеха предприятия, требующие воду разного качества; 4 – цеха предприятия, требующие воду низкого качества; 5 – водораспределительная сеть воды низкого качества; 6 – водозаборное сооружение, совмещенное с насосной станцией первого подъема; 7 – комплекс водоочистных сооружений природной воды и насосной станции второго подъема; 8 – сбросной трубопровод; 9 – водоочистные сооружения сточных вод; 10 – канализационная сеть; 11 – водонапорная башня).

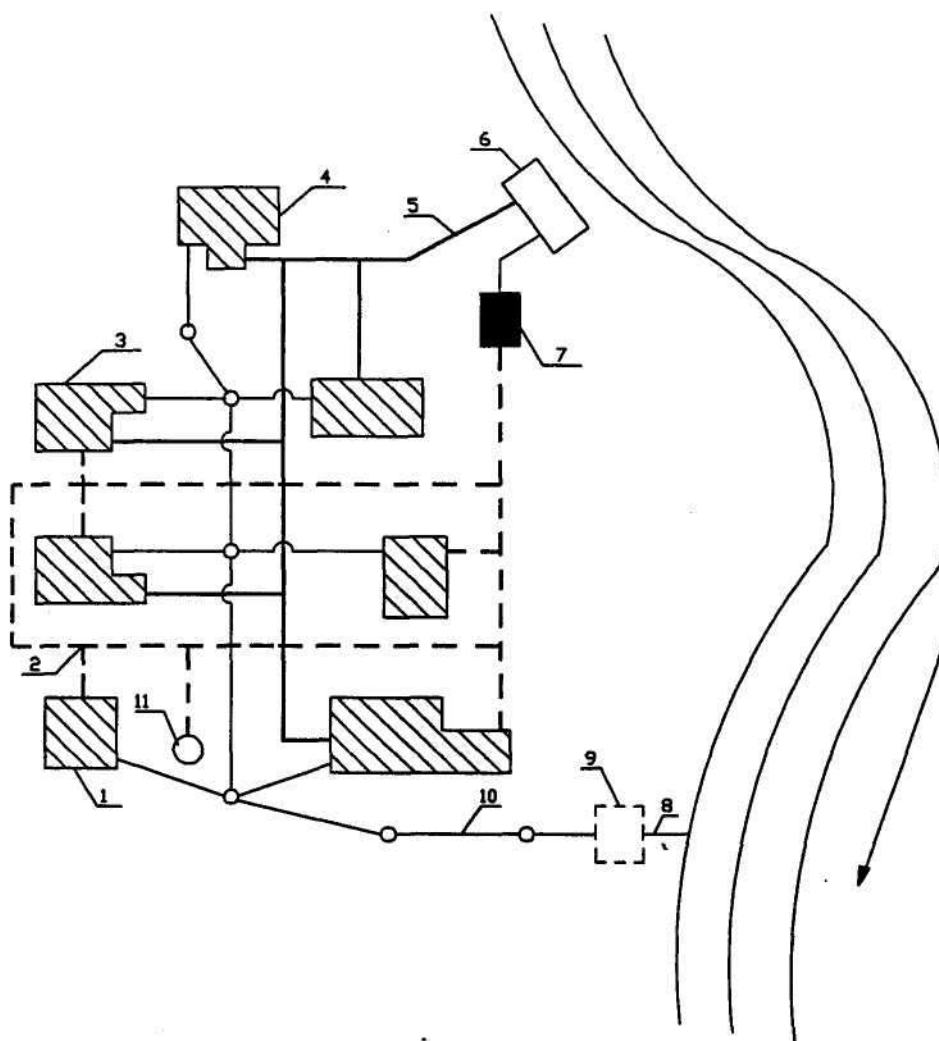


Рис. 48

**Прямоточное водоснабжение** обеспечивает минимальную температуру охлаждающей воды в данных климатических условиях. Оно требует умеренных капитальных вложений (около 5 руб/кВт по ценам 1984 г.). Прямоточное водоснабжение принимается во всех случаях, когда оно не противоречит требованиям по охране природы в отношении нагрева воды в источнике водоснабжения, а в самом источнике воды достаточно для покрытия потребности предприятия.

**Оборотные системы водоснабжения** (рис. 49, где: 1 – охладитель воды; 2 – циркуляционный насос; 3 – сооружение очистки отработавшей воды; 4 – канализационная сеть; 5 – цеха предприятия; 6 – смешанная вода, поступающая в цеха предприятия; 7 – насосная станция третьего подъема; 8 – сборный колодец; 9 – добавочная вода от природного источника; 10 – водоочистные сооружения природной воды и насосная станция второго подъема; 11 – водозаборное сооружение и насосная станция первого подъема; 12 – обратная очищенная и охлажденная вода; 13 – перекачивающие насосы) применяются в случае ограниченных ресурсов природной воды. При использовании таких систем нагретая и загрязненная вода, сбрасываемая отдельным цехом или

предприятием в целом, очищается, охлаждается и вновь подается для использования на те же объекты. В этом случае из природного источника забирается только 3...5% общего количества воды, используемой предприятием, для восполнения потерь при ее обороте.

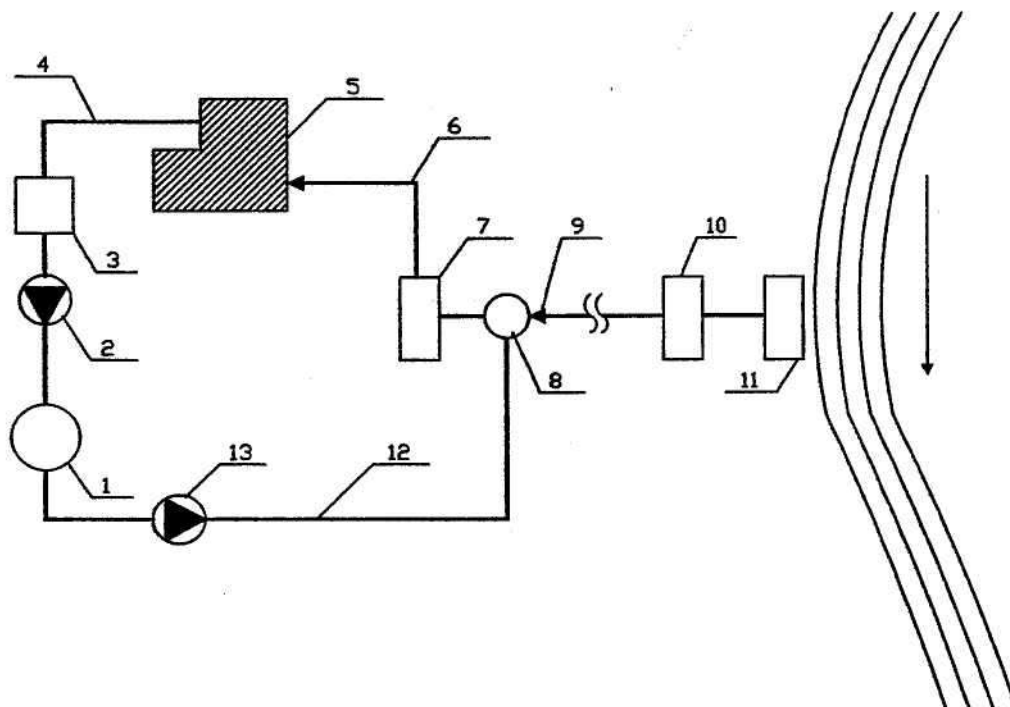


Рис. 49

В качестве охладителей воды могут использоваться естественные (озеро), искусственные (наливные) водохранилища или градирни. По капитальным вложениям наиболее выгодны охладители-водохранилища (в среднем 7 руб/кВт по ценам 1984 г.), они не противоречат требованиям охраны природы, имеют минимальные потери воды на фильтрацию и испарение. Необходимая удельная площадь водохранилища при оборотном водоснабжении составляет 5...10 м<sup>2</sup>/кВт. Для примера: для конденсационной электростанции мощностью 2400 МВт площадь пруда-охладителя при оборотном водоснабжении составляет примерно 24 км<sup>2</sup>.

При такой схеме вода из природного источника подается не в сборный колодец 8 (см. рис. 49), а непосредственно в охладитель воды 1, таким образом исключается насосная станция третьего подъема 7.

При водохранилищах-охладителях напор циркуляционных насосов составляет примерно 12 м.в.ст (0,12 МПа), что обеспечивает минимальный расход электроэнергии на их привод.

Если вблизи предприятия нет достаточно крупного водоема или свободной земли для устройства пруда-охладителя, применяют башенные охладители (градирни). Градирня – конусное сооружение с диаметром основания до 16 м и высотой до 18 м, полое внутри. Внутренняя полость по

всей высоте заполняется деревянными решетками или керамическими кольцами (кольца Рашига). Вода циркуляционными насосами подается на верх башни, откуда самотеком по решеткам (кольцам) стекает вниз, снизу вверх нагнетается воздух. Часть воды испаряется, вследствие чего вода охлаждается, внизу башни вода собирается в бассейне, откуда перекачивающими насосами подается в сборный колодец (см. рис. 49).

Недостатки градирни как охладителя воды: напор циркуляционных насосов составляет около 20 м.в.ст (0,2 МПа), расход электроэнергии на их привод почти в два раза больше, чем при использовании пруда-охладителя; довольно значительное количество воды теряется при испарении (до 1% циркулирующей воды); значительны капитальные затраты на систему оборотного водоснабжения с градирнями (почти в 2,5 раза больше, чем при прямоточном водоснабжении). Достоинства градирни: несмотря на внушительные размеры, площадь, занимаемая градирней, ничтожна по сравнению с площадью, занимаемой прудом-охладителем; градирни наилучшим образом соответствуют требованиям экологической безопасности.



## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1. Тарифы на электрическую энергию

Согласно постановлению №737 от 30 июля 1993 г. Совета Министров – Правительства РФ потребители электрической энергии (кроме населения, сельскохозяйственных потребителей и перепродавцов) разделяются на две группы:

1-я группа – промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВт·А и выше, при расчетах с которыми взимается плата за установленную в договоре мощность, участвующую в максимуме нагрузки энергосистемы, и потребляемую электрическую энергию (двухставочный тариф);

2-я группа – остальные потребители, при расчетах с которыми взимается плата за потребляемую электрическую энергию (одноставочный тариф).

Двухставочный тариф учитывает специфику структуры затрат на производство электроэнергии. Эта структура отражает как капитальные вложения в установленную генерирующую мощность и сети энергосистемы, так и ежегодные издержки, связанные с эксплуатацией оборудования энергосистемы и расходом топлива на выработку электроэнергии. В основу двухставочного тарифа положено разделение затрат на производство и передачу электроэнергии на две части – постоянную и переменную. Постоянная часть затрат пропорциональна установленной мощности генераторов. Все остальные затраты пропорциональны годовой выработке электроэнергии и представляют собой переменную часть затрат.

При таком подходе годовая плата за потребляемую электрическую энергию, руб/год, определяется следующим образом:

$$C = \alpha P_{\text{д.м}} + \beta_2 W,$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа за каждый кВт договорного (заявленного) максимума активной мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы, руб/кВт·год;

$P_{\text{д.м}}$  – указанный потребителем в договоре на электроснабжение (заявленный) получасовой максимум нагрузки в часы суточного максимума энергосистемы, кВт;

$\beta_2$  – дополнительная ставка тарифа за каждый кВт·ч потребленной энергии, учтенной счетчиком, руб/кВт·ч;

$W$  – годовое потребление электроэнергии, кВт·ч/год.

Годовая плата за электроэнергию для потребителей 2-й группы составляет

$$C = \beta_1 W,$$

где  $\beta_1$  – ставка одноставочного тарифа, руб/кВт·ч;  
 $W$  – годовое электропотребление, кВт·ч/год.

Обе группы потребителей производят оплату потребленной электроэнергии ежемесячно. Значение  $P_{д.м}$  указывается в договоре поквартально, так как максимум нагрузки большинства потребителей зависит от сезона. Оплата договорной мощности должна быть произведена абонентом до начала или в первых числах расчетного периода по отдельному платежному документу энергоснабжающей организации. Конкретный срок платежа указывается в договоре.

В случае превышения потребителем в часы максимума нагрузки энергосистемы договорного значения мощности оплата производится за фактически потребленную в расчетном периоде мощность по действующему тарифу. При этом санкции к потребителю за превышение договорного значения максимума применяются в установленном законодательством порядке и размере.

Если фактическая нагрузка потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы не достигает значения, указанного в договоре, то оплачивается договорное значение мощности.

Для стимулирования потребителей к проведению мероприятий по компенсации реактивной мощности введены специальные скидки и надбавки к тарифу на электроэнергию.

Скидки и надбавки за потребление и генерацию реактивной энергии применяются при расчетах со всеми потребителями электрической энергии, имеющими среднемесячное потребление более 30 тыс. кВт·ч, кроме населения.

В случае, если энергоснабжающая организация не привлекает потребителя к регулированию режима работы своей сети, надбавки к тарифу взимаются при превышении потребителем экономических значений реактивной мощности и энергии, указанных в договоре, а также за генерацию реактивной мощности в сеть, если это не обусловлено договором.

Экономические значения реактивной мощности и энергии устанавливаются энергоснабжающей организацией на основе Правил применения скидок и надбавок к тарифам на электрическую энергию за потребление и генерацию реактивной энергии, утвержденных Главгосэнергонадзором России.

В том случае, когда энергоснабжающая организация привлекает потребителя к регулированию режимов работы своей сети в часы ее малых нагрузок, за потребление реактивной энергии в эти часы применяется скидка с тарифа. Часы больших и малых нагрузок питающей электрической сети устанавливаются энергосистемой и указываются в договоре с потребителем, привлекаемым к регулированию.

Скидки и надбавки взимаются в виде платы за 1 квар максимальной реактивной нагрузки в часы максимальных нагрузок энергосистемы и (или) платы за 1 квар·ч реактивной энергии, потребленной от энергосистемы или генерированной в ее сеть. Указанная плата определяется в процентах от тарифа

на электроэнергию.

Так как качество электрической энергии оказывает существенное влияние на работу электроприемников потребителей электроэнергии и на питающую сеть, то при оплате за электроэнергию предусмотрен учет ее качества. С этой целью введены скидки и надбавки к тарифу за качество электроэнергии. Скидки и надбавки за качество электроэнергии применяются при расчетах со всеми потребителями.

Скидки с тарифа применяются в тех случаях, когда показатели качества получаемой потребителем электроэнергии (отклонения напряжения и частоты, коэффициенты несинусоидальности, несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям, размах изменения напряжений) ухудшены по вине энергоснабжающей организации.

Надбавки к тарифу применяются при снижении по вине потребителя качества электроэнергии в сетях энергоснабжающей организации по показателям: коэффициентам несинусоидальности, несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям и размаху изменения напряжений.

Величина скидок и надбавок зависит от относительного времени (в процентах) превышения нормального допустимого значения показателя качества, установленного ГОСТ 13109-97, и относительного времени превышения максимально допустимого значения, установленного тем же стандартом.

Суммарные скидки (надбавки) определяются суммой скидок (надбавок), начисленных по каждому показателю качества.

При расчетах за электроэнергию по двухставочному тарифу скидки (надбавки) применяются к средней (расчетной) величине двухставочного тарифа, включающего плату за мощность и энергию:

$$T_{cp} = \frac{C}{W} = \alpha \frac{P_{\text{д.м}}}{W} + \beta_2$$

Оплата по тарифу со скидкой (надбавкой) за качество электроэнергии производится за весь объем электрической энергии, потребленной за расчетный период.

## **Приложение 2. Основные принципы организации на предприятиях учета энергии и энергоносителей, получаемых через присоединенные сети**

Учет энергии и энергоносителей должен обеспечивать:

- осуществление взаимных финансовых расчетов между энергоснабжающими организациями и потребителем энергии и энергоносителей, а также между потребителем и субабонентами, если потребитель является перепродавцом;
- контроль за режимами работы систем электро-, газо-, теплоснабжения и др.;
- контроль за рациональным использованием электроэнергии и энергоресурсов.

Приборы учета, предназначенные для взаимных расчетов, должны устанавливаться на границах раздела сетей энергоснабжающей организации и потребителя. Если это почему-либо технически невыполнимо, то приборы устанавливаются в другой (более удобной) точке сети потребителя в соответствии с договором между потребителем и энергоснабжающей организацией. При этом потери энергии и энергоносителя в неохваченной учетом части сети потребителя определяются расчетным путем, оговариваются в договоре и оплачиваются потребителем.

При организации учета электроэнергии следует руководствоваться действующими Правилами учета электрической энергии при организации учета тепловой энергии и теплоносителей основным нормативным документом являются Правила учета тепловой энергии и теплоносителя.

Все потребители электроэнергии независимо от присоединенной мощности и объема электропотребления должны иметь счетчики активной энергии для расчета за полученную энергию. У потребителей с присоединенной мощностью 100 кВ·А и более должны устанавливаться расчетные счетчики реактивной энергии.

У потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше должны быть установлены счетчики с фиксацией максимальной получасовой нагрузки в часы максимума нагрузки энергосистемы для расчетов по двухставочному тарифу или автоматизированные системы учета электроэнергии с фиксацией нагрузки в часы максимума энергосистемы.

Учет, служащий для расчетов за электроэнергию, принято называть расчетным или коммерческим. Помимо расчетного учета на предприятиях организуется также технический или контрольный учет. Счетчики активной электроэнергии для контрольного учета должны устанавливаться на линиях, питающих отдельные цеха, крупные участки, энергоемкие технологические процессы, крупные агрегаты (180 кВт и выше) и, кроме того, для учета расхода электроэнергии на хозяйственные и подсобные нужды.

Если у потребителя имеются собственные источники электроэнергии (ТЭЦ, газотурбинные, дизельные или карбюраторные электростанции), то учету подлежат:

- выработка электроэнергии (активной и реактивной);
- потребление на собственные нужды электростанции;
- отпуск электроэнергии по отдельным линиям, отходящим от

распредустройства электростанции;

- выдача электроэнергии в сети энергоснабжающей организации.

Для промышленных предприятий, питающихся по нескольким вводам, для расчета за электроэнергию по заявленному (договорному) максимуму мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы необходимо иметь возможность суммирования показаний всех счетчиков на вводах и определения суммарного, совмещенного по времени максимума нагрузки в часы прохождения энергосистемой максимума своей нагрузки. В настоящее время разработаны и используются различные разновидности систем учета, позволяющие решать эту задачу на базе ПЭВМ, решая также одновременно и задачи технического учета. При наличии специальных программ некоторые из таких систем могут также определять и анализировать значения удельных расходов электроэнергии на единицу продукции, составлять балансы электроэнергии и решать другие задачи, направленные на экономию и рациональное использование электроэнергии.

Некоторые из этих систем сочетают в себе технический и коммерческий учет не только электроэнергии, но и энергоносителей других видов. Так, например, комплекс технических средств «Энергия» помимо электроэнергии осуществляет учет следующих энергоносителей:

- пара и тепла с паром;
- конденсата;
- горячей воды и тепла с водой;
- технических газов (сжатый воздух, кислород и др.);
- природного газа;
- мазута,

а также:

- технической и питьевой воды;
- различных стоков.

Так как многие предприятия имеют собственные источники тепловой энергии (ТЭЦ, гораздо чаще – котельные), то они одновременно являются и ее производителями, и потребителями.

Узлы учета тепловой энергии на источнике теплоты (ТЭЦ, районная тепловая станция, котельная) организуются на каждом из выводов горячей воды и пара. В водяных и паровых системах теплоснабжения также организуются узлы учета.

В таблице приведены параметры, подлежащие учету и характеризующие тепловую энергию и теплоноситель как на стадии ее отпуска, так и потребления.

Количество тепловой энергии, ГДж, отпущенной источником теплоты в водяные системы теплоснабжения, определяется по формуле

$$Q = \left( \sum_i G_{1i} h_{1i} - \sum_j G_{2j} h_{2j} - \sum_k G_{\text{Пк}} h_{\text{хвб}} \right) \cdot 10^{-3},$$

# Параметры, определяемые в узлах учета тепловой энергии

| Параметры   | Узел учета тепловой энергии и теплоносителя |                                  |                                   |          |             |                                   |
|---|---|----------------------------------|-----------------------------------|----------|-------------|-----------------------------------|
|   | отпущенных                                  |                                  | полученных                        |          |             |                                   |
|   | в водяные системы теплоснабжения            | в паровые системы теплоснабжения | в водяных системах теплоснабжения |          |             | в паровых системах теплоснабжения |
|   |   |                                  | открытых                          | закрытых | независимых |                                   |
| 1   | 2   | 3                                | 4                                 | 5        | 6           | 7                                 |
| Время работы приборов узла учета  | +   | +                                | +                                 | +        | +           | +                                 |
| Отпущенная (полученная) тепловая энергия  | +   | +                                | +                                 | +        | +           | +                                 |
| То же за каждый час   | +   | +                                |                                   |          |             |                                   |
| Масса (или объем) отпущенного (полученного) теплоносителя   | +   | +                                | +                                 | +        | +           | +                                 |
| То же за каждый час   | +   | +                                | +                                 | +        | +           | +                                 |
| Масса (или объем) теплоносителя, полученного источником теплоты (возвращенного потребителем) – воды по обратному трубопроводу или конденсата в паровых системах | +   | +                                | +                                 | +        | +           | +                                 |
| То же за каждый час   | +   | +                                | +                                 | +        | +           | +                                 |
| Масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку   | +   |                                  |                                   |          | +           |                                   |
| То же за каждый час   | +   |                                  |                                   |          |             |                                   |

| 1  | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7                      |
|--|---|---|---|---|---|------------------------|
| Среднечасовые значения температур в трубопроводах:<br>- подающем;<br>- обратном;<br>- холодной воды, используемой для подпитки | + |   | + | + | + |                        |
| То же среднесуточные   | + |   | + | + | + |                        |
| Среднечасовые значения давлений в трубопроводах:<br>- подающем;<br>- обратном;<br>- холодной воды для подпитки                 | + |   | + |   |   |                        |
| Среднечасовые значения температуры пара, конденсата и холодной воды для питания котлов   |   | + |   |   |   | +(<br>кроме хол. воды) |
| Среднечасовые значения давления тех же энергоносителей   |   | + |   |   |   |                        |
| Масса (или объем) теплоносителя, израсходованного на водоразбор в системах горячего водоснабжения                              |   |   | + |   |   |                        |

где  $G_{1i}$  – масса теплоносителя, отпущенная источником теплоты по каждому ( $i=1, 2, 3 \dots$ ) подающему трубопроводу, т;

$G_{2j}$  – масса теплоносителя, возвращенная источнику теплоты по каждому ( $j=1, 2, 3 \dots$ ) обратному трубопроводу, т;

$G_{\text{Пк}}$  – масса теплоносителя, израсходованного на подпитку каждой ( $k=1, 2, 3 \dots$ ) системы теплоснабжения от источника теплоты, т;

$h_{1i}$  – энтальпия сетевой воды в  $i$ -м подающем трубопроводе, кДж/кг;

$h_{2j}$  – энтальпия сетевой воды в  $j$ -м обратном трубопроводе, кДж/кг;

$h_{\text{хвк}}$  – энтальпия холодной воды, используемой для подпитки  $k$ -ой системы теплоснабжения.

Среднее значение энтальпий за соответствующий интервал времени определяется на основании среднечасовых значений температур и давлений, измеренных в узле учета.

Количество тепловой энергии, ГДж, отпущенной источником теплоты с паром, определяется из выражения

$$Q = \left[ \sum_i D_i (h_i - h_{\text{хв}}) - \sum_j G_{kj} (h_{kj} - h_{\text{хв}}) \right] \cdot 10^{-3},$$

где  $D_i$  – масса пара, отпущенного источником теплоты по каждому ( $i=1, 2, 3 \dots$ ) паропроводу, т;

$G_{kj}$  – масса конденсата, полученного источником по каждому ( $j=1, 2, 3 \dots$ ) конденсатопроводу, т;

$h_i$  и  $h_{kj}$  – энтальпия пара в  $i$ -м паропроводу и в  $j$ -м конденсатопроводу, кДж/кг;

$h_{\text{хв}}$  – энтальпия холодной воды, используемой для питания котлов.

Как и в предыдущем случае, средние значения энтальпий за соответствующий интервал времени определяются на основании измеренных среднечасовых значений температур и давлений.

Количество тепловой энергии, ГДж, полученной потребителем при водяных системах теплоснабжения, определяется энергоснабжающей организацией на основании приборов в узлах учета потребителя и источника теплоты за определяемый договором на теплоснабжение период по формуле

$$Q = Q_{\text{и}} + Q_{\text{п}} + (G_{\text{п}} + G_{\text{гв}} + G_{\text{у}}) (h_2 - h_{\text{хв}}) \cdot 10^{-3},$$

где  $Q_{\text{и}}$  – тепловая энергия, израсходованная потребителем по показаниям теплосчетчика, ГДж;

$Q_{\text{п}}$  – тепловые потери на участке в системе теплоснабжения от границы раздела сетей до узла учета в сетях потребителя, ГДж;

$G_{\text{п}}$ ,  $G_{\text{гв}}$  – масса сетевой воды, израсходованной потребителем на подпитку систем отопления и на водозабор (для открытых систем), т;

$G_{\text{у}}$  – масса утечки сетевой воды у потребителя, т;



$h_2$  – энтальпия сетевой воды на выводе от потребителя обратного трубопровода источника теплоты, кДж;

$h_{хв}$  – энтальпия холодной воды, используемой для подпитки систем теплоснабжения на источнике теплоты, кДж.

Численные значения  $h_2$  и  $h_{хв}$  определяются по соответствующим измеренным на узле учета источника теплоты средним за рассматриваемый период значениям температур и давлений.

Значение  $G_v$  определяется по формуле

$$G_v = G_1 - (G_2 + G_{гв}),$$

где  $G_1$  – масса сетевой воды по показанию водосчетчика, установленного на подающем трубопроводе (или источнике питания), т;

$G_2$  – масса воды, возвращенная источнику по обратному трубопроводу, т.

Количество тепловой энергии, ГДж, получаемой потребителем с паром, также определяется энергоснабжающей организацией по показаниям приборов узлов учета потребителя и источника теплоты за период, обусловленный договором на теплоснабжение. Для этой цели используется выражение

$$Q = Q_{и} + Q_{п} + (D - G_k)(h_k - h_{хв}) \cdot 10^{-3},$$

где  $D$  – масса пара, полученная потребителем и учтенная его приборами учета, т;  
 $G_k$  – масса возвращенного потребителем конденсата, учтенная его приборами учета, т;

$h_k$  – энтальпия конденсата в конденсатопроводе на источнике теплоты, кДж/кг;

$h_{хв}$  – энтальпия холодной воды, используемой на источнике теплоты.

Численные значения  $h_k$  и  $h_{хв}$  определяются по средним за рассматриваемый период времени значениям температур и давлений, измеренным в узле учета источника теплоты.

Показания регистрирующих приборов, устанавливаемых в узлах учета, используются также для определения отклонений от нормируемых договором на теплоснабжение значений: количества тепловой энергии, массы и температуры теплоносителя.

Для контроля потребления газа у потребителя на узле учета газа должны быть установлены приборы, регистрирующие:

- время работы узла учета;
- количество потребленного газа;
- среднечасовую и среднесуточную температуру газа;
- среднечасовое и среднесуточное давление газа.

### Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. – М.: Энергосервис, 2002.
2. ГОСТ 13109 – 97. Нормы качества электрической энергии в системах энергоснабжения общего назначения. – Минск: ИПК издательство стандартов, 1998.
3. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. Учебник для вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2001.
4. Промышленные тепловые электростанции: Учебник / Под ред. Е.Я. Соколова.- М.: Энергия, 1979.
5. Бузников Е.Ф., Роддамс К.Ф., Берзиньш Э.Я. Производственные и отопительные котельные. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
6. Водяные тепловые сети: Справочное пособие / Под ред. Н.К. Громова. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
7. Голубков Б.Н. и др. Кондиционирование воздуха, отопление и вентиляция. – М.: Энергоиздат, 1982.
8. Варварин В.К., Швырев А.В. Наладка систем теплоснабжения, водоснабжения и канализации. – М.: Росагропромиздат, 1990.
9. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. Ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982.
10. Филатов В.В. Системы производства и распределения энергоносителей промпредприятий. Учеб. пособие.- Л.: СЗПИ, 1990.

## Предметный указатель

Азот жидкий 93  
Аргон 94  
Атомная станция теплоснабжения (АСТ) 4  
Атомная электростанция (АЭС) 4  
Вентиляция 61  
Водяная система теплоснабжения  
- - - закрытая 39  
- - - открытая 42  
Воздухоразделительная установка 95  
Воздушная линия (ВЛ) 16  
Вторичные энергоресурсы (ВЭР) 6  
Газопроводы 77  
Газорегуляторный пункт (ГРП) 9  
Газорегулирующая установка (ГРУ) 9  
Газосмесительная станция (ГСС) 9  
Газотурбинная электростанция (ГТЭС) 14  
Гидравлическая электростанция (ГЭС) 14  
Главная понизительная подстанция (ГПП) 26  
Горячее водоснабжение (ГВС) 39  
Государственная районная электростанция (ГРЭС) 14  
Градирня 102  
График нагрузки 21  
Двигатель внутреннего сгорания (ДВС) 14  
Двухставочный тариф 104  
Кабельная линия (КЛ) 16  
Кислород 93  
Колебания напряжения 33  
Кольцо Рашига 103  
Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) 10  
Комплектное распределительное устройство (КРУ) 10  
Компрессорная станция 84  
Конденсационная электростанция (КЭС) 14  
Кондиционирование воздуха 61  
Котел паровой 48  
- водогрейный 48  
- пароводогрейный 48  
- паровой прямоточный 49  
Котельная 53  
Коэффициент заполнения графика нагрузки 24  
- формы графика нагрузки 24  
- неравномерности графика нагрузки 24  
Криоагенты 94

Криптон 94  
 Ксенон 94  
 Магистральная схема 29  
 Мощность активная 20  
   - реактивная 20  
   - полная 20  
 Неон 94  
 Несимметрия трехфазной системы напряжений 33  
 Несинусоидальность напряжения 33  
 Объединенная энергосистема (ОЭС) 13  
 Одноставочный тариф 104  
 Отклонение напряжения 33  
   - частоты 33  
 Паровоздуховная станция 83  
 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 10  
 Провал напряжения 33  
 Радиальная схема 30  
 Распределительный пункт (РП) 12  
 Распределительное устройство (РУ) 12  
 Система водоснабжения прямоточная 100  
   - - оборотная 100  
 Система непосредственного охлаждения безнасосная 88  
   - - - насосная 88  
 Система охлаждения с промежуточным хладоносителем закрытая 90  
   - - - - открытая 90  
 Система центрального горячего водоснабжения 60  
   - - отопления 59  
   - электроснабжения (СЭС) 25  
 Сжатый воздух 82  
 Способ выделения газов из воздуха конденсационно-испарительный 94  
   - - - - адсорбционно - десорбционный 94  
 Тепловая сеть 53  
 Тепловой пункт индивидуальный (ИТП) 39  
   - - центральный (ЦТП) 39  
 Теплоэлектроцентр (ТЭЦ) 14  
 Топливо технологическое 62  
   - энергетическое 62  
   - газообразное 74  
   - жидкое 69  
   - твердое 63  
 Уровни системы электроснабжения 31  
 Условия теплового комфорта 57  
 Учет энергоносителей 108

Холодильная машина парокомпрессионная 84  
 - - абсорбционная 84  
 Электровоздуховная станция (ЭВС) 83  
 Электроприемник (ЭП) 11  
 Энергосистема (ЭС) 12

## СОДЕРЖАНИЕ

|   | Стр. |
|---|------|
| Введение . . . . .  | 3    |
| 1. Общие сведения об энергоснабжении предприятий . . . . .                                      | 5    |
| 2. Электроснабжение . . . . .   | 10   |
| 2.1. Определение основных понятий . . . . .   | 10   |
| 2.2. Энергетические системы . . . . .   | 12   |
| 2.2.1. Причины создания энергосистем . . . . .  | 12   |
| 2.2.2. Электрические станции . . . . .  | 13   |
| 2.2.3. Электрические сети . . . . .   | 14   |
| 2.3. Приёмники электрической энергии . . . . .  | 16   |
| 2.4. Графики нагрузок . . . . .   | 20   |
| 2.5. Системы электроснабжения . . . . .   | 24   |
| 2.6. Качество электрической энергии . . . . .   | 32   |
| 3. Теплоснабжение . . . . .   | 36   |
| 3.1. Системы теплоснабжения . . . . .   | 36   |
| 3.2. Источники тепловой энергии . . . . .   | 46   |
| 3.3. Тепловые сети и их оборудование . . . . .  | 52   |
| 3.4. Потребители тепловой энергии . . . . .   | 56   |
| 3.4.1. Общие сведения . . . . .   | 56   |
| 3.4.2. Отопление . . . . .  | 57   |
| 3.4.3. Горячее водоснабжение . . . . .  | 58   |
| 3.4.4. Вентиляция . . . . .   | 60   |
| 3.4.5. Кондиционирование воздуха . . . . .  | 60   |
| 4. Топливоснабжение . . . . .   | 61   |
| 4.1. Общие сведения . . . . .   | 61   |
| 4.2. Топливоснабжение при твёрдом топливе . . . . .   | 62   |
| 4.3. Топливоснабжение при жидком топливе . . . . .  | 68   |
| 4.4. Топливоснабжение при газообразном топливе . . . . .  | 73   |
| 5. Снабжение потребителей сжатым воздухом . . . . .   | 81   |
| 6. Холодоснабжение . . . . .  | 85   |
| 6.1. Потребители искусственного холода на промпредприятиях . . . . .                            | 85   |
| 6.2. Централизованный и децентрализованный способы производства искусственного холода . . . . . | 86   |
| 6.3. Системы непосредственного охлаждения . . . . .   | 87   |
| 6.4. Системы охлаждения с промежуточными хладоносителями . . . . .                              | 89   |
| 6.5. Способы отвода теплоты от потребителей холода . . . . .                                    | 91   |

|   |     |
|---|-----|
| 7. Снабжение предприятий продуктами разделения воздуха . . . . .  | 92  |
| 8. Водоснабжение . . . . .  | 96  |
| Приложения . . . . .  | 103 |
| Приложение 1. Тарифы на электрическую энергию . . . . .   | 103 |
| Приложение 2. Основные принципы организации на предприятиях<br>учёта энергии и энергоносителей, получаемых через присоединённые<br>сети . . . . . | 106 |
| Библиографический список . . . . .  | 112 |
| Предметный указатель . . . . .  | 113 |

Блинов Евгений Андреевич  
Джаншиев Сергей Иванович  
Зайцев Герман Зельманович  
Можаева Салима Валиевна

Энергоснабжение

Учебное пособие

Редактор И.Н. Садчикова  
Сводный темплан 2004 г.  
Лицензия ЛР №020308 от 14.02.97

Санитарно - эпидемиологическое заключение № 78.01.07.953. П.005641.11.03  
от 21.11.2003 г.

---

Подписано в печать                      2004.                      Формат 60x84 1/16.

Б.кн.-журн.                      П.л. 1,25                      Б.л. 0,625                      РТП РИО СЗТУ.

Тираж 100

Заказ

---

Северо-Западный государственный заочный технический университет  
РИО СЗТУ, член Издательско - полиграфической ассоциации вузов  
Санкт-Петербурга  
191186, Санкт-Петербург, ул. Миллионная, 5

**Е.А. Блинов, С.И. Джаншиев, Г.З. Зайцев, С.В. Можаяева**

## **ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ**

**Учебное пособие**

**Санкт – Петербург  
2004**