



Уральский
федеральный
университет

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

Уральский
энергетический
институт

А. П. ЛУММИ
Ю. А. СМОЖЕВСКИХ
В. В. ТЮЛЬПА

ОБОРУДОВАНИЕ ТЭЦ МК «УРАЛМЕТПРОМ»

Учебное пособие



Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

А. П. Лумми, Ю. А. Сможевских, В. В. Тюльпа

ОБОРУДОВАНИЕ ТЭЦ МК «УралМЕТПРОМ»

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов вуза, обучающихся
по направлению подготовки
13.04.01 — Теплоэнергетика и теплотехника

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2019

УДК 621.311.22:621.181(075.8)

ББК 31.37-5я73

Л82

Рецензенты:

завлабораторией защитных сред ОАО ВНИИМТ, канд. техн. наук
Б. Г. Кукуй;

завкафедрой энергетики Уральского государственного лесотехнического университета, проф., д-р техн. наук *С. М. Шанчуров*

Научный редактор — проф., д-р техн. наук *А. М. Дубинин*

На обложке изображение с сайта https://photos.wikimapia.org/p/00/02/54/80/76_full.jpg

Лумми, А. П.

Л82 Оборудование ТЭЦ МК «УралМЕТПРОМ»: учебное пособие / А. П. Лумми, Ю. А. Сможевских, В. В. Тюльпа; Мин-во науки и высшего образования РФ; Урал. федерал. ун-т им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. — 132 с.

ISBN 978-5-7996-2777-5

Учебное пособие составлено в соответствии с учебными планами направления 13.04.01 — Теплоэнергетика и теплотехника. Дается описание топливоснабжения; тепловой схемы, основного оборудования котельного и турбинного отделений, пиковой котельной, отделений подготовки химически очищенной и сетевой воды, турбогенераторов, электродвигателей, схемы и основного оборудования электроподстанций; представлены чертежи и схемы оборудования.

Библиогр.: 4 назв. Рис. 32. Табл. 13. Прил. 2.

УДК 621.311.22:621.181(075.8)
ББК 31.37-5я73

Учебное издание

Лумми Адольф Павлович, Сможевских Юрий Анатольевич, Тюльпа Валентина Владимировна

Оборудование ТЭЦ МК «УралМЕТПРОМ»

Редактор Н. П. Кубыщенко
Верстка О. П. Игнатъевой

Подписано в печать 20.09.2019. Формат 70×100/16.
Бумага офсетная. Цифровая печать. Усл. печ. л. 10,6.
Уч.-изд. л. 7,0. Тираж 40 экз. Заказ 270.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5. Тел.: +7 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4. Тел.: +7 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13
Факс: +7 (343) 358-93-06. <http://print.urfu.ru>

ISBN 978-5-7996-2777-5

© Уральский федеральный
университет, 2019

Оглавление

Список сокращений	5
Введение	7
1. Тепловая схема ТЭЦ	8
1.1. Основное оборудование: паровые котлы, турбины, пиковые водогрейные котлы	8
1.2. Установки сетевого и горячего водоснабжения	9
1.3. Конструкции и работа деаэраторов, насосов, теплообменников	15
2. Топливо	19
2.1. Состав и свойства природного газа	19
2.2. Схема газорегуляторного пункта. Разводка трубопровода газа по горелкам котла	20
2.3. Состав и свойства мазута. Мазутное хозяйство	20
3. Котельное отделение. Устройство и работа котла ТГМ–151Б	28
3.1. Комбинированные горелочные устройства	29
3.2. Схема циркуляции котла	31
3.3. Барабан и паросепарационные устройства, внутрибарабанные и выносные циклоны	33
3.4. Пароперегреватель. Пароохладители для регулирования температуры перегретого пара. Конденсатный теплообменник	37
3.5. Водяной экономайзер	42
3.6. Регенеративный воздухоподогреватель	43
3.7. Конструкции и работа тягодутьевых устройств	46
3.8. Каркас и обмуровка котла	50
3.9. Аварийные ситуации. Контроль за работой котла	51
4. Турбинное отделение	55
5. Оборудование и работа цеха химической обработки воды	71
6. Контрольно-измерительные приборы и автоматика	74

7. Электроцех	81
7.1. Производство и снабжение электроэнергией	81
7.1.1. Электробезопасность	81
7.1.2. Описание производства электроэнергии и электроснабжения	84
7.1.3. Электрогенераторы	85
7.1.4. Электрические двигатели	96
7.1.5. Оборудование подстанций	104
7.2. Передача электроэнергии от генератора в ЛЭП	115
8. Защита экологии	118
9. Техника безопасности	120
9.1. Требование безопасности при обслуживании турбогенераторов	120
Библиографический список	122
Приложение 1	123
Приложение 2	125

Список сокращений

АЭС — атомная электрическая станция
ВДК — вакуумная дугогасительная камера
ГВС — горячее водоснабжение
Д — деаэратор высокого давления
ДГ — дугогасительное устройство
ДГР — дугогасящий реактор
ЗАК — задатчик автоматической коррекции
К — конденсатор турбины
КА — котельный агрегат
КИП и А — контрольно-измерительные приборы и автоматика
КН — конденсатный насос
КНБ — конденсатный насос-бойлер
КПД — коэффициент полезного действия
ЛЭП — линия электропередач
Н — насос перекачки конденсата
НСВ — насос сырой воды
НХП — насос химический полупогружной
ОП — основной подогреватель сетевой воды
ОПВ — охладитель подпиточной воды
ПВД — подогреватель высокого давления
ПВК — пиковый водогрейный котел
ПВС — паровоздушная смесь
ПП — промежуточный пароперегреватель
ПКН — подпиточный конденсатный насос
ПН — питательный насос
ПНД — подогреватель низкого давления
ПСВ — подогреватель сетевой воды вертикальный
ПСГ — подогреватель сетевой воды горизонтальный
ПТУ — паротурбинная установка

- ПТЭ — правила технической эксплуатации
ПХВ — подогреватель химочищенной воды
РВВ — регенеративный воздухоподогреватель
РОУ — редуционно-охладительная установка
СН — сетевой насос
ТКЗ — Таганрогский котельный завод «Красный котельщик»
ТМЗ — Турбомоторный завод (г. Екатеринбург)
ТП — трансформаторная подстанция
ТЭС — тепловая электрическая станция
ТЭЦ — теплоэлектроцентраль
ЧВД — часть высокого давления
ЧНД — часть низкого давления
ЧСД — часть среднего давления
ЭОУ — эжектор отсоса пара из последних камер концевых уплотнений
- c_0 — абсолютная скорость пара, м/с;
 p — давление в конденсаторе, МПа;
 N — мощность, Вт;
 n — частота вращения вала, об/мин;
 H — напор, мм вод. ст.
 Q — количество теплоты, Вт; объемный расход, м³/ч.

Введение

ТЭЦ ОАО Межотраслевого концерна «Уралметпром» имеет установленную мощность 72 МВт и предназначена для снабжения паром, теплом и электроэнергией цехов завода ВИЗ и прилегающих жилых микрорайонов. На ТЭЦ установлено три паровых котла типа ТГМ–151 (А и Б) с паропроизводительностью 220 т/ч ($t_{\text{п}} = 535 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $p_{\text{п}} = 10 \text{ МПа}$), две турбины ПР–25–90, одна турбина ПТ–25–90 и одна турбина К–25–2,5/1,5 (не работает), разработанная ПО ЛМЗ (г. Санкт-Петербург). Покрытие пиковой теплофикационной нагрузки осуществляется за счет водогрейных котлов ПТВМ–50 и ПТВМ–100, установленных в отдельно стоящем здании котельной. Товарной продукцией ТЭЦ является электрическая энергия, тепловая энергия, химобессоленная и химочищенная вода.

Станция расположена на бывшей территории Верх-Исетского металлургического завода. Промзона ТЭЦ находится в северо-восточной части промплощадки ВИЗ. Главный корпус ТЭЦ и мазутохранилище построены в 70-е годы XX в.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ — 592 МВт (509 Гкал/ч).

Виды отпускаемых теплоносителей:

- пар производственный $8 \div 12 \text{ атм}$, $t = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- отопительная нагрузка $t_1 = 120 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и $t_2 = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- тепло на горячее водоснабжение с расходом 300 т/ч при $t = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- химически очищенная вода.

В качестве основного топлива используется природный газ, а в качестве резервного топлива — мазут марок 40 или 100. Имеется мазутное хозяйство. Фактический годовой расход газа — примерно 150000 тыс. нм^3 .

1. Тепловая схема ТЭЦ

Тепловая схема (см. рис. 1.1) устанавливает взаимосвязь всего оборудования, участвующего в выработке электроэнергии и тепла, отпускаемого внешним потребителям в виде сетевой и горячей воды. Компоновка основного оборудования ТЭЦ такая, что любая турбина или котел подсоединяются к общему паропроводу в зависимости от паровых нагрузок. Котлы вырабатывают перегретый (острый) пар для работы турбин. На ТЭЦ осуществляется регенеративный подогрев питательной воды, который повышает КПД. Для этого у турбин имеются нерегулируемые и регулируемые отборы.

Конденсат турбины, подаваемый насосом через ПНД в деаэратор, направляется в охладитель эжектора, отсасывающего воздух из конденсатора, а затем в охладитель выпаров из сальниковых уплотнений турбины. Суммарный подогрев конденсата в этих подогревателях у конденсационных турбин составляет несколько градусов, у теплофикационных он выше.

1.1. Основное оборудование: паровые котлы, турбины, пиковые водогрейные котлы

Марка котла ТГМ–151 (А или Б) расшифровывается так: Таганрогский газомазутный, модель 151, А — однорядное расположение горелок, Б — боковое расположение горелок. Котлы ТГМ–151 — это паровые котлы с выносными циклонами и естественной циркуляцией.

Конденсационная турбина ПТ–25–90 — это турбина с производственным и теплофикационным отборами с электрической мощностью 25 МВт и давлением перегретого (острого) пара 90 атм (с конденсатором и градирнями для охлаждения воды). Для работы конденсатора турбины применяется циркулирующая вода, которая охлаждается в градирнях. Таких турбин две.

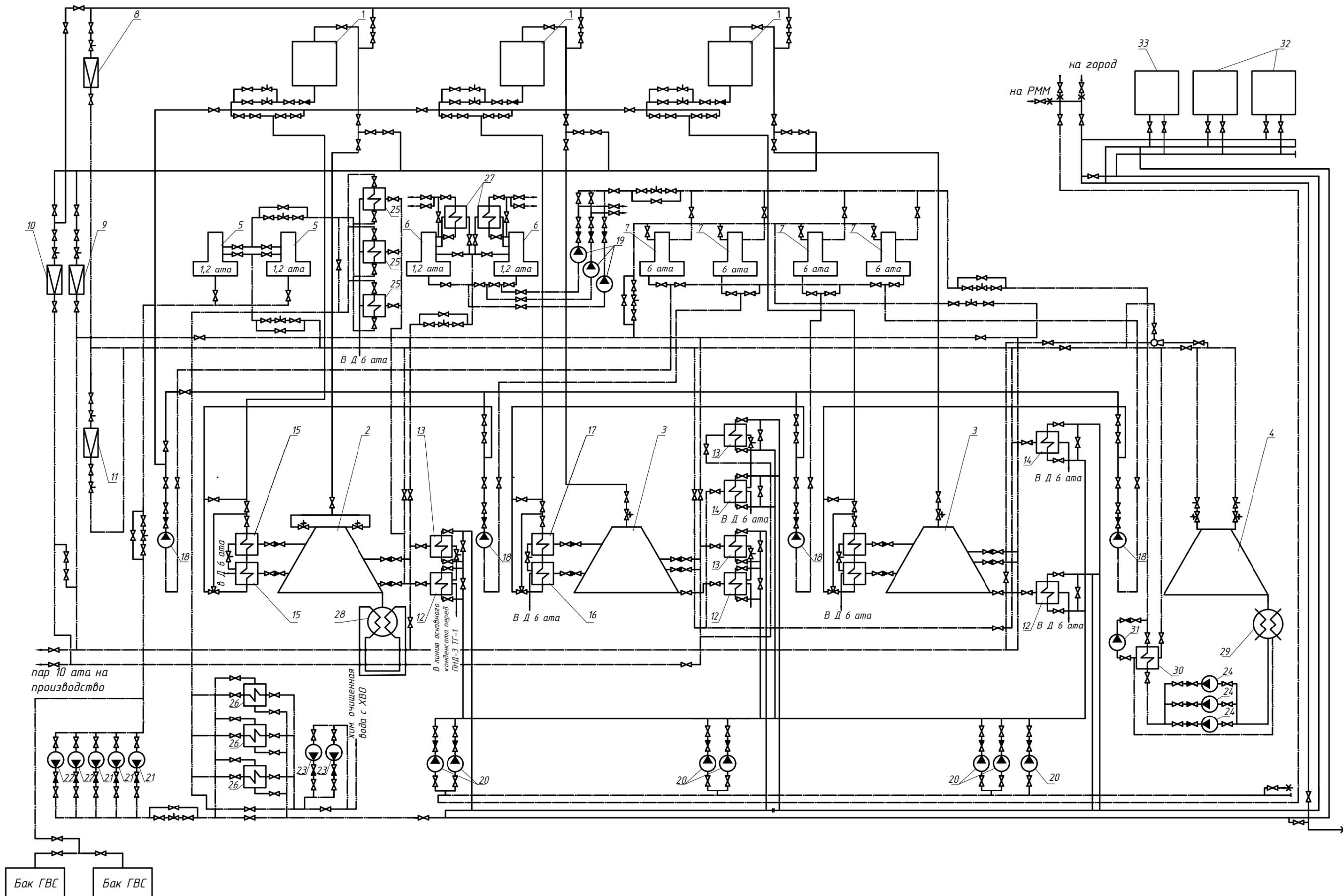


Рис. 1.1. Тепловая схема ТЭЦ:

1 — котел паровой; 2 — турбогенератор № 1; 3 — турбогенератор № 2, № 3; 4 — турбогенератор № 4; 5 — деаэратор 1,2 ата ГВС; 6 — деаэратор 1,2 ата; 7 — деаэратор 6 ата; 8–11 — РОУ; 12, 14 — бойлер основной; 13 — бойлер пиковый; 15–17 — ПВД; 18 — питательный насос; 19 — перекачивающий насос; 20 — сетевой насос; 21, 22 — подпиточный насос; 23 — насос химочищенной воды; 24 — конденсатный насос; 25 — подогреватель химочищенной воды; 26 — охладитель подпиточной воды; 27 — подогреватель хим. обессоленной воды; 28, 29 — конденсаторы ТГ № 1, № 4; 30 — ПНД; 31 — насос сетевой; 32 — пиковый водогрейный котел № 1; 33 — пиковый водогрейный котел № 2, № 3

Установленная турбина К–25–2,5/1,5 с конденсатором практически не используется.

Пиковые водогрейные котлы типа ПТВМ–50 и ПТВМ–100 [2] и цех химводоподготовки находятся в отдельных зданиях.

Названия водогрейных котлов ПТВМ–50 и ПТВМ–100 расшифровываются как пиковые теплофикационные водогрейные газомазутные с тепловой мощностью 50 и 100 Гкал/ч.

1.2. Установки сетевого и горячего водоснабжения

Предназначены для обеспечения потребителей теплом, передаваемым сетевой водой.

Организация подпитки теплосети

Подпитка теплосети производится химочищенной деаэрированной водой. Сырая вода насосами сырой воды (НСВ) (либо № 1, 3 — Д1250–70 производительностью 1250 м³/ч, $H = 70$ м вод. ст., либо № 2–1 Д-315–70 $Q = 315$ т/ч, $H = 70$ м вод. ст., либо № 4–5 НДВ–60 $Q = 250$ т/ч, $H = 70$ м вод. ст.) перед тем как попасть на химводоочистку проходит систему подогревателей.

После НСВ вода разделяется на два потока: линию обессоливающей установки и линию подпитки теплосети — по этим двум трубопроводам она поступает в цех химводоочистки.

На выходе из ТЭЦ и на входе в цех ХВО имеются переключки между трубопроводами, предназначенные для выравнивания температур и возможности работать по одному трубопроводу при выводе в ремонт другого.

В связи с уменьшением проходного сечения работа на одном трубопроводе возможна при пониженных расходах сырой воды.

Вода проходит к обессоливающей установке и теплосети СП, ЭОУ, ЭОСП ТГ–2,3, поступает в подогреватель сырой воды ПСВ–250 (ПСВ–125–7–15) и по линии теплосети подается на ПСВТ (ПСВ–200).

Кроме этих подогревателей, сырая вода проходит через воздухоохладители двигателей ПЭНов, маслоохладители ПЭНов, газоохладители генератора, воздухоохладители возбуждителей, откуда возвращается обратно на всас НСВ, маслоохладители ТГ–1,2,3; насосами НМО

(3 шт. 8 К–18 с $Q = 288 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 17,5 \text{ м вод. ст.}$) подается на всас НСВ. Также сырая вода подается для охлаждения вращающихся механизмов турбинного и котельного отделения, ЭО бойлеров, стопорных клапанов и передних лап ТГ–2, 3.

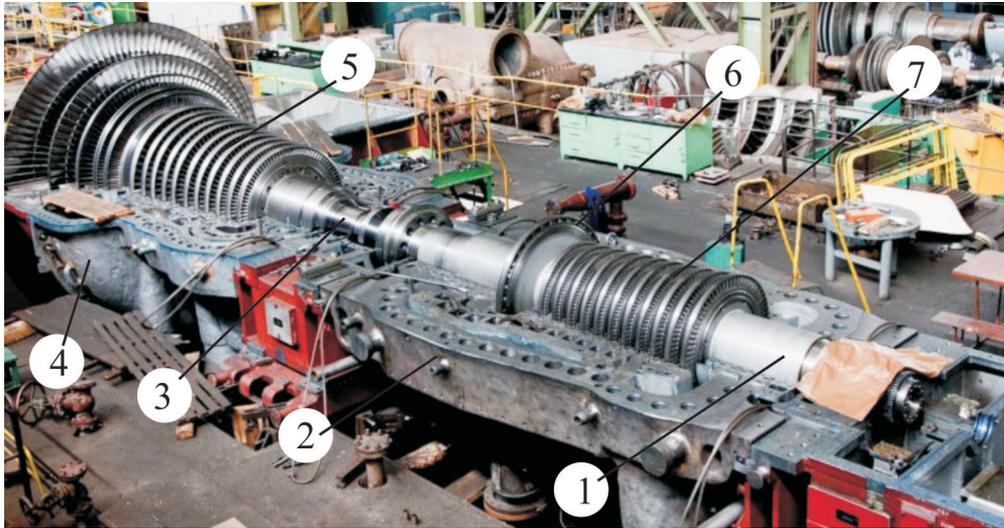


Рис. 1.2. Продольный разрез конденсационной турбины:

- 1 — вал турбины; 2 — цилиндр высокого давления; 3 — валоповоротное устройство; 4 — ступень низкого давления и выход пара из турбины (в конденсатор); 5 — ступень среднего давления; 6 — распределительный диск пара; 7 — рабочие лопатки

В химцехе в двух параллельно включенных осветлителях отстаиваются взвешенные частицы, снимаются окисляемость и щелочность. Вода может подаваться помимо осветлителей в бак коагулированной воды. Далее насосами прокачивается через механические фильтры, где освобождается от механических примесей, проходит декарбонизатор, где происходит уменьшение содержания углекислоты, и сливается в баки декарбонизованной воды. Далее химически очищенная вода поступает в турбинный цех по двум параллельным трубопроводам $\varnothing 159$ и $\varnothing 325$ мм. Вода, пришедшая по трубопроводу $\varnothing 325$ мм, для увеличения скорости потока попадает на всас двух насосов НХП (1 Д–315–50–71) и через три секции охладителей подпиточной воды (ОПВ) или, помимо них, подается на подогреватели химочищенной воды — ПХВ (3 шт. ПСВ–150–7–15), за которыми имеется линия рециркуляции со сбросом обратно на всас НХП. Далее вода поступает

в деаэраторы 1,2 атм горячего водоснабжения (ГВС). Вода по трубопроводу $\varnothing 159$ мм с ХВО проходит через подогреватель ПСВ–100 или, помимо него, поступает в охладитель выпара ДГВС и далее в деаэратор.

ПХВ питаются тем же паром, что и основные бойлеры. Конденсат греющего пара ПХВ двумя насосами (ЦНС–50/140 и ЦНСг–38/110) подается через регулятор в линию конденсата бойлеров или на всас трех конденсатных насосов бойлеров (КНБ) (двух КСД 140/140 и одного КСД 125/140).

Из деаэраторов ГВС химочищенная деаэрированная вода, пройдя охладители подпиточной воды, поступает в два бака-аккумулятора объемом по 700 м^3 каждый и на всас подпиточных насосов, которыми подается в коллектор обратной магистрали теплосети на всас сетевых насосов. При этом баки-аккумуляторы выполняют роль демпфера, сглаживающего скачки потребления подпиточной воды. При снижении ее расхода вода в баках копится, при увеличении — скачивается. Также возможна подача подпиточной воды потребителям по прямому сетевому трубопроводу в летнее время при ремонте обратного сетевого трубопровода.

Кроме этого, предусмотрена подача подпиточной воды по линии горячего водоснабжения (ГВ) самотеком к потребителям во время ремонта подпиточного узла.

Сетевыми насосами через напорный коллектор сетевая вода подается на основные бойлеры, затем на пиковые бойлеры (или помимо них) и через общую магистраль на водогрейные котлы (либо помимо них) потребителям.

Подогрев воды двухступенчатый — в основных подогревателях и в пиковых водогрейных котлах ПТВМ–50 и ПТВМ–100.

Бойлерная установка (см. рис. 1.3) состоит из трех параллельно включенных групп теплообменников (бойлеров): ТГ–1, ТГ–2 и ТГ–3:

- в ТГ–1: 1–2 сетевых насоса, один основной и один пиковый бойлер, включенные последовательно;
- в ТГ–2: 2 сетевых насоса, 2 основных параллельно включенных бойлера и один пиковый бойлер, включенный последовательно основным;
- в ТГ–3: 2 сетевых насоса, 2 основных бойлера, включенные параллельно друг другу.

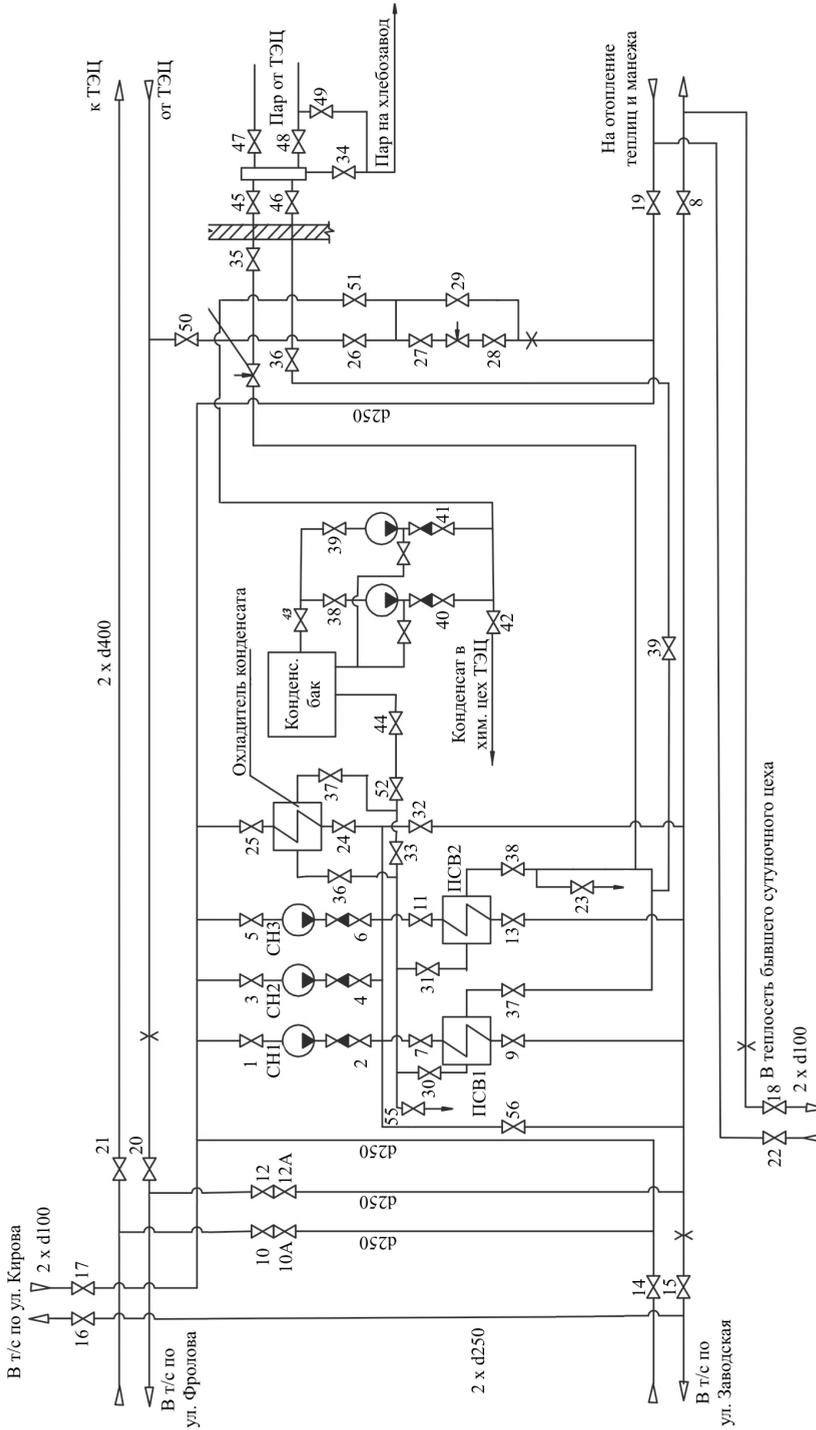


Рис. 1.3. Схема бойлерной

Греющим паром основных бойлеров (рис. 1.4) служит пар теплофикационных отборов или противодавления турбин, а также пар от РОУ 10/1,2 или от РРОУ 100/1,2. На пиковые бойлеры поступает пар от производственных отборов турбин или от БРОУ100/10 и РОУ100/10 (см. табл. 1.1).

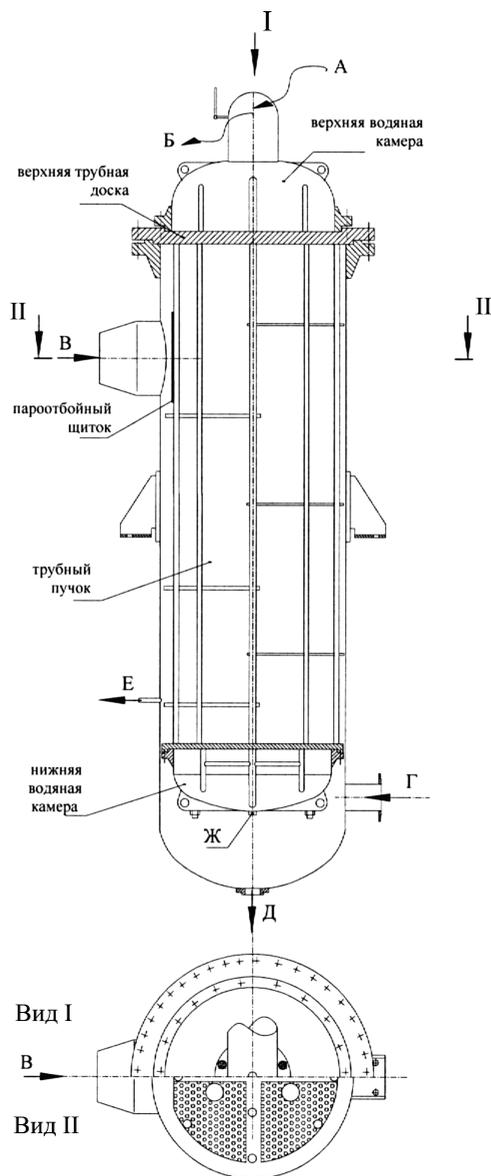


Рис. 1.4. Подогреватели сетевой воды ПСВ–14–23, ПСВ–500–3–23, ПСВ–315–14–23

Таблица 1.1

Подогреватель сетевой воды

Техническая характеристика						
№ п/п	Наименование параметра		Размерность	Величина		
1	Марка подогревателя		—	ПСВ–500–14–23	ПСВ–500–3–23	ПСВ–315–14–23
2	Назначение подогревателя в тепловой схеме		—	БП–1,2	БО–1,2,3	БО–4,5
3	Поверхность нагрева		м ²	500	500	315
4	Разрешенное давление в трубной систем		МПа	2,3	2,3	2,3
5	Разрешенное давление в корпусе		МПа	1,4	0,07 (0,3)	1,4
6	Температура воды	вход	°С	70	70	70
		выход	°С	150	120	150
7	Максимально допустимая температура греющего пара		°С	400	400	400
8	Пробное давление при гидроиспытаниях	в труб. сист.	МПа	2,9	3,05	3,1
		в корп.	МПа	3,4	0,3 (0,6)	2,1
9	Расход воды		т/ч	1800	1150	1130
10	Гидравлическое сопротивление трубной системы		МПа	0,06	0,055	0,048
11	Объем корпуса		м ³	8485	8347	7440
12	Объем трубной системы		м ³	3017	3017	1950
13	Масса подогревателя с водой в трубной системе		кг	18144	17667	15600
14	Масса подогревателя, заполненного водой		кг	26579	26009	23040
15	Трубный пучок	Кол-во трубок	шт.	1928	1926	1210
		Размер трубок $L \times D_{\text{нар}} \times b_{\text{ст}}$	мм	4550×19×1		
		Материал трубок	—	Латунь Л-68		

Конденсат греющего пара пиковых бойлеров при давлении в корпусе не более 0,35 МПа сливается в основной бойлер. Конденсат основных бойлеров через один из трех насосов подается в линию основного конденсата перед ПНД–3 ТГ–1 или в линии от перекачивающих

насосов на ПНД–1 ТГ–2 и ТГ–3, либо отдельным трубопроводом в деаэраторы при давлении 0,6 МПа.

При работе пикового бойлера в основном режиме контролируется давление в паровом пространстве основного бойлера, куда сбрасывается конденсат пикового бойлера. Давление не должно превышать 1,04 МПа. Бойлеры вертикального типа, сварной конструкции. По трубной системе проходит сетевая вода, между трубок — греющий пар. Отсос воздуха из бойлеров группы ТГ–1 и ПХВ, из бойлеров ТГ–2 и 3 производится двухступенчатыми эжекторами в атмосферу. Холодильники эжекторов охлаждаются сырой водой.

Трубные пучки бойлеров состоят из латунных трубок, развальцованных с обеих сторон в трубных досках.

1.3. Конструкции и работа деаэраторов, насосов, теплообменников

Для удаления кислорода и углекислоты из питательной воды установлены питательные деаэраторы повышенного давления ДСП–225 (4 шт.), а для удаления кислорода и углекислоты из подпиточной химически очищенной воды — ДСА–150 (2 шт.) и ДСА–300 (2 шт.). Принципиальная схема деаэратора представлена на рис. 1.5. Деаэраторы — это смесительные (ДС) теплообменники, которые выполняют две функции: удаляют из воды газы, вызывающие коррозию труб и оборудования, и подогревают воду до температуры насыщения. «А» — означает, что деаэратор атмосферный (давление близко к атмосферному), «П» — повышенного давления (0,6 МПа). Тарелки-ситы установлены в колонке деаэратора для превращения потока воды в мелкие струйки, чтобы увеличить поверхность соприкосновения воды с паром.

Для обеспечения безаварийной работы насосов все деаэраторы установлены на верхней отметке деаэрационной этажерки здания (между котельным и турбинным отделениями). Такая установка деаэраторов предотвращает возникновение кавитации при работе насосов.

Выбор насосов, характеристики

Напор выбираемого насоса определяется рабочим давлением в обслуживаемом теплообменнике и гидравлическим сопротивлением напорного трубопровода в соответствии с расходом.

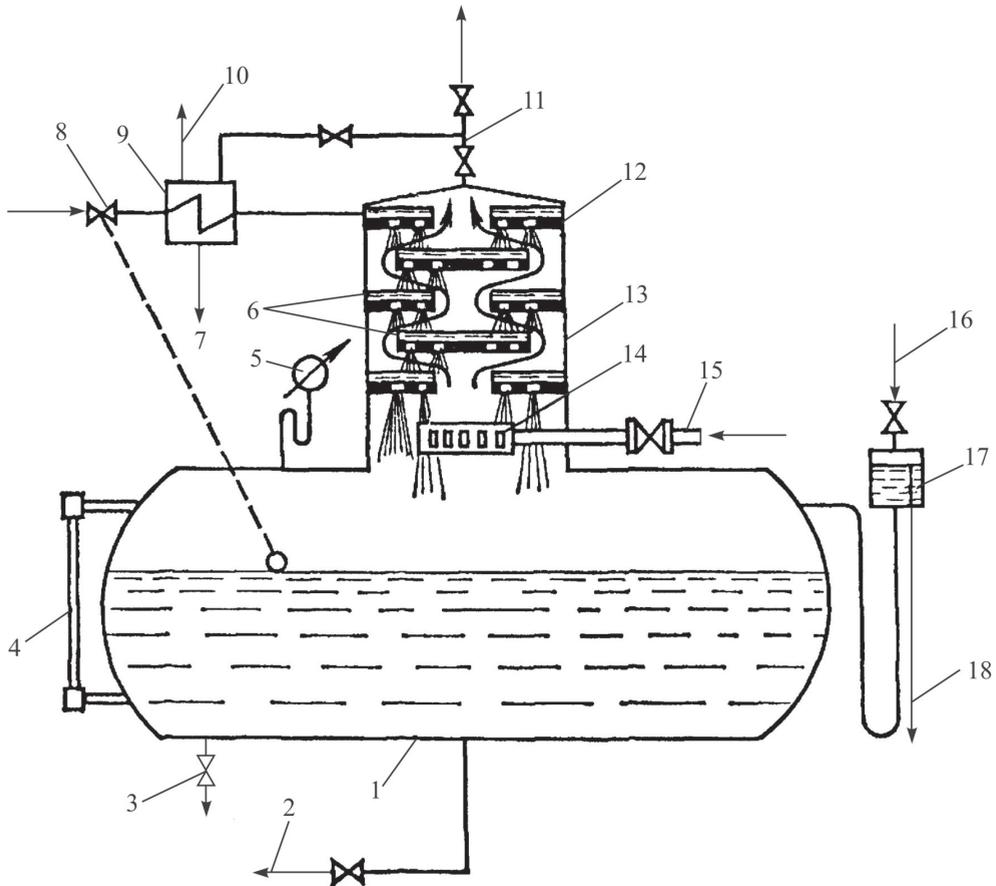


Рис. 1.5. Атмосферный смешивающий деаэратор:

1 — бак (аккумулятор); 2 — выпуск питательной воды из бака; 3 — дренажный вентиль; 4 — водоуказательное стекло; 5 — манометр; 6, 12 — тарелки; 7 — спуск воды в дренажный бак; 8 — автоматический регулятор подачи химически очищенной воды; 9 — охладитель выпара; 10 — выпуск пара в атмосферу; 11, 15 — трубы; 13 — колонка деаэратора; 14 — парораспределитель; 16 — впуск воды в гидравлический затвор; 17 — гидрозатвор; 18 — выпуск лишней воды из гидравлического затвора

По заданной подаче и рассчитанному напору по положению рабочей точки на расходном поле характеристик определяется тип насоса. По справочным данным выясняется кавитационный запас высоты, далее рассчитывается давление на входе в насос по давлению предвключенного теплообменника и гидравлическому сопротивлению всасывающего трубопровода, затем определяется действительный запас кавитационной высоты. Если расчетная цифра больше паспортной, то выбор заканчивают. В противном же случае на рас-

ходном поле характеристик ищут другой насос с большим кавитационным запасом.

Насосы котельного отделения

Насосы типа «К» (4 К–12, 3 КМ–6, 3 К–6) и 2,5 НФ — одноступенчатые центральные насосы консольного типа с осевым подводом воды.

Насос состоит из спирального корпуса и рабочего колеса, выполненного из двух дисков, соединенных лопатками (см. прил. 2).

Рабочее колесо имеет уплотняющие пояски, которые в паре с уплотняющими кольцами, запрессованными в спиральном корпусе и всасывающей патрубке, образуют уплотнение, служащее для уменьшения перетока жидкости из области высокого в область низкого давления.

Сальник насоса служит для уплотнения вала в месте выхода его из корпуса насоса, состоит из отдельных колец хлопчатобумажного пропитанного шнура, установленных с относительным смещением разрезов на 120° . Между кольцами набивки устанавливается кольцо сальника, в которое подводится жидкость для создания гидрозатвора. Для предотвращения вала от износа под сальниковой набивкой на вал установлена защитная втулка.

Вал монтируется на шарикоподшипниках в опорном кронштейне, имеющем масляную ванну. Смазка подшипников производится заполнением масляной ванны маслом индустриальным 20 или 30 до уровня, отмеченного на рисках маслоуказателя.

Привод насоса — электродвигатель, соединенный с насосом упругой муфтой.

Насосы 2Х–6 Л–151 — насосы обмывки РВВ — конструктивно похожи на насосы 4 К–12. Различие насосов 2Х–6 Л–1–51 — два подшипника: передний — роликовый, задний — шариковый. Рабочее колесо выполнено из сплава С15.

Характеристики сетевых, питательных и конденсатных насосов бойлеров приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Характеристики насосов

Тип насоса	4К–12	3К–6	3RV–6	2Х–6 Л–1–51	3К–9	2,5НФ
Q , м ³ /ч	90	45	45	29	54	40
H , мм вод. ст.	34	54	54	25	15	41,5
n , об/мин	2900	2900	2900	2900	2910	2890
N , кВт	13	17	17	17	7,9	10
t , °С	85	85	85	80	85	—

Краткое описание питательных электронасосов

Питательные электронасосы (ПЭН) служат для питания котлов. Из коллектора после деаэраторов 6 атм питательная вода поступает на всас четырех питательных электронасосов, затем через общий коллектор в три параллельные группы ПВД или, помимо ПВД, через холодный стояк, в общий коллектор к котлам. Для нормальной работы при малых расходах питательной воды насосы имеют линию рециркуляции со сбросом воды в деаэраторы.

На ТЭЦ установлены четыре насоса типа ПЭ–270–150.

Проточная часть насосов образована секциями, соединенными стяжными болтами. Насосы выполнены десятиступенчатыми. Осевое усилие воспринимается гидравлической пятой, из камеры разгрузки вода отводится на всас насоса. На двигателе и насосе установлены подшипники скольжения.

Подготовка к пуску и пуск насосов

Перед пуском насосов проверить:

- наличие масла в масляной ванне, при необходимости долить;
- состояние набивки сальников;
- открытие вентиля к манометру;
- затяжку крепежных деталей;
- установку ограждений вращающихся частей;
- подготовить электродвигатель к пуску, проверить состояние заземления, кнопок аварийного отключения и управления;
- закрыть задвижку на напорном трубопроводе;
- открыть воздушник на насосе;
- открыть задвижку на всасе насоса;
- заполнить насос и воздушник закрыть;
- включить электродвигатель, прослушать насос, проверить направление вращения и давление на напоре;
- открыть задвижку на напорном трубопроводе, установить необходимый расход воды.

Примечание: Работа насоса на закрытую напорную задвижку больше 2÷3 минут запрещается.

2. Топливо

Рабочим топливом ТЭЦ является природный газ, а резервным — мазут [1]. Параметры топлива:

- давление мазута для котлов № 1, 2, 3 — $9 \div 10$ кгс/см² (изб.);
- температура мазута марки М100 — $100 \div 115$ °С;
- характеристика мазута марки М100 и М40;
- давление газа после регулирующего клапана РТГ — $0,2 \div 0,8$ кгс/см² (изб.);
- элементарный состав природного газа.

2.1. Состав и свойства природного газа

В котлах сжигается газ Тюменского месторождения следующего состава, % (по данным на 2013 г.): метан — 97,376; этан — 0,703; пропан — 0,315; изобутан — 0,047; бутан — 0,06; изопентан — 0,013; пентан — 0,010; гексаны — 0,007; N₂ = 1,373; CO₂ = 0,076; O₂ = 0,021.

Балластные составляющие — азот, углекислый газ. Природный газ является сухим, бессернистым, высококалорийным топливом. Его низшая теплота сгорания $Q_i' = 7975$ ккал/м³ или 33415 кДж/м³. Температура воспламенения 650 — 700 °С. Удельный вес газа при 0 °С и 760 мм рт. ст. — 0,639 кг/м³, область взрывоопасности газовой смеси с воздухом — от 5 до 15%. Газ к горелкам котлов подводится от ГРП через систему трубопроводов.

2.2. Схема газорегуляторного пункта. Разводка трубопровода газа по горелкам котла

Газорегуляторный пункт (см. рис. 2.1) предназначен для снижения давления газа до заданной величины, поддержания заданного давления вне зависимости от изменения расхода газа и давления на входе в ГРП, прекращения подачи газа при повышении или понижении его давления после ГРП сверх установленных норм.

В комплект оборудования ГРП входят: фильтр для очистки газа от механических примесей, предохранительно-запорный клапан, автоматически отключающий подачу газа потребителям в случае выхода из строя регулятора давления газа, регулятор давления газа, снижающий давление газа и автоматически поддерживающий его на заданном уровне, предохранительно-сбросной клапан на выходе газа, обеспечивающий сброс избыточного газа в случае неплотного закрытия предохранительно-запорного клапана или регулятора давления, и манометры для замера давления газа на входе и выходе из ГРП. Для сброса газа устанавливают продувочные свечи.

В зависимости от времени года газ подается по разным ниткам (летней или зимней). Расход газа через первую нитку — 40 тыс. м³/ч, через вторую — 80 тыс. м³/ч. Редуцирование газа — от 5–6 кгс/см² на входе и 1,2 кгс/см² на выходе (к котлам).

2.3. Состав и свойства мазута. Мазутное хозяйство

Мазут используется как резервное топливо. Основные характеристики мазутов марок М40 и М100 даны в табл. 2.1. Мазутохранилище (мазутный склад) служит для хранения мазута, а также для подготовки его к сжиганию, включает в себя два наземных резервуара емкостью 2000 м³ и 3000 м³. Мазутное хозяйство представляет собой комплекс сооружений, устройств и агрегатов, предназначенных для приема, хранения и подготовки мазута к сжиганию, бесперебойного снабжения подогретым и профильтрованным топочным мазутом в количестве, требуемом нагрузкой котельной, и с необходимым давлением и вязкостью.

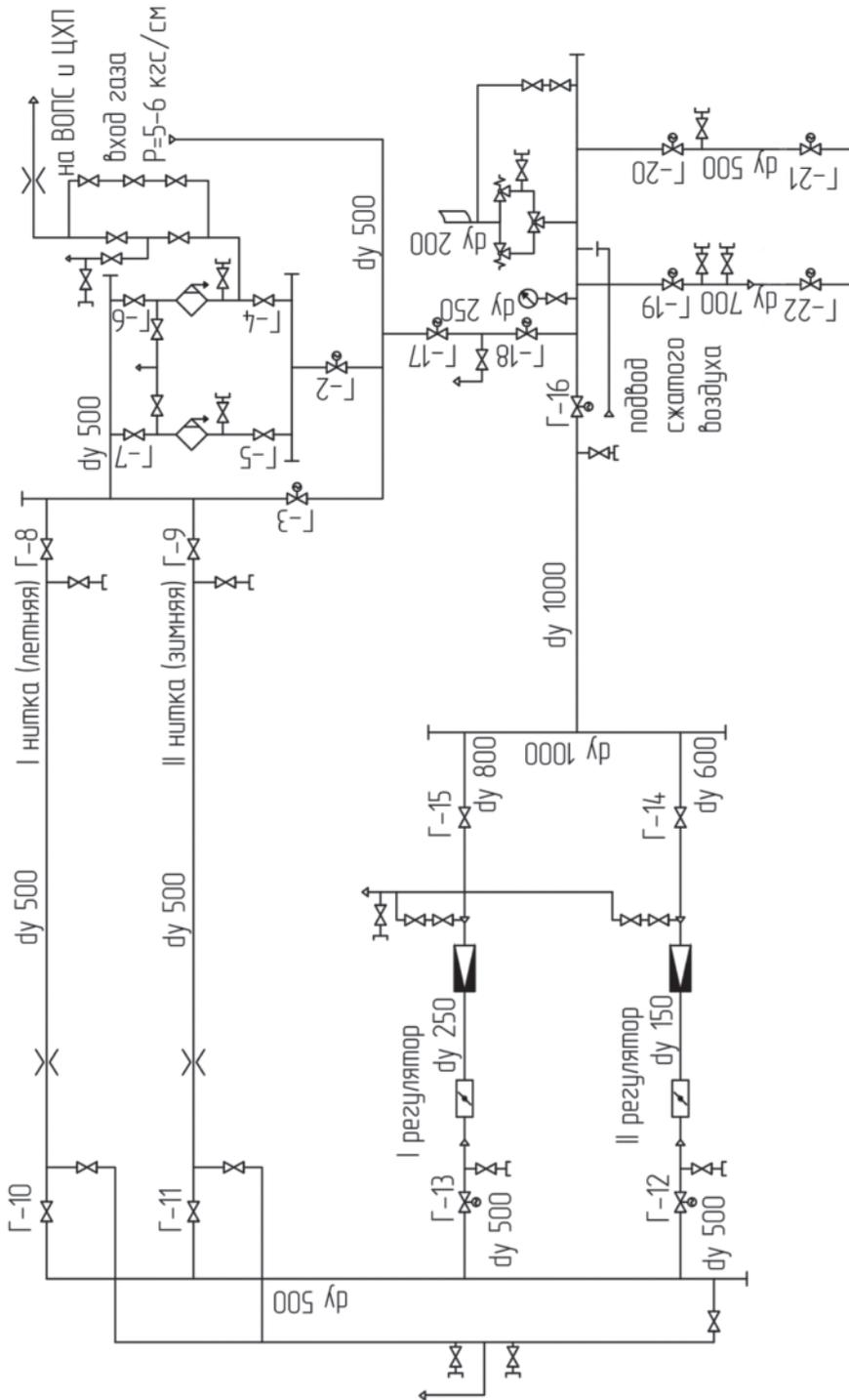


Рис. 2.1. Схема ГРП и разводка газа по котлам ТЭЦ Уралметром

Таблица 2.1

Характеристики мазутов М40 и М100

Наименование показателя	Мазут топочной марки	
	40	100
Вязкость условная, °ВУ, не более при 800 °С	8,0	15,5
Зольность, %, не более	0,15	0,15
Содержание воды, %, не более	2,0	2,0
Содержание серы, %, не более	0,5 для малосернистого	
Температура вспышки при определении в открытом тигле, °С, не ниже	90	110
Температура застывания, °С, не ниже	+ 10	+ 25
Теплота сгорания низшая, кДж/кг	40643	40433
	для малосернистого	
Плотность при 200 °С, г/см ³	для малосернистого	
	0,945	0,960
Углеводород С, %	87,5	87,5
Водород Н, %	11,5	11,1
Кислород + азот (0 + N), %	0,6	1,0

Для обеспечения выполнения перечисленных задач на мазутном хозяйстве имеются следующие участки:

- приемно-сливное устройство;
- мазутохранилище с металлическими резервуарами;
- мазутонасосная;
- магистральные паромазутопроводы от мазутонасосной до котельной.

Приемно-сливное устройство предназначено для приема, слива и перекачки в резервуары мазутохранилища прибывшего в ж/д цистернах мазута и состоит из следующего оборудования:

- двухпутная сливная эстакада с проходным стационарным мостиком длиной 72 м, рассчитанным на одновременный прием 12 цистерн;
- межрельсовые подземные сливные лотки, соединенные каналами, по которым слитый из цистерн мазут самотеком поступает в промежуточную емкость, внизу лотков и каналов проложены паропроводы диаметром Ø57х3,5, предназначенные для поддержания температуры слитого мазута и улучшения его транспортировки;

- гидрозатвор и фильтр-сетка подъемная с ячейками 10×10 мм расположены в каналах, гидрозатвор служит для предотвращения распространения взрывной волны или пламени в приемный резервуар при загорании мазута в лотках или в сливной эстакаде; фильтр-сетка служит для защиты перекачивающих насосов и резервуара от крупных предметов: случайно попавших рукавиц, спецодежды и т. д;
- подземная приемная емкость $V = 400 \text{ м}^3$, предназначенная для сбора сливаемого мазута из цистерн и сглаживания неравномерности слива;
- на приемной емкости установлены два перекачивающих погружных насоса 12НА–22Х6 для перекачки мазута в основные резервуары, два вентиляционных патрубка ВН–250, два люка-лаза с откидной крышкой диаметром 650 мм для осмотра, очистки и ремонта.

К резервуарам подходят следующие трубопроводы: всасывающий $\text{Ø}237 \times 8$ мм, циркуляционного контура $\text{Ø}159 \times 4,5$ мм, заполнения $\text{Ø}273 \times 8$ мм, паропровод $\text{Ø}108 \times 4$ мм, конденсатопровод $\text{Ø}57 \times 3,5$ мм, трубопровод обратного мазутопровода с ТЭЦ $\text{Ø}89 \times 4,5$ мм, трубопровод обратного мазутопровода с ПВК $\text{Ø}89 \times 4,5$ мм, трубопровод зачистки $\text{Ø}108 \times 4$ мм.

Резервуары оборудованы следующими приборами и приспособлениями:

- люками-лазами;
- замерным люком для отбора проб мазута и измерения уровня;
- дыхательными клапанами в количестве 1 шт.;
- люками для установки пеногенераторов в количестве 2 шт.;
- пеногенераторами ГВН–600 (3 шт. для бака $V = 200 \text{ м}^3$, 4 шт. для бака $V = 3000 \text{ м}^3$);
- датчиками для обнаружения пожара (спринклерная головка с $t_{\text{плавл}} = 141 \text{ °C}$);
- основными предохранителями в количестве 2 шт.;
- осветительной мачтой, оборудованной молниеотводом;
- стационарной системой водяного охлаждения внешней поверхности;
- дренчерными оросителями;
- внутри бака имеются 5 секционных паровых подогревателей;
- коллекторами сброса циркуляционного контура и заполнения с соплами.

Подогрев мазута в резервуаре при температурах от $30 \div 60$ до $70 \div 80$ °С может производиться 5 секционными подогревателями, а также за счет подогрева мазута внутренней рециркуляции через два подогревателя ПМ–10–120.

В помещении мазутонасосной и рядом с ним размещено следующее основное оборудование (см. рис. 2.2):

- три центробежных мазутных насоса 5Н–5Х8, подающие мазут из резервуаров на ТЭЦ для сжигания в котельных агрегатах № 1, 2, оснащенных механическими форсунками, через подогреватели, фильтры грубой очистки. Топливо на всас к насосам поступает самотеком от резервуаров за счет разности отметок установки насосов и уровня топлива в баке (после установки на КА № 1, 2 паромеханических форсунок насосы находятся в холодном резерве);
- два рециркуляционных насоса типа КСМ–30–150 и 5 НК–5Х1 (НРМ–1,2), служащие для циркуляции мазута в системе мазутопроводов и поддержания системы в горячем состоянии при длительном отсутствии потребления мазута, а также для подачи на сжигание в паромеханических форсунках КА № 1, 2, 3;
- два рециркуляционных насоса типа 5 НК–5Х1 (НРМ–3, 4), предназначенные для подачи мазута на «старую» мазутостанцию и на горный цех и поддержания системы в горячем состоянии (на данный момент линии отключены и заглушены);
- два фильтра тонкой очистки ФМ–10–240–40, установленные на линии внутренней рециркуляции (фильтр состоит из следующих основных частей: крышки, фильтрующей сетки, каркаса для сетки, корпуса);
- четыре фильтра грубой очистки ФМ–4030–5, установленные на выходном коллекторе насосной;
- два конденсатных насоса типа 2 К–6 для откачки конденсата из бака $V = 10 \text{ м}^3$ на химводоочистку.

На открытой площадке установлены:

- четыре основных подогревателя мазута ПМ–40–30, предназначенные для подогрева мазута до температуры, обеспечивающей нормативную вязкость; подогреватели установлены после основных мазутных насосов до фильтров;
- два подогревателя ПМ–10–120 для подогрева мазута в резервуарах мазутного склада и поддержания системы в горячем состоянии;

- конденсатный бак $V = 10 \text{ м}^3$,
- расширитель $V = 6 \text{ м}^3$, в который заведены сбросы со спутников внутренних мазутопроводов;
- помещение мазутонасосной оборудовано ручной кран-балкой грузоподъемностью 1,5 т.

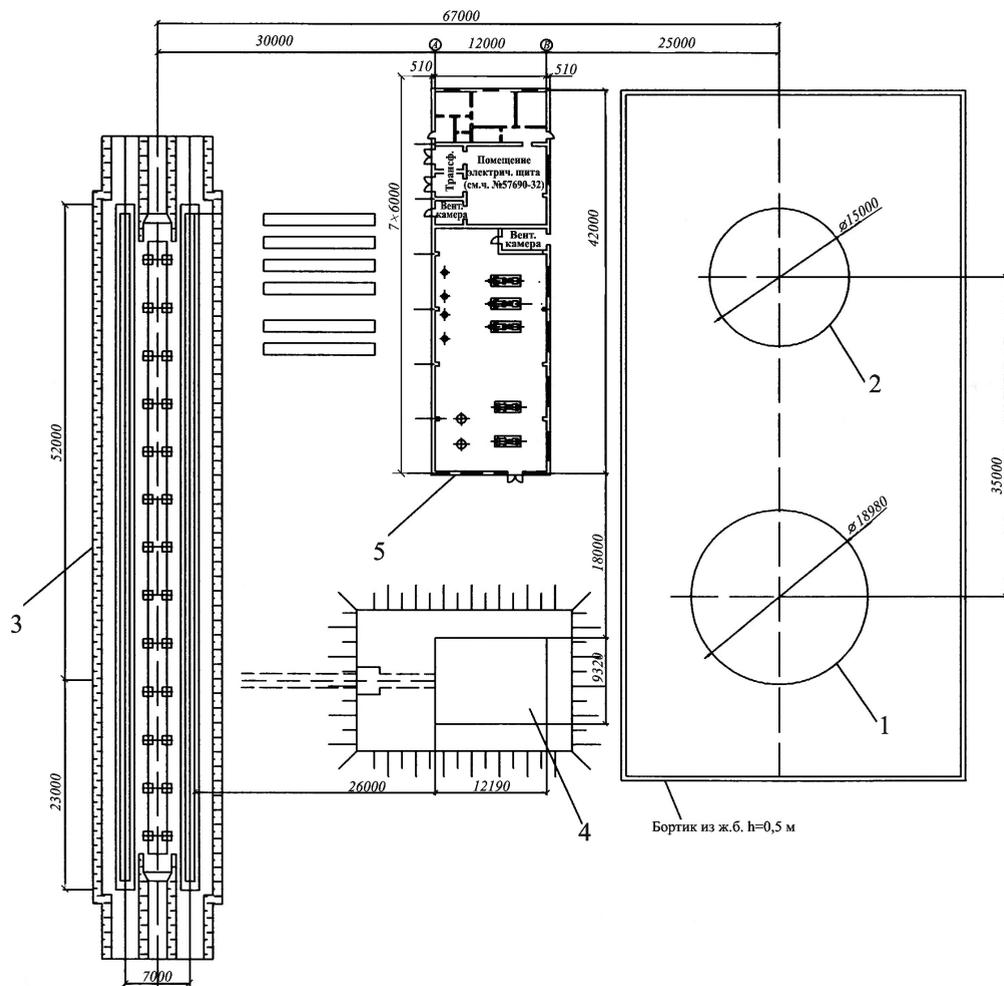


Рис. 2.2. План расположения сооружений мазутного хозяйства и план мазутонасосной на отметке 0.000:

1 — мазутный резервуар $V = 3000 \text{ м}^3$, 2 — мазутный резервуар $V = 2000 \text{ м}^3$, 3 — двухпутная эстакада для слива мазута на 12 цистерн, 4 — промежуточная емкость $V = 400 \text{ м}^3$, 5 — мазутонасосная

Трубопроводы пара, конденсата, прямых и обратного мазутопроводов замазученной воды выполнены с тепловой изоляцией.

На трубопроводах мазута у здания мазутонасосной и главного корпуса установлены пожарные задвижки с электрическим приводом.

Краткое описание системы мазутного хозяйства

На мазутном хозяйстве имеются:

- система паровой продувки оборудования и мазутопроводов;
- система дренажей оборудования и мазутопроводов;
- система паропроводов и конденсатопроводов;
- система приточно-вытяжной вентиляции;
- система охлаждающей воды.

Пар на мазутное хозяйство подается из главного корпуса по двум магистральным паропроводам диаметром 133×4 мм (приборы по расходу пара на мазутное хозяйство установлены на ЦТЩ ТЭЦ) и используется в качестве теплоносителя для разогрева мазута в цистернах, сливных лотках, приемных и расходных резервуарах, подогревателях мазута и трубопроводах (спутниках), обогрева бытовых помещений. В помещении мазутонасосной система паропроводов и конденсатопроводов включает в себя регулирующие клапаны на паропроводах к подогревателям мазута, паровые регистры в емкостях мазута, конденсатоотводчики, расширитель конденсата после обогрева, конденсатный бак, конденсатные насосы.

Паровая продувка оборудования и мазутопроводов осуществляется паром давлением 6 кгс/см² от коллектора собственных нужд. Продувка осуществляется путем вытеснения паром мазута в дренажную систему. У каждой единицы оборудования имеется дренаж. Все дренажи объединены в общий коллектор, который опорожняется в приемную емкость, откуда наружными насосами мазут перекачивается в расходные баки.

Характеристика топлива, поступающего на мазутное хозяйство.

Основной маркой мазута для работы котлов ТЭЦ является мазут топочный М100, а также возможно применение менее вязкого мазута М40.

Степень текучести мазута характеризуется его вязкостью. Она измеряется вискозиметром. Сравнивают время истечения из вискозиметра 200 см³ мазута, нагретого до 80 °С, с временем истечения такого же количества дистиллированной воды при 20 °С.

Если на истечение мазута затрачивается времени, предположим, в 10 раз больше, чем на истечение воды, то говорят, что вязкость мазута при $t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ равна 10 град условной вязкости (мазут М40).

Температура вспышки — температура, при которой выделяемые при нагреве пары мазута образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени.

Особое внимание к эксплуатации требуется при использовании мазута с низкой температурой вспышки, т. к. при его подогреве до температуры, близкой температуре вспышки, возрастает пожарная опасность, ухудшаются условия труда вследствие выделения вредных паров, а также всасывание мазута насосами. Запрещается нагревать мазут до температуры вспышки.

Доставка мазута производится железнодорожным транспортом к сливной эстакаде, где установлены сливные лотки, обогреваемые паром. При сливе разогрев мазута в цистернах производится открытым паром давлением 9 атм и температурой $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ до температуры $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (марка 100) и $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ (марка 40).

Приемные лотки сливной эстакады, канал к промежуточной емкости, промежуточная емкость и дренажный приямок в мазутонасосной облицованы металлическим листом для предотвращения проникновения мазута в грунт.

3. Котельное отделение.

Устройство и работа котла ТГМ–151Б

В котельном отделении находятся три котла ТГМ–151, два плунжерных насоса для подачи гидразина.

Газомазутные однобарабанные парогенераторы ТГМ–151 (рис. 3.1) имеют камерную топку с 4 (тип А) или 12 (тип Б) комбинированными горелками. ТГМ–151Б наиболее поздней модификации имеет систему трехступенчатого испарения (с выносными циклонами).

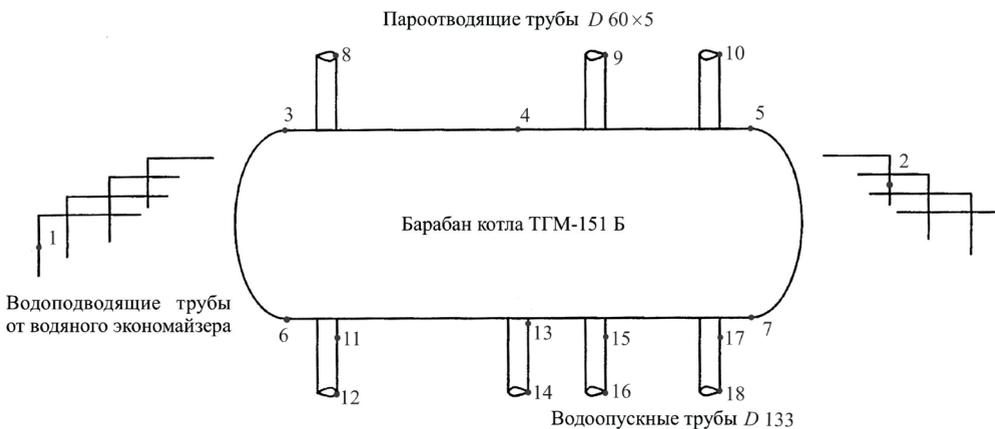


Рис. 3.1. Точки контроля температуры металла при растопке и останове котлов № 1, 2, 3:

1, 2 — точки контроля температуры металла на водоподводящих трубах; 3, 4, 5 — точки контроля на паровой стороне корпуса котла; 6, 7 — точки контроля на водяной стороне корпуса котла; 8, 9, 10 — точки контроля температуры металла на пароотводящих трубах; 11, 12 — точки контроля температуры металла на водоотпускных трубах; 13, 14 — точки контроля температуры металла на рециркуляционных трубах, 15, 16, 17, 18 — точки контроля на водоотпускных трубах

Котельный агрегат типа ТГМ–151Б номинальной производительностью 220 т/ч с рабочим давлением за главной паровой задвижкой 100 кг/см^2 и температурой перегретого пара $540 \text{ }^\circ\text{C}$ предназначен для получения пара высокого давления при сжигании газа или мазута [2].

Котел имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры, являющейся восходящим газоходом, поворотной камеры и опускающей конвективной шахты. В верхней части топки (на выходе из нее) и в поворотной камере размещена ширмовая часть пароперегревателя, в опускающем газоходе — конвективная часть пароперегревателя и экономайзера. Позади конвективного газохода установлены два регенеративных воздухоподогревателя. Топочная камера имеет призматическую форму. Объем топочной камеры 780 м^3 .

Стены топочной камеры экранированы трубами $\text{Ø}60 \times 5 \text{ мм}$ (материал труб — Ст20). Потолок топочной камеры экранирован трубами пароперегревателя.

3.1. Комбинированные горелочные устройства

На фронтальной стене топочной камеры котлов № 1, 2 установлены по восемь газомазутных горелок, расположенных в 2 яруса. Каждая горелка имеет индивидуальный подвод воздуха (рис. 3.2).

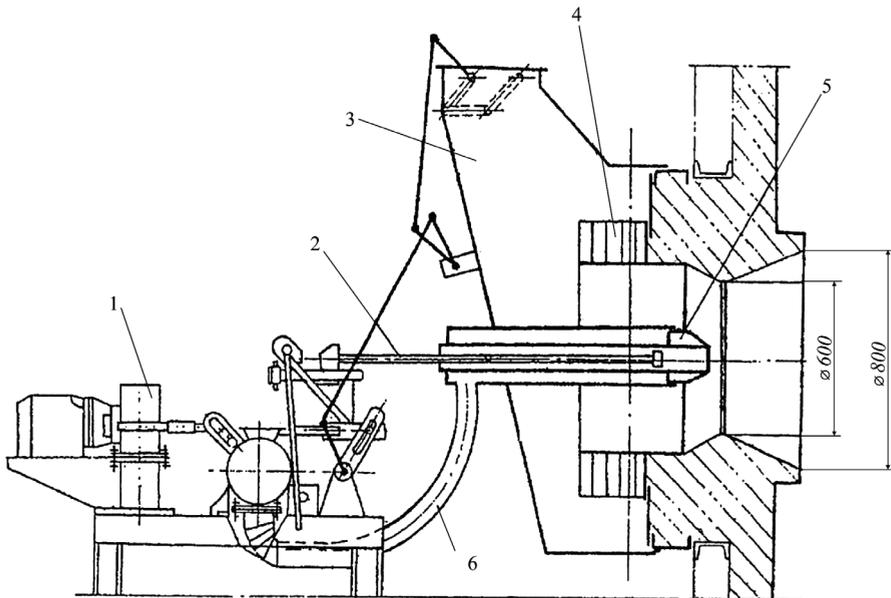


Рис. 3.2. Горелка газомазутная котлов ТГМ–151 (ст. № 1, 2):

1 — привод горелки, 2 — мазутная форсунка, 3 — воздушный короб, 4 — направляющий аппарат, 5 — насадка газовой горелки, 6 — кольцевой газовый коллектор

Для улучшения перемешивания воздуха с топливом горелки имеют направляющие аппараты, проходя через которые воздух турбулизируется. По оси горелки расположена форсунка механического распыления мазута.

Газ подается по кольцевому каналу, образованному двумя трубами, и выходит через радиальные отверстия в насадке, установленной на конце наружной трубы. Амбразура горелки выполнена из шамотного кирпича и имеет пережим диаметром 600 мм. Скорость воздуха в узком сечении горелки (пережиме) — $30 \div 35$ м/с.

На верхнем ярусе расположено четыре устройства для подачи вторичного воздуха (шлицы) с целью подавления оксидов азота. Каждое устройство в виде шиберов имеет ручное и дистанционное управление.

На котле № 3 установлены четыре газомазутных горелки в два яруса (рис. 3.3).

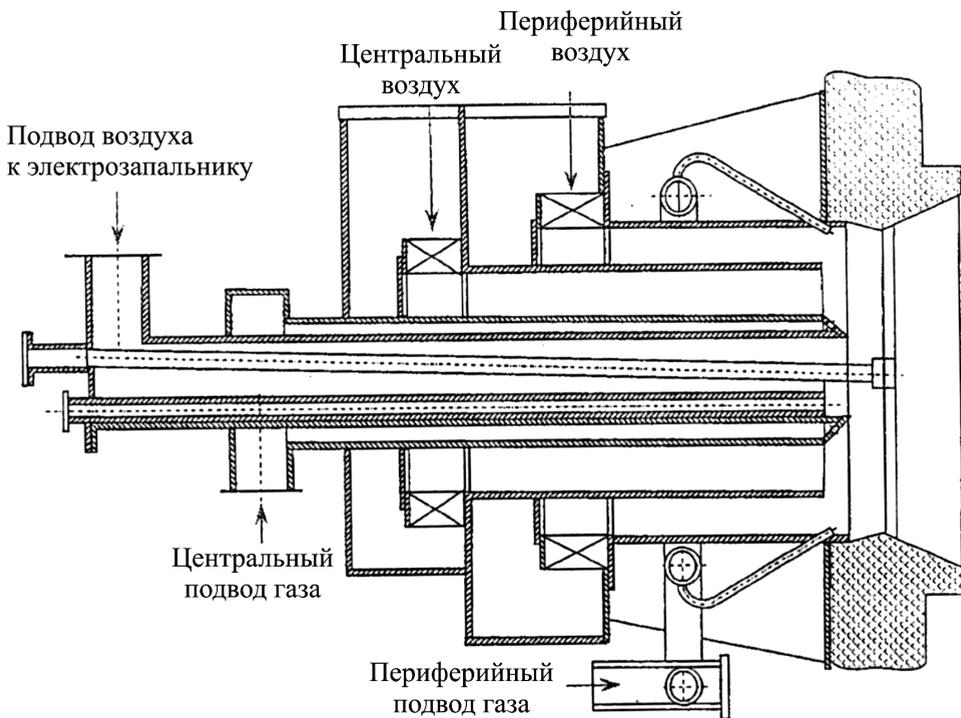


Рис. 3.3. Горелка газомазутная котла ТГМ-151 (ст. № 3)

Воздух подается вниз через два кольцевых (центральный и периферийный) канала, предварительно получив закрутку в направляющих

аппаратах. Скорость воздуха в пережиге амбразуры 40 м/с. На оси горелки установлена мазутная форсунка с подводом воздуха через кольцевой канал для охлаждения форсунки. Подача газа — центральная (по кольцевому каналу, расчетная скорость 147 м/с) и периферийная (через отверстия, расчетная скорость — 100 м/с).

Каждая растопочная горелка оборудована запально-зажигательным устройством.

С фронта и тыла топочной камеры расположены коллекторы для подачи вторичного воздуха. От каждого коллектора в топку выведены по 4 устройства для подачи вторичного воздуха (шлицы). Устройства имеют как индивидуальные шиберы на каждый шлиц, так и общие шиберы с правой и левой стороны коллекторов.

3.2. Схема циркуляции котла

Схема циркуляции котла естественная (см. рис. 3.4). Котловая вода по опускным трубам идет в нижние коллекторы экранных труб. Откуда поступает в экранные трубы топки. На расстоянии примерно 0,75 м от коллекторов вода закипает и образовавшаяся пароводяная смесь движется вверх, причем паросодержание увеличивается по мере движения пароводяной смеси к верхним коллекторам, а затем поступает к паро-сепарационным циклонам. После циклонов пар проходит через промывочное устройство (с питательной водой) и далее — в пароперегреватель. Для обеспечения устойчивой циркуляции в каждом котле все испарительные экраны секционированы. Фронтальной экран состоит из 4 панелей — в двух крайних панелях по 38 труб, в двух средних — по 32 трубы. Боковые экраны имеют по три панели. Каждая панель имеет 30 труб. Задний экран имеет 4 панели. В двух крайних панелях по 38 труб, в двух средних по 32 трубы. Для улучшения омывания ширм дымовыми газами и защиты верхних камер заднего экрана от радиации трубы заднего экрана в верхней части образуют выступ в топку с вылетом 2000 мм (по осям труб). Тридцать четыре трубы не участвуют в образовании выступа, а являются несущими (по 9 труб в крайних панелях, по 8 в средних). Экранная система, кроме панели заднего экрана, подвешена за верхние камеры посредством подвесок к металлоконструкциям потолочного перекрытия.

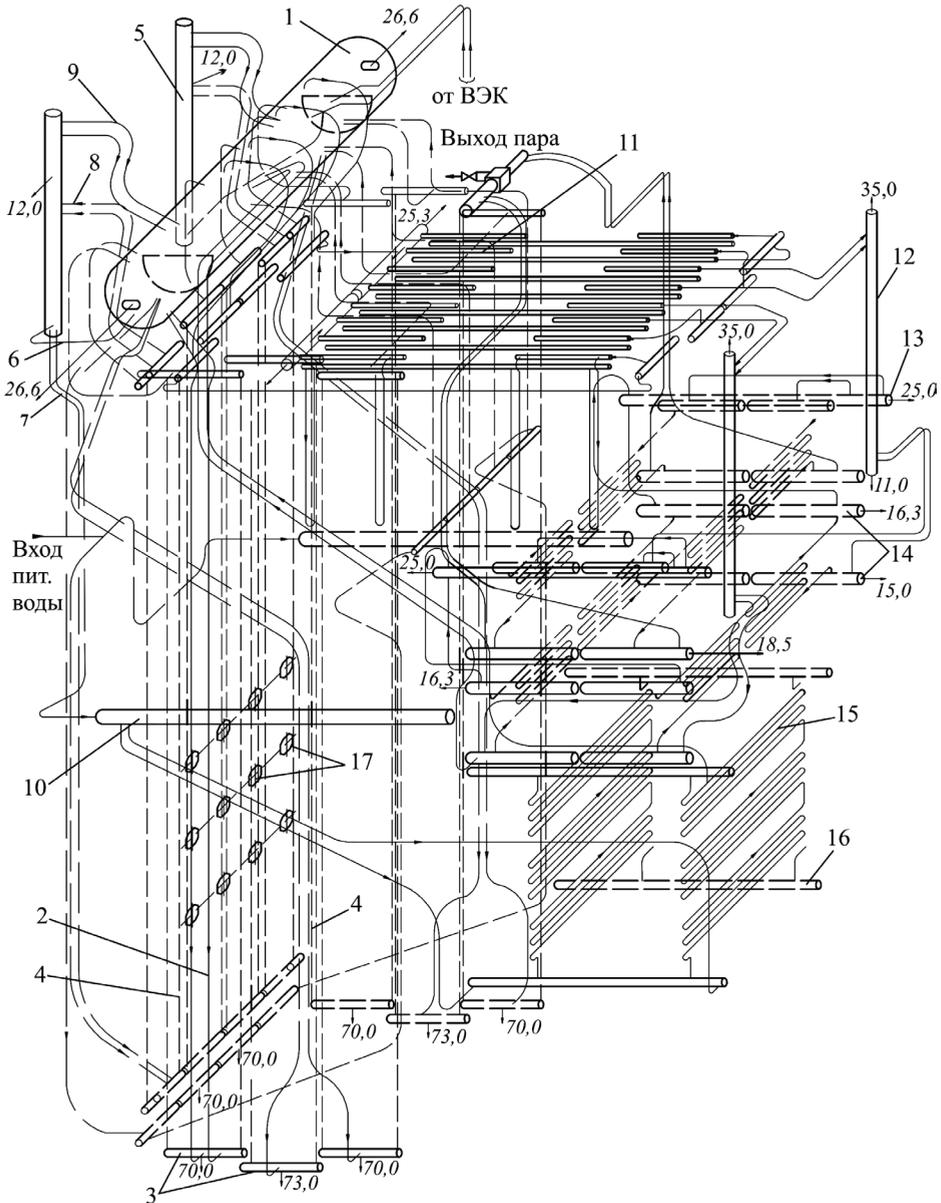


Рис. 3.4. Схема циркуляции котла ТГМ-151 Б:

1 — барабан котла, 2 — опускные трубы, 3 — нижние коллекторы экранных труб, 4 — подъемные парогенерирующие трубы, 5 — выносной циклон (ВЦ), 6 — подача котловой воды из барабана в ВЦ, 7 — опускные трубы ВЦ, 8 — подача пароводяной смеси в ВЦ, 9 — подача пара из ВЦ в барабан, 10 — встроенный конденсатор перед ВЭК, 11 — коллекторы ширмового пароперегревателя, 12 — вертикальный пароохладитель, 14 — коллекторы конвективного горизонтального пароперегревателя, 15 — верхний пакет ВЭК, 16 — нижний входной коллектор ВЭК, 17 — горелки котла

Панели заднего экрана подвешены при помощи 12 обогреваемых подвесных труб $\text{Ø}131 \times 10$ мм (материал — Ст20) к потолочному перекрытию. Для предотвращения прогиба в топку трубы экранов по высоте через 3÷5 м имеют пояса креплений, допускающие свободное перемещение труб по вертикали. Панели задних экранов в нижней части образуют скат к фронтальной стене топки с уклоном 15° к горизонтали и образуют холодный под, покрытый со стороны топки шамотным кирпичом и хромитовой массой.

Для придания жесткости нижней части экранной системы имеется специальный пояс жесткости. На котле ТГМ–151 Б для сепарации пароводяной смеси установлено два выносных циклона.

3.3. Барабан и паросепарационные устройства, внутрибарабанные и выносные циклоны

На котлах установлен барабан с внутренним диаметром 1600 мм и толщиной стенки 100 мм, выполненный из стали 22 К.

Котел ТГМ–151 Б имеет трехступенчатую схему испарения. Первая и вторая ступени испарения организованы внутри барабана, третья — в выносных циклонах (см. рис. 3.5).

Отсек первой ступени испарения находится в середине барабана, два отсека второй ступени — по торцам. Внутри барабана водяные объемы соленых отсеков отделены от чистого отсека перегородками (по воде) с трубами для питания второй ступени (см. рис. 3.6).

Питательная вода после экономайзера поступает в чистый отсек барабана. Питательной водой для соленых отсеков второй ступени испарения является котловая вода чистого отсека, которая поступает через отверстия в разделительных перегородках отсеков. Питательной водой для третьей ступени является котловая вода второй ступени.

Непрерывная продувка котла осуществляется из водного объема выносных циклонов. Схема внутрибарабанных устройств изображена на рис. 3.7.

Питательная вода, поступающая из экономайзера в барабан, разделяется на две части. Одна половина потока воды по трубам 5 направляется в водное пространство барабана, вторая половина вводится в продольный раздающий коллектор, выходит из него через отверстия и растека-

ется по дырчатому листу 6, через который проходит насыщенный пар. При прохождении пара через слой питательной воды осуществляется промывка пара, т. е. очистка его от содержащихся в нем солей. После промывки пара питательная вода по коробам 7 сливается в водное пространство барабана, проходит через 38 внутрибарабанных сепарационных циклонов 1, из которых 10 расположены на фронтальной стороне барабана, а 28 на задней стороне (в т. ч. 6 циклонов установлены в солевых отсеках ступенчатого испарения).

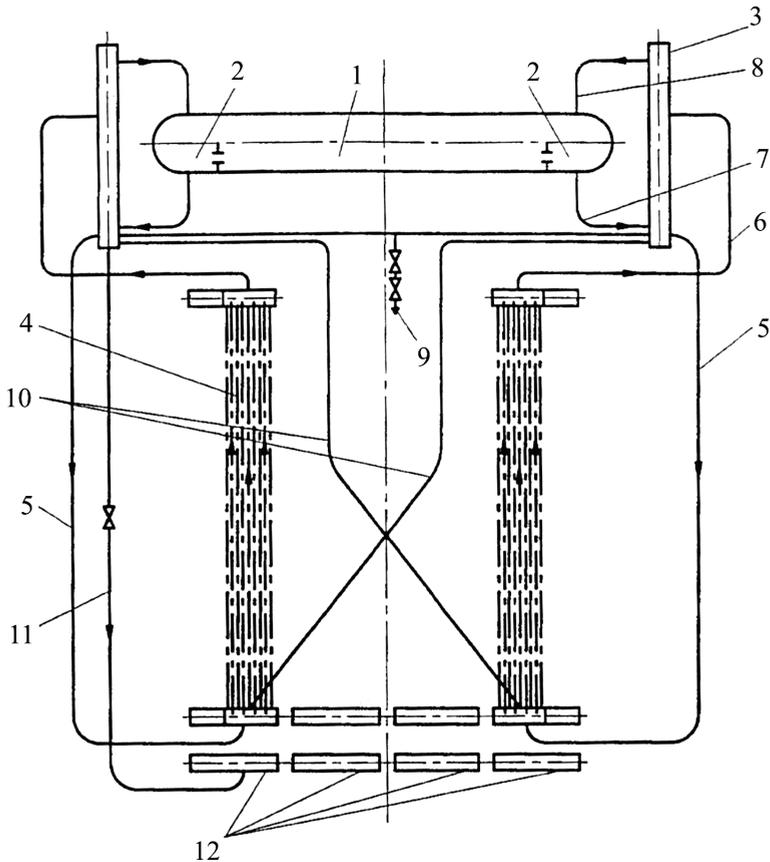


Рис. 3.5. Схема трехступенчатого испарения котла ТГМ-151 Б:

1 — I ступень испарения (чистый отсек), 2 — II ступень испарения (соленый отсек), 3 — III ступень испарения (выносные циклоны), 4 — подъемные трубы III ступени испарения (экраны), 5 — опускные трубы III ступени испарения, 6 — пароводводящие трубы экрана, 7 — питание циклонов, 8 — пароводводящие трубы циклонов, 9 — непрерывная продувка, 10 — линия выравнивания соледержания в III ступени испарения, 11 — линия поддержания кратности соледержания, 12 — коллекторы заднего экрана

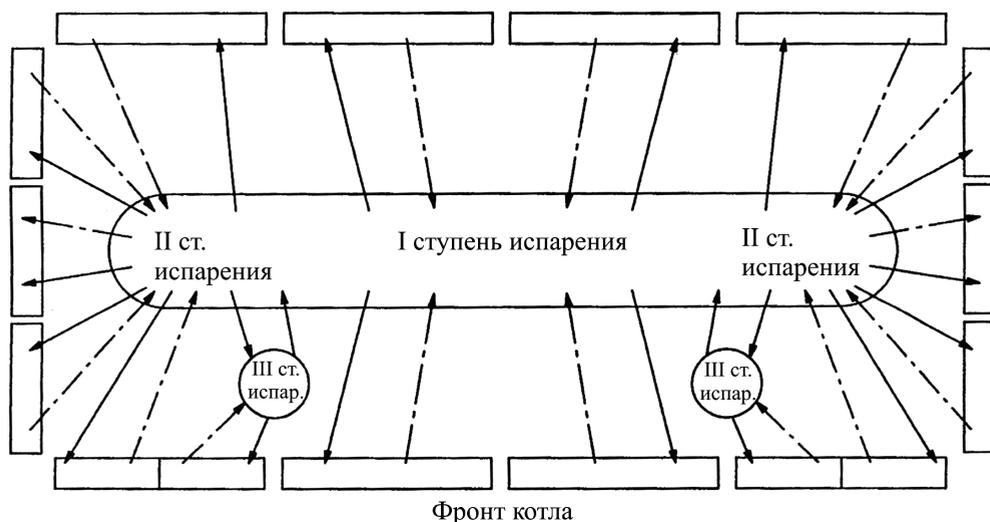


Рис. 3.6. Схема включения экранов в ступени испарения:

— водоподводящие, ···· пароотводящие

В циклонах (см. рис. 3.7) осуществляется грубое, предварительное, разделение воды и пара. Отсепарированная вода стекает в нижнюю часть циклонов, под которым установлены поддоны 9. Непосредственно над циклонами находятся жалюзийные щиты 2.

Пройдя через эти щиты и через дырчатый щит 6, пар направляется для окончательного осушения в верхние жалюзийные щиты 3, над которыми расположен дырчатый лист 8. Как показано на рис. 3.7, средний уровень воды в чистом отсеке барабана расположен на 150 мм ниже его геометрической оси. Верхний и нижний допустимые уровни находятся соответственно на 50 мм выше и ниже среднего. Уровень воды в солевых отсеках обычно расположен ниже, чем в чистом отсеке. Разность уровней воды в этих отсеках увеличивается с возрастанием нагрузки котла.

Ввод фосфатов в барабан для коррекционной обработки котловой воды производится в чистый отсек ступенчатого испарения по трубе 10, расположенной вдоль нижней части барабана.

В чистом отсеке барабана имеется труба для аварийного сброса воды в расширитель периодической продувки в случае чрезмерного повышения ее уровня. Кроме того, имеется линия с вентилем условным диаметром 50 мм, соединяющая пространство левого выносного ци-

клона котла с одной из нижних камер заднего экрана. При открытии вентиля возникает движение котловой воды из солевого отсека третьей ступени в чистый отсек, благодаря чему можно при необходимости уменьшить солесодержание воды в отсеках ступенчатого испарения.

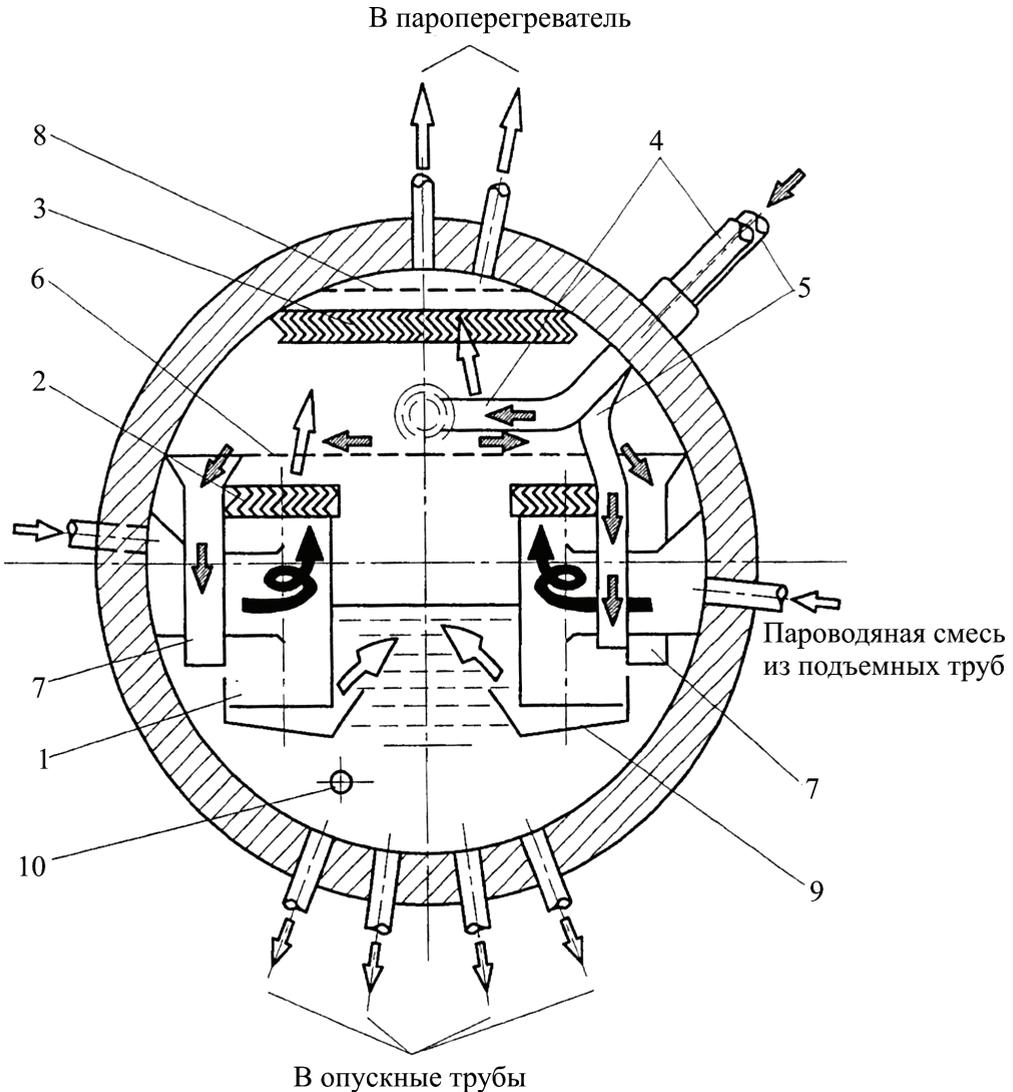


Рис. 3.7. Схема внутреннего устройства барабана котла ТГМ-151 Б:

1 — сепарационный циклон, 2, 3 — жалюзийные щиты, 4 — питательная труба, подающая воду на промывочное устройство, 5 — питательная труба, направленная в водное пространство барабана, 6 — промывочный щит, 7 — короб для слива воды из промывочного устройства, 8 — дырчатый лист, 9 — поддон, 10 — ввод фосфатов

Выравнивание значений солесодержания в левом и правом солевых отсеках третьей ступени испарения обеспечивается тем, что из каждого выносного солевого отсека выходит труба $\varnothing 60$ мм, которая направляет котловую воду в нижнюю экранную камеру противоположного солевого отсека.

Выносной циклон состоит из вертикального цилиндра, чугуновой крестовины для снижения завихрения потока, из паросепарационного устройства на выходе из циклона, подводящих труб для пароводяной смеси, опускных труб и трубы непрерывной продувки. Выносной циклон имеет свой контур циркуляции (третий). Вода из нижней части барабана котла поступает в нижнюю часть циклона, из него по опускным трубам (слева и справа от топки) в коллектор, затем в экранные трубы, где образуется пароводяная смесь, паросодержание которой увеличивается по мере подъема к выносному циклону. Ввод пароводяной смеси производится примерно в среднюю часть циклона. Окончательно непрерывная продувка производится из нижней части циклонов. Установка выносных циклонов снижает тепловые потери с продувочной водой и позволяет несколько увеличить паропроизводительность котла, снизив испарительное напряжение зеркала барабана.

3.4. Пароперегреватель. Пароохладители для регулирования температуры перегретого пара. Конденсатный теплообменник

Пароперегреватель котла (см. рис. 3.8) состоит из следующих частей (по ходу пара):

- потолочного пароперегревателя, экранирующего потолок топки и поворотной камеры;
- ширмового пароперегревателя, расположенного в газоходе, соединяющем топку с конвективной шахтой;
- конвективного пароперегревателя, размещенного в конвективной шахте.

Потолочная часть пароперегревателя изготовлена из четырех панелей. В крайних панелях по 66 труб $\varnothing 32 \times 3,5$ мм (материал — Ст20), в средних по 57 труб. Шаг между трубами 36 мм. Входные камеры по-

толочного пароперегревателя выполнены из труб $\text{Ø}219 \times 16$ мм (материал — Ст20), а выходные камеры из труб $\text{Ø}219 \times 20$ мм (материал — Ст20).

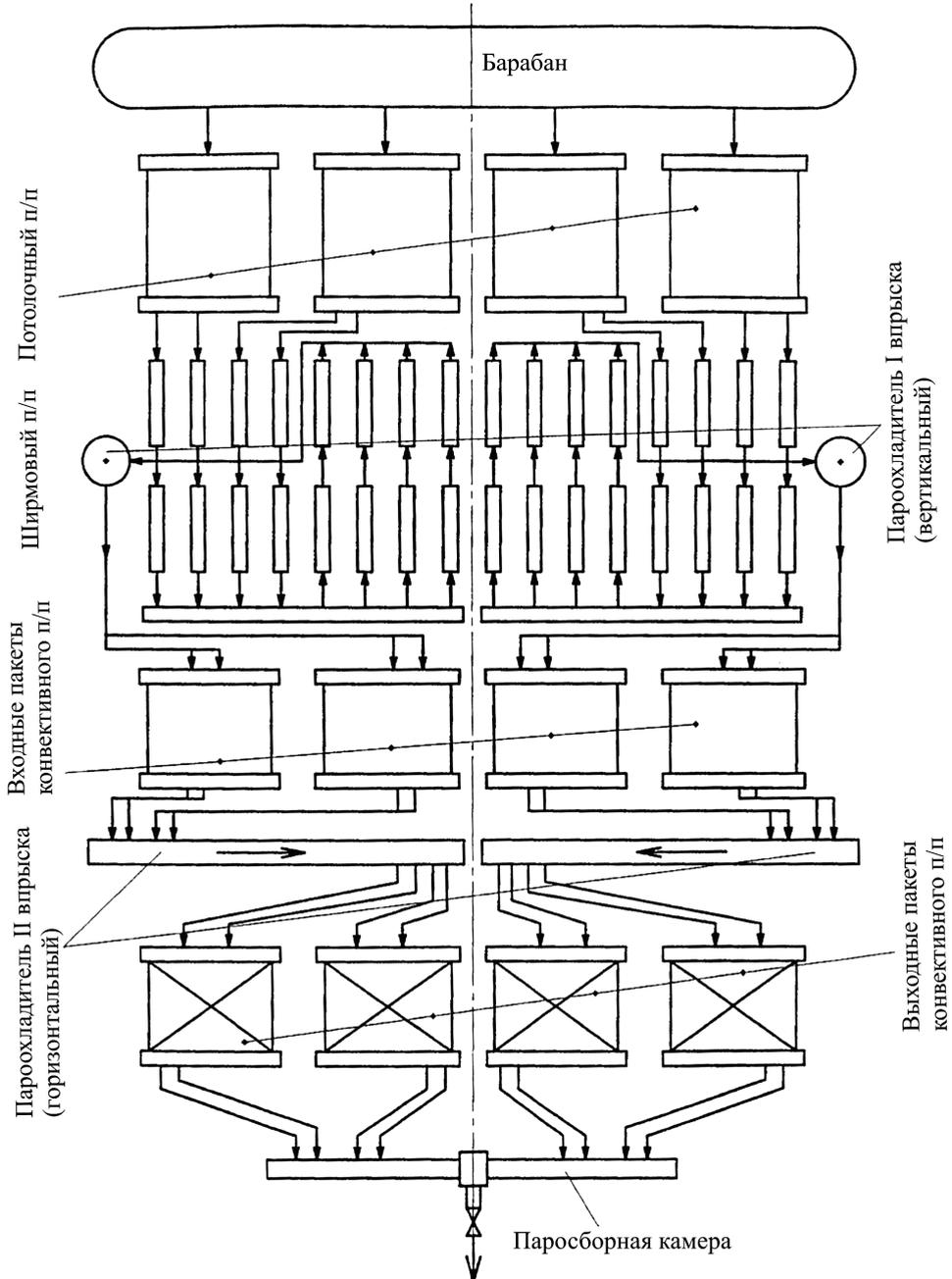


Рис. 3.8. Схема пароперегревателя котла ТГМ-151Б

Ширмовый пароперегреватель состоит из 32 ширм, расположенных в два ряда. Каждая ширма имеет 28 змеевиков, изготовленных из труб $\text{Ø } 32 \times 4$ мм (материал — сталь 12Х1МФ). Шаг между трубами в ширме 40 мм. Крепление змеевиков между собой осуществляется при помощи гребенок и хомутов толщиной 6 мм (материал — сталь Х20Н14С2), установленных по высоте в два ряда.

Конвективный пароперегреватель горизонтального типа (рис. 3.9) расположен в конвективной шахте и состоит из двух ступеней: верхней и нижней. Расстояние между ступенями 1352 мм (по осям труб), высота ступени — 1152 мм. Ступень состоит из двух частей: левой и правой, каждая из которых состоит из 60 сдвоенных трехпетлевых змеевиков, расположенных параллельно фронту котла.

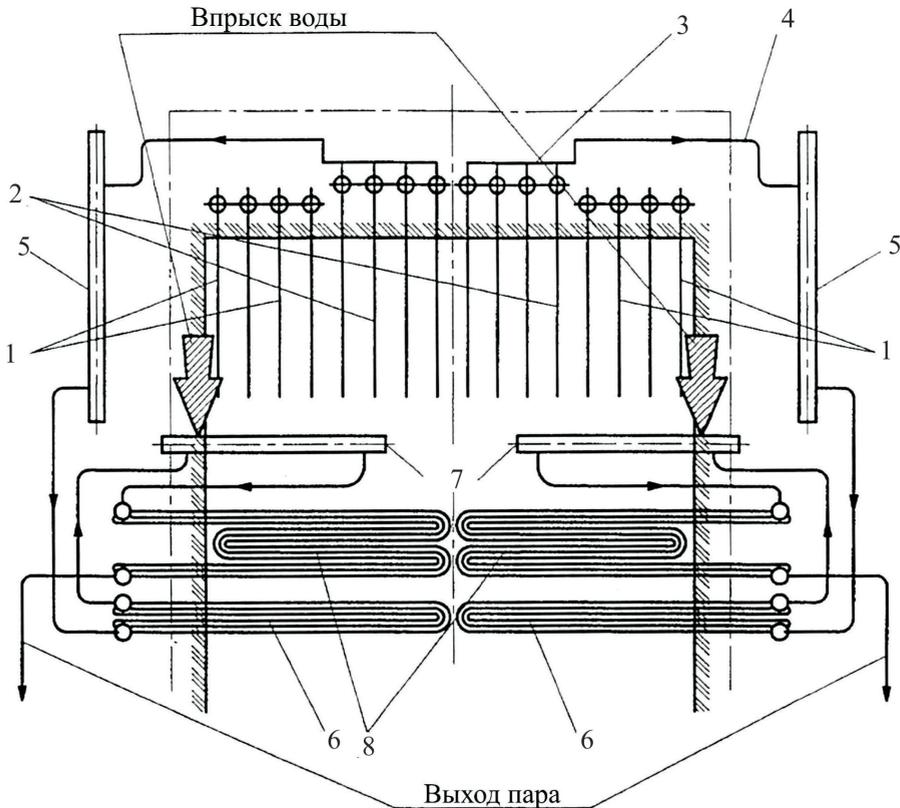


Рис. 3.9. Конвективная часть пароперегревателя котла ТГМ-151 Б:

1 — крайние ширмы, 2 — средние ширмы, 3, 4 — перепускные ширмы, 5 — вертикальный пароохладитель, 6 — входные пакеты конвективного пароперегревателя, 7 — горизонтальный пароохладитель, 8 — выходные пакеты конвективного пароперегревателя

Змеевики выполнены из труб $\text{Ø}32 \times 4$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) и установлены в шахматном порядке с шагами $S_1 = 120$ и $S_2 = 50$ мм. Змеевики при помощи стоек опираются на опорные балки, охлаждаемые воздухом. Дистанционирование змеевиков осуществляется при помощи 3 рядов гребенок и полос толщиной 3 мм (материал в верхних пакетах — сталь Х23Н18, а в нижних пакетах — сталь Х17). Первый и второй ряды труб защищены от воздействия дробы накладками (материал — сталь Х13Н18).

Движение пара по перегревателю происходит двумя несмешивающимися потоками, симметричными относительно оси котла (см. рис. 3.8). В каждом из потоков пар движется следующим образом. Насыщенный пар из барабана котла по двадцати трубам $\text{Ø}60 \times 5$ мм (материал — Ст20) поступает в два коллектора потолочного пароперегревателя $\text{Ø}219 \times 16$ мм (материал — Ст20). Далее пар движется по потолочным трубам и поступает в две выходные камеры $\text{Ø}219 \times 20$ мм (материал — Ст20), расположенные у задней стены конвективного газохода. Из этих камер четырьмя трубами $\text{Ø}133 \times 10$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) пар направляется во входные камеры ширины $\text{Ø}133 \times 10$ мм (материал — сталь 12Х1МФ). Пройдя последовательно крайние ширмы II ряда (конвективные) и I ряда (радиационные), пар поступает в промежуточную камеру $\text{Ø}273 \times 20$ мм (материал — сталь 12Х1МФ), из которой трубами $\text{Ø}133 \times 10$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) направляется в четыре средние ширмы I ряда, а затем в четыре ширмы II ряда.

После ширм пар по четырем трубам $\text{Ø}133 \times 10$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) поступает в вертикальный пароохладитель, пройдя который направляется четырьмя трубами $\text{Ø}133 \times 10$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) в две входные камеры нижней противоточной ступени конвективного пароперегревателя. Пройдя противотоком змеевики нижней ступени, пар поступает в две выходные камеры, из которых четырьмя трубами $\text{Ø}133 \times 10$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) направляется в горизонтальный пароохладитель. После пароохладителя пар поступает по четырем трубам $\text{Ø}133 \times 10$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) во входные коллекторы $\text{Ø}273 \times 20$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) верхней ступени. Пройдя прямооток змеевики верхней ступени, пар попадает в выходные коллекторы $\text{Ø}273 \times 26$ мм (материал — сталь 12Х1МФ) и направляется в паросборную камеру $\text{Ø}273 \times 26$ мм (материал — сталь 12Х1МФ).

Регулирование температуры перегретого пара осуществляется в пароохладителях (ПО) путем впрыска конденсата в проходящий

через них поток пара. На тракте каждого потока пара установлено по два пароохладителя, всего 4 штуки (2 вертикальных и 2 горизонтальных).

Пароохладители схематично изображены на рис. 3.10. Корпус пароохладителя состоит из камеры впрыска 6, коллектора 5, выходной камеры 7. Внутри корпуса размещены: впрыскивающее устройство и защитная рубашка 4. Впрыскивающее устройство состоит из сопла 2, диффузора 3 и трубы с конденсатором 1. Диффузор и внутренняя поверхность сопла образуют трубу Вентури. В узком сечении сопла просверлены отверстия $\text{Ø}5$ мм (8 отверстий на пароохладителе II ступени и 16 отверстий на пароохладителе I ступени).

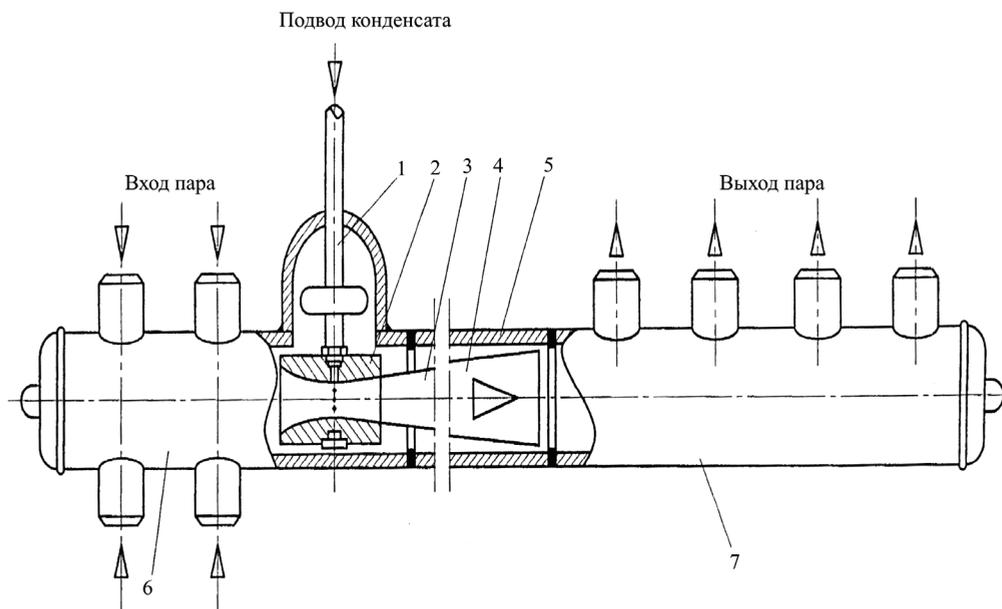


Рис. 3.10. Пароохладитель:

- 1 — конденсатор, 2 — сопло, 3 — диффузор, 4 — защитная рубашка, 5 — коллектор, 6 — камера впрыска, 7 — выходная камера

Пар через четыре отверстия в корпусе пароохладителя поступает в камеру впрыска 6 и входит в сопло трубы Вентури. Конденсат подводится к кольцевому каналу трубой $\text{Ø}60 \times 6$ мм и впрыскивается в полость трубы Вентури через отверстия $\text{Ø}5$ мм, расположенные по окружности сопла. После защитной рубашки пар поступает в выходную камеру 7, откуда четырьмя трубами отводится к пароперегревателю.

Камера впрыска, выходная камера выполнены из трубы $\text{Ø}263 \times 26$ мм (материал — сталь 12Х1МФ), коллектор — из трубы $\text{Ø}273 \times 20$ мм (материал — сталь 12Х1МФ).

Схема конденсационной установки для получения конденсата, подаваемого в ПО на впрыск, изображена на рис. 3.11. Пар из барабана по двум трубам $\text{Ø}133 \times 7$ мм направляется к двум раздающим коллекторам $\text{Ø}133 \times 13$ мм. От каждого коллектора восемью трубами $\text{Ø}60 \times 5$ мм пар подводится к каждому конденсатору (всего конденсаторов два).

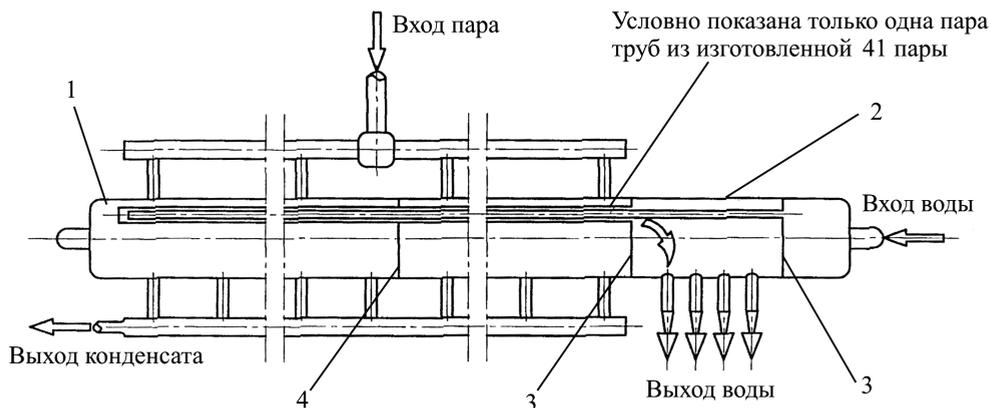


Рис. 3.11. Схема конденсационной установки

1 — корпус конденсатора; 2 — водоподводящая камера; 3 — трубная доска $\delta = 40$ мм;
4 — трубная доска $\delta = 8$ мм

Образовавшийся конденсат отводится по четырем трубам $\text{Ø}60 \times 5$ мм к конденсатосборнику $\text{Ø}133 \times 13$ мм, а из него на сниженный узел впрыска. Охлаждающая питательная вода подводится к каждому конденсатору трубой $\text{Ø}219 \times 16$ мм, отводится четырьмя трубами $\text{Ø}108 \times 7$ мм.

Конденсатор состоит из корпуса $\text{Ø}426 \times 28$ мм длиной 8600 мм; двух трубных досок толщиной 40 мм и трех досок толщиной 8 мм. Внутри каждой трубы $\text{Ø}38 \times 2,5$ мм установлена труба $\text{Ø}25 \times 3,5$ мм. Поверхность одного конденсатора $30,6 \text{ м}^2$.

3.5. Водяной экономайзер

Стальной змеевиковый экономайзер расположен в опускном конвективном газоходе за пакетами конвективного пароперегревателя (по ходу газов).

По высоте экономайзер разбит на три пакета высотой 955 мм каждый. Расстояние между пакетами 655 мм. Каждый пакет выполнен из 88 сдвоенных трехпетлевых змеевиков. Змеевики расположены параллельно фронту котла в шахматном порядке с шагами $S_1 = 80$ мм, $S_2 = 41,5$ мм и выполнены из труб $\text{Ø}25 \times 3,5$ мм (материал — Ст20). Коллекторы экономайзера выполнены из труб $\text{Ø}219 \times 20$ мм (материал — Ст20) и установлены внутри газохода. Змеевики водяного экономайзера при помощи штампованных стоек опираются и подвешиваются к коллекторам экономайзера и охлаждаемым воздухом балкам. Детали крепления (стойки, дистанционирующие планки и полосы) выполнены из стали 1Х13. Для защиты от воздействия газовой среды и дробы опорные балки покрыты изоляцией и обшиты металлическими листами. Питательная вода подается к двум нижним коллекторам семью трубами $\text{Ø}108 \times 7$ (Ст20) и движется снизу вверх по змеевикам экономайзера.

3.6. Регенеративный воздухоподогреватель

На котлах ТГМ–151Б установлено по два вращающихся регенеративных воздухоподогревателя типа РВВ–41М, которые предназначены для подогрева воздуха. Воздухоподогреватель РВВ представляет собой теплообменный аппарат, в котором поток воздуха нагревается посредством передачи тепла потоком дымовых газов потоку воздуха через пакеты нагревательных листов (насадку), установленных во вращающемся роторе (см. рис. 3.12).

Ротор РВВ 4 заключен внутри неподвижного корпуса и жестко закреплен на вертикальном валу 5, который опирается на опорно-сферический подшипник. Верхний конец вала закреплен в радиальном подшипнике 6. Ротор состоит из обечайки диаметром 400 мм и высотой 2250 мм, изготовленной из листовой стали толщиной 10 мм, ступицы наружным диаметром 800 мм и соединяющих с обечайкой радиальных ребер, разделяющих ротор на 24 сектора.

Каждый такой сектор по длине разделен на ячейки. В нижней части каждой ячейки установлена опорная решетка, служащая опорой пакетов, заполненных нагревательными листами (набивкой). По высоте ротора пакеты пластин укладываются в два слоя. Верхний слой вы-

сотой 600 мм называется «холодным» слоем. Нижний «горячий» слой имеет высоту 1200 мм. Толщина листов «холодной» части набивки равна 1,2 мм, «горячей» — 0,6 мм.

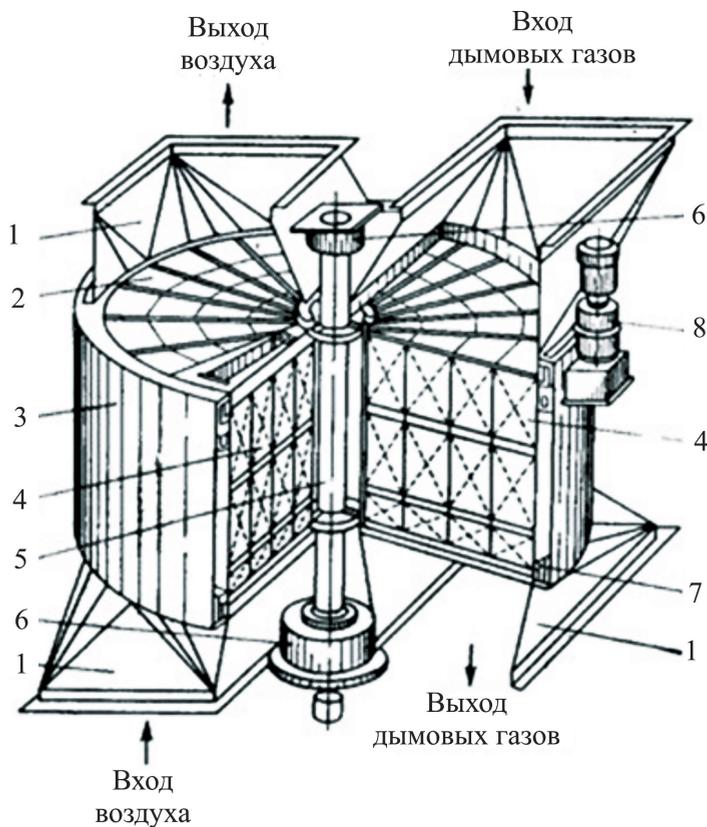


Рис. 3.12. Вращающийся регенеративный воздухоподогреватель типа РВВ-41М:

- 1 — короб, 2 — барабан, 3 — корпус, 4 — набивка, 5 — вал, 6 — подшипник,
7 — уплотнение, 8 — электродвигатель

По окружности обечайки ротора РВВ в средней ее части расположен «плавающий» цевочный обод, допускающий свободное расширение ротора.

Воздухоподогреватель имеет периферийный привод, состоящий из электродвигателя с вертикальным планерным редуктором, который крепится на подвижной плите и с помощью ведущей звездочки входит в зацепление с цевочным ободом ротора. Привод сообщает ротору вращательное движение со скоростью 2 об/мин. Привод имеет специальное амортизационное устройство, компенсирующее

щее неточность изготовления и тепловые деформации цевочного обода. Ведущая звездочка состоит из корпуса и венца, соединенных шпильками.

Корпус воздухоподогревателя состоит из верхней и нижней крышек. Одна из восьми секций кожуха имеет более жесткую конструкцию с опорным столом для привода РВВ. Верхняя и нижняя крышки конструктивно одинаковы и выполнены в виде больших фланцев, переходящих с наружной стороны в прямоугольные патрубки для прохода газового и воздушного потоков. К верхней и нижней крышкам крепятся с помощью шпилек, имеющих пружинные буфера, по две уплотнительные плиты, предназначенные для разделения газового и воздушного потоков в роторе воздухоподогревателя.

Дымовые газы движутся через ротор снизу вверх, а воздух — сверху вниз. В каждый момент времени 13 секторов из 24 включенных в газовый тракт, 9 секторов в воздушный и 2 сектора перекрываются уплотненными плитами.

Для предотвращения присосов холодного воздуха, перетоков воздуха в газовую сторону и утечек воздуха на РВВ установлены периферийные уплотнения 5, радиальные уплотнения вала и центральное уплотнение. Устройство периферийных уплотнений следующее: к верхней и нижней части обечайки ротора приварены горизонтальные плоскости толщиной 30 мм. Обработанные плоскости этих фланцев являются уплотнительными плоскостями для подвижных чугунных колодок, смонтированных на фланцах верхней и нижней кромок. На каждом фланце установлены 22 колодки. Зазор между колодками и плоскостью фланца — не более 0,5 мм.

РВВ рассчитан на подогрев воздуха от 30 до 251 °С при охлаждении газов от 331 до 135 °С при работе на газе. В случае, когда сжигаемое топливо мазут, воздух подогревается с 60 до 284 °С, а газы охлаждаются с 343 до 161 °С.

Для очистки поверхностей нагрева ротора РВВ предусмотрены обмывочные и обдувочные устройства, закрепленные на воздушных и газовых патрубках верхней и нижней крышек. Обдувки и обмывка поверхностей нагрева осуществляется при помощи аппаратов типа «ОК», которые во время процесса совершают колебательные движения со скоростью около 100÷140 мм/мин. Обдувка осуществляется паром или сжатым воздухом, для промывки применяется щелочная горячая вода.

3.7. Конструкции и работа тягодутьевых устройств

Описание дутьевых вентиляторов, регулирование их производительности

Подача воздуха, необходимого для горения на каждый котел, осуществляется двумя центробежными дутьевыми вентиляторами типа ВДН–18–Пу для котлов 1 и 2, для котла 3 — ВДН–20–Пу. ВДН 20–Пу расшифровывается так: В — вентилятор, Д — дутьевой, Н — лопатки загнуты назад (когда лопатки загнуты вперед, В не пишется), 20 — диаметр рабочего колеса вентилятора в дм.

Дутьевой вентилятор состоит из всасывающего патрубка, рабочего колеса и спирального кожуха, оканчивающегося диффузором. Рабочее колесо состоит из вала и двух дисков. Между дисками укрепляются лопатки. Дутьевые вентиляторы выполнены с односторонним всасом и оборудованы осевыми направляющими аппаратами.

Рабочее колесо диаметром 1800 мм с загнутыми назад профилированными лопатками крепится к полуму валу при помощи ступицы. Вал, в свою очередь, опирается на два подшипника качения с водяным охлаждением. Подшипники — радиально-сферические, со стороны электродвигателя — опорно-упорный, второй подшипник — опорный. В корпусе подшипников вмонтированы гильзы для термометров для замера температуры корпуса подшипника.

Для смазки подшипников применяется масло турбинное ТП–22С.

Вращение от электродвигателя к вентилятору осуществляется через полужесткую муфту.

Забор воздуха к каждому вентилятору производится с улицы или из верхней части цеха с помощью перекидного шибера.

Техническая характеристика дутьевого вентилятора ВДН18–12У котлов 1 и 2:

- производительность — 85000/115000 м³/ч;
- создаваемый напор — 210/365 мм вод. ст.;
- КПД — 82 %;
- тип электродвигателя — ДАЗО–12–42–6/8;
- мощность — 65/240 кВт;
- число оборотов — 750/1000 об/мин.

Техническая характеристика дутьевого вентилятора ВДН20–2У котла 3:

- производительность — 125000/165000 м³/ч;
- создаваемый напор — 260/450 мм вод. ст.;
- КПД — 82 %;
- тип электродвигателя — ДДЗО–12–55–6/8;
- мощность — 100/250 кВт;
- число оборотов — 750/1000 об/мин.

Регулирование производительности вентиляторов осуществляется осевыми направляющими аппаратами и при помощи двух скоростей электродвигателя.

Необходимый тип вентилятора и электродвигателя к нему определяют по специальным таблицам или графикам в соответствии с расчетной подачей и необходимым полным давлением.

Дымосос по производительности, как правило, выбирается больше, чем дутьевой вентилятор, так как расход продуктов сгорания больше, чем воздуха, и рассчитывается на полную нагрузку котла с некоторым запасом: по производительности на 10 % и по напору — на 15 % (см. рис. 3.13).

Описание дымососов, регулирование их производительности

Дымососы служат для отсоса дымовых газов из топки. На котлах ТГМ–151 Б установлено по два дымососа типа Д18×2.

Дымосос Д18×2 — центробежный агрегат двухстороннего всасывания, состоит из нагнетательной улитки, двух всасывающих карманов, рабочего колеса с валом, опорного и опорно-упорного подшипников (18 — диаметр рабочего колеса в дм).

Вал дымососа лежит в двух разъемных подшипниках качения. Подшипник со стороны электродвигателя — опорно-упорный.

Вращение дымососа осуществляется от электродвигателя через полужесткую муфту. Смазка подшипников — маслом МС20, охлаждение подшипников — водяное. Корпуса подшипников оборудованы маслоуказателями и гильзами для термометров.

Регулирование производительности дымососа осуществляется направляющими аппаратами шибберного типа, установленными в прямых всасывающих карманах и управляемыми дистанционно, а также двумя скоростями электродвигателя.

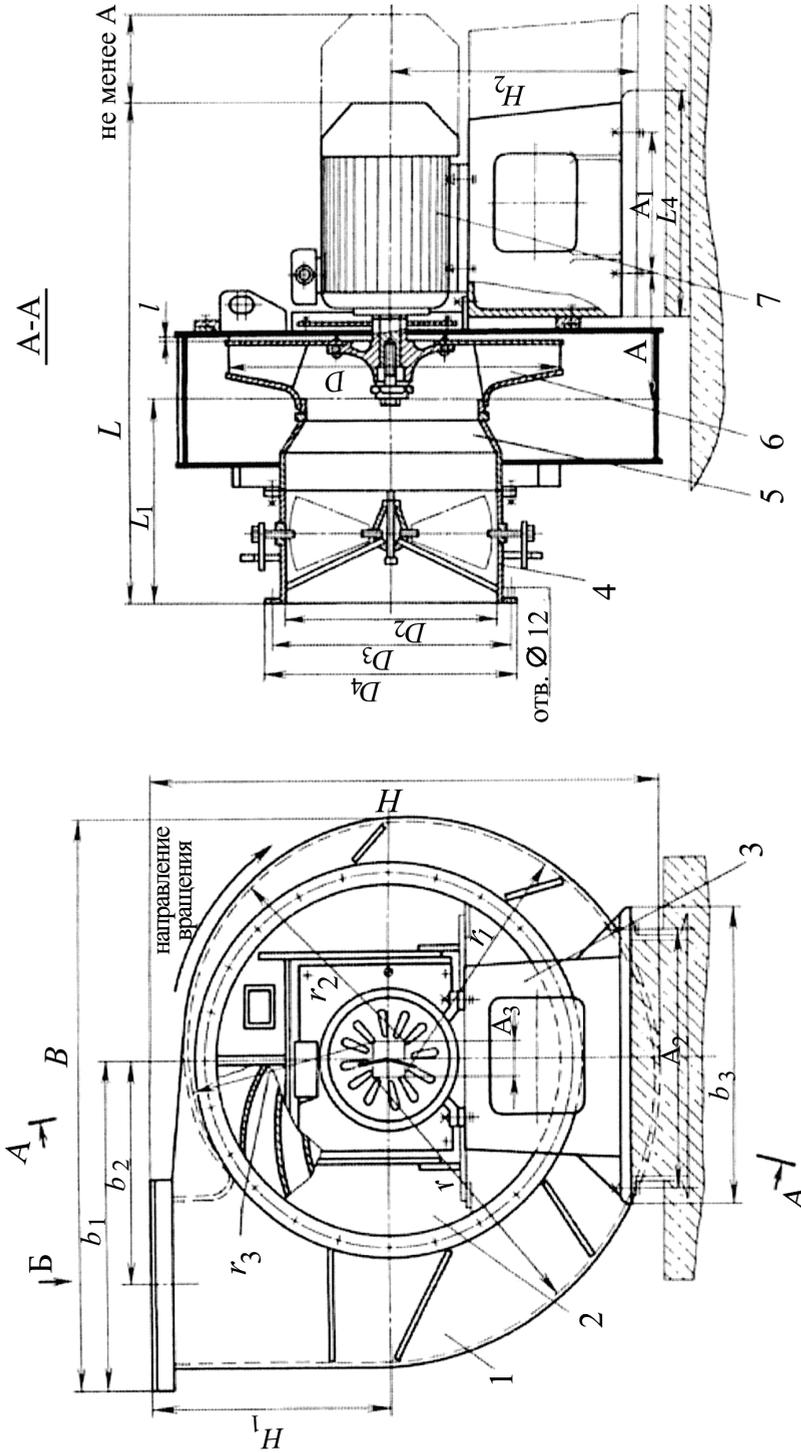


Рис. 3.13. Центробежный дымосос одностороннего всасывания ДН-12,5; ДН-11,2; ДН-10; ДН-9:
 1 — улитка; 2 — диафрагма; 3 — постамент; 4 — осевой направляющий аппарат; 5 — всасывающая воронка; 6 — рабочее колесо;
 7 — электродвигатель

Техническая характеристика дымососа Д18×2:

- производительность — 180000/143000 м³/ч;
- создаваемый напор — 330/208 мм вод. ст.;
- тип электродвигателя — ДА80–14–59/10;
- мощность — 320/160 кВт;
- число оборотов — 730/580 об/мин.

Регулирование производительности тягодутьевых машин осуществляется автоматически или дистанционно со щита машиниста ЦТЩ. Нагрузка электродвигателя не должна превышать нормальной силы тока (не переходить красной черты амперметра).

Описание дымовой трубы (рис. 3.14)

Труба служит для выброса уходящих газов на высоту, которая обеспечит малое ПДК вредных веществ у земли.

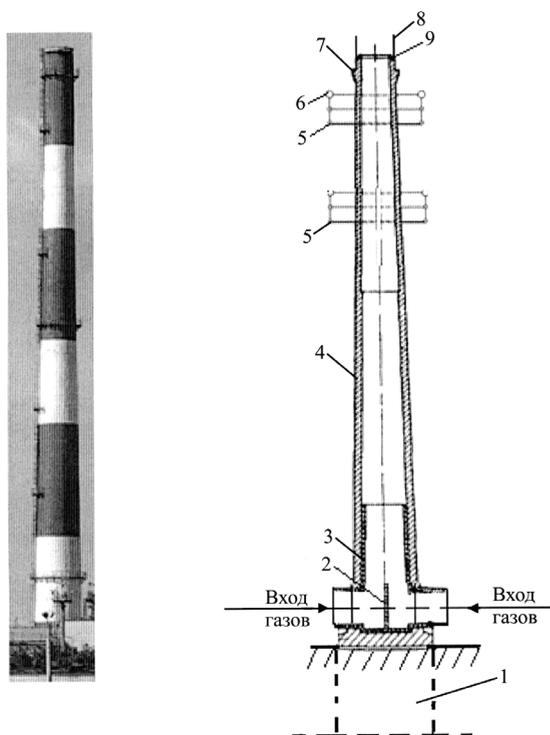


Рис. 3.14. Дымовая труба:

1 — фундамент; 2 — перегородка; 3 — внутренняя футеровка; 4 — железобетонный ствол трубы; 5 — площадка; 6 — габаритные огни; 7 — макушка; 8 — молниеотвод; 9 — чугунный или железобетонный козырек

Железобетонная дымовая труба высотой 120 м создает естественную тягу вследствие разности плотностей наружного (холодного) воздуха и горячих уходящих газов. Через нее удаляются дымовые газы от паровых котлов. Газоходы, подводящие дымовые газы, подходят с двух противоположных сторон. В верхней части трубы через 15 м расположена ремонтно-монтажная площадка. На трубе примерно через 8 м установлено четыре площадки. На самом верху трубы установлены штыри молниеотводов, имеющих заземление. На самой верхней площадке (на расстоянии 7 м от среза трубы) расположены фонари красного цвета для предупреждения летательных аппаратов об опасности.

3.8. Каркас и обмуровка котла

Каркас котла состоит из металлических колонн, связанных горизонтальными балками, фермами, раскосами, и служит для восприятия нагрузок от веса барабана, поверхностей нагрева, обмуровки, площадок обслуживания газозовдухопроводов и других элементов котла.

Каркас изготавливается сварным из профильного проката и листовой стали. Колонны каркаса анкерными болтами жестко прикрепляются к железобетонному фундаменту котла. Основания (башмаки) колонн заливают бетоном.

Щиты обмуровки выполняются при монтаже и представляют собой слой огнеупорных и изоляционных материалов, которые крепятся при помощи кронштейнов и притяжек к рамной стальной конструкции с обшивочными листами. В щитах последовательно с газовой стороны расположены: слой огнеупорного бетона, соевитовые плиты, слой уплотнительной обмазки. Толщина обмуровки топочной камеры — 200 мм, поворотного газохода и конвективной шахты — 380 мм, в районе двух нижних пакетов экономайзера — 260 мм. Обмуровка пода и нижней части топочной камеры выполнена натрубно. При тепловом удлинении экранов эта обмуровка перемещается вместе с трубами. Между подвижной и неподвижной частями имеется температурный шов, уплотненный с помощью водяного затвора. В обмуровке котла имеются отверстия для лазов, лючков и гляделок.

3.9. Аварийные ситуации. Контроль за работой котла

Котел должен быть немедленно остановлен (оперативный персонал должен действовать самостоятельно, без согласования своих действий с руководством цеха и ТЭЦ) действием защит или персоналом в случаях:

- понижения уровня воды в барабане ниже 100 мм;
- повышения уровня воды в барабане выше 200 мм;
- выходе из строя всех указателей уровня воды прямого действия;
- при останове всех питательных насосов;
- прекращения действия более 50 % предохранительных клапанов;
- разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, вспучин в основных элементах котла (барабане, коллекторах, выносных циклонах, паро- и водоперепускных, а также водоспускных трубках), в паропроводах, питательных трубопроводах и пароводяной арматуре;
- погасания факела в топке;
- недопустимого понижения давления газа перед горелками ниже $0,05 \text{ кгс/см}^2$ (изб.), падения давления мазута перед форсунками ниже 2 кгс/см^2 (изб.),
- недопустимого повышения давления газа перед горелками выше 1 кгс/см^2 (изб.);
- одновременном понижении давления газа и мазута (при совместном их сжигании) ниже уставок защиты;
- отключения обоих дымососов или обоих дутьевых вентиляторов, либо обоих РВВ;
- взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах или хотя бы в одном РВВ, разогрева докрасна несущих балок каркаса, при обвале обмуровки, а также при других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;
- пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему котла;
- исчезновения напряжения на устройствах дистанционного управления и автоматического или на всех контрольно-измерительных приборах;
- разрыв мазутопровода или газопровода в пределах котла.

Котел должен быть остановлен по распоряжению главного инженера ТЭЦ в случаях:

- обнаружения свищей в трубах поверхностей нагрева, паро- и водоперепускных, а также водоспускных трубах котлов, паропроводах, коллекторах, в питательных трубопроводах, а также течей и парений в арматуре, фланцевых и вальцовочных соединениях;
- недопустимого превышения температуры металла поверхностей нагрева 570 °С, если снизить температуру изменением режима работы котла не удается;
- выхода из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котла;
- резкого ухудшения качества питательной воды по сравнению с установленными нормами;
- неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

При аварийной остановке котла действовать согласно «Инструкции по обеспечению взрывобезопасности котлов». Причины аварийной остановки записывают в сменном журнале. Основные технические данные котельного агрегата приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Основные технические данные котельного агрегата

Параметры	Размерность	Величина
Паропроизводительность номинальная	т/ч	220
Паропроизводительность минимальная	т/ч	110
Давление в барабане	кг/см ²	110/115
Температура перегретого пара	°С	540
Рабочее давление за главной паровой задвижкой	кг/см ²	100
Температура питательной воды	°С	215
Водяной объем котла	м ³	57
Суммарная радиационная поверхность экранов	м ²	495
Поверхность нагрева ширмового пароперегревателя	м ²	420
Поверхность нагрева потолочного пароперегревателя	м ²	109
Поверхность нагрева подвесных труб	м ²	15,5
Поверхность нагрева горячей части конвективного пароперегревателя	м ²	605
Поверхность нагрева холодной части конвективного пароперегревателя	м ²	605
Поверхность нагрева водяного экономайзера	м ²	2130

Окончание табл. 3.1

Параметры	Размерность	Величина
Поверхность нагрева горячей части воздухоподогревателя	м ²	2х5068
Поверхность нагрева холодной части воздухоподогревателя	м ²	2х2153
Температура горячего воздуха после воздухоподогревателя при работе на газе	°С	260
Температура горячего воздуха после воздухоподогревателя при работе на мазуте	°С	290
Температура уходящих газов на газе	°С	135
Температура уходящих газов на мазуте	°С	161
Объем топки	м ³	780
Расход газа при $D = 220$ т/ч	м ³ /ч	17700
Расход мазута при $D = 220$ т/ч	кг/с	69
Расчетный КПД котла при работе на газе	%	92,72
Расчетный КПД котла при работе на мазуте	%	92,49
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки при работе на газе	-	1,1
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки при работе на мазуте	-	1,05

Основные параметры по теплоносителям

Воздух:

- давление воздуха перед горелками и шлицами вторичного воздуха для котлов № 1, 2, 3 — в соответствии с режимными картами;
- давление воздуха при работе на мазуте $70 \div 80$ кгс/м² (изб.);
- температура воздуха, поступающего в РВВ при работе на газе не ниже 30 °С;
- температура горячего воздуха после РВВ при работе на газе $200 \div 260$ °С;
- температура воздуха, поступающего в РВВ при работе на мазуте с содержанием серы более 0,5 % не ниже 70 °С, с содержанием серы 0,5 % и не менее — не ниже 50 °С;
- температура горячего воздуха после РВВ при работе на мазуте $230 \div 290$ °С.

Питательная вода:

- температура питательной воды при отключенных ПВД — не менее 150 °С;

- температура питательной воды при включенных ПВД в зависимости от нагрузки турбины — $200 \div 215$ °С;
- качество питательной воды должно удовлетворять требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»;
- давление питательной воды не менее 125 кгс/см^2 (изб.).

Перегретый пар:

- температура перегретого пара — $535 \div 540$ °С;
- паропроизводительность номинальная — 220 т/ч, минимальная — 110 т/ч;
- давление в барабане котла — $110/115 \text{ кгс/см}^2$ (изб.);
- средний уровень воды в чистом отсеке барабана расположен на 150 мм ниже его геометрической оси;
- верхний и нижний допустимые уровни воды находятся соответственно на 50 мм выше и ниже среднего уровня;
- качество перегретого пара и котловой воды должно удовлетворять требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

Уходящие газы:

- температура уходящих газов при работе на газе — не более 135 °С;
- температура уходящих газов при работе на мазуте — не более 161 °С;
- разрежение вверху топки котла 2–3 кгс/м².

К вспомогательному оборудованию котельного отделения ТЭЦ относятся:

- регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели;
- дутьевые вентиляторы;
- дымососы;
- насосы-дозаторы гидразина и фосфата;
- насосы химобессоленной воды;
- насосы обмывки бака РВВ;
- насосы питьевой воды;
- насосы перемешивания фосфатов;
- насосы откачки воды из барбортера;
- дренажные насосы;
- расширитель непрерывной продувки котлов;
- расширитель дренажей высокого давления.

4. Турбинное отделение

Турбинное отделение состоит из 4 паровых турбин и вспомогательного оборудования: регенеративные подогреватели (теплообменники), насосы, эжекторы, электрогенераторы, охладители масла и циркуляционной воды и электрическая часть (генератор и возбуждатель).

Основы работы паротурбинных установок

Турбинами (от латинского слова «турбо» — вращение) называют лопастные машины, не имеющие поршня и кривошипно-шатунного механизма и преобразующие кинетическую и потенциальную энергию потока рабочего тела в механическую энергию вращения вала. В паровых турбинах рабочим телом служит водяной пар. Двигаясь в канале между лопатками, пар совершает криволинейное движение, во время которого возникает центробежная сила, приложенная к движущемуся телу, в данном случае к пару.

Согласно третьему закону Ньютона возникает противодействующая сила — центробежная, приложенная к устройству, создающему криволинейное движение, в данном случае к лопаткам. Центробежная сила приводит их, а следовательно, и диск вместе с валом в движение.

По способу работы пара различают турбины активные и реактивные. Активными называют турбины, в которых весь процесс расширения и, следовательно, ускорения пара идет только в неподвижных каналах (соплах), а на рабочих лопатках происходит только превращение кинетической энергии в механическую (без расширения в них пара). Из рис. 4.1 видно, что давление p в начале падает в соплах до p_1 и в дальнейшем на лопатках остается постоянным (т. е. давления перед лопат-

ками и после них равны). Этого достигают устройством неизменного сечения канала между каждыми двумя рабочими лопатками. При падении давления в соплах абсолютная скорость пара c_0 увеличивается до c_1 (кинетическая энергия возрастает) и затем, пройдя рабочие лопатки, снижается до c_2 , причем направление ее изменяется почти на обратное.

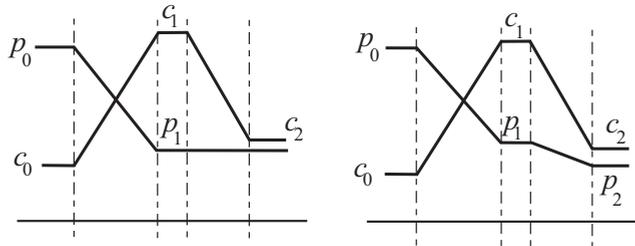


Рис. 4.1. Изменение давления и скорости пара в активных (слева) и реактивных турбинах

В реактивных турбинах расширение пара происходит как перед поступлением его на рабочие лопатки, так и в самом рабочем колесе, что достигается устройством сужающего сечения на выходе из канала между каждыми двумя рабочими лопатками. Расчеты показывают, что наиболее выгодное использование кинетической энергии пара получается при его расширении в соплах турбины. Лопатки должны вращаться с очень большой скоростью (3000 об/мин). Для уменьшения числа оборотов турбины применяют два способа: устройство ступеней скорости и ступеней давления.

При первом способе поступают так. Скорость, получившуюся в соплах при расширении пара, используют на двух (иногда на трех) ступенях. Для этого устанавливают колесо специального устройства (колесо Кертиса) с двумя (или тремя) рядами лопаток. Пар после расширения в соплах поступает в первый ряд лопаток, на которых скорость его сбавляется от значения c_1 до значения c_2 . После этого пар должен поступить на второй ряд лопаток. Однако для этого ему надо дать то же направление движения, измененное в первом ряду рабочих лопаток, для этого устанавливают так называемые направляющие лопатки, они закреплены в корпусе и неподвижны, в них восстанавливается направление движения, измененное в первом ряду рабочих лопаток, после этого пар поступает во второй ряд рабочих лопаток, где скорость сбавляется с c_2 до c_3 . При таком способе разделения запаса кинетиче-

ской энергии пара вал будет вращаться вдвое медленнее, развивая ту же мощность. Другой способ уменьшения скорости вращения вала заключается в разделении турбины на ступени давления, в каждой из которых происходит не полное, а частичное падение давления, скорость после каждой ступени остается одной и той же, развиваемая же каждой ступенью мощность передается на вал турбины и на нем суммируется. По мере последовательного прохождения пара через ступени турбины объем его увеличивается и соответственно должны увеличиваться сечения для прохода пара; растут диаметры колес и длины лопаток, увеличиваются также механические напряжения в дисках колес и лопаток. Поэтому мощность турбины, вырабатываемая потоком пара, имеет предел, определяемый, прежде всего, высотой лопаток последнего ряда.

Турбина ПТ–25–90/10М

Турбина ПТ–25–90/10М является активной, конденсационной, двенадцатиступенчатой, с двумя регулируемыми отборами (производственным и теплофикационным) и тремя нерегулируемыми отборами пара для регенеративного подогрева питательной воды (см. рис. 4.2).

Основные технические характеристики турбины:

- номинальная мощность (на клеммах генератора) 25000 кВт;
- номинальные параметры пара перед стопорными клапанами: давление 90 ата, температура 535 °С;
- номинальное давление пара в первом регулируемом отборе 10 ата;
- номинальное количество пара, поступающего из первого регулируемого отбора сверх расхода на эжекторы и деаэратор повышенного давления, 70 т/ч;
- номинальное давление пара во втором регулируемом отборе 1,2 ата;
- номинальное количество пара, поступающего из второго регулируемого отбора с учетом расхода пара на регенеративный подогрев питательной воды, 50 т/ч;
- номинальная температура охлаждающей воды 20 °С.

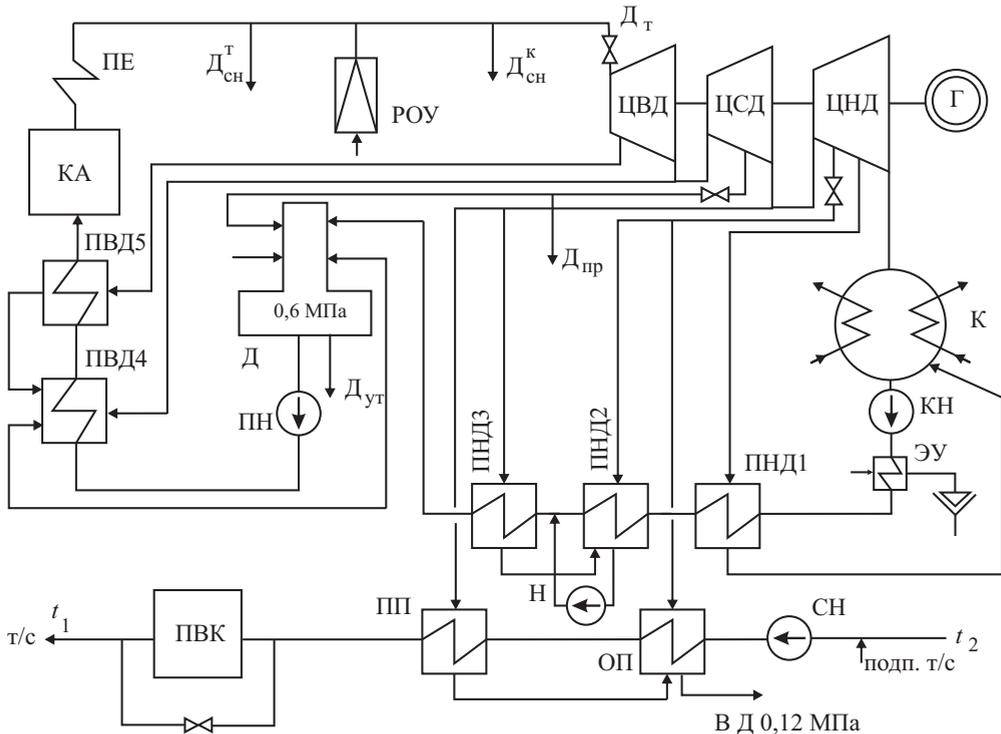


Рис. 4.2. Принципиальная тепловая схема конденсационной турбины с теплофикационным и производственным отборами ПТ–25–90/10М:

КА — котельный агрегат; ПЕ — пароперегреватель; РОУ — редуционно-охладительная установка; $D_{сн}^T$ — расход острого пара на собственные нужды; D_T — расход пара на турбину; ЦВД, ЦСД, ЦНД — цилиндры высокого, среднего и низкого давлений; К — конденсатор турбины; КН — конденсатный насос; ЭУ — подогреватель, работающий за счет пара, эжектируемого из уплотнений; ПНД1, ПНД2, ПНД3 — регенеративные подогреватели конденсата паром низкого давления; Н — насос перекачки конденсата; Д — деаэратор высокого давления; ПН — питательный насос; ПВД4 и ПВД5 — регенеративные подогреватели питательной воды паром высокого давления; СН — сетевой насос; ОП — основной подогреватель сетевой воды; ПВК — пиковый водогрейный котел; т/с — теплосеть; t_1 и t_2 — температура прямой и обратной сетевой воды

Максимальная мощность турбины 30 МВт длительно обеспечивается:

- при номинальных параметрах свежего пара,
- при номинальных расходах пара регулируемых отборов при давлении в них выше 10 ата в первом отборе и 1,2 ата во втором,
- при уменьшении величин регулируемых отборов до нуля.

Проточная часть турбины состоит из одной двухвенечной регулирующей ступени скорости и восемнадцати ступеней давления (см. рис. 4.3).

Камерами регулируемых промышленного и теплофикационного отборов турбина делится на часть высокого давления (ЧВД), часть среднего давления (ЧСД) и часть низкого давления (ЧНД).

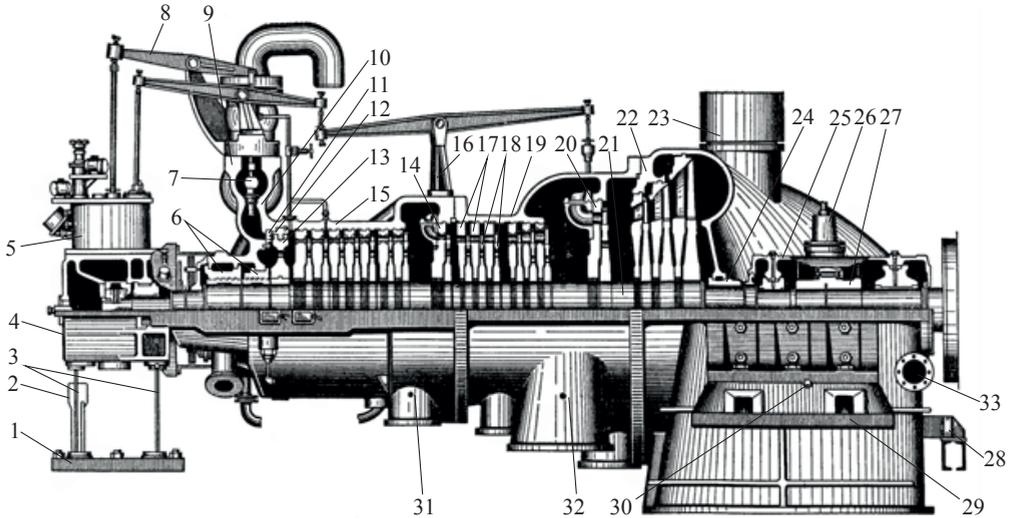


Рис. 4.3. Разрез турбины ПТ–25–90:

1 — плита фундаментальная передняя; 2 — прибор контроля теплового расширения; 3 — гибкие опоры; 4 — передний подшипник; 5 — блок регулирования турбины; 6 — переднее лабиринтовое уплотнение; 7 — клапанный парораспределение; 8 — рычажный привод; 9 — коробка клапанная; 10 — коробка сопловая; 11 — сегмент сопел; 12 — аппарат направляющий; 13 — двухвенечное рабочее колесо; 14 — поворотная диафрагма ЧСД; 15 — передняя часть корпуса; 16 — кронштейн привода парораспределения; 17 — диафрагмы; 18 — рабочие колеса; 19 — средняя часть корпуса; 20 — поворотная диафрагма ЧНД; 21 — ротор; 22 — выхлопная часть; 23 — диафрагма предохранительная; 24 — заднее лабиринтовое уплотнение; 25 — задний подшипник; 26 — валоповоротный механизм; 27 — соединительная муфта; 28 — вертикальная шпонка; 29 — лапа опорная, задняя; 30 — горизонтальный штифт; 31 — камера П отбора; 32 — камера Т отбора; 33 — слив масла из заднего подшипника

ЧВД включает в себя клапанный парораспределение 7 с рычажным приводом поворотных диафрагм 8 и проточную часть, состоящую из одной регулирующей ступени и семи ступеней давления. Регулирующая ступень скорости состоит из сегмента сопел 11 с парциальным подводом пара, двухвенечного рабочего колеса 13 и промежуточного направляющего аппарата 12.

Каждая ступень давления состоит из стальной диафрагмы сварной конструкции с полным подводом пара и одновенечного рабочего колеса.

Лопатки сегмента сопел и первых двух диафрагм изготовлены из специальной легированной стали, остальные из нержавеющей стали.

ЧСД включает в себя парораспределение, выполненное в виде поворотной диафрагмы 14 с рычажным приводом, и проточную часть, состоящую из семи ступеней давления. Поворотные кольца диафрагм радиально расположены на сопловых коробках, закрепленных на сварных диафрагмах. Поворот колец осуществляется сервомоторами, штоки которых через два двухплечных рычага шарнирно соединены с поворотными кольцами.

ЧНД состоит из парораспределения, выполненного в виде поворотной диафрагмы 20, и проточной части из четырех ступеней давления. Поворотные диафрагмы стальные сварной конструкции, остальные диафрагмы — чугунные, с залитыми стальными лопатками.

Парораспределения ЧВД, ЧСД, ЧНД приводятся в действие тремя сервомоторами, расположенными в общем блоке регулирования 5. Корпус турбины имеет с обеих сторон концевые лабиринтовые уплотнения 6 и 24.

Ротор турбины 21 гибкий, состоит из гладкого вала и нагорячо с натягом насаженных плоских дисков 18 с рабочими лопатками. На конце вала ротора насажена жесткая муфта 27 для соединения ротора турбины с ротором генератора. На валу, между дисками, выполнены проточки под диафрагменные лабиринтовые уплотнения. Рабочее колесо главного масляного насоса выполнено заодно с валом ротора турбины и имеет радиально сверленные клапаны. Его боковая поверхность выполняет роль гребня упорного подшипника. Между шейкой переднего опорного подшипника и маслоотбойным гребнем, в расточке вала, установлены 2 автомата безопасности.

Передняя часть корпуса турбины двумя лапами через шпонки свободно упирается на корпус переднего подшипника 4 и приболчена к подшипнику двумя дистанционными болтами.

На крышке подшипника установлен блок регулирования турбины 5, а внутри корпуса подшипника смонтирован автоматический затвор блока регуляторов безопасности.

Корпус заднего подшипника 25 отлит заодно с выхлопной частью турбины и служит одновременно корпусом переднего подшипника генератора и соединительной муфты. На крышке заднего подшипника смонтирован валоповоротный механизм 26 с гидравлическим приводом.

Турбина опирается на фундаментные плиты двумя лапами, расположенными по бокам выхлопной части (фикспункт турбины), и гиб-

кими опорами, расположенными под корпусом переднего подшипника турбины.

Фиксация корпуса турбины относительно фундамента осуществляется при помощи двух горизонтальных штифтов 30, расположенных на боковых лапах выхлопной части и одной вертикальной шпонки 28, расположенной между выхлопной частью турбины и рамой генератора.

Горизонтальные штифты 30 на лапах допускают свободное расширение выхлопной части в поперечном направлении, вертикальная шпонка 28 — в вертикальном направлении.

Свободное тепловое расширение корпуса турбины в осевом направлении обеспечивается за счет упругой деформации гибких опор 3 и контролируется прибором контроля теплового расширения 2. Величина теплового расширения корпуса равна 12 мм.

Внутри корпуса турбины помещены следующие элементы проточной части: сегмент сопел 11, приболченный к сопловой коробке; направляющий аппарат 12 и паровой щит, расположенные между венцами регулирующей ступени; диафрагмы 17, установленные в кольцевых расточках корпуса.

Направляющий аппарат и паровой щит приболчены глухими болтами к корпусу турбины. В правом щите имеются разгрузочные окна, которые служат для уравнивания давления по обе стороны регулирующей ступени.

В верхней передней части корпуса расположена клапанная коробка парораспределения ЧВД. Регулирующие клапаны разгруженного типа свободно подвешены на траверсе (балке) и открываются последовательно за счет разной длины хвостовиков при параллельном передвижении траверсы от сервомотора ЧВД.

Поворотная диафрагма парораспределения ЧСД и ЧНД состоит из неподвижной сварной разъемной диафрагмы, чугунной сопловой коробки, расположенной по ходу пара перед неподвижной диафрагмой, и разъемного стального поворотного кольца.

Сопловая коробка состоит из двух половин, которые закрепляются на неподвижной диафрагме; кроме того, верхняя и нижняя половины сболчиваются между собой призонными болтами. По внешнему периметру сопловой коробки выполнены профильные окна. На поворотном кольце по периметру также имеются профильные окна, которые регулируют перепуск пара к неподвижной диафрагме.

Окна в регулирующем кольце расположены таким образом, что при повороте его в сторону открытия окна сопловой коробки открываются последовательно четырьмя группами. Для обеспечения плавного возрастания расхода пара, по мере открытия окон сопловой коробки, окна каждой группы открываются с перекрышей по отношению к предыдущей группе окон. Таким образом, поворотная диафрагма равнозначна сопловому парораспределению с четырьмя регулирующими клапанами. В нижней сопловой камере профильные окна выполнены по диаметру симметрично верхней сопловой камере.

Поворот колец осуществляется сервомоторами соответствующих регуляторов РДП и РДТ.

Для проворачивания ротора турбины перед пуском или в период ее остывания после останова установлено гидравлическое ВПУ. Рабочее масло к ВПУ подается специальным электронасосом.

От давления масла передвигается поршень ВПУ, перемещая собачку, находящуюся в зацеплении с храповым колесом на полумуфте турбины. При обратном движении поршня ВПУ под действием пружины собачка выходит из зацепления с храповым колесом.

Два стопорных клапана предназначены для мгновенного прекращения доступа свежего пара в турбину как при плановых остановах, так и при аварийных ситуациях (в том числе и при срабатывании систем защиты).

Каждый стопорный клапан состоит из парового клапана с разгрузочным клапаном и быстрозапорного устройства.

Регенеративная установка

Регенеративная установка предназначена для подогрева основного конденсата ТГ–1 и питательной воды котлов ТЭЦ паром из регенеративных отборов и из концевых уплотнений турбины. Регенеративная установка включает в себя:

- эжектор отсоса пара из последних камер концевых уплотнений (ЭОУ);
- три подогревателя низкого давления;
- сливной насос;
- два подогревателя высокого давления (см. Инструкцию по эксплуатации ПДВ).

ЭОУ предназначен для отсоса ПВС из последних камер концевых уплотнений и от штоков поворотных диафрагм регулируемых отборов турбины. Состоит из пароструйного эжектора и двух поверхностных охладителей. ПВС проходит один охладитель, нагнетается эжектором и, пройдя второй охладитель, выбрасывается в атмосферу. Конденсат отводится через гидрозатворы в конденсатор и в БНТ. Рабочий пар эжектора — 5 кгс/см^2 . Охлаждается пар основным конденсатором турбины. Охладители подключены по конденсату параллельно между собой и параллельно с охладителями основного эжектора. После охладителей эжекторов установлен регулятор уровня с трубопроводом рециркуляции в конденсатор турбины, обеспечивающий минимальный расход конденсата через охладители эжекторов.

Греющий пар на ПНД–1, 2, 3 подается из отборов турбины.

В подогревателях осуществляется подогрев: в ПНД–1 — основного конденсата, идущего в деаэраторы 6 атм после регулятора уровня; в ПНД–2 основного конденсата и дренажей греющего пара, подаваемых сливным насосом из ПНД–1; в ПНД–3 основного конденсата, конденсата от сливного насоса и конденсата от греющего пара от БО и ПХВ.

Конденсат греющего пара отводится каскадно: из ПНД–3 в ПНД–2, из ПНД–2 в ПНД–1, из ПНД–1 сливным насосом через регулятор уровня в основной конденсат турбины перед ПНД–2. При отключении сливного насоса конденсат греющего пара может отводиться в конденсатор турбины через свой регулятор уровня. Отсос воздуха из подогревателей производится каскадно: из ПНД–3 в ПНД–2, затем в ПНД–1 и в конденсатор турбины. Каждый подогреватель имеет свой регулятор уровня и свой обратный клапан с масляным приводом на подводе пара из отбора турбины.

При работе с регенерацией турбина потребляет пар и тепло (с допуском $\pm 2\%$):

Гарантии действительны при следующих условиях работы турбины:

- давление свежего пара перед стопорными клапанами — 90 кгс/см^2 ;
- температура свежего пара перед стопорными клапанами — $535 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура охлаждающей воды на входе в конденсатор — $20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- количество охлаждающей воды, проходящей через конденсатор, — $3000 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- количество питательной воды, проходящей через ПВД, равно 107% от расхода пара на турбину;

- давление пара в производственном отборе — 10 кгс/см^2 ;
- давление пара в теплофикационном отборе — $1,2 \text{ кгс/см}^2$ (при работе с отборами);
- установка работает при чистых трубках конденсатора.

ПР–25/30–90/10/0,9

Паровая турбина ПР–25/30–90/10/0,9 (рис. 4.4) с регулируемым производственным отбором и противодавлением и с числом оборотов 3000 об/мин предназначена непосредственно для привода генератора переменного тока ТВС–30 с водородным охлаждением.



Рис. 4.4. Противодавленческая турбина 25 МВт с турбогенератором ТВС–30 (справа)

Турбина — одноцилиндровый агрегат, состоящий из 23 ступеней. Цилиндр делится на две части, соединенные между собой вертикальными фланцами: ЧВД и ЧСД. Корпус ЧВД выполнен из литой теплоустойчивой стали. ЧВД состоит из одновенечной регулирующей ступени и 15 ступеней давления. Корпус ЧВД сварной конструкции из углекислородной стали. ЧСД состоит из одновенечной регулирующей ступени и 6 ступеней давления. Из камеры перед ЧСД (после 16 ступени) осуществляется отбор пара на производство (см. рис. 4.5).

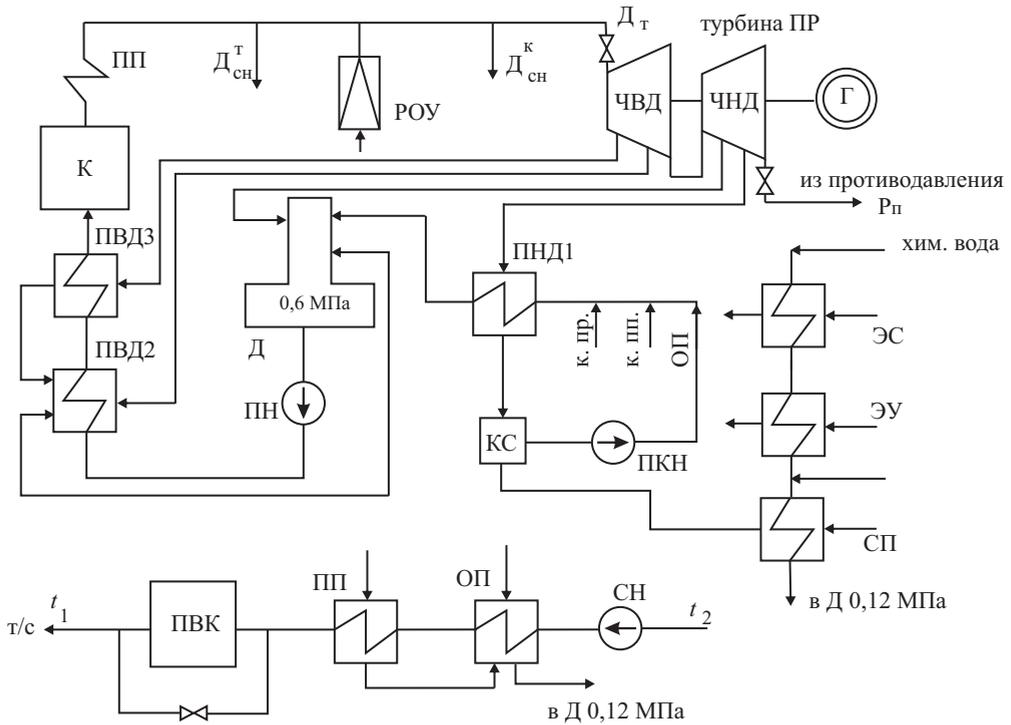


Рис. 4.5. Принципиальная тепловая схема противодавленческой турбины ПР-25-9,0: К — котел; ПП — пароперегреватель; РОУ — редукционно-расширительное устройство; D_t — расход пара на турбину; ЧВД — цилиндр высокого давления; ЧНД — цилиндр низкого давления; P_p — давление пара за турбиной (противодавление); ПНД1 — регенеративный подогреватель низкого давления; ПНД2 и ПНД3 — регенеративные подогреватели высокого давления; Д — деаэрактор 0,6 МПа; ПН — питательный насос; ПКН — подпиточный конденсатный насос; Д 0,12 МПа — деаэрактор атмосферного типа; СН — сетевой насос; ОП — основной подогреватель сетевой воды; ПВК — пиковый водогрейный котел; т/с — тепловая сеть; t_1 — температура прямой сетевой воды; t_2 — температура обратной сетевой воды

Ротор турбины имеет 16 дисков, выточенных заодно с валом, и 7 насадных дисков. Канавки лабиринтового уплотнения на переднем конце ротора выточены непосредственно на валу, на заднем конце ротора насажены две втулки, на которых выточены канавки и выступы. Рабочие лопатки имеют осевые уплотнения у корня и по бандажу, а также радиальные уплотнения по бандажу. К переднему концу ротора жестко подсоединен вал насосной группы.

С ротором генератора ротор турбины соединен полугибкой муфтой.

Во входной части ЧВД сварены 5 сопловых коробок: 3 в верхнюю половину и 2 — в нижнюю. Последовательность включения сопло-

вых коробок обеспечивает равномерный прогрев цилиндра при пусках и изменениях режима работы. В верхней половине размещен байпасный (шестой) клапан, перепускающий часть пара при больших расходах после регулирующей ступени ЧВД к 4 ступени. Разгрузочный клапан после реконструкции демонтируется.

Для ускорения равномерного прогрева цилиндра турбины при пусках из холодного состояния имеется устройство для обогрева фланцев и шпилек свежим паром. В схеме обогрева подвод свежего дросселированного пара осуществляется через два коллектора: из одного пар подается к приварным коробкам на фланцах, из второго — в обнизочные канавки на горизонтальном разъеме турбины.

В нижней половине ЧВД расположены два патрубка отборов пара на регенерацию, два патрубка отбора пара на производство и, с правой стороны, фланец для крепления сервомотора и рычага передачи к регулирующей диафрагме производственного отбора. В нижней половине ЧСД расположены один патрубок отбора пара на регенерацию и два выхлопных патрубка противодавления.

Фикспункт турбины расположен на задней фундаментной раме. Цилиндр расширяется от фикспункта вперед, перемещая при этом корпус переднего подшипника по его фундаментальной раме.

Диафрагмы со второй по двадцатую ступень выполнены сварными, диафрагмы 21—23 ступеней выполнены чугунами: с залитыми лопатками из нержавеющей стали. Все диафрагмы установлены в стальных литых обоймах и подвешены на лопатках у разъема.

Регулирующая диафрагма производственного отбора управляет перепуском пара в ЧСД. Она эквивалентна четырехклапанному сопловому парораспределению. Состоит из неподвижной разъемной стальной диафрагмы, разъемного поворотного регулирующего кольца и двух разгрузочных полуколец. В неподвижной диафрагме имеется 40 окон, расположенных по высоте в два яруса. За каждым окном размещен сопловой канал. Привод регулирующего поворотного кольца, прикрывающего и открывающего окна, осуществляется при помощи масляного поршневого сервомотора.

Концевые уплотнения турбины лабиринтного типа выполнены в виде стальных колец из 6 сегментов с закрепленными в них гребешками. В зоне высоких температур гребешки выполнены из монель-металла, в зоне низких — из латуни. Переднее концевое уплотнение имеет пять камер, заднее — три камеры.

Блок переднего подшипника состоит из сварного корпуса и крышки. В корпусе размещены вкладыши опорного-упорного подшипника и узлы регулирования:

- блок регуляторов;
- насосная группа с обратным клапаном;
- автомат безопасности;
- электрический индикатор осевого сдвига ротора;
- привод к тахометру с токосъемником;
- сервомотор ЧВД.

Сервомотор через штанг и зубчатый сектор приводит в движение кулачковый вал парораспределения.

На корпусе переднего подшипника и крышке собраны маховики управления турбиной, перевода на ограничитель мощности, опробования электрического индикатора осевого сдвига ротора с приспособлением для создания «фиктивного сдвига», опробования бойков автомата безопасности, механический указатель осевого положения ротора.

С обеих сторон корпуса блока переднего подшипника расположены опорные поверхности под лапы цилиндра. Направляющие шпонки лап охлаждаются водой (отсутствует после реконструкции).

Корпус блока заднего подшипника сварной, с чугунной литой крышкой.

В корпусе расположены:

- опорные вкладыши турбины и генератора;
- электрический индикатор относительного удлинения ротора;
- полугибкая соединительная муфта роторов турбины и генератора и кожух муфты.

На крышке блока размещены ВПУ и сельсинный указатель угла поворота ротора.

Вспомогательное оборудование

Эжектор отсоса пара из уплотнений служит для отсоса паровоздушной смеси из последних камер концевых уплотнений и уплотнений штоков стопорного и регулирующих клапанов. Эжектором создается в камерах небольшое разрежение, что предотвращает выход пара в по-

мещение. Эжектор имеет двухступенчатый вертикальный холодильник поверхностного типа: в первой ступени конденсируется пар отсасываемой паровоздушной смеси, а во второй — рабочий пар эжектора. Охлажденная паровоздушная смесь выбрасывается в атмосферу. Охлаждающим агентом служит ЦВ или сырая вода.

Подогреватель сальниковый предназначен для отсоса пара из предпоследних камер концевых уплотнений турбины. Представляет собой вертикальный теплообменник поверхностного типа. Охлаждающей средой служит ЦВ или сырая вода, проходящая по трубному пучку. Конденсат отсасываемого пара сливается в отдельный конденсатосборник сальникового подогревателя, имеющий регулятор уровня после сливных насосов.

Для отсоса неконденсирующихся газов из сальникового подогревателя установлен одноступенчатый паровой эжектор с поверхностным холодильником, служащим для конденсации рабочего пара и охлаждения газов. Охлаждающим агентом служит циркуляционная вода или сырая вода.

В систему *регенерации* турбины входит подогреватель низкого давления ПНД–1 поверхностного типа. В ПНД–1 подогревается химобессоленная вода после деаэраторов 1,2 атм подпитки котлов и конденсат ТГ–4. В эту же линию (или в деаэраторы 6 атм) может подаваться сливными насосами и конденсат конденсатосборника сальникового подогревателя. Греющей средой служит пар 4 отбора турбины после 19 ступени. Конденсат греющего пара через регулятор отводится в конденсатосборник сальникового подогревателя. Отсос неконденсирующихся газов из ПНД осуществляется в сальниковый подогреватель. В систему регенерации турбины входят также подогреватели высокого давления ПВД–2 и ПВД–3 (см. инструкцию по эксплуатации ПВД).

Турбина снабжена промывочным устройством, предназначенным для снижения температуры пара перед турбиной до температуры насыщения при промывке проточной части на ходу турбины при сниженной нагрузке. Промывочное устройство представляет собой сопло, распыляющее питательную воду в подводимом к турбине свежем паре.

На всех отборах турбины установлены обратные клапаны с гидравлическими сервомоторами принудительного их закрытия. Клапаны предназначены для защиты турбины при сбросах нагрузки от обратного потока пара, содержащегося в объемах трубопроводов и подклю-

ченных к ним аппаратов, или из параллельно подключенных регулируемых отборов и РОУ.

Обратный клапан с гидроприводом представляет собой комбинированную конструкцию, в которой сам клапан без гидропривода открывается и закрывается при изменении величины и направления парового потока. Запорное устройство обеспечивает дополнительное усилие на клапан.

Гарантийные данные ТМЗ

Турбина рассчитана для работы с острым паром перед стопорным клапаном с параметрами $p = 90 \text{ кгс/см}^2$, $t = 535 \text{ }^\circ\text{C}$ и номинальным противодавлением. Пределы противодействия 0,5–2,5 атм.

Турбина должна иметь постоянный расход на противодействие, минимальная величина его определяется максимально допустимой температурой выхлопного патрубка $250 \text{ }^\circ\text{C}$ и составляет при наличии производственного отбора не менее 60 т/ч.

Номинальное давление производственного отбора — 10 атм, пределы регулирования 7–12 атм. При номинальной мощности 25 МВт, номинальных параметрах свежего пара, полностью включенной регенерации, количестве питательной воды, проходящей через ПВД, равном 100 % расхода пара на турбину, номинальные величины при номинальных давлениях:

- производственного отбора при давлении 10 атм — 80 т/ч;
- максимальная величина производственного отбора с давлением 10 атм (при минимальном расходе пара из противодействия и номинальном давлении 0,9 атм) — 150 т/ч;
- максимальный расход пара из противодействия турбины при противодействии 0,9 атм (при производственном отборе равном нулю) 95 т/ч ($\pm 10 \%$).

Турбина может нести длительное время нагрузку до 35 МВт при определенных величинах производственного отбора в соответствии с диаграммой режимов, выдаваемой ХБ ЦКБ.

При работе турбины с полной регенерацией ТМЗ гарантирует удельные расходы пара с допуском 3 % (расход пара на эжекторы не включен).

Турбина допускает длительную работу при номинальной мощности при отклонениях от номинальных параметров:

- при одновременном отклонении в любых сочетаниях параметров свежего пара в пределах 85–95 атм и 525–540 °С;
- при уменьшении производственного отбора до нуля, если противодавление не выше 2,2 атм.

Примечание: При давлении свежего пара до 100 атм и температуре до 545 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, а общая продолжительность работы турбины на этих параметрах — не более 200 часов в год.

5. Оборудование и работа цеха химической обработки воды

Химводоочистка (ХВО) предназначена для покрытия потерь конденсата в системе ТЭЦ, потерь конденсата производственного пара, химически очищенной воды для подпитки теплосети и очистки конденсата. Для восполнения потерь пара и конденсата парогенераторов ТГМ–151 необходима обессоленная вода, в которой практически отсутствуют все примеси, находящиеся в исходной воде как в истинно-растворенном, так и в коллоидном и в грубодисперсном состоянии. На ХВО ТЭЦ исходная вода обрабатывается двумя методами.

Источником водоснабжения служит Верх-Исетский пруд с общим содержанием равном 359 мг/кг. Вода из пруда подается в главный корпус ТЭЦ, откуда насосами перекачивается на предочистку химцеха.

Для очистки воды на осветлителях предочистки используют в качестве коагулянта сернокислый алюминий, который хранится на складе мокрого хранения. Вода после подогревателей с температурой 20 °С поступает в осветлители. Туда же подается коагулянт и щелочь. Предварительная очистка обрабатываемой воды производится путем известкования и коагуляции в осветлителях со взвешенным осадком и фильтрации на механических фильтрах. Введение известкования вызывается необходимостью удаления железа и одновременно для предотвращения прогрессирующего снижения обменной емкости катионитов и анионитов, которые могут возникнуть при необратимом поглощении ими ионов железа. Кроме того, снижается концентрация соединений кремния и карбонатная жесткость. После обработки на осветлителях предочистки вода поступает в два бака коагулированной воды и далее делится на два потока: на установку подпитки теплосети и на обессоливающую установку.

Для питания водогрейных котлов и подпитки теплосети (химически очищенной водой) с открытым водоразбором на ТЭЦ смонтирована

водоподготовительная установка, работающая по схеме: коагуляция в осветлителях, осветление на механических фильтрах, подкисление H_2SO_4 , декарбонизация, где из воды удаляется CO_2 , и фильтрация всей воды через саморегулирующие буферные фильтры, назначением которых является стабилизация качества обработанной воды. После буферных фильтров химочищенная вода проходит через пароводяные подогреватели, через охладители выпара и поступает в деаэраторы 0,12 МПа подпитки теплосети. Из деаэраторов подпиточная вода, проходя через подогреватели сырой воды, поступает в баки ГВС. Затем вода подается в главный корпус ТЭЦ на подпитку теплосети и на технологические нужды ЦХП ООО «ВИЗ-Сталь».

Расчетный среднечасовой расход ХОВ для подпитки теплосети по открытой схеме при максимально-зимнем режиме составляет 420 т/ч.

Для приготовления обессоленной воды для работы котлов на ХВО ТЭЦ смонтирована обессоливающая установка, работающая по схеме: коагуляция в осветлителях, осветление на механических фильтрах, умягчение на водород-катионитовом I и II ступени и ОН фильтрах с декарбонизацией частично обессоленной воды (схема частичного обессоливания воды). После прохождения ОН II ступени обессоленная вода аминирована и подается в главный корпус ТЭЦ.

Производительность конденсатоочистки 75 т/ч. Для уменьшения потерь конденсата в системе ТЭЦ, потерь конденсата производственного пара, для подпитки теплосети и очистки конденсата используется конденсатоочистка.

Состав загрязнений производственного конденсата:

- общая жесткость 50 мг-экв/кг;
- содержание масел 10 мг-экв/кг;
- кремниевые кислоты 0,15 мг/кг;
- продукты коррозии в пересчете на Fe 0,5 мг/кг.

Для очистки производственного конденсата от железа, масла и т. д. применяется обезжелезивание на механических фильтрах типа Н-11 с загрузкой сульфоуглем, обезмасливание на угольных фильтрах с загрузкой активированным углем, умягчение на Na–катионитных фильтрах термостойким катионитом марки КУ-2.

Шламовые воды непрерывной и периодической продувок осветлителей направляются в блок очистки сооружений завода.

Для удаления окалины, продуктов атмосферной коррозии, сварочного грата и прочих загрязнений предусматриваются предпусковые и эксплуатационные промывки внутренних поверхностей нагрева котлов.

Промывке подвергаются собственно котел, ВЭК, ПВД, питательный тракт со сниженным узлом питания, ПП, деаэрационные баки 1,2 и 6 атм, ПНД и дренажные баки.

Нормы качества подпиточной воды приведены в прил. 2.

6. Контрольно-измерительные приборы и автоматика

Оборудование ТЭЦ оснащено КИП и А и сигнализацией в объеме, предусмотренном «Методическими указаниями по объему технологических измерений и автоматического регулирования на тепловых электростанциях».

На котельных установках установлены следующие контрольно-измерительные приборы (табл. 6.1, 6.2, 6.3, 6.4).

Таблица 6.1

На пароводяном тракте

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма информации	Примечания
Температура питательной воды	Регистратор, ЦТЩ	
Температура металла барабана, коллекторов, пароперегревателей, отводящих труб барабана	Постоянно, МЩУ	Нет регистратора
Температура пара после парохладителя	На МЩУ	Нет сигнализации, регистрации
Температура свежего пара	Постоянно, регистратор, автомат. регулятор, сигнализация, ЦТЩ	
Давление питательной воды за ПВД	Постоянно, ЦТЩ сигнализация	
Давление в барабане котла	Сигнализация, постоянно, по месту	Нет регистрации
Давление свежего пара	Постоянно, регистратор, сигнализация, ЦТЩ и по месту автоматич. регулирования	
Расход питательной воды на впрыски	Постоянно, ЦТЩ	
Расход свежего пара	Постоянно, регистратор, ЦТЩ	

Окончание табл. 6.1

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма информации	Примечания
Расход непрерывной продувки	Постоянно, ЦТЩ	Нет автоматического регулирования
Уровень в барабане	Постоянно, регистратор, сигнализация, ЦТЩ и по месту автоматич. регулирования	

Таблица 6.2

На тракте подачи газа и мазута

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма информации	Примечания
Температура мазута в коллекторе	По требованию, ЦТЩ, сигнализация, по месту	
Давление газа до регулирующего клапана	По требованию, ЦТЩ, сигнализация	Нет авт. регулирования
Давление мазута до регулирующего клапана	По требованию, ЦТЩ, сигнализация	
Давление газа за регулирующим клапаном	По требованию, ЦТЩ, сигнализация, по месту	
Давление мазута за регулирующим клапаном	По требованию, ЦТЩ, сигнализация, по месту	
Давление газа перед каждой горелкой	По месту	
Давление пара на общей линии к мазутным форсункам	МЩУ	Должен быть на ЦТЩ
Расход газа	Постоянно, регистрация, авт. регулирование	Нет авт. регулирования, нет необходимости
Расход мазута	Постоянно, ЦТЩ	Нет регистратора, авт. регулирования, нет необходимости
Расход мазута (на обратном мазутопроводе)	По месту	
Давление пара перед форсункой на котлах № 1÷3	По месту	
Давление мазута перед каждой форсункой на котлах № 1÷3	По месту	

Таблица 6.3

На воздушном тракте

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма информации	Примечания
Температура воздуха перед дутьевыми вентиляторами до врезки рециркуляции		Прибор отсутствует
Температура воздуха перед воздухоподогревателями	ЦТЩ и МЩУ, по требованию, сигнализация	Нет автоматич. регулирования
Температура воздуха после РВВ	ЦТЩ, по требованию, сигнализация	
Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами, до и после РВВ	МЩУ, по требованию	
Давление воздуха в общем коробе	ЦТЩ, по требованию, сигнализация	
Давление воздуха перед каждой горелкой	По месту постоянно	На МЩУ — нет
Расход воздуха на котел	Постоянно, ЦТЩ	Нет автоматического регулирования
Ток электродвигателей вентиляторов	Постоянно, ЦТЩ, сигнализация	

Таблица 6.4

На газовом тракте

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма информации	Примечания
Температура в поворотной камере	Постоянно, ЦТЩ	
Температура перед РВВ	Постоянно, ЦТЩ	
Температура уходящих газов за РВВ	Постоянно, регистрация, ЦТЩ	
Разность температур газов на выходе из РВВ	Постоянно, ЦТЩ, сигнализация	
Разрежение вверху топки	Постоянно, ЦТЩ, МЩУ, автомат. регулирование	
Разрежение на РВВ	На ЦТЩ	
Разрежение перед дымососом	На ЦТЩ	
Содержание кислорода в дымовых газах	Постоянно, регистр. ЦТЩ, автоматич. регулирование	

Окончание табл. 6.4

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма информации	Примечания
Факел в топке	Постоянно, регистр. ЦТЩ, сигнализация	
Факел каждой растопочной горелки	Сигнализация на ЦТЩ и МЩУ	
Факел каждого запального устройства	Сигнализация на ЦТЩ и МЩУ	

Котлы ТЭЦ снабжены следующими технологическими защитами, действующими на останов котла;

- при погасании факела в топке;
- при повышении уровня воды в барабане котла свыше + 200 мм;
- при понижении уровня воды в барабане котла ниже 100 мм;
- при повышении давления газа перед горелками до $1,0 \text{ кгс/м}^2$;
- при понижении давления газа перед горелками до $0,05 \text{ кгс/м}^2$;
- при отключении двух дутьевых вентиляторов;
- при отключении двух дымососов;
- при отключении двух РВВ.

Защиты, действующие на снижение нагрузки котла:

- при отключении одного дутьевого вентилятора;
- при отключении одного дымососа;
- при отключении одного РВВ.

Защиты, выполняющие локальные операции:

- при перепитке котла водой до I предела (+ 150 мм) — автоматически открывается аварийный слив из барабана котла.

Турбогенератор ПР–25–90–10/0,9, установленный на ТЭЦ «Урал-МЕТПРОМ», оснащен КИП и А и сигнализацией в объеме, предусмотренном «Методическими указаниями по объему технологических измерений и автоматического регулирования на тепловых электростанциях».

Перед опробованием защит турбины до пуска из холодного состояния необходимо:

- ввести в работу систему маслоснабжения турбины и убедиться, что при работающем ПМН давление масла в системе регулирования 12 атм, в системе смазки — 0,6 атм;
- проверить подачу напряжения в систему защит, технологической сигнализации и КИП;

- вывести синхронизатор РС в положение «0» по шкале;
- ключ «ПЗ» и контактные накладки системы защит установить в положение «откл»;
- вращением синхронизатора РС против часовой стрелки открыть стопорный клапан, регулирующие клапаны и поворотную диафрагму. При этом автоматический затвор стопорного клапана, золотники автомата безопасности и система регулирования приводятся в состояние, готовое к опробованию защит.

Опробование защит турбины по осевому сдвигу, понижению давления в системе смазки до II предела, повышению и понижению температуры острого пара, понижению давления за импеллером, повышению перепада давления на 23 ступени, повышению температуры масла за маслоохладителями при снижении давления охлаждающей воды, при дистанционном отключении электромагнитного выключателя турбины, от внутренних повреждений генератора производится введением соответствующей накладки защиты и ключа «ПЗ» в положение «защита» при замкнутых контактах установок защитных приборов.

На каждом ПЭН установлены защиты:

- при падении давления в системе смазки до 0,03 МПа отключается ПЭН;
- при падении давления на нагнетании ПЭН до 9 МПа отключается ПЭН;
- при увеличении давления за гидропятой до 0,85 МПа отключается ПЭН и автоматика;
- включение ПЭН возможно только, если давление масла в системе смазки не ниже 0,1 МПа. На ПЭН–4 через 5 мин после включения ПЭН отключается пускоостановочный маслонасос (ПОМН);
- при падении давления в системе смазки до 0,08 МПа включается резервный маслонасос (или для ПЭН–4 пускоостановочный) и загорается табло «АВР маслонасоса ПЭН» (или «Включение ПОМН» для ПЭН–4);
- при отключении ПЭН рабочий маслонасос отключается через 5 минут (для ПЭН–4 ПОМН включается на 5 минут, а затем отключается);
- при падении давления в нагнетательном коллекторе ПЭН до 12 МПа включается резервный ПЭН;
- при уменьшении расхода воды после обратного клапана ПЭН до 90 м³/ч открывается рециркуляция;

- при увеличении расхода воды после обратного клапана ПЭН до $110 \text{ м}^3/\text{ч}$ закрывается рециркуляция.

Также на каждом ПЭН установлены электронные автоматические приборы для измерения расхода, уровня давления, автоматические показывающие и самопишущие приборы с дифференциально-трансформаторной и индукционной схемой, предназначенные для измерения и записи расхода жидкости, пара, газа, уровня и давления (разрежения). Приборы типа ДС1, ДСР, ДПР, ВМД, ДСД, КПД работают в комплекте с датчиками типа ДМ, МЭД, ДКО.

Контроль за содержанием дымовых газов осуществляется по сторонам котла двумя комплектами газоанализаторов типа УКАРСК–1 (устройство контроля и автоматического регулирования содержания кислорода).

Каждый котел снабжен следующими системами авторегулирования: питания, разрежения, температуры «пп» за первым впрыском слева и справа, температуры «пп» за вторым впрыском слева и справа, топлива, общего воздуха, коррекции по кислороду, давления пара в магистрале (1 на 3 котла) — главный регулятор.

Регулятор питания предназначен для поддержания уровня воды в барабане котла в заданных пределах и обеспечения соответствия между подачей воды в котел и паропроизводительностью. Схема регулятора трехимпульсная. Импульсами являются:

- уровень воды в барабане (измеряется первичным прибором типа ДММ–630);
- расход пара — измеряется первичным прибором ДММ–1 по перепаду давлений на сужающем устройстве;
- расход питательной воды — измеряется первичным прибором ДММ–0,63.

Регулятор разрежения предназначен для поддержания в заданных пределах разрежения в топке котла. Одноимпульсный (импульс — разрежение в верхней части топки). Измеряется прибором ДТ–2–50. Регулятор управляет направляющими аппаратами дымососа.

Система автоматического регулирования температуры предназначена для поддержания постоянной температуры перегретого пара (пп) на выходе из котла ($540 \text{ }^\circ\text{C}$). Двухимпульсная схема регулятора: 1-й импульс — температура «пп» — измеряется термопарой типа ХА; 2-й импульс — дифференциальный импульс по температуре за впрыскивающим ПО — измеряется термопарой ХА. Регулирующий прибор —

РПИБ-Т. Регулирование осуществляется путем впрыска собственного конденсата котла.

Задачей главного регулятора является поддержание постоянного давления в паровой магистрали путем изменения паропроизводительности котлов. Ротор получает импульс по давлению пара в паровом коллекторе от датчика типа МЭД-160. Выходной сигнал регулятора управляет двигателями задатчиков автоматической коррекции типа ЗАК-73 котлов, которые изменяют задания регуляторам топлива этих котлов.

Регулятор топлива предназначен для поддержания заданного расхода газа на котел. Используется 2-импульсный регулятор. Импульсы: 1) расход газа на котел, измеряемый датчиком ДММ-1600; 2) задание, получаемое от регулятора автоматической коррекции ЗАК-73. Регулятор топлива действует на исполнительный механизм газовой заслонки, установленной на газопроводе к котлу.

Регулятор общего воздуха (РОВА) предназначен для поддержания расхода воздуха в соответствии с расходом газа на котел. Выполнен по схеме «топливо-воздух-коррекция по кислороду». Сигнал по расходу воздуха формируется двумя дифтягомерами типа ДТ-2-50 по перепаду на трубах Вентури, врезанных в трубопроводы горячего воздуха по сторонам котла. Сигнал по расходу топлива формируется дифманометром типа ДМ-1600, измеряющим перепад на шайбе по расходу газа на котел. РОВА воздействует через синхронизатор ПЛК-П на ИМ направляющих аппаратов дутьевых вентиляторов.

7. Электроцех

Электроцех, повысительная и понизительные трансформаторные подстанции предназначены для обслуживания электро-технического оборудования как для выработки электроэнергии и передачи ее на большие расстояния (через ЛЭП), передачи ее местным сторонним потребителям, так и для обеспечения потребителей ТЭЦ собственной электроэнергией.

7.1. Производство и снабжение электроэнергией

Выработанная электроэнергия ТЭЦ передается от шин генераторного напряжения как через оборудование повысительной подстанции во внешнюю электросеть (ЛЭП), так и к местным потребителям (рядом расположенным), а также на собственные нужды цехов и отделов ТЭЦ (для электродвигателей, КИП и А, электроосвещения и др.).

Необходимо четко представлять, что электрооборудование изначально питается от шин генераторного напряжения.

На рис. П. 2.8 представлена принципиальная схема электрических соединений при производстве электроэнергии и электроснабжении ТЭЦ от генераторных шин до повысительной подстанции, передающей электроэнергию в сеть.

7.1.1. Электробезопасность

Безопасность труда при ремонте и обслуживании электрооборудования достигается выполнением правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и производственной инструкции.

Лица, обслуживающие котлоагрегаты, имеющие электроприводы, должны иметь элементарные понятия об опасности электрического тока, знать и уметь применять способы оказания первой помощи пострадавшему от электрического тока. Этому персоналу присваивается квалификационная группа I, кроме того, должен быть проинструктирован по безопасности непосредственно на рабочем месте.

При осмотрах и пусках электрического оборудования должны использоваться индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, коврики, подставки и т. д. Инструменты использовать только с изолированными ручками.

Преднамеренное металлическое соединение корпусов электрических двигателей, кожухов, рубильников, магнитных пускателей, каркасов защитных панелей, металлоконструкций с заземлением называется защитным заземлением.

Электрическое оборудование и аппараты в нормальных условиях не находятся под напряжением, но при повреждении изоляции токоведущих частей они могут оказаться под напряжением и, если электрическое оборудование и аппараты не будут заземлены, то жизни и здоровью человека будет угрожать опасность. Поэтому используют заземление.

Допуск к работе с электрооборудованием до 1000 В

Эти электрические установки должны быть заземлены обязательно через нулевой провод, который следует обязательно заземлять через каждые 250 м и на концах воздушных линий, а также на ответственных участках более 20 м.

К работе с электрическим оборудованием до 1000 В применяют защитные устройства:

- перчатки резиновые диэлектрические (испытывают 1 раз в месяц);
- инструменты с изолированными ручками (1 раз в год);
- болты резиновые диэлектрические (1 раз в 3 года);
- предохранительные пояса (1 раз в месяц).

Перед каждым использованием защитного средства машинисты, электрики обязаны:

- проверить его исправность и отсутствие внешних повреждений;
- очистить от пыли;
- резиновые диэлектрические перчатки проверить на наличие проколов;

- проверить по штампу, не истек ли срок периодичности испытания защитного средства.

Пользоваться неисправными защитными средствами запрещено.

Выбор кабелей и проводов

Производится согласно ПЭУ по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны. Если сечение проводника, определенное по этим условиям, получается меньше сечения, требуемого по другим условиям (термическая и электродинамическая стойкость при токах КЗ, потери и отклонения напряжения, механическая прочность, защита от перегрузки), то должно приниматься наибольшее сечение, требуемое этими условиями.

Выбор сечений проводников по нагреву

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. п. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Выбор сечений проводников по экономической плотности тока

Сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение S , мм², определяется из соотношения

$$S = I/J_{\text{эк}},$$

где I — расчетный ток в час максимума энергосистемы, А; $J_{\text{эк}}$ — нормированное значение экономической плотности тока для заданных условий работы, А/мм².

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т. е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается.

Проверка проводников по условиям короны и радиопомех

При напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки над уровнем моря, приведенного радиуса проводника, а также коэффициента негладкости проводников.

При этом наибольшая напряженность поля у поверхности любого из проводников, определенная при среднем эксплуатационном напряжении, должна быть не более 0,9 начальной напряженности электрического поля, соответствующей появлению общей короны.

Проверку следует проводить в соответствии с действующими руководящими указаниями.

Кроме того, для проводников необходима проверка по условиям допустимого уровня радиопомех от короны.

7.1.2. Описание производства электроэнергии и электроснабжения

Установленная мощность генераторов составляет 72 МВт. Электрическая энергия напряжением 10,5 кВ вырабатывается тремя турбогенераторами ТВС–30 (и одним турбогенератором ТФП-25–2У), поступает на шины ГРУ — 10 кВ, откуда через отходящие фидеры — на ЦХП ООО «ВИЗ-Сталь». Связи ТЭЦ с энергосистемой осуществляются через два трансформатора мощностью по 80 мВА каждый типа ТРДЦН-800/110, подключенных через масляные выключатели У–110–8 к двум воздушным линиям электропередач напряжением 110 кВ, по которым электрическая энергия направляется к подстанциям «ВИЗ» и «Искра». С шин ГРУ–10 запитаны также три трансформатора для собственных нужд типа ТДСН–10000/10, питающие четыре секции РУСН 6 кВ, от которых подается электроэнергия через 5 трансформаторов типа ТСЗС–1000/10 на четыре секции РУСН 0,4 кВ. Кроме этого, имеются распределительные устройства 6 и 0,4 кВ в пиковой котельной, в химцехе и мазутном хозяйстве. Основное оборудование, представленное на схемах, будет описано далее. Схемы см. в приложении.

7.1.3. Электродвигатели

При эксплуатации генераторов должны быть обеспечены:

- бесперебойная работа в допустимых режимах;
- надежное действие систем возбуждения, охлаждения, масло-снабжения;
- надежное действие систем контроля, защиты автоматики.

Каждый генератор ТЭЦ и вспомогательное оборудование имеют порядковый станционный номер.

Каждый генератор оборудован контрольно-измерительными приборами, устройствами управления и сигнализации, средствами защиты, автоматическим регулятором возбуждения, форсировкой возбуждения.

Автоматические регуляторы возбуждения должны быть постоянно включены в работу. Отключение их или отдельных элементов допускается только для ремонта или проверки.

Генераторы должны быть введены в эксплуатацию на основном возбуждении. В условиях эксплуатации переводы с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения генераторов от сети.

На генераторах оборудования АРП защита обмотки ротора от перенапряжений должна постоянно находиться в работе.

На приводе реостата возбуждения и на самом реостате должны быть нанесены краской отметки, соответствующие холостому ходу и полной нагрузке генератора, и стрелкой — направление вращения для увеличения возбуждения.

Устройства теплового контроля генератора должны вводиться в работу в полном объеме с использованием всех рабочих функций (регистрация температур, сигнализация при достижении предельно допустимых температур и т. п.)

Генераторы ТЭЦ рассчитаны на эксплуатацию с водородным охлаждением при номинальном давлении водорода. Работа на воздушном охлаждении допускается в качестве временного (аварийного) режима.

При работе на воздушном охлаждении необходимо:

- обеспечить питание уплотнения вала маслом; в корпусе статора поддерживать избыточное давление воздуха $0,3+0,5$ кг/см²; подпитку свежим воздухом производить через осушитель;
- резервные источники маслоснабжения уплотнений генераторов должны автоматически включаться в работу при отключении ра-

бочего источника и снижении давления масла ниже установленного предела;

- эксплуатация щеточно-контактных аппаратов генераторов должна осуществляться в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей;
- для генераторов на электростанции должны быть в наличии все приспособления и комплекты инструмента, необходимые для разборки и сборки генераторов во время ремонтов;
- эксплуатацию генераторов осуществлять по инструкции ПТИ-118-Э-18. 201–09.

Устройство генератора

Турбогенератор предназначен для выработки электроэнергии в продолжительном режиме работы при непосредственном соединении с паровой турбиной.

Обозначение типа генератора ТВС–30 расшифровывается следующим образом: Т — турбогенератор; В — с водородным поверхностным охлаждением; С — синхронный; 30 — мощность в МВт.

Турбогенератор смонтирован в закрытом герметическом исполнении, с замкнутым циклом вентиляции, обеспечивающим его нормальную работу при давлении водорода $0,3+0,5$ кг/см².

Охлаждающий водород циркулирует в турбогенераторе под действием вентиляторов, установленных на валу ротора, и охлаждается газоохладителями, встроенными в корпус генератора. Циркуляция воды в газоохладителях осуществляется насосами, расположенными вне турбогенератора.

Маслоснабжение опорных подшипников и уплотнений вала производится от масляной системы турбины. Турбогенератор возбуждается от возбудителя типа ВТ–170 С-3000. Ротор возбудителя соединен с ротором генератора посредством гибкого валика.

Корпус статора сварной, газоплотный, испытанный давлением воды $5,5$ кг/см² и воздуха 1 кг/см². Механическая прочность корпуса достаточна, чтобы статор мог выдержать без остаточных деформаций внутреннее давление в случае взрыва водорода. Корпус статора разделен на отсеки для осуществления замкнутой многоструйной вентиляции. С торцов корпус закрыт внутренними и наружными щитами. Внутренние щиты разделяют зоны повышенного и пониженного давления. Наружные щиты стальные, газоплотные состоят из двух половин, с ли-

нией разъема по горизонтали. В нижней части корпуса статора есть два люка, позволяющие производить осмотр лобовых частей, концевых выводов обмотки статора без разборки наружных щитов и выемки газоохладителей. Корпус статора опирается на фундамент посредством лап, которые приварены к корпусу.

Отвод тепла, выделяемого турбогенератором, производится четырьмя газоохладителями, установленными вертикально в корпусе статора. Газоохладители изготовлены из латунных трубок с навитой на них припаянной медной проволочной спиралью. Газоохладители устанавливаются с амортизацией во избежание вибрации трубок.

Подвод воды осуществляется через фильтры к нижним водяным камерам. В верхних камерах (крышках) имеются спускные трубки для контроля возможного скопления воздуха. Дефектные трубки во время эксплуатации заглушиваются с обоих концов металлическими пробками, число заглушенных трубок не должно превышать 5 % от общего числа газоохладителей.

Сердечник статора собран из листов электротехнической стали толщиной 0,5 мм, покрытых изолирующим лаком. Пазы в сердечнике статора прямоугольные, открытые. Обмотка статора — стержневая, с транспозицией проводников в пазовой части, двухслойная, с укороченным шагом.

Изоляция обмотки статора микалентная компаудированная класса «В». Обмотка в пазах закреплена гетинаксовым или стеклотекстиловыми клиньями. Наружу выведено 6 концевых выводов обмотки статора.

Ротор изготовлен из цельной поковки высококачественной стали, имеет продольное осевое отверстие. Токоотводы от обмотки ротора к контактным кольцам проходят через центральное отверстие ротора и специально уплотнены для предотвращения утечки газа. Контактные кольца стальные, насажены на изолированную втулку и вынесены за подшипник со стороны возбuditеля.

Вентиляторы осевые пропеллерного типа

Катушки обмотки ротора наматываются из плоской меди на ребро. Изоляция обмотки класса «В» на теплостойких лаках, подвергается специальной опрессовке и запечке. Клинья обмотки ротора дюралюминиевые.

Щеточная траверса устанавливается на уширенном основании подшипника генератора со стороны возбuditеля и служит для подвода тока

возбуждения к контактным кольцам ротора. Щеткодержатели обеспечивают возможность регулирования необходимого давления на щетки.

Турбогенератор имеет подшипник скольжения с принудительной смазкой. Опорный подшипник со стороны турбины расположен в камере турбины, поставляется предприятием-изготовителем турбины. Со стороны возбудителя подшипник генератора выносной (стоякового типа) с самоустанавливающимся вкладышем, электрически изолированным от фундаментной рамы и маслопроводов. В конструкции предусмотрен дистанционный контроль температуры баббита вкладыша термометром сопротивления, контроль температуры масла осуществляется посредством ртутного термометра на сливном патрубке. По торцам подшипников устанавливаются маслоуловители, которые предотвращают выбрасывание масла из камер подшипников. Масляные уплотнения вала генератора служат для газонепроницаемого перекрытия зазоров между вращающимся валом ротора и торцевыми щитами статора. В качестве масляных уплотнений применены уплотнительные подшипники (упорного и торцевого типа). Более подробно система уплотнения вала описана в инструкции ПТИ—118—Э—18.221—91.

Система контроля

Контроль теплового состояния всех основных узлов и систем охлаждения турбогенератора и возбудителя производится термометрами сопротивления. Термометры сопротивления для измерения температуры изоляции обмотки статора заложены между стержнями обмотки, а для измерения температуры железа статора заложены на дно паза в местах наибольших температур.

Контроль температуры масла в подшипниках, воды в охладителях, газа в корпусе генератора дублируется ртутными термометрами.

Приборы позволяют производить непрерывный автоматический контроль температуры подключенных точек, регистрировать их и выдавать сигналы.

Режимы работы генератора

Нормальными режимами работы генератора являются такие режимы, на которые рассчитана работа генератора и в которых он может длительно работать при допустимых отклонениях основных параметров (напряжения, тока, частоты, коэффициента мощности, температуры и давления охлаждающей среды) от номинальных.

Режим работы генератора при номинальных параметрах, указанных на заводском щитке и в паспорте генератора, называется номинальным (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Номинальные параметры генераторов ТВС-30

Номинальные параметры	Ед. изм.	Значение
Номинальное напряжение статора, $U_{ст}$	кВ	10,5
Мощность полная, S	кВ·А	37500
Мощность активная, P	МВт	30
$\cos \alpha$	—	0,8
Номинальный ток статора, $I_{ст}$	А	2065
Температура охлаждающего водорода, t_{H_2}	°С	40
Избыточное давление водорода, h_{H_2}	кг/см ²	0,5
Предельная температура обмоток статора	°С	105
Предельная температура обмоток ротора	°С	130

Примечание. Температура охлаждающего водорода не более + 40 °С.

Допустимые режимы при изменении напряжения статора

Номинальная мощность генератора при номинальном коэффициенте мощности должна сохраняться при отклонениях напряжения статора в пределах $\pm 5\%$ от номинального, т. е. 9,98÷11,025 кВ.

Рабочее напряжение статора генератора не должно превышать 110% от номинального (11,55 кВ). Повышать напряжение статора выше этого значения запрещается. При работе в режиме ручного регулирования тока возбуждения (РРВ), а также при работе на резервном возбуждении работа с отрицательным $\cos \varphi$ и равном 1 запрещается.

Допустимые режимы при изменении частоты

При изменении частоты тока $\pm 5\%$ от номинальной мощность генератора не изменяется при условии сохранения тока ротора равным его значению для номинальной частоты.

При одновременных отклонениях напряжения на вводах генератора $\pm 5\%$ (11,25÷9,975 кВ) и частоты до $\pm 2,5\%$ (51,25÷48,75 Гц) от номинальных значений номинальная и длительно допустимая мощность сохраняется, при условии, что в режимах работы с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6%.

Допустимая скорость подъема активной нагрузки определяется условиями работы турбины и котлоагрегатов. Скорость подъема реактивной нагрузки не должна превышать скорости набора активной. Увеличение ее должно быть пропорционально увеличению активной мощности. Однако в аварийных случаях запрещается вмешиваться в работу АРВ и форсировки возбуждения, если условия безопасной работы сохраняются.

Особые режимы работы генератора

Длительная перегрузка генератора по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, запрещается.

Однако в аварийных условиях при недопустимо низком напряжении, угрожающем нарушению статистической устойчивости, может быть допущена следующая кратковременная перегрузка по току статора (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Перегрузка и кратность тока

Перегрузка t , мин, не более	16	15	6	5	4	3	2	1
Кратность тока по отношению к номинальному	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2

Допустимость работы генераторов в асинхронном режиме определяется степенью снижения напряжения и необходимого резерва мощности в системе. Эта возможность определяется предварительными расчетами и испытаниями.

При потере возбуждения генератор допускает временную работу в асинхронном режиме. При этом необходимо отключить АГП (автомат гашения поля), уменьшить активную нагрузку до 60% от номинальной. В таком режиме генератор может работать в течение 30 минут, считая от момента потери возбуждения.

Режим двигателя

По условию работы генератора длительно допустим режим синхронного двигателя. По условию работы турбины этот режим ограничен и определяется заводом-изготовителем турбины.

Режим работы с замыканием на «землю» в сети генераторного напряжения

Заземление одной фазы генератора является аварийным режимом и работа в таком режиме не допускается. Турбогенератор отключается защитой при токе замыкания на землю большему и равному 3,3 А. Если ток замыкания на землю не превышает 3,3 А, то допускается работа в таком режиме не более двух часов, по истечению которых он должен быть отключен. Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, то, по усмотрению главного инженера, допускается работа генератора с заземлением в сети продолжительностью до 6 часов.

При кратковременных несимметричных режимах (внешних коротких замыканиях) допустимая продолжительность работы генератора определяется из условий, чтобы произведение квадрата тока обратной последовательности в долях номинального тока статора и продолжительности режима в секундах было не более 30, то есть $t < 30$.

Эксплуатация генератора

Обслуживание генераторов во время эксплуатации возлагается на персонал цехов: электрического, котлотурбинного, химического.

На персонал электрического цеха возлагается:

- осмотр генератора осуществляется мастером электроцеха или мастером по ремонту электрооборудования не реже одного раза в смену, начальником — один раз в сутки;
- оценка температурного состояния генератора по данным регистрирующих приборов и термометров. Ежемесячно, в 2:00, 10:00, 21:00 производить запись температуры железа и медистатора, а также температуры вкладышей подшипников. Контроль за изоляцией цепей возбуждения производится один раз в сутки в 0:00 ч, измерение сопротивления изоляции обмотки статора и цепей возбуждения — при остановке генератора (пуске) и разборке его электрической схемы;
- проверка сопротивления изоляции подшипников и уплотнений не реже одного раза в месяц. Уход за системой возбуждения в соответствии с заводской инструкцией;
- осмотр и техническое обслуживание контактно-щеточных аппаратов генераторов и резервного возбудителя производится не реже одного раза в неделю, а в аварийных случаях — по вызову персонала, обслуживающего турбину;

- обслуживание и ремонт системы газового охлаждения (газопровод, арматура, газоохладители), поддержание заданных чистоты и давления водорода в генераторе;
- обслуживание и ремонт электрооборудования всей водяной и газомасляной системы;
- перевод генератора с воздуха на водород и обратно, продувка генератора свежим водородом;
- участие в приеме из ремонта масляных уплотнений. Демонтаж и обратная установка при ремонтах датчиков теплового контроля внутри генератора. Ежечасно производить запись в ведомость показаний приборов генератора, установленных на щите. Обслуживание и ремонт манометров, газоанализаторов, логометров и других приборов сигнализации и контроля.

На персонал котлотурбинного цеха возлагается:

- наблюдение за нагревом и вибрацией всех подшипников генератора и возбuditеля;
- контроль за работой и регулирование температуры охлаждающей среды газоохладителей генератора и возбuditеля;
- периодическое прослушивание генератора;
- надзор за работой и ремонт системы маслоснабжения уплотнений вала;
- внешний контроль за работой контактно-щеточного аппарата генератора и резервного возбuditеля без производства каких-либо работ на них;
- содержание в чистоте выступающих краев изоляционных прокладок под основанием подшипников генератора и возбuditеля и наблюдение за тем, чтобы металлические предметы не замыкали их;
- наблюдение за тем, чтобы посторонние лица не подходили к генератору;
- контроль за допустимым количеством водорода в картерах подшипников по имеющимся приборам.

На персонал химического цеха возлагается химический анализ газа в корпусе генератора, картерах подшипников, в масляном баке и других местах систем маслоснабжения генераторов.

Пуск генератора и принятие нагрузки

Начальник смены станции, получив сообщение от начальника смены КТЦ о готовности турбогенератора к пуску, отдает начальнику смены КТЦ распоряжение о пуске. Пуск разрешается при наличии в корпусе статора водорода не менее $0,05 \text{ кгс/см}^2$.

Контроль за режимом работы генератора во время его разворота до номинальных оборотов осуществляется старшим электромонтером совместно со старшим машинистом турбинного отделения под руководством начальника смены станции.

С момента начала вращения турбины генератор и связанная с ним аппаратура независимо от положения АГП считается под напряжением. С этого времени не разрешается проводить на генераторе никакие работы.

При повороте ротора с места с увеличением его оборотов до номинальных старший ЭМ должен следить:

- нет ли посторонних шумов, стуков и задевания в генераторе,
- нет ли биения вала (если будет обнаружено какое-либо отклонение от нормальной работы генератора, агрегат должен быть немедленно остановлен для устранения неисправностей);
- за работой щеточного аппарата, вибрацией щеток на кольцах ротора;
- за работой масляной системы подшипников и масляного уплотнения в отношении достаточного расхода масла и необходимого давления;
- за отсутствием водорода в картерах подшипников;
- за работой газоохладителей (подача воды в газоохладители регулируется задвижками из расчета, чтобы температура холодного газа в корпусе генератора была в пределах $30 \div 40 \text{ }^\circ\text{C}$ и не имела колебаний больше, чем $3 \div 5 \text{ }^\circ\text{C/ч}$. Течь воды в газоохладителях не допускается;
- за утечкой газа из корпуса генератора;
- за вибрацией подшипников (виброскорость подшипников не должна превышать $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$).

О достижении турбогенератором подсинхронной скорости и готовности его к синхронизации начальник смены КТЦ должен сообщить НСС сигналом по командоаппарату «Внимание», «Готово». При отсутствии замечаний по турбогенератору генератор готовится к включению в сеть.

Перед включением в сеть необходимо:

- собрать схему генератора (включить шинный разъединитель, проверить его включенное положение);
- снять плакаты с ключей управления МВ и АГП;
- включить автоматический регулятор возбуждения;
- включить АГП, возбудитель, генератор, постепенно увеличивая ток возбуждения, наблюдая при этом за показаниями киловольтметра статора, амперметра и вольтметра ротора и за отсутствием показаний амперметров статора. Показания амперметра ротора и киловольтметра статора должны возрасти плавно. Запрещается поднимать напряжение на обмотке статора выше 11,55 кВ.

После подъема напряжения до номинального старший ЭМ должен проверить работу щеточного аппарата (обратить внимание на отсутствие искр), температуру охлаждающего газа, осмотреть МВ.

После проверки старший ЭМ или начальник смены станции синхронизируют генератор с шинами согласно инструкции по синхронизации.

После включения генератора в сеть необходимо:

- подать сигнал по командоаппарату «Генератор включен»;
- включить ключ форсировки возбуждения, загрузить генератор по активной и реактивной мощности. Скорость подъема реактивной нагрузки, а следовательно, статора и ротора не ограничивается. Скорость повышения активной нагрузки генератора ограничивается условиями нагрузки турбины и не должна превышать 1 МВт в минуту. При необходимости по распоряжению начальника смены котлотурбинного цеха или НСС скорость загрузки генератора может быть уменьшена;
- произвести соответствующую запись в оперативном журнале;
- по включению на параллельную работу с системой НСС начальник смены должен сообщить диспетчеру о включении генератора в сеть.

Эксплуатация систем рабочего и резервного возбуждения

Для турбогенератора типа ТВС-30 применяется электромашинное возбуждение.

Электромашинные системы возбуждения, где источником энергии является генератор постоянного тока, т. е. возбудитель, использовались в течение длительного времени для большинства генераторов. Обычно они находились на одном валу с генератором и приводились

во вращение той же турбиной, что и сам генератор. Такая система называется прямой. В случае, если возбудитель приводится во вращение отдельным двигателем, то систему принято называть косвенной. В отечественном генераторостроении применяют, как правило, прямую систему возбуждения, имеющую меньшую стоимость и большую надежность.

Изменение направления возбуждения производится путем воздействия шунтовым реостатом или автоматическим регулятором.

Пуск всей системы см. в инструкции по эксплуатации генераторов ПТИ–118–Э–18.201–09.

Температура воспламенения водорода 510 °С.

Для ликвидации огня к месту горения должен быть подан азот. При этом необходимо следить за избыточным давлением в месте загорания. Следует помнить, что в замкнутом объеме с водородом при потере избыточного давления неизбежно образование взрывоопасной смеси водорода с воздухом. Прекращение горения закрытием запорной арматуры запрещается.

При возникновении взрыва или пожара в генераторе его немедленно отключить от сети, снять возбуждение и снизить скорость вращения до минимальной, поддерживая ее до окончательной ликвидации пожара, во избежание прогиба вала из-за одностороннего нагрева.

Охлаждение генератора

Водород для охлаждения генератора подается после реформинга природного газа. Циркуляция водорода в генераторе описана ранее в разделе «Устройство генератора». Концентрация водорода в воздухе представлена в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Пределы взрывоопасности смесей водорода (H₂) с воздухом и кислородом (O₂) по объему

Параметр	Смесь водорода с воздухом	Смесь водорода с кислородом
Нижний предел	4 % H ₂ и 96 % воздуха	4 % H ₂ и 96 % O ₂
Верхний предел	75 % H ₂ и 25 % воздуха	69 % H ₂ и 4 % O ₂

Таблица 7.4

Основные технические данные генераторов

Основные параметры	Обозначение	Ед. измер.	Номинальный режим		
			Станционный	№ генератора	
				1	2
Тип	—	—	ТВС–30	–«–	–«–
Заводской номер	—	—	16180	16663	18843
Завод-изготовитель	—	—	ЛТГЗ г. Лысьва	–«–	–«–
Полная мощность	S	МВА	37,5	–«–	–«–
Активная мощность	P	МВт	30	–«–	–«–
Напряжение статора	$U_{ст}$	кВ	10,5	–«–	–«–
Ток статора	$I_{ст}$	кА	2,065	–«–	–«–
Ток ротора	$I_{рот}$	А	436	404	419
Частота	f	Гц	50	–«–	–«–
КПД	Z	%	98,3	–«–	–«–
Коэффициент мощности	$\cos \alpha$	-	0,8	–«–	–«–
Скорость вращения генератора	n	об/мин	3000		
Номинальное давление водорода в корпусе	P	кгс/см ²	—	—	—
Номинальная температура холодного газа в корпусе	t	°С	40	–«–	–«–
Чистота водорода, не менее	—	%	97		
Абсолютная влажность	—	г/м ³	16		
Щетки: марка			ЭГ-14		
количество		штук	42		
Соединение обмоток			«звезда»	–«–	–«–
Число выводов			6	–«–	–«–
Изоляция обмоток, класс			«В»	–«–	–«–

Помимо генераторов установлены возбудители и подвозбудители.

7.1.4. Электрические двигатели

Устройство асинхронных электродвигателей и принцип работы

Устройство и обслуживание см. в инструкции ПТИ–118–Э–1–204–12.

Сердечники статора и ротора набираются из штампованных листов электротехнической стали толщиной 0,5 мм. Предварительно листы лакируются. Сердечник статора фиксируется в металлической

станине, которая неподвижно закрепляется на фундаментной плите. Сердечник ротора насаживается либо непосредственно на вал, либо на сварную (литую) втулку, которая укрепляется на валу. Концы вала опираются на два подшипника. Между сердечниками статора и ротора имеется небольшой зазор. В пазах сердечника статора размещается трехфазная якорная обмотка, в пазах сердечника ротора — трехфазная якорная обмотка, подобная обмотке статора (двигатель с фазным ротором), или короткозамкнутая типа беличьей клетки.

В двигателях с фазным ротором выводные концы обмотки ротора, фазы которой соединены обычно в звезду, присоединяются к трем контактными кольцам, через которые с помощью щеток в цепь обмотки ротора можно вводить добавочные сопротивления или дополнительную ЭДС для изменения пусковых или рабочих свойств машины: щетки позволяют также замкнуть обмотку накоротко.

Конкретное конструктивное оформление асинхронных электродвигателей очень разнообразно. Оно зависит от ряда факторов: способа защиты от воздействия среды; способа охлаждения; габаритов машины и т. д.

Принцип работы асинхронного электродвигателя основан на том, что при подведении к обмотке статора трехфазного напряжения в электродвигателе образуется вращающееся магнитное поле. Магнитные силовые линии этого поля пересекают стержни короткозамкнутой обмотки ротора и наводят в них ток. В результате взаимодействия этого тока с вращающимся полем статора возникают электромагнитные силы, увлекающие ротор в направлении вращения поля. Таким образом происходит превращение электрической энергии в механическую.

Ротор электродвигателя вращается всегда медленнее поля, так как только в этом случае в обмотке ротора наводится ЭДС и проходят токи. Это отставание ротора от поля называется скольжением.

Допустимые режимы работы электродвигателей

Для обеспечения нормальной работы электродвигателей напряжение на шинах собственных нужд электростанции должно поддерживаться в пределах $100 \div 105\%$ номинального. При необходимости допускается работа электродвигателей при напряжении $90 \div 110\%$ номинального.

Согласно требованиям ГОСТ 183—84 электродвигатели без повреждений и остаточных деформаций выдерживают следующие перегрузки по току:

- бесколлекторные электродвигатели переменного тока 0,5 кВт и выше, кроме машин с непосредственным охлаждением, — $1,5I_{\text{ном}}$ в течение 2 мин;
- бесколлекторные электродвигатели переменного тока с непосредственным охлаждением обмоток, а также машины постоянного тока и коллекторные электродвигатели переменного тока — $1,5I_{\text{ном}}$ в течение 1 мин.

Все электродвигатели без повреждений должны выдерживать в течение 2 мин 20 %-ное повышение частоты вращения сверх наибольшей, указанной на щитке электродвигателя.

Электродвигатели ТЭЦ в основном имеют изоляцию класса А, кроме электродвигателей серии АЗ–2000 и ДАЗ0, имеющих изоляцию класса В. Электродвигатели, заменяемые при ремонтах, имеют другие классы изоляции.

Температура подшипников при длительной работе не должна превышать:

- для подшипников скольжения 80°C (температура масла при этом не должна быть более 65°C);
- для подшипников качения 100°C .

Вертикальная (удвоенная амплитуда колебаний) и поперечная составляющая вибраций, измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с дымососами, дутьевыми вентиляторами и другими механизмами, вращающиеся рабочие части которых быстро изнашиваются, должны быть не выше значений (табл. 7.5):

Таблица 7.5

Частота вращения вала и вибрация подшипников

Синхронная частота вращения (об/мин)	3000	1500	1000	750 и менее
Допустимая вибрация подшипников (мкм)	50	100	130	160

Наименьшее значение сопротивления изоляции обмоток электродвигателей 6 кВ мощностью до 5000 кВт включительно, измеренное мегомметром 2500 В, должно быть не менее 30 мОм при температуре обмотки 30°C .

Сопротивление изоляции обмоток электродвигателей напряжением до 1 кВ относительно корпуса и между обмотками, измеренное

мегомметром 1000 В, должно быть не менее 0,5 МОм при температуре $10 \div 30$ °С.

Для электродвигателей с фазным ротором сопротивление изоляции обмотки ротора, измеренное мегомметром 500 В, должно быть не менее 0,2 МОм.

Во избежание отпотевания охлаждающих трубок воздухоохлаждающих в электродвигателях с замкнутым циклом вентиляции и попадания влаги на обмотку статора температура охлаждающей воды должна быть не ниже $10 \div 15$ °С. Давление воды в газоохладителях не должно превышать 0,3 МПа.

Надзор и уход за электродвигателями

Надзор за рабочими электродвигателями осуществляет дежурный персонал цеха, обслуживающий приводные механизмы, а также дежурный персонал ЭТЦ.

Во время работы электродвигателя дежурный персонал обязан:

- наблюдать, чтобы потребляемый электродвигателем ток не превышал допустимой величины. В случае если ток превышает допустимую величину, необходимо разгрузить агрегат или перейти на резервное оборудование и принять меры к выяснению причин, вызывающих перегрузку;
- проверять вибрацию и нагрев электродвигателя на ощупь. Если на ощупь будет обнаружено повышение температуры или вибрации, то необходимо сделать контрольные измерения термометром или вибрографом.

У электродвигателей с подшипниками скольжения необходимо следить за уровнем и чистотой масла. При низком уровне производить доливку масла. Следует контролировать работу смазочных колец.

В подшипниках с принудительной системой смазки необходимо контролировать давление масла на сливе из подшипника, которое должно заполнять примерно от $1/2$ до $1/3$ сечения сливного маслопровода. Повышенный расход масла может привести к вытеснению масла наружу по валу, пониженный расход — к перегреву подшипников и увеличению вибрации.

Появление постороннего шума в подшипниках качения указывает на недостаточное количество смазки или появление дефекта на поверхности качения.

Смена масла (смазки) в подшипниках при нормальной эксплуатации должна производиться согласно указанию заводов-изготовителей. При нормальной эксплуатации доливка масла в подшипники производится не чаще одного раза в месяц. Если требуется частая доливка, то это указывает на наличие утечки масла. В этом случае необходимо принять меры к устранению дефекта.

Дежурный персонал ЭТЦ обязан:

- следить за появлением ненормального шума;
- у двигателей постоянного тока и с фазным ротором контролировать работу щеточного аппарата. Обо всех неисправностях щеточного аппарата сообщать электромонтеру и старшему смены своего цеха;
- следить за исправностью ограждений вращающихся частей агрегата;
- не допускать попадания воды или пара на выводы электродвигателя или внутрь его корпуса, что может привести к увлажнению обмотки и повреждению двигателя;
- следить за нормальной работой воздухоохладителей при их наличии;
- производить обтирку электродвигателя. Возле электродвигателя не должно быть посторонних предметов.

Обо всех замечаниях и неисправностях в работе электродвигателя дежурный персонал должен немедленно поставить в известность электромонтера и старшего смены своего цеха.

В соответствии с графиком электромонтер должен регулярно осматривать электродвигатель.

Если электромонтер обнаружит неисправность в работе электродвигателя, то все необходимые изменения режима его работы электромонтер может производить только через старшего смены цеха, где установлен электродвигатель.

Все электродвигатели должны подвергаться осмотру мастером по ремонту оборудования ЭТЦ согласно графику.

Работы, связанные с ремонтом электродвигателей, производятся ремонтным персоналом электростанции или специализированной ремонтной организацией.

Уход за щеточными аппаратами и коллекторами электродвигателей входит в обязанность электромонтера.

После отключения электродвигателя необходимо прекратить подачу воды в воздухоохладитель, на электродвигателях с принудительной смазкой прекратить подачу масла на подшипники. При кратковременных остановках систему смазки можно оставить в работе. Осмотреть электродвигатель и подготовить его к последующему пуску. При необходимости систему автоматики привести в готовность для автоматического включения электродвигателя.

Особенности устройства и эксплуатации крупных электродвигателей станции

Электродвигатели типа АЗ-2000 (асинхронный, замкнутый цикл вентиляции) предназначены для привода питательных насосов.

Электродвигатель выполнен на щитовых подшипниках скольжения. Подшипниковые вкладыши разъемные, самоустанавливающиеся. Смазка подшипников принудительная под давлением $0,3 \div 0,5$ кгс/см².

Масло (турбинное) к подшипникам подводится от масляной системы, общей для электродвигателя и питательного насоса. Сливной патрубок подшипников снабжен смотровым окном, служащим для наблюдения за уровнем стекающего масла.

Для обеспечения кратковременной (до 10 мин) работы двигателя при отключенном масляном насосе каждый подшипник снабжен двумя смазочными кольцами.

В верхней части корпуса статора размещаются два воздухоохладителя.

При подготовке к пуску электродвигателя типа АЗ-2000 необходимо:

- выполнять требования данной инструкции,
- включить маслонасос и убедиться в том, что по сливным патрубкам к подшипникам поступает достаточное количество масла;
- включить подачу воды в воздухоохладители.

Во время работы электродвигателя питательного насоса должна контролироваться:

- температура масла, выходящего из подшипников, которая измеряется ртутным термометром на сливном патрубке;
- температура вкладышей подшипников — измеряется с помощью термодатчиков и регистрируется на логометре, установленном на местном щите питательного насоса.

Режим работы воздухоохлаждателей

Контроль ведется по ртутным термометрам, установленным на подводящих и отводящих патрубках. Разность между температурой входящего в машину воздуха и температурой, входящей в воздухоохлаждатели воды, не должна превышать 7 °С при номинальном расходе воды.

Электродвигатели типа ДАЗО (двухскоростной, асинхронный, закрытый, обдуваемый) предназначены для привода вентиляторов и дымососов.

Для привода дымососов установлены двигатели типа ДАЗО 14 габарита с номинальным напряжением 6 кВ. Для привода дутьевых вентиляторов установлены двигатели типа ДАЗО 12 габарита номинальным напряжением 0,4 кВ.

Конструктивно электродвигатели ДАЗО 14 и 12 габаритов выполнены одинаково: имеются две статорные обмотки. Ротор опирается на подшипники качения, смонтированные в стояковых корпусах.

Электродвигатели типа ДАЗО оборудованы воздушными воздухоохлаждателями. Наружный воздух засасывается вентилятором, насаженным на вал ротора за подшипниковым щитом, и прогоняется по трубкам воздухоохлаждателя, охлаждая нагретый внутренний, циркулирующий между трубками воздух, и выбрасывается в атмосферу. Из воздухоохлаждателя внутренний воздух забирается роторными вентиляторами и прогоняется по радиальным каналам статора и ротора.

Схемы управления двигателей типа ДАЗО предусматривают первоначальный разворот двигателей от обмоток меньшей скорости с последующим переключением на обмотку большей скорости.

Меры безопасности при обслуживании электродвигателей

При работе на электродвигателе или приводимом им в движение механизме, связанной с прикосновением к токоведущим или вращающимся частям, с электродвигателя должно быть снято напряжение и выполнены все технические и организационные мероприятия, предусмотренные правилами ТБ.

Работы, не связанные с прикосновением к токоведущим или вращающимся частям, могут проводиться на работающем двигателе.

При работе на электродвигателе заземление может быть установлено на любом участке кабельной линии, соединяющей электродвигатель с РУ (сборкой).

При работе на механизме, не связанной с прикосновением к вращающимся частям и в случае разъединения муфты, заземлять кабельную линию не требуется. Если на отключенном электродвигателе работы не проводятся или прерваны на несколько дней, то отсоединенная от него кабельная линия должна быть заземлена со стороны электродвигателя. В тех случаях, когда сечение жил кабеля не позволяет применять переносные заземления, допускается у электродвигателей напряжением до 1000 В заземлять кабельную линию медным проводником сечением не менее сечения жилы кабеля либо соединять между собой жилы кабеля и изолировать их.

Перед допуском к работе на электродвигателях дымососов и вентиляторов, если возможно вращение электродвигателей от соединенных с ними механизмов, должны быть закрыты и заперты на замок задвижки и шиберы последних, а также приняты меры по затормаживанию роторов электродвигателей.

На однотипных или близких по габариту электродвигателях, установленных рядом с тем, на котором проводится работа, должны быть вывешены плакаты «Стой! Напряжение» независимо от того, находятся они в работе или в резерве.

Запрещается снимать ограждения вращающихся частей электродвигателей во время их работы.

Открывать для наружного осмотра ящики пусковых устройств электродвигателей, когда устройства находятся под напряжением, может один работник с группой III из дежурного или оперативно-ремонтного персонала, либо работник с группой V из административно-технического персонала, имеющий право единоличного осмотра.

У работающего двухскоростного электродвигателя неиспользуемая обмотка и питающий ее кабель должны рассматриваться как находящиеся под напряжением.

Опробование электродвигателя, сочлененного с приводным механизмом, должна проводить бригада с разрешения старшего смены цеха, в котором он установлен.

Ремонт и наладку электросхем электроприводов, не соединенных с исполнительным механизмом, можно проводить по распоряжению. Их опробование разрешает работник, давший распоряжение.

Порядок включения электродвигателя для опробования до полного окончания работ на нем следующий:

- при выполнении работ по наряду производитель работ в наряде оформляет окончание работы и сдает его;
- при выполнении работ по распоряжению работы должны быть прекращены и бригада удалена;
- после опробования проводится повторный допуск с оформлением наряда;
- при выполнении работ по распоряжению на повторный допуск распоряжение дается заново.

Наименование неисправности, внешнее проявление и дополнительные признаки неисправности электродвигателя
Электродвигатель при пуске не вращается, гудит
При включении электродвигателя срабатывает защита
Местные перегревы обмотки статора, сопровождаемые гудением электродвигателя и неравномерностью тока в фазах
Отклонение частоты вращения
Ток статора сильно пульсирует
Перегрев обмотки статора
Повышенный нагрев подшипников
Повышенная вибрация
Попадание масла в электродвигатель
Попадание воды в корпус двигателя

Схема управления электродвигателем приведена в прил. 2.

7.1.5. Оборудование подстанций

Подстанция, в которой стоят повышающие трансформаторы, повышает электрическое напряжение при соответствующем снижении значения силы тока, в то время как понижающая подстанция уменьшает выходное напряжение при пропорциональном увеличении силы тока.

Необходимость в повышении передаваемого напряжения возникает в целях экономии металла, используемого в проводах ЛЭП. Действительно, необходимая площадь сечения проводов определяется только силой проходящего тока и отсутствием возникновения коронного разряда. Также уменьшение силы проходящего тока влечет за собой уменьшение потери энергии, которая находится в прямой квадратичной за-

висимости от значения силы тока. С другой стороны, чтобы избежать высоковольтного электрического пробоя, применяются специальные меры: используются изоляторы, провода разносятся на достаточное расстояние и т. д. Основная же причина для повышения напряжения состоит в том, что чем выше напряжение, тем большую мощность и на большее расстояние можно передать ее по линии электропередачи.

Классификация подстанций

Функционально подстанции делятся на трансформаторные и преобразовательные.

Трансформаторные подстанции предназначены для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения при помощи трансформаторов.

Преобразовательные подстанции предназначены для преобразования вида тока или его частоты.

Электрическое распределительное устройство, не входящее в состав подстанции, называется распределительным пунктом. Преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты, называется вставкой постоянного тока.

По значению в системе электроснабжения подстанции делятся на главные понизительные подстанции, подстанции глубокого ввода, тяговые подстанции для нужд электрифицированного транспорта, трансформаторные подстанции 10 (6) кВ (ТП). Последние называются цеховыми подстанциями в промышленных сетях, городскими — в городских сетях в зависимости от места и способа присоединения подстанции к электрической сети.

Нормативные документы не устанавливают классификации подстанций по месту и способу присоединения к электрической сети. Однако ряд источников дает классификацию исходя из применяющихся типов конфигурации сети и возможных схем присоединения подстанций:

- тупиковые, питаемые по одной или двум радиальным линиям;
- ответвительные, присоединяемые к одной или двум проходящим линиям на ответвлениях;
- проходные, присоединяемые к сети путем захода одной линии с двухсторонним питанием;

- узловые, присоединяемые к сети не менее чем тремя питающими линиями.

Ответвительные и проходные подстанции объединяют понятием промежуточные, которое определяет размещение подстанции между двумя центрами питания или узловыми подстанциями. Проходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между узлами сети, называют транзитными.

По месту размещения подстанции делятся на открытые и закрытые.

Открытой подстанцией называется подстанция, оборудование которой расположено на открытом воздухе.

Закрытой — подстанция, оборудование которой расположено в здании.

Электроподстанции могут располагаться на открытых площадках, в закрытых помещениях (ЗТП — закрытая трансформаторная подстанция), под землей и на опорах (МТП — мачтовая трансформаторная подстанция), в специальных помещениях зданий-потребителей. Встроенные подстанции — типичная черта больших зданий и небоскребов.

Повысительные трансформаторные подстанции

Применяются на электростанциях для трансформирования электроэнергии, выработанной генераторами, на более высокое напряжение, при котором энергию можно передать на расстояние с наименьшими потерями. Если от повысительной трансформаторной подстанции отходят несколько линий высокого напряжения, то на подстанции для каждой из этих линий устанавливают разъединители и трубчатые предохранители. При устройстве открытой повысительной трансформаторной подстанции с одной отходящей линией высокого напряжения установка разъединителей на высоковольтной стороне трансформатора не обязательна. Такую подстанцию, расположенную всегда в непосредственной близости от электрической станции, отключают рубильником с распределительного щита станции. Чтобы полностью обезопасить обслуживающий персонал при работе на подстанции, внизу на опоре подстанции, в деревянном шкафу, устанавливают трехполюсный рубильник, который разрывает цепь низкого напряжения, идущую от станции к трансформаторной подстанции. Этот рубильник дублирует рубильник, установленный на щите электростанции, и тем самым предотвращает

возможность включения подстанции со щита, когда на подстанции ведутся те или иные работы. Линия высокого напряжения соединяет повысительную трансформаторную подстанцию, расположенную вблизи электростанции, и понизительную трансформаторную подстанцию, расположенную обычно в центре между отдельными потребителями. Для повышения напряжения при электростанциях строят повысительные трансформаторные подстанции (ТП) и по линиям электропередачи высокого напряжения передают электроэнергию на значительные расстояния. В местах потребления сооружают понизительные трансформаторные подстанции. Передача энергии, выработанной мощными районными гидравлическими и атомными электростанциями, в электросеть для снабжения потребителей, как правило, осуществляется по линиям высокого напряжения (110 кВ и выше) через повысительные трансформаторные подстанции. Когда электроэнергия передается на небольшие расстояния и без потерь напряжения, применяются генераторы напряжением 400/230 В для непосредственной подачи питания потребителям от щита электростанции 380/220 В, но и в этом случае при необходимости питания электроэнергией удаленных объектов газопровода в схеме установок электростанции предусматривается повысительная трансформаторная подстанция с распределительным устройством, где напряжение 400 В повышается до 6300 или 10000 В и по линиям электропередачи поступает на понизительные подстанции потребителей. Как известно, при передаче электроэнергии потери в линии уменьшаются с увеличением напряжения.

Высоковольтные выключатели ВМПЭ-10

Высоковольтные маломасляные выключатели (см. рис. 7.1) серии ВМПЭ—10 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы в сетях трехфазного переменного тока с изолированной нейтралью частотой 50 Гц (60 Гц) номинальным напряжением до 10 кВ. Выключатель относится к жидкостным высоковольтным выключателям с малым объемом дугогасящей жидкости (трансформаторного масла). Приспособлен для встраивания в шкафы комплектных распределительных устройств выкатного типа номинального напряжения 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц.



Рис. 7.1. Масляный выключатель повысительной трансформаторной подстанции

Высоковольтный выключатель — защитно-коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении. Состоит из контактной системы с дугогасительным устройством, токоведущих частей, корпуса, изоляционной конструкции и приводного механизма (например, электромагнитный привод, ручной привод).

Гашение дуги в масляном выключателе

Для гашения электрической дуги в выключателях используется специальное масло. Отсюда название — масляный выключатель. Уровень масла в полюсе должен оставаться в пределах шкалы маслоуказателя. Это необходимо для обеспечения полного гашения дуги. В противном случае возникшая дуга может повредить масляный выключатель. Гашение дуги, возникшей при отключении (включении) выключателя, производится непосредственно в специальной дугогасительной камере. Дугогасительная камера состоит из набранных пластин, с помощью которых электрическая дуга делится на несколько меньших.

Этот процесс называется ионизацией. Процесс гашения электрической дуги сопровождается образованием газов. Встроенные в полюс аппарата жалюзи обеспечивают выход из полюса образованных газов.

Дугогасительное устройство выключателя

Дугогасительное устройство (ДГ) предназначено обеспечивать быстрое гашение электрической дуги, образующейся между контактами выключателя при их размыкании. Разработка рациональной и надежной конструкции дугогасительного устройства представляет значительные трудности, так как процессы, происходящие при гашении электрической дуги, чрезвычайно сложны, недостаточно изучены и обуславливаются многими факторами, предусмотреть которые заранее не всегда представляется возможным. Современные выключатели оснащены дугогасительным устройством автокомпрессионного типа, которые демонстрируют свои расчетные преимущества при отключении больших токов.

ДГ содержит неподвижную и подвижную контактные системы, в каждой из которых имеются главные контакты и снабженные элементами из дугостойкого материала дугогасительные контакты. Главный контакт неподвижной системы и дугогасительный подвижной — розеточного типа, а главный контакт подвижной системы и дугогасительный неподвижной — штыревой.

Подвижная система содержит, кроме главного и дугогасительного контактов, связанную с токовым выводом ДУ неподвижную токоведущую гильзу; поршневое устройство, создающее при отключении повышенное давление в подпоршневой полости, и два фторопластовых сопла (большое и малое), которые направляют потоки газа из зоны повышенного давления в зону расхождения дугогасительных контактов. Большое сопло, кроме того, препятствует радиальному смещению контактов подвижной системы относительно контактов неподвижной, поскольку никогда не выходит из направляющей втулки главного неподвижного контакта.

Главный контакт подвижной системы представляет собой ступенчатую медную гильзу, узкая часть которой адаптирована ко входу в розеточный главный контакт неподвижной системы, а широкая часть имеет два ручья, в которых размещены токосъемные (замкнутые проволочные) спирали, постоянно находящиеся в контакте с охватывающей их неподвижной токоведущей гильзой.

Пружинный привод:

- аккумулятором энергии является комплект винтовых цилиндрических пружин;
- управляющим органом является кинематическая система рычагов, кулачков и валов.

Пружинно-гидравлический привод:

- аккумулятором энергии является комплект тарельчатых пружин;
- управляющим органом является гидросистема.

Свойства выключателей

Выключатели среднего и высокого напряжения (номинальное напряжение 6 кВ) и большим током отключения (до 50 кА) используются на электрических станциях и подстанциях. Эти выключатели представляют собой довольно сложную конструкцию, управляемую электромагнитными, пружинными, пневматическими или гидравлическими приводами. В зависимости от среды, в которой производят гашение дуги, различают воздушные выключатели, в которых дуга гасится сжатым воздухом, масляные выключатели, в которых контакты помещаются в емкость с маслом, а дуга гасится парами масла, элегазовые выключатели, в которых используется электропрочный газ SF_6 — элегаз, и вакуумные выключатели, в которых дугогашение происходит в вакууме — в так называемой вакуумной дугогасительной камере (ВДК). Защитная среда одновременно с дугогашением обеспечивает и диэлектрическую прочность промежутка между контактами в отключенном положении, от чего зависит и величина хода контактов.

Выключатели по назначению делятся на:

- сетевые выключатели на напряжения от 6 кВ и выше, применяемые в электрических цепях (кроме цепей электрических машин и электротермических установок) и предназначенные для пропускания и коммутирования тока в нормальных условиях работы цепи, а также для пропускания в течение заданного времени и коммутирования тока в заданных ненормальных условиях, таких как условия короткого замыкания;
- генераторные выключатели на напряжения от 6 до 20 кВ, применяемые в цепях электрических машин (генераторов, синхронных компенсаторов, мощных электродвигателей) и предназначенные для пропускания и коммутаций тока в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при коротких замыканиях (от-

личаются, как правило, большими значениями номинального тока (до 10000 А) и тока отключения);

- выключатели на напряжение от 6 до 220 кВ для электротермических установок, применяемые в цепях крупных электротермических установок (например, сталеплавильных, руднотермических и других печей) и предназначенные для пропускания и коммутаций тока в нормальных условиях, а также в различных эксплуатационных режимах и при коротких замыканиях;
- выключатели нагрузки — выключатели, предназначенные для коммутаций под номинальным током, но не рассчитанные на разрыв сверхтоков, применяются в сетях 3–10 кВ с изолированной нейтралью для коммутации небольших нагрузок — до нескольких мегавольт-ампер.

По виду установки различают:

- опорные, то есть имеющие основную изоляцию на землю опорного типа;
- подвесные, то есть имеющие основную изоляцию на землю подвесного типа;
- настенные, то есть укрепленные на стенах закрытых распределительных устройств;
- выкатные, то есть имеющие приспособления для выкатывания из ячеек распределительных устройств (для обслуживания, ремонта и для создания т. н. «видимого разрыва» при работах на линиях);
- встраиваемые в комплектные распределительные устройства.

Выключатели также разделяются по категориям размещения и климатическому исполнению.

Масляный выключатель — это коммутационный аппарат, который предназначен для отключения токов нагрузки, зарядных, остаточных токов, а также автоматического отключения токов перегрузки и токов короткого замыкания в системе генераторного напряжения. Ниже приведены основные сведения о данном выключателе. В качестве примера взяты широко распространенные в электроустановках 6 (10) кВ выключатели типа ВМГ–133, ВПМ–10, ВМГ–10 (см. рис. 7.2). Выключатели данных типов применяют в отапливаемых и в неотапливаемых помещениях распределительных устройств. Выключатели этой серии комплектуются преимущественно приводами типа ПП–61, ППВ–10, ПП–67, ПЭ–11. Пружинный привод (ПП) отключает и включает масляный выключатель за счет энергии специальных пружин.



Рис. 7.2. Масляный выключатель системы генераторного напряжения

Электромагнитный привод (ПЭ) включает коммутационный аппарат за счет энергии включающего электромагнита, а отключает — за счет энергии отключающего электромагнита, который действует на отключающие пружины.

Конструкции масляного выключателя повысительной подстанции

Три полюса масляного выключателя расположены на опорных изоляторах, которые находятся на стальной раме. Основой выключателя (полюса) является металлический цилиндр. В металлическом цилиндре расположены малый и большой изоляционные цилиндры.

В металлическом цилиндре каждого из трех полюсов расположен неподвижный контакт. Подвижный контакт — контактный стержень, он соединяется с токоведущей клеммой при помощи медных гибких связей. Изоляция контактного стержня от цилиндра самого коммутационного аппарата осуществляется при помощи проходного изолятора.

Дугогасящие реакторы

Дугогасящий реактор (ДГР) — электрический аппарат, предназначенный для компенсации емкостных токов в электрических сетях с изолированной нейтралью, возникающих при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ). Практически это реакторная «катушка» сети с изолированной нейтралью для компенсации токов, возникаю-

щих при однофазных замыканиях на землю (ограничение токов короткого замыкания).

Дугогасящие реакторы применяются для заземления нейтрали трехфазных сетей 6, 10, 35 кВ. Из-за распределенной по линии электропередач или кабелю емкости при ОЗЗ в месте повреждения изоляции возникает емкостный ток. Если он превышает 20–30 А, возникает электрическая дуга, горение которой разрушает изоляцию и проводник кабеля, что может приводить к переходу ОЗЗ в двух- или трехфазное замыкание и отключению линии релейной защиты. Таким образом, потребитель электроэнергии может временно лишиться электроснабжения. Этого не происходит, когда нейтраль сети заземлена через дугогасящий реактор, индуктивность которого во время ОЗЗ такова, что емкостная проводимость распределенной емкости сети и индуктивная проводимость реактора на промышленной частоте равны (рис. 7.3).



Рис. 7.3. Фото трансформаторов низкой мощности

Происходит компенсация емкостного тока, которая осуществляется включением в нейтральную точку трехфазной сети индуктивного сопротивления — дугогасящего реактора (ДГР) с регулируемым воздушным зазором магнитопровода или ступенчатым регулированием числа витков его обмотки. Нейтраль первичной обмотки одного из сетевых трансформаторов (трансформатора собственных нужд или специально установленного заземляющего трансформатора) со схемой соединения обмоток «звезда-треугольник» заземляется через ДГР. При этом во время ОЗЗ емкостный ток суммируется в месте замыкания с равным ему и противоположным по фазе индуктивным, что препятствует воз-

никновению электрической дуги и шагового напряжения. Токоведущие цепи остаются неповрежденными, потребители продолжают снабжаться электроэнергией. По действующим нормам допускается работа сети с изолированной нейтралью при ОЗЗ в течение 2 часов, предоставляемых персоналу для поиска и устранения повреждений изоляции.

Современные ДГР оснащаются цифровыми системами управления, возможности которых намного шире, чем только измерение емкости сети и регулировка индуктивности реактора. Это и сбор статистики замыканий, и телеметрия, и помощь персоналу в поиске поврежденных линий, и многое другое. Успешным оказался и опыт по производству реакторов без механических частей (с подмагничиванием), имеющих большой срок службы и надежность. Ими постепенно вытесняются устаревшие реакторы со ступенчатой регулировкой.

Разъединители

Разъединители предназначены для отключения и ремонта оборудования. Как правило, разъединители устанавливаются до и после оборудования (реакторы, масляные выключатели, трансформаторы (рис. 7.4), подвод к шинам разного напряжения и ЛЭП)). Типы различны. На рис. 7.5 представлены некоторые разъединители повысительной подстанции.



Рис. 7.4. Трансформаторы высокой мощности

a*б*

Рис. 7.5. Разьединители:

a — общий вид; *б* — установка на подстанции

7.2. Передача электроэнергии от генератора в ЛЭП

ТЭЦ передает часть электроэнергии через повысительную подстанцию в линию электропередач (ЛЭП). На ТЭЦ МК «Уралметпром» повысительная подстанция на выходе имеет напряжение 110 кВ, располагается вне помещения. Основное оборудование, регулирующие повышающие трансформаторы 6/110 кВ, масляные выключатели, разьединители показаны на рис. 7.2, 7.4 и в прил. 2.

Особенности главных схем ТЭЦ см. рис. 7.6)

Основное оборудование ТЭЦ располагают в центре тепловой нагрузки, которой сопутствует большое потребление электроэнергии. Поэтому выгодно всю электроэнергию, вырабатываемую ТЭЦ, или значительную часть ее передавать местным потребителям на генераторном напряжении.

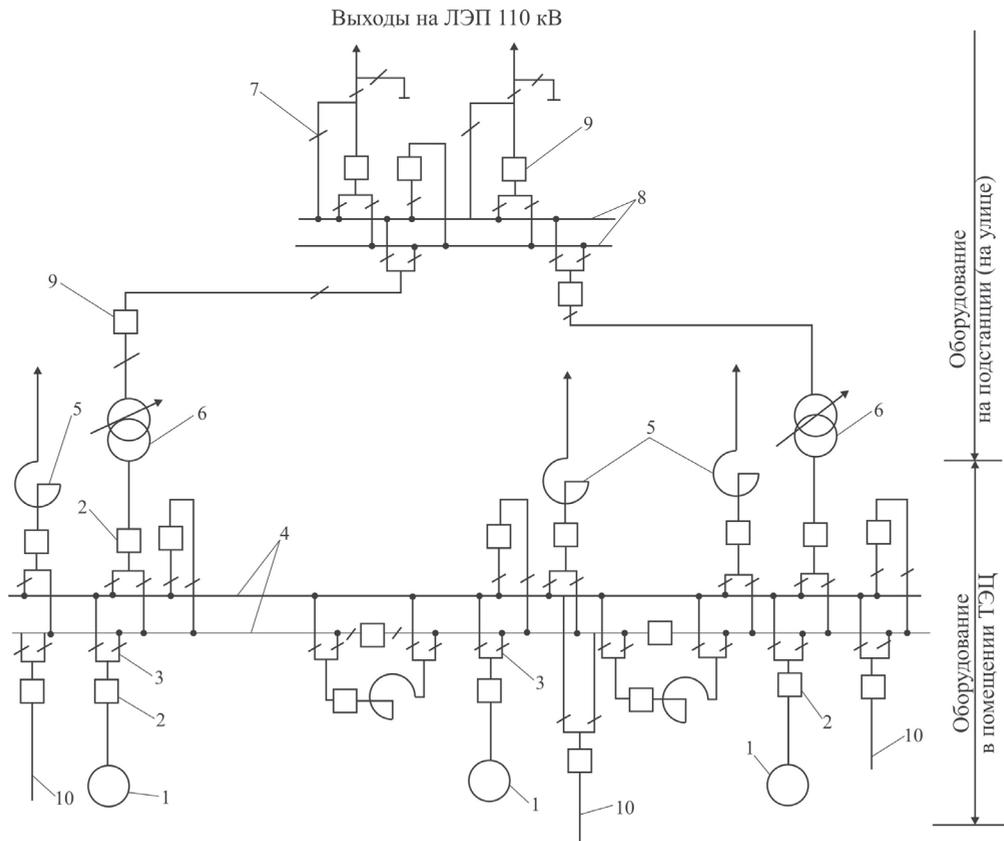


Рис. 7.6. Схема электрических соединений между электрогенератором и линией электропередач (ЛЭП) 110 кВ на ТЭЦ:

1 — электрогенератор; 2 — выключатель (масляный); 3 — разъединитель; 4 — сборные шины 6–10 кВ; 5 — реакторная катушка ограничения токов короткого замыкания местных потребителей 6 кВ; 6 — регулирующий трансформатор (2 обмотки и 3 фазы или 3 обмотки и 3 фазы); 7 — разъединитель 110 кВ; 8 — сборные шины 110 кВ; 9 — масляный выключатель 110 кВ; 10 — шины на собственные нужды ТЭЦ

Первой особенностью главной схемы ТЭЦ является наличие сборных шин генераторного напряжения, к которым присоединяются генераторы станции и кабельные линии 6–10 кВ, питающие местный район электрической нагрузкой (предприятия, цеха).

Вторая особенность заключается в неравенстве мощности генераторов и трансформаторов связи станции с системой. С одной стороны, мощность трансформаторов должна быть достаточной для передачи в систему избыточной мощности ТЭЦ при максимальном тепловом потреблении и минимальной электрической нагрузке района; с дру-

гой стороны, должно быть обеспечено питание района от системы при максимальной электрической нагрузке и минимальном тепловом потреблении, т. е. необходимо учесть выход из работы наиболее мощного генератора ТЭЦ (авария, ремонт). При необходимости питания нагрузки не только на генераторном, но и на промежуточном напряжении устанавливают двухобмоточные (или трехобмоточные) трансформаторы.

Третьей особенностью главных схем ТЭЦ является секционирование и реактирование сборных шин генераторного напряжения, а также установка реакторов в отходящих фидерах для ограничения токов короткого замыкания на шинах станции и в сети потребителя. Число секций обычно равно числу генераторов, причем в схеме с двумя системами шин резервная система шин не секционируется, а связь ее с секциями рабочей системы осуществляется или через реакторы или через междушинные выключатели. Шунтирование реакторов уменьшает потери в схеме и возможно в периоды, когда по условиям нагрузки работает только часть генераторов станции. Реактивное сопротивление секционных реакторов обычно выбирается равным 10–12 %, а их номинальный ток равным 70 % от номинального тока генератора, подключенного к секции.

8. Защита экологии

Образование отходов связано непосредственно с осуществлением основной деятельности предприятия и работы вспомогательного производства. Отходы в основном представлены готовой продукцией, потерявшей свои потребительские свойства, отработанными материалами, отработанными фильтрующими и поглощающими материалами.

Временное размещение (накопление) отходов на территории предприятия осуществляется в специально обустроенных для этих целей местах до момента их обезвреживания или передачи сторонним организациям на переработку, обезвреживание или постоянное размещение.

Оценка воздействия на окружающую среду

Воздействие на подземные и поверхностные воды при временном накоплении отходов практически отсутствует ввиду того, что размещение отходов осуществляется на территории площадок, имеющих асфальтированное или бетонное покрытие.

Накопление осуществляется в контейнерах, которые защищены от влияния атмосферных осадков и не воздействуют на почву.

При обращении с отходами на предприятии не осуществляется деятельность, связанная с выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросом со сточными водами в поверхностные водоемы и на рельеф местности.

В целом влияние деятельности предприятия по обращению с отходами на состояние окружающей среды можно охарактеризовать как допустимое.

Загрязняющие вещества, влияющие на атмосферный воздух: аммиак, сероводород; азота диоксид и оксид, мазутная зола, серы диоксид (только при аварийном режиме); свинца оксид; фтористый водород; кислота серная; сероводород; аммиак.

Анализ результатов расчетов рассеивания показал, что по всем наименованиям загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах ОАО Концерн «Уралметпром», приземные концентрации на границе СЗЗ и в ближайшей жилой застройке находятся в допустимых пределах. В этой связи выбросы всех загрязняющих веществ были квалифицированы как предельно допустимые.

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

1 режим (организационно-технические мероприятия):

- 1) усилить контроль за ведением топочного режима;
- 2) поддерживать оптимальный избыток воздуха по режимным картам;
- 3) поддерживать расчетное разрежение в топке котлов;
- 4) усилить контроль за работой соответствующих систем КИП и А;
- 5) прекратить испытания котлов, экспериментальные и исследовательские работы на них;
- 6) отложить намеченный пуск котла (по разрешению диспетчерских служб);
- 7) вывести котел в досрочный ремонт (по разрешению диспетчерских служб);

2 режим:

- 1) проводить организационно-технические мероприятия, разработанные по 1 режиму;
- 2) снизить нагрузки на энергетические котлы на 10 %;
- 3) снизить нагрузки на пиковый котел на 10 %;
- 4) не производить перекачку аммиака из цистерны хранения в мерник;

3 режим:

- 1) производить организационно-технические мероприятия, разработанные по 1 режиму;
- 2) снизить нагрузки на энергетические котлы на 20 %;
- 3) снизить нагрузки на пиковый котел на 20 %;
- 4) не производить перекачку аммиака из цистерны хранения в мерник.

9. Техника безопасности

При обслуживании паровых котлов ТЭЦ обязательно выполнение «Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических и тепловых сетей», «Инструкции по обеспечению взрывобезопасности котлов ТЭЦ при сжигании природного газа и мазута».

9.1. Требование безопасности при обслуживании турбогенераторов

Персонал КТЦ при обслуживании турбогенератора в процессе эксплуатации, пуска, останова в резерв, вывода в ремонт должен руководствоваться требованиями «Правил по технике безопасности тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей».

Мероприятия по ТБ при проведении операций по повышению надежности работы турбогенератора:

- Запрещается при испытании автомата безопасности находиться на площадке обслуживания турбины лицам, непосредственно не участвующим в испытаниях.
- До испытания автомата безопасности должен быть проведен инструктаж персонала, участвующего в испытаниях, с записью об этом в журнале инструктажей.
- В случае, если при проверке АБ частота вращения ротора повысилась до уровня срабатывания бойков, а автомат не сработал, турбина должна быть немедленно остановлена ручным выключателем. При отказе ручного выключателя турбина должна быть остановлена быстрым закрытием регулирующих клапанов и байпаса ГПЗ.

Проверка плотности обратных клапанов производится с разрешения НСС в присутствии начальника КТЦ, его заместителя.

Генератор отключен от сети, турбина разгружена до 500 об/мин. ГПЗ закрыта (пар подается пусковым байпасом). Работает пусковой маслонасос.

При открывании байпаса паровой задвижки после обратного клапана отбора контролируется частота вращения ротора турбины по тахометру. При увеличении частоты вращения ротора турбины немедленно закрыть байпас задвижки на отборе.

Контроль за работой котла, поддержание рабочего режима осуществляется в соответствии с режимной картой котла.

Библиографический список

1. Большая энциклопедия нефти и газа. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru>.
2. Котлы малой и средней мощности, топочные устройства, экономайзеры и воздухоподогреватели. Отраслевой каталог. — Москва : НИИЭИНФОРМ-ЭНЕРГОМАШ, 1972. — 210 с.
3. Черкасский В. М. Насосы, вентиляторы, компрессоры: учебник / В. М. Черкасский. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Энергоатомиздат, 1984. — 416 с.
4. Инструкции по обслуживанию оборудования ТЭЦ МК «Уралметпром». Екатеринбург, 2017.

Приложение 1

П1. Индивидуальные темы

В отчете по практике должна быть рассмотрена индивидуальная тема, которая выполняется с 1–2 графическим материалом (схема, чертеж, рис.).

1. Тепловая схема противодавленческой турбины ПР–25–90.
2. Схема, устройство и работа подогревателя сетевой воды.
3. Схема радиационно-конвективного пароперегревателя котла. Регулирование температуры пара.
4. Внутреннее устройство барабана. Подводящие и отводящие трубопроводы.
5. Конструкция, включение и работа питательного насоса.
6. Схема трехступенчатого испарения котла ТГМ–151Б.
7. Газомазутная горелка котла ТГМ–151Б.
8. Конструкция и работа вертикального пароохладителя.
9. Схема электроснабжения котельного отделения ТЭЦ.
10. Схема управления электродвигателем (либо вентилятора, либо дымососа, либо насоса).
11. Конструкция и работа дымовой трубы ТЭЦ.
12. Схема подготовки обессоленной воды.
13. Схема, оборудование и описание теплофикационной установки.
14. Схема и работа контура естественной циркуляции с выносными циклонами.
15. Схема трансформатора.
16. Тепловая схема ТЭЦ (основные потоки).
17. Конструкция и работа горизонтального пароохладителя.
18. Схема подготовки и описание оборудования химочищенной воды.
19. Схема, конструкция и работа барабана котла. Точки замера температур стенки.
20. Конденсаторная установка (собственного конденсата).

21. Принципиальная схема циркуляции воды и пароводяной смеси.
22. Газомазутная горелка котла ТГМ–151 А.
23. Схема и описание работы бойлерной установки.
24. Конструкция и работа водогрейного котла ПТВМ–100.
25. Схема шин генераторного напряжения для местных потребителей ТЭЦ.
26. Схема и работа генератора турбины. Охлаждение.
27. Конструкция и работа повысительного трансформатора.
28. Схема подготовки химически очищенной воды для подпитки теплосети.
29. Схема и описание работы масляного выключателя.
30. Схема и описание дугогасящего реактора.

Приложение 2

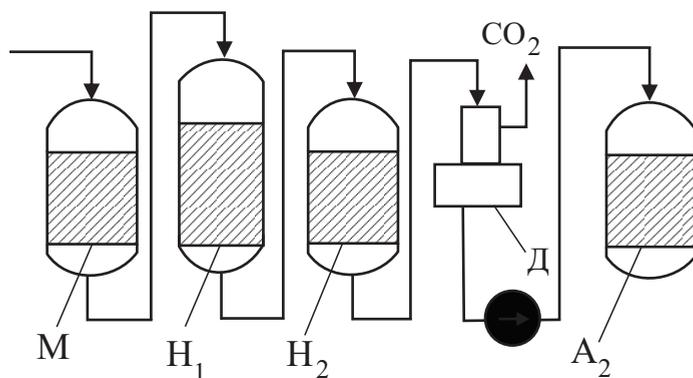


Рис. П. 2.1. Установка с частичным обессоливанием:

М, Н₁, Н₂ — механический, водородный первой и водородный второй ступени фильтры;
Д — декарбонизатор; А — анионитный фильтр; CO₂ — удаление газа (диоксида углерода)

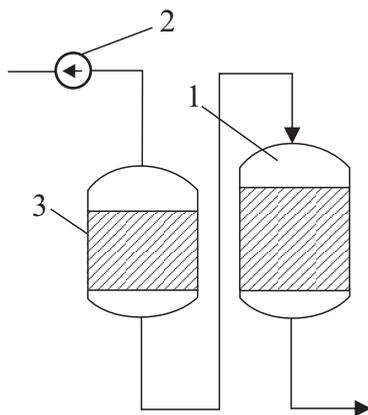


Рис. П. 2.2. Схема водоподготовительной установки:

1 — Na-катионитный фильтр; 2 — насос; 3 — механический фильтр

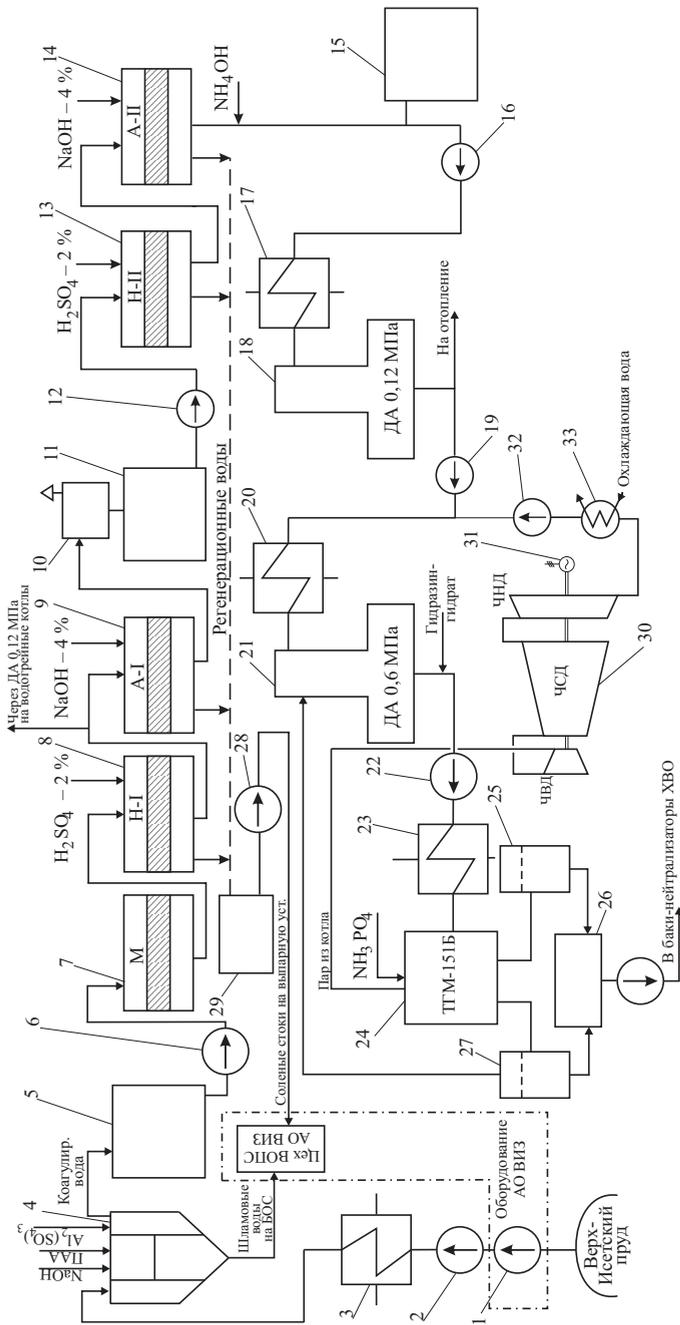


Рис. П. 2.3. Принципиальная схема подготовки обессоленной воды:

1 — насосная I подъема, 2 — насосная II подъема, 3 — подогреватели сырой воды, 4 — осветлители, 5 — бак коагулированной воды, 6 — насосы коагулированной воды, 7 — однокамерный механический фильтр, 8 — водородно-катионитовый фильтр I ступени, 9 — анионитовый фильтр I ступени, 10 — декарбонизатор, 11 — бак декарбонизированной воды, 12 — насосы декарбонизированной воды, 13 — водородно-катионитовый фильтр II ступени, 14 — анионитовый фильтр II ступени, 15 — бак запаса конденсата, 16 — насос обессоленной воды, 17 — подогреватель обессоленной воды, 18 — деаэрактор 0,12 МПа, 19 — подпиточный насос, 20 — подогреватель низкого давления, 21 — деаэрактор 0,6 МПа, 22 — питательный насос, 23 — подогреватель высокого давления, 24 — котел, 25 — расширитель периодической продувки, 26 — барботер, 27 — расширитель непрерывной продувки, 28 — насос откачки солевых стоков, 29 — баки-нейтрализаторы ХВО, 30 — турбина, ЧВД, ЧСД — соответственно часть высокого, среднего и низкого давлений, 31 — электрогенератор, 32 — конденсатор

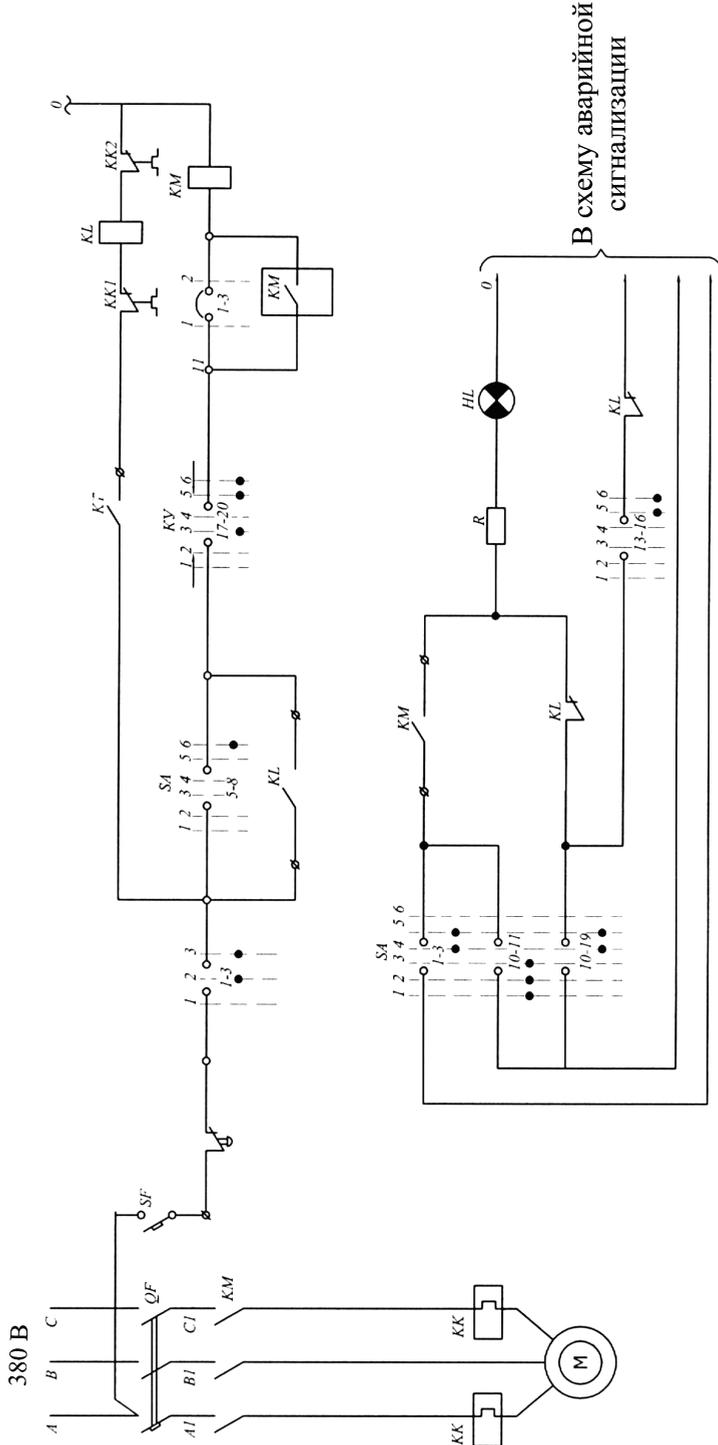


Рис. П. 2.4. Схема управления электродвигателем насоса

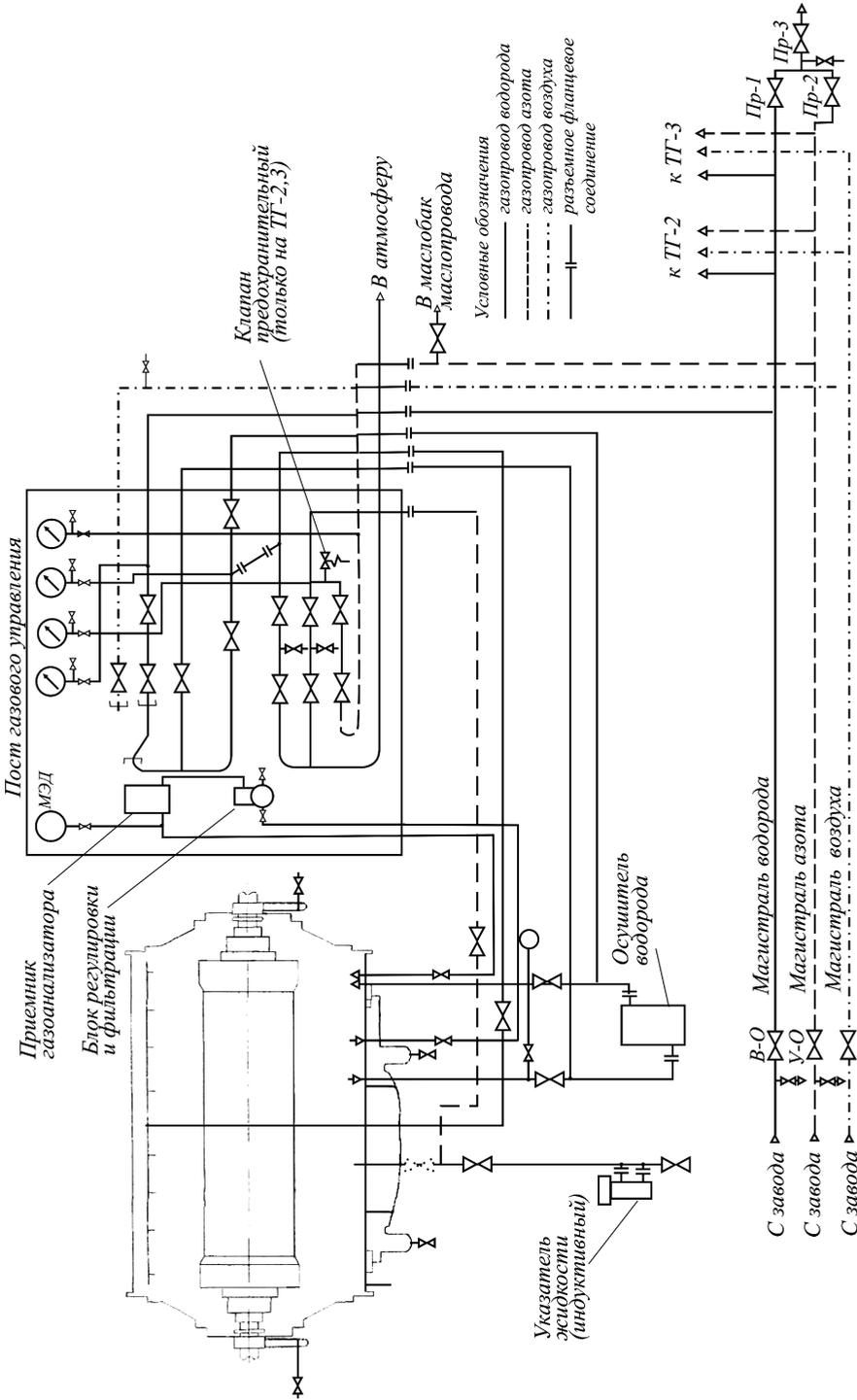


Рис. П. 2.5. Схема газовой системы водородного охлаждения ПГ-1, 2, 3

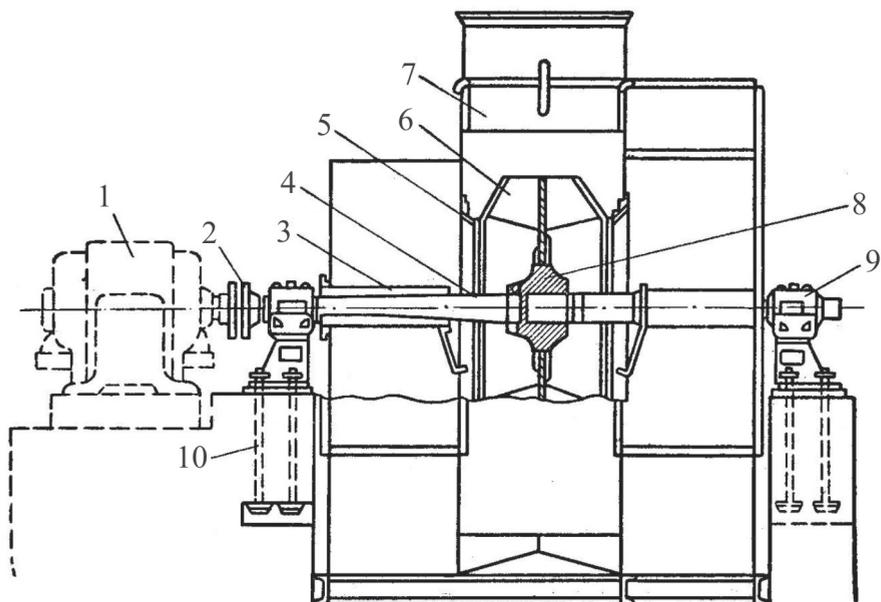


Рис. П. 2.6. Дымосос двухстороннего всасывания:

- 1 — электродвигатель; 2 — соединительная муфта; 3 — охлаждающий чехол; 4 — вал;
 5 — всасывающее отверстие (диффузор); 6 — рабочее колесо; 7 — выходной патрубок
 кожуха; 8 — ступица рабочего колеса; 9 — подшипник; 10 — анкерный болт

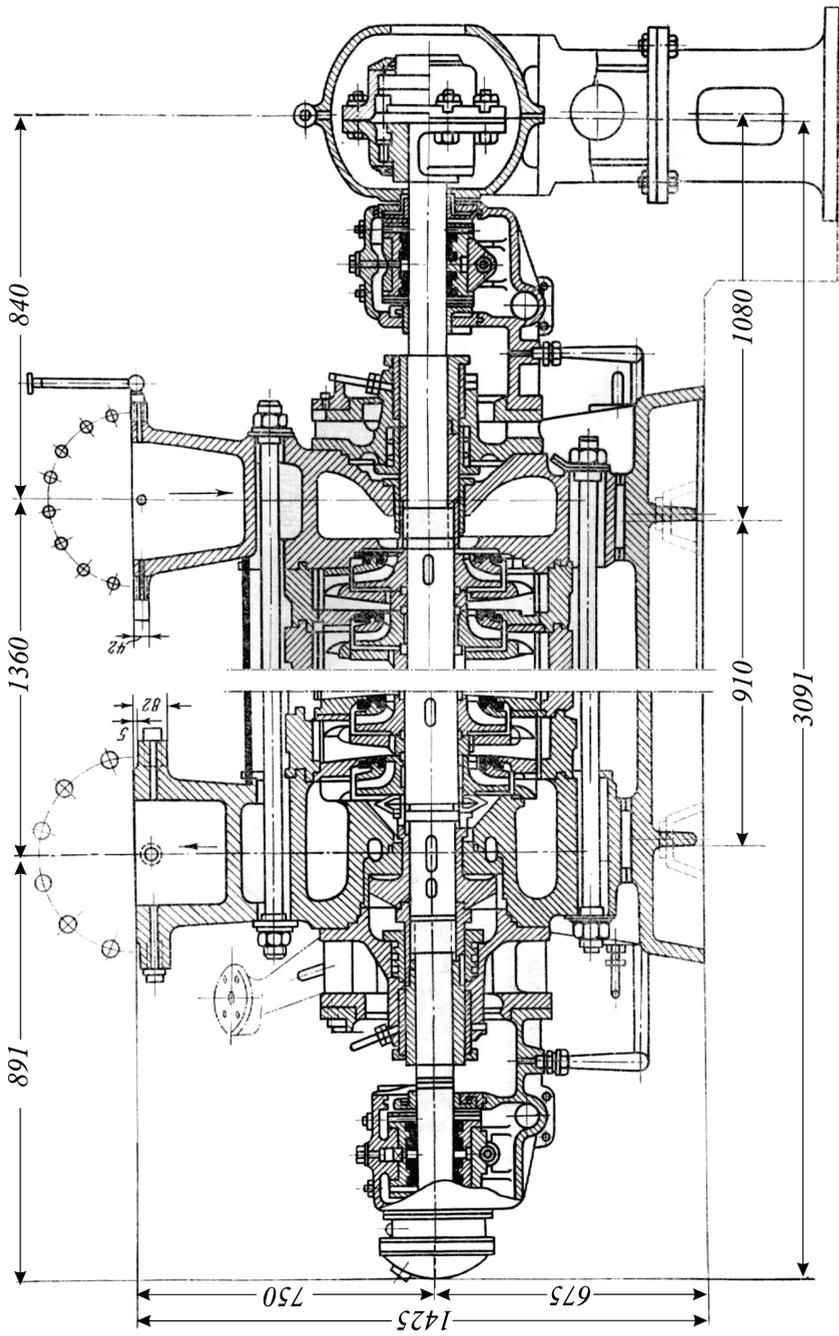


Рис. П. 2.7. Продольный разрез питающего насоса марки 5Ц10:

1 — ротор, 2 — подшипник стороны всасывания, 3 — плита насоса, 4 — подшипник стороны нагнетания, 5 — сальниковая коробка нагнетания, 6 — камера нагнетания, 7 — кожух насоса, 8 — секция 1÷9 ступени, 9 — аппарат нагнетания, 10 — сальниковая коробка всасывания

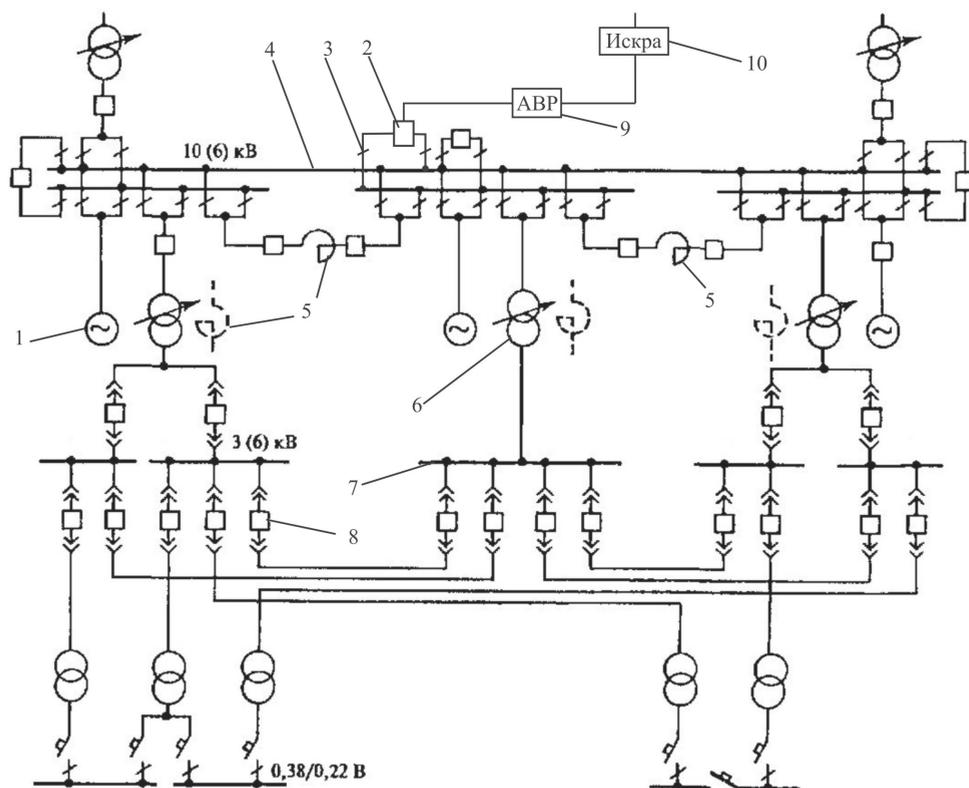


Рис. П. 2.8. Схема электрических соединений при производстве электроэнергии и электроснабжении ТЭЦ:

- 1 — электрогенератор; 2 — выключатель (масляный); 3 — разъединитель;
 4 — сборные шины 6÷10 кВ; 5 — реакторная катушка ограничения токов короткого замыкания местных потребителей; 6 — регулирующий трансформатор; 7 — шины собственных нужд; 8 — контактный масляный выключатель; 9 — автомат включения резерва; 10 — резервный источник электроснабжения «Искра»

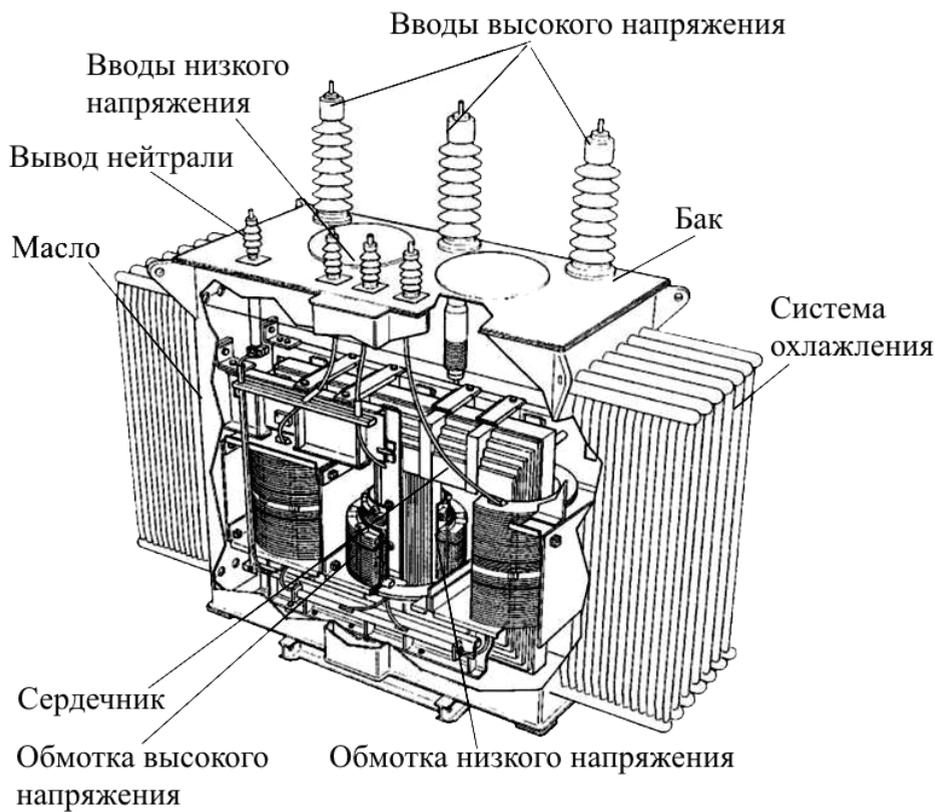


Рис. П. 2.9. Масляный трансформатор повысительной подстанции большой мощности

