

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

код – наименование направления

Проект расширения Барнаульской ТЭЦ-3

тема

Руководитель

подпись, дата

старший преподаватель

должность, ученая степень

В.В. Криворучко

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.А. Лунев

инициалы, фамилия

Тех. контроль

подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтроль

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме _____ бакалаврской работы

Студенту Луневу Александру Александровичу

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ФЭ13-01Б Направление (специальность) 13.03.01

код

Теплоэнергетика и теплотехника

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Проект расширения

Барнаульской ТЭЦ-3

Утверждена приказом по университету № 758/с от 30 января 2017 года

Руководитель ВКР В.В. Криворучко, старший преподаватель кафедры

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

«ТЭС».

Исходные данные для ВКР характеристика оборудования турбинного
отделения Барнаульской ТЭЦ-3.

Перечень разделов ВКР экономическая часть, расчетная часть,
общая часть, охрана окружающей среды

Перечень графического материала

Принципиальная тепловая схема Т-180/210-130

Схема водоснабжения

План главного корпуса

Градирня

Генеральный план

Разрез главного корпуса

Руководитель ВКР _____

подпись

В.В. Криворучко

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____

А.А. Лунев

подпись, инициалы, фамилия студента

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект расширения Барнаульской ТЭЦ-3» содержит 64 страниц текстового документа, 24 использованных источников, 6 листов графического материала.

ПАРОВАЯ ТУРБИНА, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬ, ЭЛЕКТРОФИЛЬТР.

Цели реконструкции:

– увеличение установленной электрической и тепловой мощности станции;

По результатам технико-экономических расчетов определен срок окупаемости проекта расширения Барнаульской ТЭЦ-3. Произведен расчет принципиальной тепловой схемы турбины Т-180/210-130. Выбрано вспомогательное оборудование в пределах схемы приключенной турбины. Произведен расчет сетевого подогревателя.

Полученные результаты расчетов показывают техническую и экономическую привлекательность проекта расширения Барнаульской ТЭЦ-3.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Экономическая часть	5
1.1 Актуальность дипломного проекта.....	5
1.2 Расчёт капитальных вложений	6
1.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией	7
1.3.1 Расчёт затрат на топливо	7
1.3.2 Расходы на оплату труда.....	8
1.3.3 Амортизационные отчисления	8
1.3.4 Расходы по ремонтному обслуживанию	8
1.3.5 Прочие расходы	8
1.4 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии	9
1.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений	10
2 Расчетная часть.....	14
2.1 Расчет тепловой схемы.....	14
2.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту.....	14
2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды	16
2.1.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме.....	18
2.1.4 Определение параметров по элементам схемы	20
2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	23
2.1.6 Баланс пара и конденсата.....	23
2.1.7 Расчёт расширителей непрерывной продувки.....	24
2.1.8 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)	26
2.1.9 Расчёт деаэратора	27
2.1.10 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)	28
2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции	31
2.3 Выбор вспомогательного оборудования пределах тепловой схемы	34
2.3.1 Выбор регенеративных подогревателей.....	34
2.3.2 Выбор деаэратора	35
2.3.3 Выбор питательных насосов.....	35
2.3.4 Выбор конденсатных насосов	35
2.3.4 Выбор циркуляционных насосов	36
2.3.5 Выбор сетевых насосов.....	36
2.3.6 Сетевые подогреватели	37
3 Общая часть	44

3.1	Генеральный план и компоновка главных зданий ТЭС	44
3.2	Проектирование системы топливоподачи и золоудаления	45
3.2.1	Проектирование топливного хозяйства	45
3.2.2	Определение расхода топлива на ТЭС	45
3.2.3	Приемные разгрузочные устройства	45
3.2.4	Ленточные конвейеры	45
3.2.5	Дробилки	47
3.2.6	Топливные склады	48
3.2.7	Выбор оборудования системы пылеприготовления	48
3.2.8	Дутьевые вентиляторы и дымососы	49
3.2.9	Очистка дымовых газов	50
3.2.10	Система золоудаления	52
4	Охрана окружающей среды	53
4.1	Определение полного объёма газов	53
4.2	Расчет выбросов твердых частиц	54
4.3	Расчет выбросов оксида серы	54
4.4	Расчет выбросов оксидов азота	54
4.5	Расчет высоты дымовой трубы	56
4.6	Водопотребление блока	57
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	62
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	63

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является важнейшей и необходимой отраслью экономики России. Энергетика — отрасль промышленности, совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов всех видов. Её целью является обеспечение производства энергии путём преобразования первичной энергии топлива во вторичную: в электрическую или тепловую энергию.

В отрасли тепловой энергетики производство электроэнергии осуществляется на тепловых электростанциях (ТЭС), использующих для этого химическую энергию органического топлива. Станции классифицируются:

1) паротурбинные электростанции, на которых энергия преобразуется с помощью паротурбинной установки;

2) газотурбинные электростанции, на которых энергия преобразуется с помощью газотурбинной установки;

3) парогазовые электростанции, на которых энергия преобразуется с помощью парогазовой установки.

В России на 2009 год 47% электричества было выработано за счет сжигания газа, 18% - угля. Гидроэнергетика и атомные станции выработали по 17 и 16 % соответственно.

1 Экономическая часть

1.1 Актуальность дипломного проекта

На сегодняшний день Приказом Минэнерго РФ № 261 от 30.04.2017г. утверждена Схема теплоснабжения городского округа г. Барнаула Алтайского края на период до 2032 года. В Схеме теплоснабжения определено, что самая крупная зона Единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) закреплена за АО «Барнаульская генерация». Она охватывает около 85% потребителей тепла города.

АО «Барнаульская ТЭЦ-3» осуществляет отпуск тепловой энергии с коллекторов станции через тепловые сети транспортирующих организаций г. Барнаула по договору с АО «Барнаульская генерация».

Актуальность темы дипломного проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии развития г. Барнаула на период до 2032 г. Развитие энергетики должно обеспечить необходимыми энергетическими ресурсами начавшийся экономический рост во всех отраслях народного хозяйства.

В генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года вошли две Алтайских ТЭЦ: Бийская ТЭЦ-1 и Барнаульская ТЭЦ-3.

Согласно генсхеме в регионе предполагается развитие тепловых электростанций, использующих уголь. Так, на Барнаульской ТЭЦ-3 предполагается дополнительно перейти на кузнецкий уголь. Сейчас на этой теплостанции действуют два типа блоков. До 2020 года предполагается ввести еще один, который и будет работать на кузнецком угле. Установленная мощность Барнаульской ТЭЦ-3 к этому времени составит 610 МВт против имеющихся сейчас 430 МВт.

Кроме того, согласно указу губернатора Алтайского края от 22 июня 2016 года об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2017-2021 годы[1], планируется осуществить ряд мероприятий по развитию тепловых сетей г. Барнаула:

а) мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перераспределения тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности.

б) мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки комплексной застройки в зоне действия ОАО "Барнаульская теплосетевая компания": строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне действия ТЭЦ-3 в период 2013 - 2027 годов.

в) мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки комплексной застройки в зоне действия котельных МУП "Энергетик", предусматривающие строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне котельных: по ул. Интернациональной, д. 121; по ул. Павловский тракт, д. 49/1; по ул.

Первомайская, д. 50б; по ул. 6-я Нагорная, д.15; по ул. Лесной тракт, д. 75; по ул. Пушкина, д.30.

г) мероприятия по строительству тепловых сетей для переключения на ТЭЦ нагрузок пяти котельных, имеющих высокий удельный расход условного топлива и находящихся в зоне действия ТЭЦ или расположенных в непосредственной близости от нее: прокладка нового участка сети от распределительных квартальных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 от тепловой камеры 1-02-ТК.ТП-6а до котельной по ул. Власихинская, д. 29, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3; прокладка нового участка от распределительных сетей от Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Павловский тракт, д. 54/1, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3; прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-2 до котельной по ул. Чкалова, д. 1б, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-2 (длина участка - 240 метров, диаметр - 50 мм); прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Новосибирская, д. 44а (пос. Пригородный, Индустриальный район), закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3 (длина участка - 400 метров, диаметр - 175 мм); прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Чкалова, д. 194, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3 (длина участка - 350 метров, диаметр - 50 мм);

1.2 Расчёт капитальных вложений

В данном разделе будут рассчитаны капитальные вложения, затраты а также себестоимость отпускаемой со станции энергии, сформирована оценка экономической эффективности капитальных вложений и срок окупаемости проекта. Срок окупаемости – это период, начиная с которого первоначальные капитальные вложения покрываются доходами.

На станцию предлагается установить одну турбину Т-180/210-130 и котельный агрегат ТПЕ-214/Б.

Таблица 1.1 – счвя

Наименование показателя	Значение показателя
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час	280
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	7100
Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год	7100

Разовые капитальные вложения определяются по опыту уже выполненных проектов подобных ТЭЦ в России [24].

$$K = W \cdot k_{уд} = 180 \cdot 0,048 = 8,64 \quad (1.1)$$

где $k_{уд}$ – удельные капиталовложения, для ТЭЦ принимаем равным 0,048 млрд. руб. /МВт.

1.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Расходы на эксплуатацию, млн. руб./год:

$$U_{э} = Z_{топ} + U_{зп} + U_{а} + U_{тр} + U_{пр}, \quad (1.2)$$

где $Z_{топ}$ – затраты на топливо;
 $U_{зп}$ – расходы на оплату труда;
 $U_{а}$ – амортизация основных производственных средств;
 $U_{тр}$ – расходы на ремонт основных средств;
 $U_{пр}$ – прочие расходы.

1.3.1 Расчёт затрат на топливо

Удельные расходы топлива рассчитаны в разделе 2 и составляют:

- на выработку электроэнергии 0,28 кг/(кВт·ч);
- на выработку тепловой энергии 38,012 кг/ГДж.

Выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. МВт·ч [24]:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст}, \quad (1.3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность станции, МВт;
 $T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

$$W = 180 \cdot 7100 \cdot 10^{-3} = 1278$$

Годовое производство тепла на ТЭЦ по горячей воде, тыс. Гкал [24],

$$Q_{ГВ} = N_{ГВ} \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (1.4)$$

где $N_{ГВ}$ – тепловая нагрузка потребителей, Гкал/час;
 T – число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год.

$$Q_{ГВ} = 280 \cdot 5000 \cdot 10^{-3} = 1400,$$

Топливная составляющая затрат [24]:

$$Z_{топ} = B_{год} \cdot \zeta_{топ} \quad (1.5)$$

где $B_{год}$ – годовой расход топлива, тыс. т у.т./год;
 $\zeta_{топ}$ = 1,6 тыс. руб./т у.т.

Расход топлива на ТЭЦ складывается из его расхода на производство тепловой энергии в горячей воде и на производство электроэнергии [24], тыс. т у.т.,

$$B_{\text{зод}} = (B_{\text{т}} + B_{\text{э}}) \cdot T = (12.1 + 12.759) \cdot 3,6 \cdot 7100 = 655051.68 \quad (1.6)$$

$$З_{\text{топ}} = 655,051 \cdot 1,6 = 1048,08$$

1.3.2 Расходы на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать следующую формулу [24], млн руб./год:

$$U_{\text{зп}} = N_{\text{у}} \cdot n_{\text{у}} \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6}, \quad (1.7)$$

где $n_{\text{у}}$ – штатный коэффициент;

$\Phi_{\text{зп}}$ – средняя зарплата одного работника за год;

$$U_{\text{зп}} = 180 \cdot 1,2 \cdot 525206 \cdot 10^{-6} = 113.444$$

1.3.3 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений [24], млн руб./год:

$$U_{\text{а}} = K \cdot H_{\text{а}}, \quad (1.8)$$

где $H_{\text{а}}$ – средняя норма амортизации станции в целом;

$$U_{\text{а}} = 8640 \cdot \frac{6,7}{100} = 578.88.$$

1.3.4 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту [24], млн руб./год:

$$U_{\text{тр}} = K \cdot H_{\text{тр}}, \quad (1.9)$$

где $H_{\text{тр}}$ – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС.

$$U_{\text{тр}} = 578.88 \cdot 0,2 = 115,77.$$

1.3.5 Прочие расходы

К прочим расходам относятся [24]:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и технике безопасности;
- налоги и сборы;

– и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов во внебюджетные фонды, млн руб./год:

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) \quad (1.10)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (578,88 + 115,77 + 113,44) = 242,42.$$

Эксплуатационные расходы составят, млн руб./год:

$$U_{\text{э}} = 1048,08 + 578,88 + 113,44 + 115,77 + 242,42 = 2098,59$$

1.4 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии

Годовой отпуск энергии с шин станции, тыс. МВт ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}) \quad (1.11)$$

где W – выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. МВт ч;

$a_{\text{сн}}$ – коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды станции.

$$W_{\text{отп}} = 1810,5 \cdot (1 - 0,06) = 1697,34$$

Для расчёта себестоимости единицы тепловой и электрической энергии распределим эксплуатационные расходы по цехам проектируемой станции из расчёта, что:

- затраты на топливо полностью забирает ТТЦ и КЦ;
- амортизационные отчисления распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 65%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 5%;
- расходы на оплату труда распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 40%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 30%;
- расходы по ремонтному обслуживанию распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 65%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 5%;
- затраты на прочие расходы полностью уходят на общестанционные расходы.
- Затраты по каждой стадии распределяются на два вида энергии по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн руб.:

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{э}}}{(B_{\text{э}} + B_{\text{т}})} = 1435,104 \cdot \frac{12,759}{13,518 + 12,11} = 756,97 \quad (1.12)$$

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = Z_{\text{ТТЦ}} - Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = 1435,104 - 756,97 = 678,129 \quad (1.13)$$

- Общестанционные расходы на два вида энергии распределяются пропорционально затратам по двум предыдущим стадиям, млн руб.:

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{общ}} \frac{Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + Z_{\text{ТЦ}}^{\text{э/э}}}{Z_{\text{ТТЦ}} + Z_{\text{ТЦ}}} = 311,172 \cdot \frac{756,97 + 352,294}{1435,104 + 352,294} = 193,11 \quad (1.14)$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = Z_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 311,172 - 193,11 = 118,06 \quad (1.15)$$

- Расчет себестоимости единицы энергии с учетом результата по пункту 5 и отпуска энергии из таблицы исходных данных (таблица 1.1).

$$\frac{Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}}}{W_{\text{отп}}} = \frac{1302,37}{1226,88} = 1,06 \quad (1.16)$$

$$\frac{Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}}}{Q_{\text{гв.год}}} = \frac{796,19 \cdot 1000}{1400} = 568,7 \quad (1.17)$$

Результаты расчётов сведём в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии

Стадия производства	Элементы затрат, млн руб.					Всего затрат, млн руб.	В том числе, млн руб.	
	Ут	Уам	Узп	Утр	Упр		э/э	т/э
ТТЦ и КЦ	1048,08	289,44	39,704	57,88		1435,104	756,97	678,129
Машинный зал, ЭЦ		260,5	39,704	52,09		352,294	352,294	
Общестанционные расходы		28,94	34,032	5,78	242,42	311,172	193,11	118,06
Всего по ТЭС	1048,08	578,88	113,44	115,77	242,42	2098,59	1302,37	796,19
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч			1,06					
Себестоимость единицы тепловой энергии, руб./Гкал			568,7					

1.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Экономическая оценка мероприятий по проектированию ТЭС предполагает расчёт коммерческой эффективности инвестиций, направляемых на данные цели.

Стоимость имущества на начало первого года, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{н.г.}} = K, \quad (1.18)$$

где K – капитальные вложения в ТЭС, млн руб./год.

Стоимость имущества на начало последующих годов, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{н.г.}(t)} = \Phi_{\text{к.г.}(t-1)}, \quad (1.19)$$

где $\Phi_{\text{к.г.}}$ – стоимость имущества на конец года, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{к.г.}(t)} = \Phi_{\text{н.г.}(t)} - A_t, \quad (1.20)$$

где A_t – величина амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$A_t = 6,7\% \cdot K$$

Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, млн руб/год:

$$\Phi_{\text{ср.г.}} = \frac{\Phi_{\text{н.г.}} + \Phi_{\text{к.г.}}}{2}. \quad (1.21)$$

Налог на имущество, млн руб./год:

$$N_{\text{им}} = 2,2\% \cdot \Phi_{\text{ср.г.}}. \quad (1.22)$$

Доход от основной деятельности, млн руб./год:

$$D = (T^{\text{э/э}} - C^{\text{э/э}}) \cdot W_{\text{отп}} \cdot 10^{-3}, \quad (1.23)$$

где $C_{\text{э/э}}$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч;

$T^{\text{э/э}}$ – тариф на отпущенную энергию, руб./кВт ч:

$$T^{\text{э/э}} = 1,4 \cdot C^{\text{э/э}}. \quad (1.24)$$

Налогооблагаемая прибыль, млн руб./год:

$$\text{НОП}_{(t)} = D_{(t)} - N_{\text{им}(t)}. \quad (1.25)$$

Налог на прибыль, млн руб./год:

$$N_{\text{пр}(t)} = 20\% \cdot \text{НОП}_{(t)}. \quad (1.26)$$

Чистая прибыль, млн руб./год:

$$\text{ЧП}_{(t)} = \text{НОП}_{(t)} - N_{\text{пр}(t)}. \quad (1.27)$$

Далее в 0 год переносим значение капитальных вложений K .

Чистый денежный поток, млн руб./год:

$$\text{ЧДП}_{(t)} = \text{ЧП}_{(t)} + A_t \quad (1.28)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн руб./год:

$$\text{ЧДПНИ}_{(t)} = \text{ЧДПНИ}_{(t-1)} + \text{ЧДП}_{(t)}. \quad (1.29)$$

Дисконтированный денежный поток, млн руб./год:

$$\text{ДДП}_{(t)} = \frac{\text{ЧДП}_{(t)}}{(1+r)^t} \quad (1.30)$$

где r – норма дисконта, принимаем равной 10%.

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн руб./год:

$$\text{ДДПНИ}_{(t)} = \text{ДДПНИ}_{(t-1)} + \text{ДДП}_{(t)}. \quad (1.31)$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности сводим в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Показатели	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Денежный поток от инвестиционной деятельности, K	-8640														
Стоимость фондов на начало года, $\Phi_{н.г.}$		8640,00	8061,12	7482,24	6903,36	6324,48	5745,6	5166,72	4587,84	4008,96	3430,08	2851,2	2272,32	1693,44	1114,56
Стоимость фондов на конец года, $\Phi_{к.г.}$		8061,12	7482,24	6903,36	6324,48	5745,6	5166,72	4587,84	4008,96	3430,08	2851,2	2272,32	1693,44	1114,56	535,68
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, $\Phi_{ср.г.}$		8350,56	7771,68	7192,8	6613,92	6035,04	5456,16	4877,28	4298,4	3719,52	3140,64	2561,76	1982,88	1404	825,12
Амортизационные отчисления, $U_{ам}$		578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88	578,88
Налог на имущество, $H_{им}$		183,71	170,977	158,24	145,50	132,77	120,03	107,3	94,56	81,81	69,04	56,35	43,62	30,88	18,15
Доход от основной деятельности, D		877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98	877,98
Налогооблагаемая прибыль, НОП		694,27	707,012	719,74	732,48	745,21	757,95	770,68	783,42	796,15	808,89	821,63	834,36	847,1	859,83

Продолжение таблицы 1.3

Налог на прибыль, Нпр			138,85	141,4	143,94	146,49	149,04	151,59	154,13	156,68	159,23	161,77	164,32	166,87	169,42	171,96
Чистая прибыль, ЧП			555,42	565,6	575,79	585,98	596,17	606,36	616,55	626,73	636,92	647,11	657,3	667,49	677,68	687,86
Чистый денежный поток, ЧДП	-8640,00	1134,3	1144,49	1154,67	1164,86	1175,05	1185,24	1195,49	1205,61	1215,8	1225,96	1236,18	1246,37	1256,56	1226,74	
Чистый денежный поток нарастающим итогом, ЧДПНИ	-8640,00	-7505,69	-6361,21	-5206,53	-4041,67	-2866,61	-1681,37	-485,93	719,68	1935,49	3161,48	4397,67	5644,04	6900,6	8167,35	
Дисконтированный денежный поток, ДДП	-8640,00	1031,18	945,85	867,52	795,61	729,61	669,03	613,44	562,43	515,62	472,67	433,27	397,13	363,98	333,57	
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, ДДПНИ	-8640,00	-7608,81	-6662,96	-5795,43	-4999,81	-4270,2	-3601,16	-2987,28	-2425,28	-1909,66	-1436,99	-1003,71	-606,57	-242,59	90,97	

По результату расчета на 14 – й год эксплуатации ЧДД становится больше нуля и все затраты по проекту окупаются доходами.

2 Расчетная часть

2.1 Расчет тепловой схемы

2.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

В этой части стоит задача произвести выбор оборудования, расчёт тепловой схемы и определить технико-экономические показатели. Начальные данные для расчёта:

Электрическая мощность	$W_э = 180$ МВт;
Максимальная отопительная нагрузка	$Q_{от}^{max} = 320$ МВт;
Тепловая мощность отопительных отборов	$Q_{от}^{турб} = 150$ МВт;

На основе этих величин в качестве основного оборудования выбираем вариант с установкой турбоагрегата Т-180/210-130. Принципиальная тепловая схема с турбиной Т-180/210-130 представлена на рисунке 1, а также на листе 1 графической части.

Как видно из тепловой схемы, отпуск тепла осуществляется из двух теплофикационных регулируемых отборов. Отборный пар поступает на две включенные последовательно сетевые подогревательные установки. Система регенерации состоит из четырёх ПНД, деаэратора и трёх ПВД. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в деаэратор. Слив конденсата из подогревателей низкого давления (ПНД) – каскадный в ПНД № 1 и из него дренажным насосом (ДН) в линию основного конденсата. В схеме используется котел барабанного типа ТПЕ-214/Б, непрерывная продувка котла направляется в двухступенчатый расширитель. Для уменьшения тепловых потерь с продувочной водой используется поверхностный подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ) из химводоочистки (ХВО). Из расширителя первой ступени выпар направляется в деаэратор, из расширителя второй ступени в ПНД № 1. Пар из уплотнений поступает в сальниковый подогреватель – охладитель уплотнений (ОУ), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что позволяет дополнительно подогреть основной конденсат. Восполнение потерь конденсата осуществляется подачей химически очищенной воды в конденсатор турбины.

По заводским данным для турбины Т-180/210-130 [3]:

Электрическая мощность	$W_э = 180$ МВт;
Начальные параметры пара:	
Давление	$P_0 = 12,75$ МПа;
Температура	$t_0 = 540$ °С;
Давление в конденсаторе турбины	$P_к = 0,0036$ МПа;

Число отборов пара – 7;

Давление в отборах:

$P_{от1} = 4,12 \text{ МПа};$

$P_{от2} = 2,72 \text{ МПа};$

$P_{от3} = 1,26 \text{ МПа};$

$P_{от4} = 0,658 \text{ МПа};$

$P_{от5} = 0,259 \text{ МПа};$

$P_{от6} = 0,098 \text{ МПа};$

$P_{от7} = 0,049 \text{ МПа};$

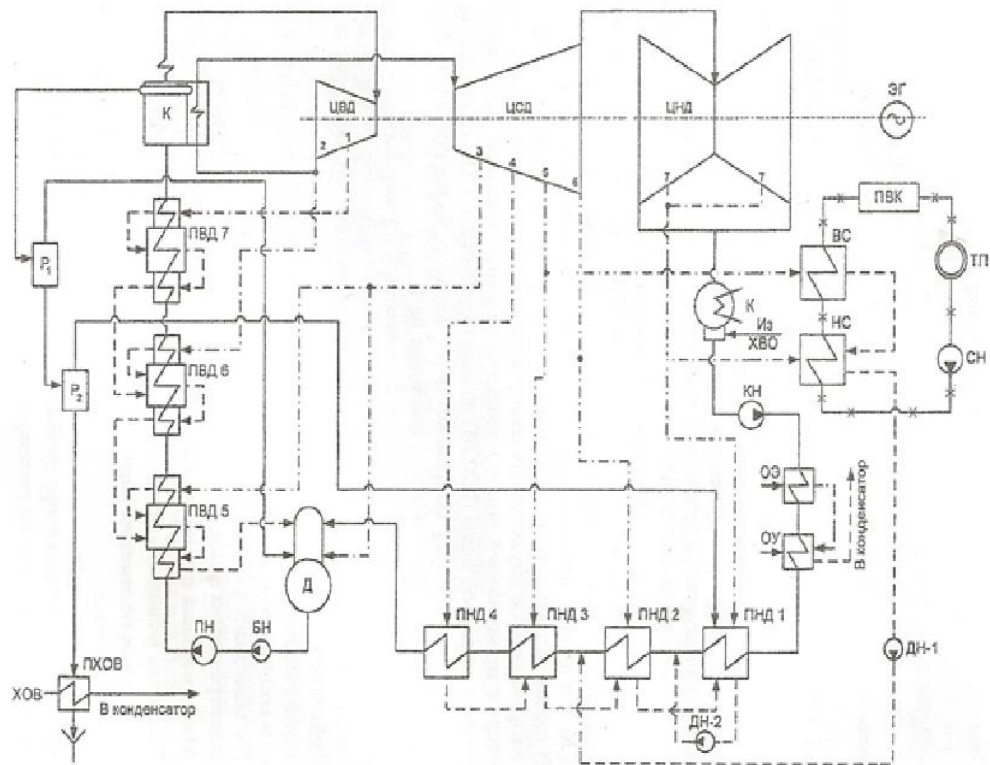


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема блока Т-180/210-130

В расчете приняты следующие КПД по отсекам турбины [3]:

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 84,5\%; \quad \eta_{oi}^{ЦСД} = 88,2 \%; \quad \eta_{oi}^{ЦНД} = 86,6 \%$.

КПД дросселирования по отсекам:

$\eta_{др}^{ЦВД} = 95\%; \quad \eta_{др}^{ЦСД} = 95\%; \quad \eta_{др}^{ЦНД} = 97\%;$

Электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0,98$.

Расход пара на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{сн}^{МЗ} = 1,2 \%;$

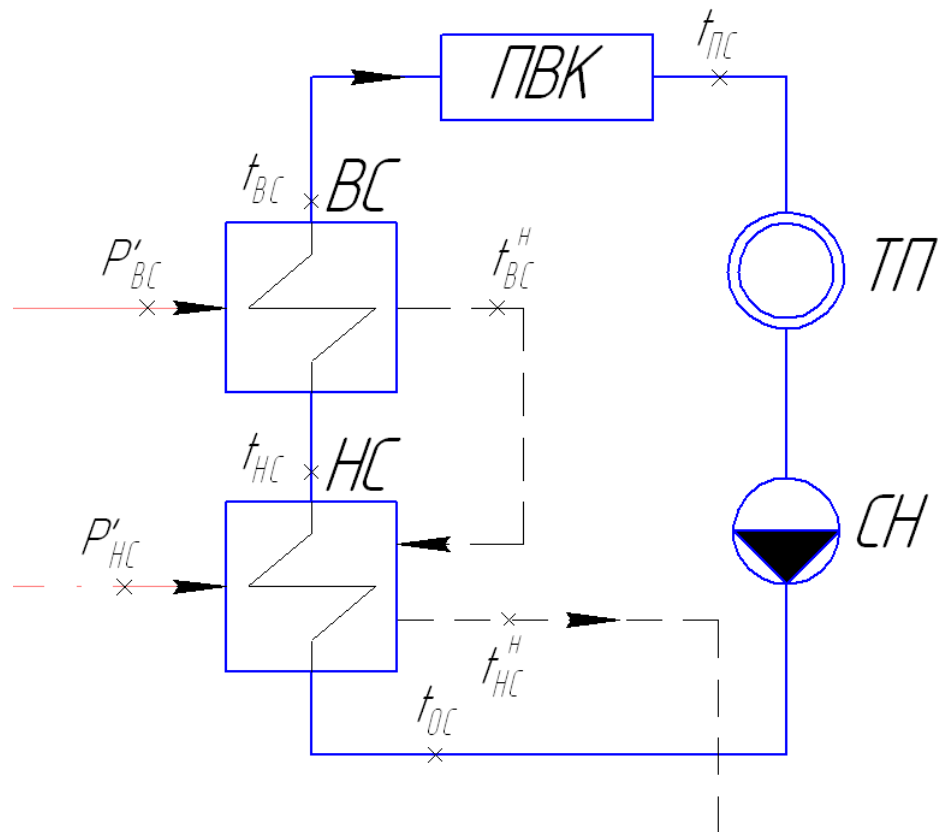
Расход пара на собственные нужды котельного цеха $\alpha_{сн}^{КЦ} = 1,2 \%;$

Внутростанционные потери конденсата $\alpha_{yt} = 1,1 \%;$

Температура химически очищенной воды $t_{\text{хов}} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$;
 Нагрев в сальниковом и эжекторном подогревателях $\Delta t_{\text{эж}} + \Delta t_{\text{сп}} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$;
 КПД подогревателей поверхностного типа $\eta = 98 \text{ \%}$.
 Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД $\vartheta_{\text{пвд}} = 2 \text{ }^\circ\text{C}$.
 Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД $\vartheta_{\text{пнд}} = 4 \text{ }^\circ\text{C}$.
 Температурный график сети для г. Барнаула принимаем $150/70 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.



ТП - тепловой потребитель; ПВК - пиковый водогрейный котел;
 СН - сетевой насос; НС - нижний сетевой подогреватель; ВС - верхний сетевой подогреватель

Рисунок 2 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{турб}}}{C_{\text{в}} \cdot \Delta t} = \frac{150000}{4,186 \cdot (110 - 70)} = 895.84 \quad (2.1)$$

Тепловая нагрузка пикового водогрейного котла составляет, МВт:

$$Q_{\text{пвк}} = Q_{\text{от}}^{\text{max}} - Q_{\text{от}}^{\text{турб}} = 320 - 150 = 170 \quad (2.2)$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = \frac{Q_{от}^{турб}}{Q_{от}^{max}} \quad (2.3)$$

$$\alpha = \frac{150}{320} = 0,468$$

Температура сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{ec} = t_{oc} + \frac{Q_{от}^{турб}}{G_{св} \cdot C_s} = 70 + \frac{150000}{895,84 \cdot 4,186} = 110 \quad (2.4)$$

Температура сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{nc} = t_{oc} + \frac{t_{ec} - t_{oc}}{2} = 70 + \frac{110 - 70}{2} = 90 \quad (2.5)$$

Из-за недогрева сетевой воды в верхнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5^\circ\text{C}$ [8], температура насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя составит, °С:

$$t_{ec}^h = t_{ec} + \vartheta = 110 + 5 = 115 \quad (2.6)$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя [5], кДж/кг:

$$\bar{t}_{вс}^h = 482,55$$

Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя [16], МПа:

$$P'_{вс} = 0,16918$$

Давление пара в седьмом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5 %, МПа:

$$P_5 = \frac{P'_{вс}}{0,95} = \frac{0,16918}{0,95} = 0,1781 \quad (2.7)$$

Принимая недогрев сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5^\circ\text{C}$ [8], температура насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{nc}^h = t_{nc} + \vartheta = 90 + 5 = 95 \quad (2.8)$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя [5], кДж/кг °С:

$$\bar{t}_{нс}^h = 398,1$$

Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя [16], МПа:

$$P'_{нс} = 0,08464$$

Давление пара в восьмом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5%, МПа:

$$P_6 = \frac{P'_{нс}}{0,95} = \frac{0,08464}{0,95} = 0,0891 \quad (2.9)$$

2.1.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Из характеристик турбины [3] имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление $P_0 = 12,75$ МПа;

Температура $t_0 = 540$ °С;

Находим на i-s диаграмме (рисунок. 3) точку A'_0 [5]. С учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 = P_0 \cdot \eta_{др}^{ЦВД} = 12,75 \cdot 0,95 = 12,1 \quad (2.10)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления $P_{от2}$, соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией A'_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В” можно определить, кДж/кг:

$$i_B = i_{от2} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3447,75 - (3447,75 - 3056,438) \cdot 0,845 = 3073,83 \quad (2.11)$$

где $i_{B_0} = 3056,438$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$i_{A_0} = 3447,75$ кДж/кг – энтальпия острого пара;

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,845$ - внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

Энтальпия пара первого отбора, кДж/кг:

$$i_{от1} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{от1}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3447,75 - (3447,75 - 3117,6) \cdot 0,845 = 3168,6 \quad (2.12)$$

где $i_{от1} = 3117,6$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе;

Точку “С” определим с учетом потери давления в промежуточном перегреве $\Delta P_{пп} = 9,5\%$ и с учетом дросселирования пара в регулирующих органах ЦСД, МПа:

$$P_2 = P_1 \cdot \Delta P_{пп} \cdot \eta_{др}^{ЦСД} = 2,72 \cdot (1 - 0,095) \cdot 0,95 = 2,33 \quad (2.13)$$

По тому же принципу достраиваем i - s диаграмму и на заключительном этапе, используя значения давления в отборах, находим на ней энтальпию пара в этих отборах.

Расход пара на верхний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса) определяется, кг/с:

$$D_{bc} = \frac{G_{cb} \cdot \Delta t_{bc} \cdot C_g}{(i_{от5} - \bar{t}_{bc}^H) \cdot \eta_{п}} = \frac{895,84 \cdot (110 - 90) \cdot 4,186}{(2972,2 - 482,55) \cdot 0,98} = 30,739 \quad (2.14)$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{nc} = \frac{G_{cb} \cdot \Delta t_{nc} \cdot C_g}{(i_{от6} - \bar{t}_{nc}^H) \cdot \eta_{п}} = \frac{895,84 \cdot (90 - 70) \cdot 4,186}{(2788,4 - 398,1) \cdot 0,98} = 32,01 \quad (2.15)$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{bc} = G_{cb} \cdot (t_{bc} - t_{nc}) \cdot C_g = 895,84 \cdot (110 - 90) \cdot 4,186 = 74999,72 \quad (2.16)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{nc} = G_{cb} \cdot (t_{nc} - t_{oc}) \cdot C_g = 895,84 \cdot (90 - 70) \cdot 4,186 = 74999,72 \quad (2.17)$$

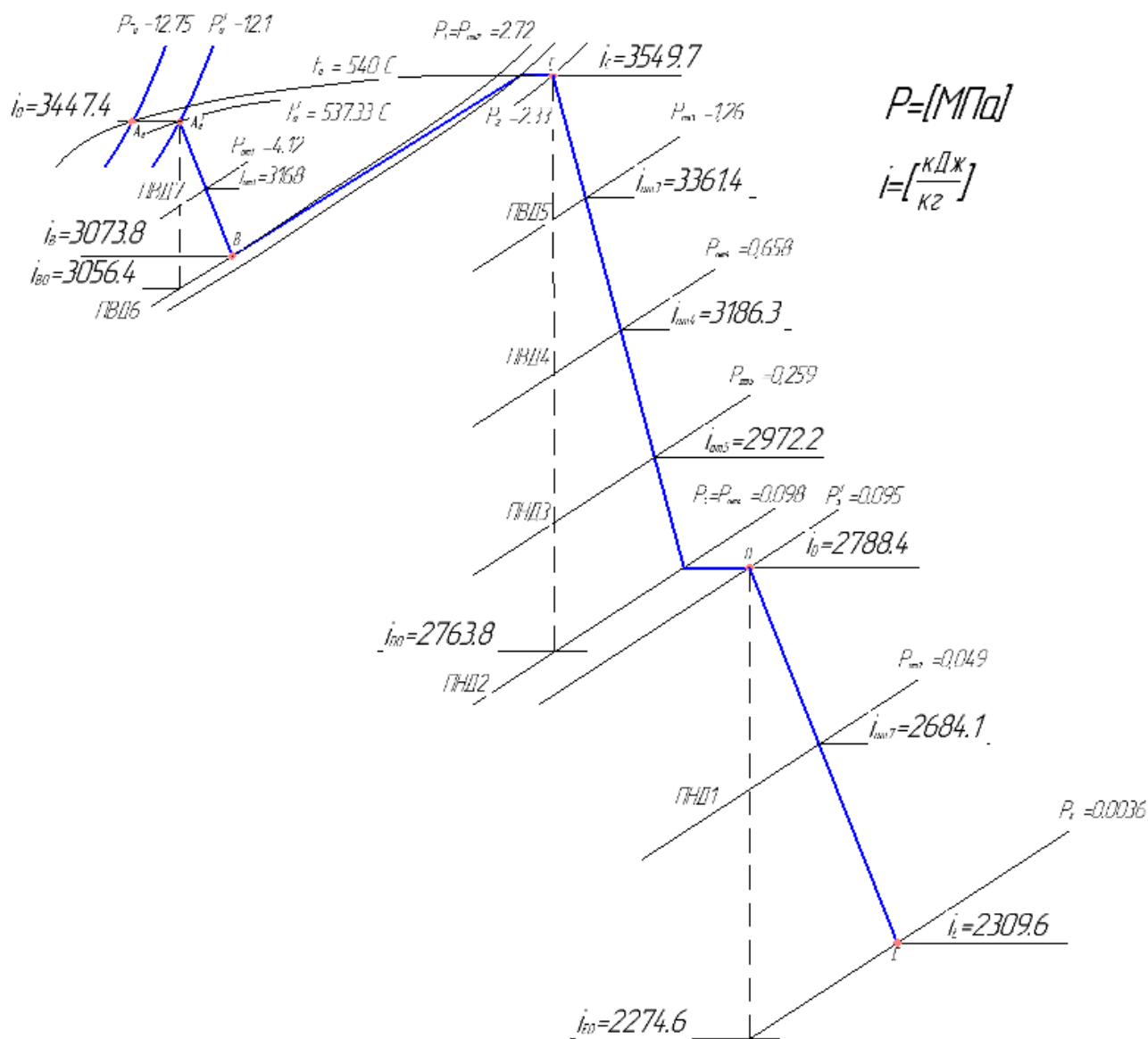


Рисунок 3 –Процесс расширения пара в турбине Т-180/210-130 в i - s диаграмме

2.1.4 Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД-8).

Давление пара в отборе 4,12 МПа. Принимая потерю давления 5 % [2], находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПВД7}} = 4,12 \cdot 0,95 = 3,914 \quad (2.18)$$

Температура насыщения греющего пара [5], °С:

$$t_n = 249,072$$

Энтальпия конденсата греющего пара [5], кДж/кг:

$$\bar{i}_n = 1081,178$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева,
°С:

$$t_{пв} = t_n - \theta = 249,072 - 2 = 247,072 \quad (2.19)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\bar{t}_{пв} = t_{пв} \cdot C_v = 249,072 \cdot 4,186 = 1034,24 \quad (2.20)$$

Энтальпия греющего пара (из i-s диаграммы)[5], кДж/кг:

$$i_{отб} = 3168,7$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{отб} = 3447,7 - 3168,62 = 279,13 \quad (2.21)$$

Также определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД7	ПВД6	ПВД5	Деаэ-ратор	ПНД4	ПНД3	ПНД2	BC	ПНД1	НС	Конден-сатор
Давление отборного пара, МПа	4,12	2,72	1,26	1,26	„658	0,259	0,098	0,259	0,049	0,098	0,0036
Энтальпия пара, кДж/кг	3168,7	3073,83	3361,4	3361,4	3186,3	2972,2	2788,4	2972,2	2684,1	2788,4	2309,56
Давление пара у подогревателя, МПа	3,914	2,584	1,197	0,7	0,6251	0,246	0,0931	0,1781	0,04655	0,0891	0,0036
Температура насыщения греющего пара, °С	249,072	225,72	187,85	164,95	160,44	126,89	97,619	115	79,546	95	27,15
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1081,178	970,196	797,996	697,14	677,491	533,116	409,059	482,55	333,044	398,1	113,84
Температура воды за подогревателем, °С	247,072	223,721	185,85	164,95	156,441	122,89	93,619	110	75,546	90	27,15
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	1034,24	936,49	777,96	697,14	654,86	514,41	391,86	460,5	316,23	376,7	113,84
Использованный теплоперепад, кДж/кг	279,13	373,87	562,12	562,12	737,27	951,37	1135,17	951,37	1239,47	1135,17	1614,01

2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:
для первого отбора:

$$y_{вс} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{2972.2 - 2309.56}{3447.7 - 2309.56 + 475.9} = 0,411 \quad (2.22)$$

где q_{III} - разность энтальпий пара до и после промперегрева;

для второго отбора:

$$y_{нс} = \frac{i_{нс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{2788.4 - 2309.56}{3447.7 - 2309.56 + 475.9} = 0,297 \quad (2.23)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,2$ [20] расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} \right) \quad (2.24)$$

где $H_i = 1614,01$ кДж/кг – теплоперепад, срабатываемый турбиной,
 $\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД,
 K_p – коэффициент регенерации, принимаем 1,164.

$$D_T = 1,2 \cdot \left(\frac{180000}{1614,01 \cdot 0,98} + 0,411 \cdot 30,739 + 0,297 \cdot 32,017 \right) = 163,102$$

2.1.6 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5 % от расхода пара на турбину [8], кг/с:

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 163,102 = 0,816 \quad (2.25)$$

Расход пара на уплотнение турбины [8], кг/с:

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 163,102 = 1,631 \quad (2.26)$$

Утечки пара и конденсата [8], кг/с:

$$D_{ут} = \frac{\alpha_{ym}}{100} \cdot D_T = 0,011 \cdot 163,102 = 1,794 \quad (2.27)$$

Расход пара на собственные нужды [8], кг/с:

$$D_{CH} = \frac{\alpha_{CH}^{MB} + \alpha_{CH}^{KO}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2+1,2}{100} \cdot 163,102 = 3,914 \quad (2.28)$$

Расход перегретого пара [8], кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{CH}$$

$$D_{пе} = 163,102 + 0,816 + 1,631 + 1,794 + 3,914 = 171,257$$

Расход продувочной воды [8], кг/с:

$$G_{пр} = \frac{\alpha_{ид}}{100} \cdot D_{пе} = \frac{1,5}{100} \cdot 171,257 = 2,569 \quad (2.29)$$

Расход питательной воды [8], кг/с:

$$G_{пе} = D_{пе} + G_{пр} = 171,257 + 2,569 = 173,826 \quad (2.30)$$

2.1.7 Расчёт расширителей непрерывной продувки

Расчётная схема расширителей непрерывной продувки (РНП) находится на рисунке 4.

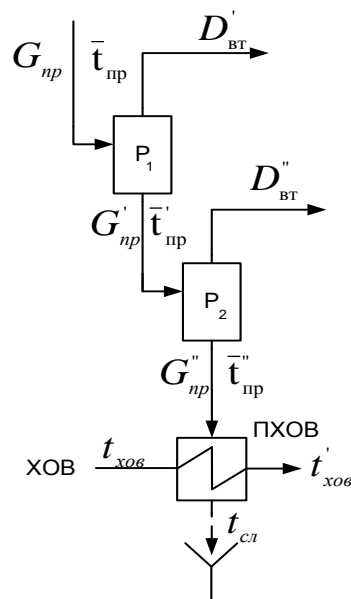


Рисунок 4 – Расчётная схема расширителей непрерывной продувки

Из уравнений материального и теплового баланса для первой ступени РНП найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D'_{вт} = \frac{G_{пр} \cdot (\bar{t}_{пр} - \bar{t}'_{пр})}{r_1} \quad (2.31)$$

$$D'_{\text{вт}} = \frac{2,569 \cdot (1570,878 - 697,14)}{2065,61} = 1,087$$

где $\bar{t}'_{\text{пр}} = 1570,878$ кДж/кг – энтальпия воды в барабане парогенератора при $P_6 = 14$ МПа;

$\bar{t}'_{\text{пр}} = 697,14$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из первой ступени расширителя;

$r_1 = 2065,61$ кДж/кг – теплота парообразования при давлении $P_d = 0,7$ МПа [5].

Расход продувочной воды в расширитель второй ступени, кг/с:

$$G'_{\text{пр}} = G_{\text{пр}} - D'_{\text{вт}} \quad (2.32)$$

$$G'_{\text{пр}} = 2,569 - 1,087 = 1,482$$

Из уравнений материального и теплового баланса для второй ступени расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D''_{\text{вт}} = \frac{G'_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пр}} - \bar{t}''_{\text{пр}})}{r_2} \quad (2.33)$$

$$D''_{\text{вт}} = \frac{1,482 \cdot (697,14 - 338,367)}{2306,008} = 0,231$$

где $\bar{t}'_{\text{пр}} = 697,14$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды поступающая из первой ступени расширителя;

$\bar{t}''_{\text{пр}} = 338,367$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из второй ступени расширителя;

$r_2 = 2306,008$ кДж/кг – теплота парообразования при давлении $P_{\text{ПНД1}} = 0,0891$ МПа [5].

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию, кг/с:

$$G''_{\text{пр}} = G'_{\text{пр}} - D''_{\text{вт}} \quad (2.34)$$

$$G''_{\text{пр}} = 1,482 - 0,231 = 1,252$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в конденсатор, кг/с:

$$G_{\text{хов}} = G''_{\text{пр}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} \quad (2.35)$$

$$G_{\text{хов}} = 1,252 + 1,794 + 3,914 = 6,96$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдём температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С:

$$t'_{\text{хоб}} = t_{\text{хоб}} + \frac{G''_{\text{пр}} \cdot (t''_{\text{пр}} - t_{\text{сл}})}{G_{\text{хоб}}} \quad (2.36)$$

$$t'_{\text{хоб}} = 30 + \frac{1,252 \cdot (80,814 - 60)}{6,96} = 33,74$$

где $t''_{\text{пр}} = 80,814 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура продувочной воды расширителя второй ступени;

$t_{\text{сл}} = 60 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура продувочной воды сливаемая в тех. канализацию после подогревателя химически очищенной воды.

2.1.8 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)

Расчётная схема ПВД изображена на рисунке 5.

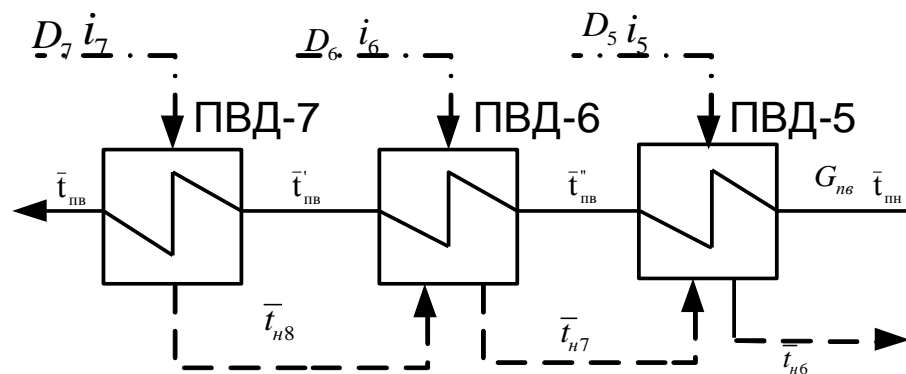


Рисунок 5 — Расчётная схема подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД7:

$$D_7(i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta_{\text{мо}} = G_{\text{нс}}(\bar{t}_{\text{нс}} - \bar{t}'_{\text{нс}}) \quad (2.37)$$

Расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{\text{нс}}(\bar{t}_{\text{нс}} - \bar{t}'_{\text{нс}})}{(i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta_{\text{мо}}} \quad (2.38)$$

$$D_7 = \frac{173,826(1034,243 - 936,49)}{(3168,7 - 1081,178) \cdot 0,98} = 8,305$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$(D_6(i_6 - \bar{t}_{н6}) + D_7(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6})) \cdot \eta_{\text{мо}} = G_{\text{нс}}(\bar{t}'_{\text{нс}} - \bar{t}''_{\text{нс}}) \quad (2.39)$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{н6}(\bar{t}'_{н6} - \bar{t}''_{н6}) - D_7(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta_{mo}}{(i_6 - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta_{mo}} \quad (2.40)$$

$$D_6 = \frac{179,826 \cdot (936,49 - 777,97) - 8,305 \cdot (1081,178 - 970,196) \cdot 0,98}{(3073,83 - 970,196) \cdot 0,98} = 12,928$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$D_5 = \frac{G_{н5}(\bar{t}''_{н5} - \bar{t}_{н5}) - (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{н6} - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta_{mo}}{(i_5 - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta_{mo}} \quad (2.41)$$

$$D_5 = \frac{173,826 \cdot (777,97 - 722,052) - (12,928 + 8,305) \cdot (970,196 - 797,99) \cdot 0,98}{(3361,4 - 797,99) \cdot 0,98} = 2,443$$

где $\bar{t}_{н5}$ - энтальпия питательной воды на входе в ПВД-5, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\bar{t}_{н5} = \bar{t}_0 + \frac{(P_n - P_0) \cdot V \cdot 10^3}{\eta_n} \quad (2.42)$$

$$\bar{t}_{н5} = 697,14 + \frac{(180 - 7) \cdot 10^2 \cdot 0,00108}{0,75} = 722,052$$

где $P_n = P_0 \cdot 1,4$ - давление на напоре насоса, МПа;
 $V = 0,00108$ м³/кг - удельный объём питательной воды;
 $\eta_n = 0,75$ - КПД насоса.

2.1.9 Расчёт деаэратора

Схема потоков воды и пара для деаэратора представлена на рисунке 6.

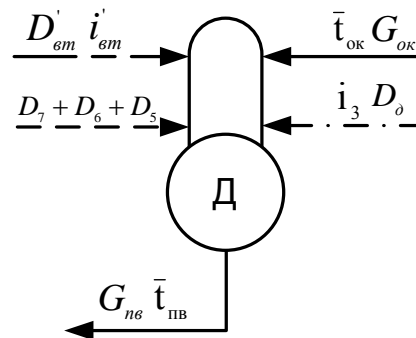


Рисунок 6 — Расчётная схема деаэратора

Уравнение материального баланса для деаэратора:

$$G_{н6} = (D_7 + D_6 + D_5) + D_0 + D'_{эм} + G_{ок} \quad (2.43)$$

$$173,826 = (8,305 + 12,928 + 2,443) + 1,087 + D_d + G_{ок}$$

Уравнение теплового баланса для деаэратора:

$$G_{пв} \cdot \bar{t}_{пв} = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \bar{t}_{н5} + D_{вт} \cdot i'_{вт} + D_d \cdot i_3 + G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} \quad (2.44)$$

$$173,826 \cdot 697,14 = (8,305 + 12,928 + 2,443) \cdot 797,99 + 1,087 \cdot 2762,75 + D_d \cdot 3361,4 + G_{ок} \cdot 654,858$$

Решив систему уравнений, получим, кг/с:

$$G_{ок} = 148,445$$

$$D_d = 0,617$$

2.1.10 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)

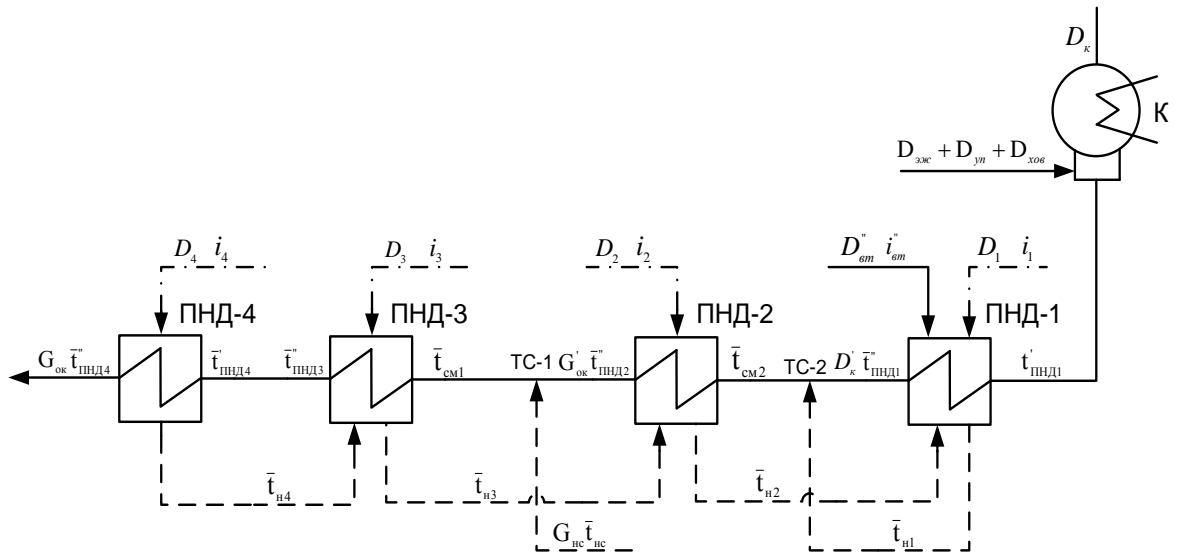


Рисунок 7 — Расчётная схема подогревателей низкого давления

Уравнение теплового баланса для ПНД4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_{н4}) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд4}'' - \bar{t}_{пнд4}') \quad (2.45)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд4}'' - \bar{t}_{пнд4}')}{(i_4 - \bar{t}_{н4}) \cdot \eta} = \frac{148,445 \cdot (654,858 - 514,418)}{(3186,3 - 677,46) \cdot 0,98} = 8,479 \quad (2.46)$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-3 и ТС-1:

$$(D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}_{н3}) + D_4 \cdot (\bar{t}_{н4} - \bar{t}_{н3})) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд3}'' - \bar{t}_{см1})$$

$$G_{ок} = G'_{ок} + G_{нс} \quad (2.47)$$

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_{см1} = G'_{ок} \cdot \bar{t}_{пнд2}'' + G_{нс} \cdot \bar{t}_{нс}''$$

$$(D_3 \cdot (2998,1 - 536) + 8,94 \cdot (681 - 536)) \cdot 0,98 = 156,215 \cdot (517 - \bar{t}_{см1})$$

$$148,445 = G'_{ок} + 62,756$$

$$148,445 \cdot \bar{t}_{см1} = G'_{ок} \cdot 391,889 + 62,756 \cdot 398,1$$

где $G_{нс} = D_{вс} + D_{нс} = 32,017 + 30,739 = 62,756$ кг/с – расход конденсата греющего пара после нижнего сетевого подогревателя;

Решив данную систему, получим:

$$D_3 = 6,944 \text{ кг/с};$$

$$G'_{ок} = 85,689 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{см1} = 394,515 \text{ кДж/кг};$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-2, ТС-2 и ПНД-1:

$$(D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_{н2}) + (D_4 + D_3) \cdot (\bar{t}_{н3} - \bar{t}_{н2})) \cdot \eta = G'_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд2}'' - \bar{t}_{см2})$$

$$G_{ок} = D'_к + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D''_{вт}) \quad (2.48)$$

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_{см2} = D'_к \cdot \bar{t}_{пнд1}'' + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D''_{вт}) \cdot \bar{t}_{н1}$$

$$(D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_{н1}) + (D_4 + D_3 + D_2) \cdot (\bar{t}_{н2} - \bar{t}_{н1}) + D''_{вт} \cdot (i''_{вт} - \bar{t}_{н1})) \cdot \eta = D'_к \cdot (\bar{t}_{пнд1}'' - t'_{пнд1} \cdot C_v)$$

где $\bar{t}_{пнд1}'' = (t'_к + \Delta t_{о3-оу}) \cdot 4,186 = (27,15 + 15) \cdot 4,186 = 176,43$ °С кДж/кг – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1;

$t'_к = 27,15$ °С - температура насыщения после конденсатора;

$\Delta t_{о3-оу} = 15$ °С – нагрев основного конденсата в охладителе эжекторов и охладителе уплотнений;

$$(D_2 \cdot (3073,83 - 409,05) + (8,479 + 6,944) \cdot (533 - 409,05)) \cdot 0,98 = 85,689 \cdot (391,889 - \bar{t}_{см2})$$

$$85,689 = D''_к + (8,479 + 6,944 + D_2 + D_1 + 0,231)$$

$$85,689 \cdot \bar{t}_{см2} = D''_к \cdot 316,23 + (8,479 + 6,944 + D_2 + D_1 + 0,231) \cdot 333,04$$

$$(D_1 \cdot (2684.1 - 333.04) + (8,479 + 6,944 + D_2)(409.05 - 333.04) + 0,231 \cdot (2644,75 - 333.04)) \cdot 0,98 = \\ = D_k'' \cdot (316.23 - 176,43)$$

Решив данную систему, получим:

$$D_2 = 1,827 \text{ кг/с};$$

$$D_1 = 3,158 \text{ кг/с};$$

$$D_k' = 65,05 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{\text{см2}} = 320,28 \text{ кДж/кг};$$

Расхода пара в конденсатор, кг/с:

$$D_k = D_k' - (D_{\text{эжс}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{хов}}) \quad (2.49)$$

$$D_k = 65.05 - (0,816 + 1,631 + 6,96) = 55.64$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_k = D_m - (D_7 + D_6 + D_5 + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{\text{вс}} + D_{\text{нс}} + D_{\text{д}}) \quad (2.50)$$

$$D_k = 163,102 - (8,305 + 12,928 + 2,443 + 8,479 + 6,944 + 1,827 + 3,158 + 0,61 + 32,017 + 30,739) = 55,64$$

что полностью совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по мощности:

$$W = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{\text{омб}} \cdot H_i^{\text{омб}} \right) \cdot \eta_{\text{ЭМ}} \quad (2.51)$$

$$180000 = [8,305 \cdot 279 + 12,928 \cdot 373,87 + (2,443 + 0,617) \cdot 562,12 + 8,479 \cdot 737,27 + \\ + (6,944 + 32,017) \cdot 951,37 + (1,827 + 30,739) \cdot 1135,17 + 3,158 \cdot 1239,47 + 55,6 \cdot 1614,01] \cdot 0,98$$

$$180000 = 179452,36$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% \quad (2.52)$$

$$\delta = \left| \frac{180000 - 179452,36}{180000} \right| \cdot 100\% = 0,304\%$$

Коэффициент регенерации уточнения не требует, так как погрешность составляет менее 2%.

2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}} = D_{\text{Т}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПН}} \cdot (i_{\text{ПН}}'' - i_{\text{ПН}}') + D_{\text{ЭМ}}' \cdot (i_{\text{ВТ}}' - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ЭМ}}'' \cdot (i_{\text{ВТ}}'' - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + G_{\text{ХОБ}} \cdot (t_{\text{ХОБ}} \cdot C_{\text{г}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}) \quad (2.53)$$

$$Q_{\text{ТУ}} = 163,102 \cdot (3447,7 - 1034,243) + 141,868 \cdot (3549,7 - 3073,83) + 1,087 \cdot (2762,75 - 1034,243) + 0,231 \cdot (2644,75 - 1034,243) + 6,96 \cdot (33,7 \cdot 4.186 - 10394,243) = 459656.468$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_{\text{м}} = D_{\text{ЭС}} \cdot (i_{\text{ЭС}} - \bar{t}_{\text{ЭС}}'') + D_{\text{НС}} \cdot (i_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{НС}}'') \quad (2.54)$$

$$Q_{\text{м}} = 30,739 \cdot (2972,2 - 482,55) + 32,017 \cdot (2788,4 - 398,1) = 153060,663$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{м}} \quad (2.55)$$

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = 459656.468 - 153060,663 = 306595.805$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{\text{не}} = D_{\text{не}} \cdot (i_{\text{не}} - \bar{t}_{\text{не}}) + D_{\text{нн}} \cdot (\bar{t}_{\text{нн}}'' - \bar{t}_{\text{нн}}') + D_{\text{прод}} \cdot (\bar{t}_{\text{прод}} - \bar{t}_{\text{не}}) \quad (2.56)$$

$$Q_{\text{не}} = 171,257 \cdot (3447,7 - 1034,243) + 141,868 \cdot (3549,7 - 3056,4) + 2,569 \cdot (1631,44 - 1034,243) = 486923.87$$

Полный расход условного топлива, кг/с

$$B = \frac{Q_{\text{не}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{нз}}} \quad (2.57)$$

$$B = \frac{486923.87}{293100,91} = 18,256$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{омн}}}{W - W_{\text{эз}}^{\text{CH}}} \quad (2.58)$$

$$B_{\text{э}} = 18,256 \cdot 0,744 \cdot \frac{163800}{180000 - 9000} = 12,759$$

Принимая мощность собственных нужд блока 9 % [3], отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{omn} = W_3 - e_{ch} \cdot W_3 \quad (2.59)$$

$$W_{omn} = 180000 - 0,09 \cdot 180000 = 163800$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{33}^{ch} = e_{33}^{ch} \cdot W_3 \quad (2.60)$$

$$W_{33}^{ch} = 0,05 \cdot 180000 = 9000$$

где $e_{33}^{ch} = 0,05$ доля электроэнергии, пошедшая на производство электроэнергии [3].

$$K_3 = \frac{Q_{my}^3 + \Delta Q_{om\bar{o}}^3 + Q_{my}^{ch}}{Q_{my}^3 + \Delta Q_{om\bar{o}}^3 + Q_{my}^{ch} + Q_{my}^m} \quad (2.61)$$

$$K_3 = \frac{306595.805 + 83438.554 + 22982.823}{306595.805 + 83438.554 + 22982.823 + 153060,663} = 0,73$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара, кВт:

$$\Delta Q_{om\bar{o}}^3 = [Q_{ec} \cdot (1 - \xi_{ec}) + Q_{nc} \cdot (1 - \xi_{nc})] \cdot \frac{Q_{om\bar{o}}^m}{Q_{my}^m} \quad (2.62)$$

$$\Delta Q_{om\bar{o}}^3 = [74999,72 \cdot (1 - 0,507) + 74999,72 \cdot (1 - 0,38)] \cdot 1 = 83438.554$$

Коэффициенты ценности тепла:

$$\xi_{ec} = \frac{i_{ec} - i_k}{i_0 - i_k + \Delta i_{nn}} \left(1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{nn} - i_{ec}}{i_0 + \Delta i_{nn} - i_k} \right) \quad (2.63)$$

$$\xi_{ec} = \frac{2972.2 - 2309.56}{3447,7 - 2309.56 + (3549.7 - 3073.8)} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3447,7 + (3549.7 - 3073.8) - 2972.2}{3447,7 + (3549.7 - 3073.8) - 2309.56} \right) = 0,507$$

$$\xi_{nc} = \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 - i_k + \Delta i_{nn}} \left(1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{nn} - i_{nc}}{i_0 + \Delta i_{nn} - i_k} \right) \quad (2.64)$$

$$\xi_{nc} = \frac{2788.4 - 2309.56}{3447.7 - 2309.56 + (3549.7 - 3073.8)} \cdot \left(1 + 0.4 \cdot \frac{3447.7 + (3549.7 - 3073.8) - 2788.4}{3447.7 + (3549.7 - 3073.8) - 2309.56} \right) = 0,38$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кВт:

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my} \quad (2.65)$$

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot 459656 = 22982.823$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_m = B - B_3 + B_{ПВК} \quad (2.66)$$

$$B_m = 18,256 - 12,759 + 6,667 = 12,164$$

Расход топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{ПВК} = \frac{Q_{ПВК}}{Q_n^p \cdot \eta_{nc}} \quad (2.67)$$

$$B_{ПВК} = \frac{170000}{29310 \cdot 0,87} = 6,667$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч:

$$b_3 = \frac{B_3}{W_{omn}} \cdot 3600 \quad (2.68)$$

$$b_3 = \frac{12,759}{163800} \cdot 3600 = 0,28$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/кДж:

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{om}^{max}} \cdot 10^6 \quad (2.69)$$

$$b_m = \frac{12,164}{320000} \cdot 10^6 = 38,012$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла блоком (без ПВК), кг/кДж:

$$b_m = \frac{B - B_3}{Q_{om}^{mup6}} \cdot 10^6 \quad (2.70)$$

$$b_m = \frac{18,256 - 12,759}{150000} \cdot 10^6 = 36,647$$

Расход натурального топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B - B_3 + B_{\text{пвк}} = 24,2 - 16,864 + 8,89 = 16,229 \quad (2.71)$$

Расход натурального топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{\text{пвк}} = \frac{Q_{\text{пвк}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пг}}} = \frac{170000}{21980 \cdot 0,87} = 8,29 \quad (2.72)$$

Удельный расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч:

$$b_3 = \frac{B_3}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 = \frac{16,864}{163800} \cdot 3600 = 0,371 \quad (2.73)$$

Удельный расход натурального топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} \cdot 10^6 = \frac{16,229}{320000} \cdot 10^6 = 50,716 \quad (2.74)$$

Удельный расход натурального топлива на выработку тепла блоком (без ПВК), кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B - B_3}{Q_{\text{от}}^{\text{нурб}}} \cdot 10^6 = \frac{24,2 - 16,864}{150000} \cdot 10^6 = 48,927 \quad (2.75)$$

2.3 Выбор вспомогательного оборудования пределах тепловой схемы

2.3.1 Выбор регенеративных подогревателей

Подогреватели высокого давления выбираются по заводским данным. Их характеристики должны удовлетворять значениям, полученным в ходе расчёта ПТС [2].

ПВД-7: ПВ-775-265-45. Маркировка подогревателей: 775 — площадь поверхности теплообмена, м²; 265 — максимальное давление в трубной системе, бар; 45 — максимальное давление в паровом пространстве (в корпусе), бар.

ПВД-6: ПВ-775-265-31,

ПВД-5: ПВ-775-265-13.

Подогреватели низкого давления по [2]:

ПНД-4: ПН-400-26-7- II

ПНД-3: ПН-400-26-7-II

ПНД-2: ПН-400-26-7-II

ПНД-1: ПН-400-26-7-II

2.3.2 Выбор деаэратора

По найденному расходу питательной воды $G_{\text{пв}}=625,7$ т/ч выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДСВ-800 [2] с характеристиками: давление 7 бар; производительностью – 800 т/ч.

2.3.3 Выбор питательных насосов

Питательные насосы необходимо выбирать с запасом по производительности питательной воды в 5-8% (для блочных станций), т/ч:

$$G = G_{\text{пв}} \cdot 1,05 \quad (2.76)$$

$$G = 625,75 \cdot 1,05 = 657$$

Напор питательного насоса необходимо взять на 30-50% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, м вод. ст.:

$$H = P \cdot 10 \cdot 1,3 \quad (2.77)$$

$$H = 127,5 \cdot 10 \cdot 1,3 = 1657,5$$

Выбираем питательный электронасос ПЭН-780-200 [2] (1 шт.), с характеристиками [2]:

Производительность – 780 м³/ч.

Максимальный напор – 2030 м вод.ст.

Частота вращения 2985 об/мин.

КПД – 80 %.

2.3.4 Выбор конденсатных насосов

За расчетную производительность необходимо принять расход конденсата в летний период (без отопительного отбора, но с учётом регенеративных отборов), который составляет $D=562,37$ т/ч. Принимаем напор конденсатных насосов в пределах от 50 до 150 м вод. ст.

Выбираем конденсатные насосы: два КсВ–500–85 (I ст.) и два КсВ–320–160 (II ст.) с характеристиками [2]:

Производительность – 500 м³/ч.

Максимальный напор – 150 м вод. ст.

Частота вращения 1500 об/мин.

Мощность электродвигателя 275 кВт.

КПД – 75 %.

2.3.4 Выбор циркуляционных насосов

Примем температуру охлаждающей воды конденсатора 12 С.

Величина недогрева в конденсаторе составляет 10 С, тогда при температуре насыщения в конденсаторе, равной 27,15 С, температуру воды на выходе из конденсатора примем равной 17,15 С.

$$G_{\text{к}} = \frac{Q}{4.186 \cdot \Delta t} = \frac{D_{\text{п}} \cdot L}{4.186 \cdot \Delta t} = \frac{62,7 \cdot 2437,2}{4.186 \cdot 5,15} = 6918,8 \text{ кг/с} \quad (2.78)$$

где L – теплота парообразования при давлении в конденсаторе, D_п – расход пара в конденсатор.

Выбраны насосы типа ОП-2-110, в количестве двух штук со следующими характеристиками [2]:

Производительность – 11800-21960 м³/ч.

Напор – 9,4-16,2 м вод.ст.

Частота вращения 485 об/мин.

КПД – 80-87 %

Расчетная мощность электродвигателя, кВт:

$$P_{\text{н}} = 1,1 \cdot \frac{Q_{\text{цн}} \cdot H}{3,6 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{н}}} \quad (2.79)$$

$$P_{\text{н}} = 1,1 \cdot \frac{12454 \cdot 12}{3,6 \cdot 102 \cdot 0,85} = 526,69$$

где Q_{цн} - расход воды через один насос, м³/ч.

2.3.5 Выбор сетевых насосов

Сетевые насосы выбираются по необходимым производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаются в количестве двух штук на турбину, поэтому это надо учитывать при выборе расхода насоса.

Производительность сетевого насоса, м³/ч:

$$G = \frac{G_{св}}{2} \quad (2.80)$$

$$G = \frac{895.84}{2} \cdot 3.6 = 1612.512$$

Выбираем 2 сетевых насоса СЭ-2500-180 со следующими характеристиками [2]:

Производительность — 3200 м³/ч

Напор — 180 м вод. ст.

Частота вращения — 3000 об/мин.

Потребляемая мощность — 1460 кВт.

КПД — 84 %.

2.3.6 Сетевые подогреватели

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды и давлению пара в корпусе.

Расчетный пропуск сетевой воды $G_{св}=3225$ т/ч.

Зададимся наружным диаметром труб и толщиной стенки, мм:

$$d_n = 32;$$

$$S = 2.5;$$

Определяем температурный напор, °С

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\sigma} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\sigma}}{\Delta t_m}} = 12.44 \quad (2.81)$$

$$\Delta t_{\sigma} = 25$$

$$\Delta t_m = 5$$

где Δt_{σ} , Δt_m — большая и меньшая разность температур, соответственно, °С

Находим внутренний диаметр, мм:

$$d_{вн} = d_n - S \cdot 2 = 32 - 2 \cdot 2.5 = 27 \quad (2.82)$$

Зададимся скоростью воды в подогревателе, м/с:

$$\omega_g = 1$$

Определяем расчетное число трубок в одном ходе:

$$N_{1x} = \frac{4 \cdot G_{св}}{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot \omega_g \cdot \rho_{в}} = \frac{4 \cdot 895.84}{3.14 \cdot 0.027^2 \cdot 977.1} = 1602 \text{шт} \quad (2.83)$$

Определяем общее число трубок:

$$N = N_{1x} \cdot z = 1602 \cdot 4 = 6408 \text{шт} \quad (2.84)$$

где z – число ходов;

Определяем число Рейнольдса для воды:

$$Re = \frac{\omega_6 \cdot d_3}{\nu_6} = \frac{1 \cdot 0,027}{0,308 \cdot 10^{-6}} = 87662 \quad (2.85)$$

где ν_6 – коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$

Далее определяем число Нуссельта:

$$Nu = 0.021 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.43} = 0.023 \cdot 87662^{0.8} \cdot 1.852^{0.43} = 246,17 \quad (2.86)$$

Находим коэффициент теплоотдачи от стенки к среде (α_2), $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$:

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda}{dn} = \frac{246,17 \cdot 0,67}{0,027} = 6108 \quad (2.87)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$;

Определяем коэффициент теплоотдачи от греющей среды к стенке, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$:

$$\alpha_1 = 1.34 \cdot 10207 / (12.44 \cdot 8.68)^{0.25} = 4242.9 \quad (2.88)$$

Далее определяем коэффициент теплопередачи:

$$K = \frac{1}{0.0295 \left(\frac{1}{4242.9 \cdot 0.032} + \frac{1}{2 \cdot 90} + \frac{1}{6108 \cdot 0.027} + \ln \frac{0.032}{0.027} \right)} = 2005 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (2.89)$$

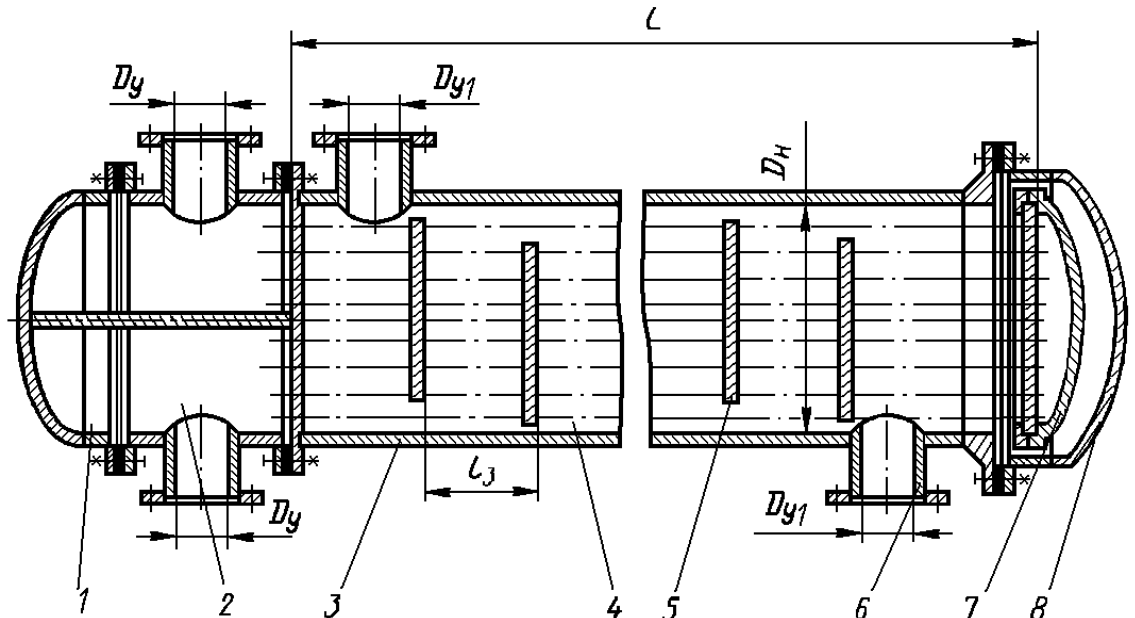
Находим площадь поверхности нагрева, м^2 :

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t_{cp}} = \frac{74999 \cdot 10^3}{2005 \cdot 12.44} = 3007 \quad (2.90)$$

Длина труб, м ;

$$l = \frac{F}{\pi \cdot d_{\text{вн}}} = \frac{3007}{3.14 \cdot 0.027 \cdot 6408} = 5.5 \quad (2.91)$$

Конструкция горизонтального сетевого подогревателя представлена на рисунке 8.



1 — крышка распределительной камеры, 2 — распределительная камера, 3 — кожух, 4 — теплообменные трубы, 5 — перегородка с сегментным вырезом, 6 — штуцер, 7 — крышка плавающей головки, 8 — крышка кожуха

Рисунок 8 – Конструкция горизонтального подогревателя

Размещение труб на трубной решетке производится по концентрическим окружностям.

$$m = \sqrt{\frac{12 \cdot N - 3 - 3}{6}} = 46, \quad (2.92)$$

где N – число труб в подогревателе.

Площадь межтрубного пространства определяется по формуле, м²:

$$S_{\text{мтр}} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{вн}}^2 - N \cdot d_n^2) \quad (2.93)$$

Расчетный внутренний диаметр теплообменника, м:

$$D_{\text{вн}} = D' + d_n + 2x \quad (2.94)$$

где D' - диаметр наибольшей окружности, м:

$$D' = 2mt \quad (2.95)$$

где t – шаг между центрами труб, м:

$$t = 1,3 \cdot d_n = 1,3 \cdot 0,032 = 0,0416$$

$$D' = 2 \cdot 46 \cdot 0,0416 = 3,7$$

$$D_{en} = 3,7 + 0,032 + 2 \cdot 0,01 = 3,8$$

Площадь межтрубного пространства без учета наличия перегородок, м²:

$$S_{мп} = \frac{3,14}{4} (3,8^2 - 6408 \cdot 0,032^2) = 6,18$$

Определяем расчетную скорость пара, м/с:

$$V_n = \frac{D_n}{\rho_n} = \frac{30,739}{0,5} = 61,4 \quad (2.96)$$

Находим действительную скорость пара, м/с:

$$\omega_n^{\partial} = \frac{V_n}{S_{мп}} = \frac{61,4}{6,18} = 10,2 \quad (2.97)$$

По причине низкой скорости пара устанавливаем поперечные перегородки диаметром, м:

$$D_1 = 2,33; D_2 = 3,34.$$

где D_1, D_2 диаметр кольца поперечной перегородки и диаметр диска соответственно, с расстоянием между ними: $h=1,24$ м.

Пересчитываем площадь межтрубного пространства с учетом наличия перегородок, м²:

$$S_{мп}' = 61,4 / 27 = 2,56$$

Диаметр патрубка для подвода паровой смеси, м:

$$D_{намп} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{D_n}{\rho_n \cdot \omega_n}} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{30,73}{0,5 \cdot 112,34}} = 0,88 \quad (2.98)$$

где $\omega_n = 80 \cdot \sqrt{1,972} = 112,34$

Диаметр патрубка для подвода и отвода нагреваемой среды, м:

$$D_{напр} = 1,13 \sqrt{\frac{G\vartheta}{\rho_{\vartheta} \cdot \omega_{\vartheta}}} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{895,84}{977 \cdot 1}} = 1,08 \quad (2.99)$$

Потери в трубопроводе складываются из потерь на трение и местных потерь, Па:

$$\Delta P_{\vartheta} = \Delta P_{тр} + \Delta P_{М} \quad (2.100)$$

Потери на трение определяются по формуле, Па:

$$\Delta P_{тр} = \lambda_{тр} \cdot \frac{l}{d_{вн}} \cdot \frac{\rho_{\vartheta} \cdot \omega_{\vartheta}^2}{2} \quad (2.101)$$

Значение коэффициента сопротивления трения находится по формуле:

$$\lambda_{тр} = 0,1 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{\Delta}{d_{вн}} + \frac{100}{Re} \right)^{0,25} = 0,0345 \quad (2.102)$$

где Δ - шероховатость = 0,2мм, для стальных труб.

$$\Delta P_{тр} = 0,0345 \cdot \frac{5,5}{0,027} \cdot \frac{977}{2} = 13507$$

Определяем местные потери, Па:

$$\Delta P_{М} = \sum \xi_i \cdot \frac{\rho_{\vartheta} \cdot \omega_{\vartheta}^2}{2} \quad (2.103)$$

Сумму местных потерь можно найти, как:

$$\sum \xi = 3 + 2,5 \cdot \left(\frac{z}{2} - 1 \right) + 0,5 \cdot \frac{z}{2} = 3 + 2,5 \cdot \left(\frac{4}{2} - 1 \right) + 0,5 \cdot \frac{4}{2} = 6,5 \quad (2.104)$$

где z – число ходов в подогревателе

$$\Delta P_{М} = 6,5 \cdot \frac{977,601 \cdot 1^2}{2} = 3123$$

$$\Delta P_{\vartheta} = 13507 + 3123 = 16630,25$$

Расчет толщины стенок корпуса, м:

$$S_{корп} \geq \frac{P_n \cdot D_{вн}}{2 \cdot [\sigma] \cdot \phi - P_n} + C \quad (2.105)$$

где $[\sigma]$ - номинальное допустимое напряжение, принимаем для Ст10=125 МПа, ϕ - коэффициент прочности, учитывающий ослабление от сварных швов - 0,65 [11].

$$S_{корп} \geq \frac{0.085 \cdot 3.8}{2 \cdot 125 \cdot 0.65 - 0.085} + 0.005 = 0.007$$

Толщина стенки крышки водяной камеры, м:

$$S_{кр} \geq \frac{P_g \cdot R_g}{2 \cdot [\sigma] \cdot \phi - 0.5 P_g} + C \quad (2.106)$$

где R_v – радиус кривизны в вершине крышки, равный 3,8м; $[\sigma]=126$ МПа [11]

$$S_{кр} \geq \frac{0.85 \cdot 3.8}{2 \cdot 125 \cdot 0.65 - 0.5 \cdot 0.085} + 0.001 = 0.023$$

Толщина трубной доски, м:

$$S_{mд} = 0,393 \cdot K \cdot D_{mд} \cdot \sqrt{\frac{P_g}{\phi \cdot [\sigma]}} \quad (2.107)$$

где $[\sigma]$ - номинальное допустимое напряжение трубной доски; ϕ - коэффициент прочности $= 0,935 - 0,65 \cdot \frac{dn}{t} = 0.435$; $D_{mд}$ - диаметр трубной доски, равный внутреннему диаметру корпуса теплообменника, м; K – коэффициент, учитывающий способ закрепления трубной доски, который равен 1 [11].

$$S_{mд} = 0,393 \cdot 1 \cdot 3.8 \cdot \sqrt{\frac{0.85}{0.435 \cdot 125}} = 0.1$$

Номинальный диаметр болта, м;

$$dб = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{P_g \cdot n_g}{[\sigma]}} \quad (2.108)$$

где P_g – усилие от затяжки болтов $= 0,00124 + 0,00177 \cdot P_g + 0,01177 \cdot D_{вн} = 0,046$ МПа ; n_g - коэффициент запаса прочности равный 5; $[\sigma]$ - допустимое напряжение для Ст20 равное 106 МПа [11].

$$dб = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{0,046 \cdot 5}{106}} = 0,052$$

Шаг между болтами, м:

$$\text{При } P_g < 2,5 \text{ МПа } S_{\bar{b}} = (2,1-5)d = 0,156$$

Число болтов, шт:

$$Z_{\bar{b}} = \frac{\pi \cdot D_{\bar{b}}}{S_{\bar{b}}} \quad (2.109)$$

где $D_{\bar{b}}$ - диаметр окружности расположения болтов на фланце, м:

$$D_{\bar{b}} = D_{nn} + d_{\bar{b}} + 0,01 \quad (2.110)$$

$$D_{nn} = D_{вн} + 2 \cdot S_{корн} + 2b_0 + 2u \quad (2.111)$$

где b_0 - ширина прокладки равная 15мм.

$$D_{nn} = 3,8 + 2 \cdot 0,007 + 2 \cdot 0,015 + 2 \cdot 0,009 = 3,862$$

$$D_{\bar{b}} = 3,862 + 0,052 + 0,01 = 3,924$$

$$z_{\bar{b}} = \frac{3,14 \cdot 3,924}{0,156} = 80$$

Номинальная толщина фланца, м:

$$h_{\phi} = 0,25 \cdot \left(\frac{P_g}{10} + 1 \right) \cdot \sqrt{D_{вн} \cdot S_1} \quad (2.112)$$

где S_1 – толщина цилиндрической части плоского фланца, м:

$$S_1 = S_{кр} + C = 0,028$$

$$h_{\phi} = 0,25 \cdot \left(\frac{0,85}{10} + 1 \right) \cdot \sqrt{3,8 \cdot 0,028} = 0,08$$

Толщина изоляционного слоя, м:

$$S_{из} = \frac{\lambda_{из}}{q_n} \cdot (t_{cm} - t_{нар}) \quad (2.113)$$

где $t_{нар}$ - температура наружного слоя изоляции = 45°C, t_{cm} = 95°C.

$$\lambda_{из} = 0,04 + 0,00035 t_{нар} = 0,04 + 0,00035 \cdot 45 = 0,056 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}} \quad (2.114)$$

q_n - тепловые потери с одного m^2 изоляционного слоя, $\frac{Вт}{m^2 \cdot K}$:

$$q_n = \lambda_{uz}' \cdot (t_{cm} - t_{окр.сп}) \quad (2.115)$$

$$\lambda_{uz}' = 8,4 + 0,06(t_{нар} - t_{окр.сп}) = 8,4 + 0,06 \cdot (45 - 35) = 9 \frac{Вт}{m^2 \cdot K}$$

$$q_n = 9 \cdot (45 - 35) = 90 \frac{Вт}{m^2}$$

$$S_{uz} = \frac{0,056}{90} \cdot (95 - 45) = 0,031$$

3 Общая часть

3.1 Генеральный план и компоновка главных зданий ТЭС

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус, внутри которого размещается турбинное и котельное отделения, помещения для деаэраторов, щиты управления; топливоподача; распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства, закрытого типа; дымовые трубы; химводоочистка; система технического водоснабжения; мазутное хозяйство; здания и сооружения подсобного назначения: мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации. Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды электростанции.

Главным корпусом электростанции называют главное ее здание, в котором размещают основное и связанное с ним вспомогательное оборудование. В главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного корпуса отводится охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котла, выводится конечная продукция – электрическая энергия и тепловая энергия с горячей водой. Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций. При выборе компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса.

Компоновка главного корпуса зависит от типа проектируемой ТЭЦ, мощности начальных параметров, назначения станции, вида топлива, климатических условий района и т.д.

Генеральный план с учётом расширения станции блоком представлен на листе 2 графической части, а разрез главного корпуса — на листе 3.

3.2 Проектирование системы топливоподачи и золоудаления

3.2.1 Проектирование топливного хозяйства

В качестве топлива на ТЭЦ будем использовать каменный уголь Кузнецкого месторождения со следующими характеристиками [8].

Таблица 3.1— Характеристика Кузнецкого угля

W ^p , %	A ^p , %	S ^p _{к+ор} , %	C ^p , %	H ^p , %	N ^p , %	O ^p , %	Q _n ^p , кДж/кг	V ^r , %
11,5	15,9	0,4	56,4	4	1,9	9,9	21900	40,5

3.2.2 Определение расхода топлива на ТЭС

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определяется из следующего выражения, кг/с:

$$B_{рас} = \frac{D_{не} \cdot (i_0 - \bar{t}_{не}) + D_{np} (i''_{nn} - i'_{nn}) + D_{np} \cdot (i_{np} - \bar{t}_{не})}{Q_n^p \cdot \eta_{не}^{op}} \quad (3.1)$$

$$B_{рас} = \frac{171.25 \cdot (3447,7 - 1034,24) + 141.868 \cdot (3549,7 - 3073,8) + 2,569 \cdot (1631,44 - 1034,24)}{21900 \cdot 0.91} = 24,2 \text{ кг/с} = 87,12 \text{ т/ч}$$

3.2.3 Приемные разгрузочные устройства

Так как расход топлива на станции не превышает 400 тонн в час, то выбираем разгрузочное устройство с одним вагоноопрокидывателем.

3.2.4 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{\text{сут}} = B_{\text{рас}} \cdot 24 \cdot 3.6 \quad (3.2)$$

$$B_{\text{сут}} = 24,2 \cdot 24 \cdot 3,6 = 2090,88$$

Топливо подается в котельную двумя параллельными линиями ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{\text{расч}} = \frac{B_{\text{сут}}}{T} \quad (3.3)$$

$$B_{\text{расч}} = \frac{2090.88}{21} = 99,56$$

где $T=21$ ч – число часов работы системы топливоподачи.

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч:

$$B_{\text{л}} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a \quad (3.4)$$

$$B_{\text{л}} = 0.65^2 \cdot 1.6 \cdot 0.85 \cdot 320 = 282,88$$

где b – ширина ленты [7], м;
 c – скорость ленты [7], м/с;
 γ – насыпной вес топлива [7], т/м³;
 $K_a = 320$ коэффициент [7].

Мощность на вал приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяются по формуле, кВт:

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_{\text{л}} \cdot Z + 37 \cdot B_{\text{л}} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_l \quad (3.5)$$

$$W_6 = \frac{296 \cdot 50 \cdot 1,6 + 2 \cdot 282,88 \cdot 50 + 37 \cdot 282,88 \cdot 5}{1000 \cdot 3.6} \cdot 1 = 28,97$$

где $Z=50$ – длина конвейера между центрами приводного и концевых барабанов [7], м;

$H=5$ – высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевых барабанов [7], м;

$K_l=1$ – коэффициент, зависящий от длины ленты [7];

$K_1=296$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты [7].

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{эн} = \frac{K_з \cdot W_б}{\eta_{эд} \cdot \eta_p} \quad (3.6)$$

$$W_{эн} = \frac{1.25 \cdot 28,97}{0.95 \cdot 0.95} = 40,13$$

где $K_з=1.25$ - коэффициент запаса [7];

$\eta_{эд}=0.95$ - КПД электродвигателя [7]

$\eta_p=0.95$ - КПД редуктора [7].

3.2.5 Дробилки

Применяем двухступенчатое дробление. Оно применяется при использовании на станции топлив открытых разработок с кусками размером 200-400мм. Дробилки первой ступени размещают под бункером или вагоноопрокидывателем, а второй ступени устанавливают в тракте топливоподачи. По расходу топлива на котлоагрегат по расчетному расходу топлива выбираем дробилки типа СМ-19А [7] с характеристиками:

- Производительность - 67-105 т/ч
- Размеры ротора:
 - длина – 800 мм
 - диаметр – 1000 мм
- Частота вращения ротора – 1000 об/мин;
- Мощность электродвигателя - 125 кВт;
- Масса – 7,2 т.

Емкость бункера сырого угля, м³:

$$V_б = \frac{B_ч^{\max} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_з} \quad (3.7)$$

$$V_б = \frac{3.6 \cdot 26,5 \cdot 10}{0.85 \cdot 0.8} = 1281,17$$

где $\tau=10$ - число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах [7];

$K_з=0.8$ - коэффициент заполнения [7] ;

$\gamma=0.85$ – насыпной вес угля [7] .

Для подачи угля из бункера выбираем ленточный питатель пыли с шириной ленты 500 мм, длиной 1.5 м. Производительность, при высоте слоя 0.2 м — 100-125 м³/ч, требуемая мощность – 1.7 кВт [7].

3.2.6 Топливные склады

Емкость склада угля выбираем на месячный запас при 20 часах работы в сутки всех котлов.

Площадь, непосредственно занятую штабелями, приблизительно определяется по формуле, м² :

$$F = \frac{24 \cdot B \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi} \quad (3.8)$$

$$F = \frac{24 \cdot 3,6 \cdot 24,2 \cdot 30}{30 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 2893,95$$

где n - число суток запаса топлива на складе;

h - высота штабеля, м;

$\varphi = 0,8 - 0,9$ - коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле [7].

3.2.7 Выбор оборудования системы пылеприготовления

Для сжигания Кузнецкого каменного угля выбираем схему пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми мельницами. Устанавливаем по четыре мельницы на каждый котел, при этом расчетная производительность выбирается с коэффициентом запаса 1,1 (производительность 110%).

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_m = \frac{1,1 \cdot B}{n \cdot K_{ло}} \quad (3.9)$$

$$B_m = \frac{1,1 \cdot 24,2 \cdot 3,6}{4 \cdot 1,1} = 21,78$$

где n - количество мельниц на котле;

$K_{ло}$ - коэффициент размолоспособности [7].

Мельница ММТ 1500/2510/735 имеет следующие характеристики [7]:

- Производительность – 30,6 т/ч;
- Частота вращения – 740 об/мин.

3.2.8 Дутьевые вентиляторы и дымососы

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{\text{вент}} = 1,05 \cdot B \cdot V_{\text{г}}^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{\text{мн}} + \Delta\alpha_{\text{эзн}}) \cdot \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273} \quad (3.10)$$

$$V_{\text{вент}} = 1,05 \cdot 24,2 \cdot 5,75 \cdot (1,2 - 0,08 - 0 + 0,03) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 186,48$$

где α_m - коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1,2 [8];

$\Delta\alpha_m$ - присос воздуха в топке, принимаем равным 0,08 [8];

$\Delta\alpha_{\text{мн}}$ - присос воздуха в системе пылеприготовления, принимается равным нулю [7];

$\Delta\alpha_{\text{эзн}}$ - относительная утечка воздуха в ВЗП, принимаем равным 0,03 [7];

$t_{\text{хв}}$ - температура холодного воздуха.

$V_{\text{г}}^0$ - теоретический объем воздуха, необходимый для сгорания 1кг угля [3].

Расчетная производительность дымососа, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{\text{дс}} = B \cdot (V^{\text{з}} + V_{\text{прис}}) \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273} \quad (3.11)$$

$$V_{\text{д}} = 24,2 \cdot (7,9 + 0,22) \cdot \frac{150 + 273}{273} = 304,4$$

где $\alpha_{\text{yx}} = \alpha_m + \Delta\alpha_{\text{кп}} + \Delta\alpha_{\text{эзн}} = 1,2 + 0,05 + 0,03 = 1,28$;

$$V^{\text{з}} = V_{\text{г}}^0 + (1,0161 \cdot (\alpha_{\text{yx}} - 1) \cdot V_{\text{г}}^0) = 6,29 + (1,0161 \cdot (1,28 - 1) \cdot 5,75) = 7,9$$

$$V_{\text{прис}} = (\Delta\alpha_{\text{зп}} + \Delta\alpha_{\text{эзн}}) \cdot V_{\text{г}}^0 = (0,02 + 0,02) \cdot 5,75 = 0,22$$

Принимаем суммарный перепад давления по воздушному тракту $H_{\text{пот}} = 4$ кПа [7]. Тогда расчетный напор дутьевого вентилятора, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{\text{ном}} \quad (3.12)$$

$$H = 1,1 \cdot 4 = 4,4$$

Выбираем 2 дутьевых вентилятора типа ВДН-28-11у с характеристиками [7]:

- Производительность – 430/345 $\text{м}^3/\text{ч}$;

- КПД – 85 %;
- Частота вращения - 740/590 об/мин;
- Мощность - 1000/500 кВт;

Принимаем суммарный перепад давления по газовому тракту $H_{\text{пот}} = 3$ кПа [7]. Тогда расчетный напор дымососа, кПа:

$$H = 1.1 \cdot H_{\text{ном}} \quad (3.13)$$

$$H = 1,1 \cdot 3 = 3,3$$

Выбираем 2 дымососа типа Д-25х2 с характеристиками [7]:

- Производительность - 650 м³/ч;
- КПД – 68 %;
- Частота вращения - 585 об/мин;
- Температура газа - 100 °С;
- Мощность - 1290 кВт.

3.2.9 Очистка дымовых газов

На котле установлено два дымососа Д-25х2, производительность каждого 650 тыс. м³/ч с запасом 10%.

Задаем скорость газов в электрофильтре:

$$u = 1.5 \text{ м/с.}$$

Необходимая площадь активного сечения электрофильтра, м²:

$$F = \frac{V}{u} \quad (3.14)$$

где V – объем газов перед электрофильтром, м³/с:

$$V = \frac{(650 + 10\%) \cdot 10^3}{3600} = 397,2 \quad (3.15)$$

$$F_a = \frac{397,2}{1,5} = 264,81$$

Электрофильтр ЭГА-2-88-12-6-4-330-5 с площадью активного сечения 285,6 м² [10].

Уточняем скорость газов в электрофильтре:

$$u = \frac{V}{F} = \frac{397,2}{285,6} = 1,3 \quad (3.16)$$

Удельная поверхность осаждения:

$$f = \frac{A}{V} \quad (3.17)$$

где A – площадь осаждения осадительных электродов;

$$f = \frac{33000}{397.22} = 83.077$$

Скорость дрейфа частиц, м/с:

$$w = \frac{0.17 \cdot 10^{-11} \cdot E}{\mu} \quad (3.18)$$

где E – напряженность поля осаждения, В/м;

μ -динамическая вязкость воздуха, Н·с/м², для 150°С принимаем $24,5 \cdot 10^6$.

$$E = \frac{V_n}{d} \quad (3.19)$$

где V_n - напряженность поля осаждения = 80 кВ;

d – расстояние между плоскостями осадительных и коронирующих электродов, м

$$d = 0,15 \text{ м};$$

$$E = \frac{80000}{0,15} = 5,333 \cdot 10^6$$

$$w = \frac{0.17 \cdot 10^{-11} \cdot 5.333 \cdot 10^6}{24.5 \cdot 10^6} = 0.037$$

КПД электрофильтра:

$$\eta = 1 - e^{-wf} = 1 - e^{-0.037 \cdot 83.03} = 0.98 \quad (3.20)$$

Расход летучей золы на выходе в фильтр определяются по формуле, кг/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0.01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^p + 0.01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \quad (3.21)$$

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0.01 \cdot 24,2 \cdot 3600 \cdot 0.95 \cdot 15,9 + 0.01 \cdot 24,2 \cdot 3600 \cdot 0.5 \cdot \frac{21900}{32700} = 13451,2$$

где $a_{\text{ун}} = 0.95$ – доля золы, уносимая газами[8];

A^p - зольность топлива на рабочую массу, %;

$q_4 = 0.5\%$ - потеря с механическим недожогом [8].

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вблх}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зл}}}{100} \quad (3.22)$$

$$M_{\text{зол}}^{\text{вблх}} = 13451.2 \cdot \frac{100 - 98}{100} = 269,02$$

где $\eta_{\text{зл}}$ - КПД золоуловителя.

3.2.10 Система золоудаления

Удаление шлака из-под топок котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне. С помощью транспортеров шлак сбрасывается на шлакодробилку, где дробится на куски более 50 мм, затем поступает в самотечный канал.

Для транспортирования золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу [7].

Суммарное количество золы и шлака, удаляемое с электростанции, т/ч:

$$M_{\text{шл}} = 0,01 \cdot B \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}) \cdot (1 - a_{\text{зн}} (1 - \frac{\eta_{\text{зл}}}{100})) \quad (3.23)$$

$$M_{\text{шл}} = 0,01 \cdot 357,12 \cdot (15,9 + 0,5 \cdot \frac{21900}{32700}) \cdot (1 - 0,95 \cdot (1 - \frac{98}{100})) = 56,87$$

Расход воды, т/ч:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл,з}} = 12 \cdot 56,87 = 682,5 \quad (3.24)$$

Расчетный расход пульпы, м³/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{шл,з}}}{\gamma_{\text{шл}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{56,87}{0,5} + \frac{682,5}{1} = 796,25 \quad (3.25)$$

где $\gamma_{\text{шл}} = 0.5$ [10];

$\gamma_{\text{в}} = 1$ – соответственно удельный вес шлака, золы и воды, т/м³[10].

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}} \quad (3.26)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 796,25}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,7}} = 0,407$$

где $v=1.7$ – расчетная скорость пульпы, м/с.

По расчетному расходу пульпы выбираем багерный насос типа 12Гр-8Г со следующими характеристиками [7]:

- Производительностью, м³/ч: 1000;
- Давление на выходе из насоса, МПа: 0,57-0,48;
- Диаметр рабочего колеса, мм: 840;
- Мощность на валу насоса, кВт: 270-422;
- Мощность электродвигателя, кВт: 500;
- Частота вращения ротора, об/мин: 730.

4 Охрана окружающей среды

4.1 Определение полного объёма газов

$$V_g^0 = 0,0889(C^p + 0,375S^p) + 0,265H^p - 0,0333O^p \quad (4.1)$$

$$V_g^0 = 0,0889 \cdot (56,4 + 0,375 \cdot 0,4) + 0,265 \cdot 4 - 0,0333 \cdot 9,9 = 5,75$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м³/кг:

$$V_z^0 = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} \quad (4.2)$$

Объем трехатомных газов, м³/кг:

$$V_{RO_2} = 1,866 \frac{C^p + 0,375S^p}{100} \quad (4.3)$$

$$V_{RO_2} = 1,866 \frac{56,4 + 0,375 \cdot 0,4}{100} = 1,05$$

Объем азота газов, м³/кг:

$$V_{N_2} = 0,79V_g^0 + 0,8 \frac{N^p}{100} \quad (4.4)$$

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot 5,75 + 0,8 \cdot \frac{1,9}{100} = 4,56$$

Объем водяных паров, м³/кг:

$$V_{H_2O} = 0,111H^p + 0,0124W^p + 0,0161V_g^0 \quad (4.5)$$

$$V_{H_2O} = 0,111 \cdot 4 + 0,0124 \cdot 11,5 + 0,0161 \cdot 5,75 = 0,678$$

Тогда теоретический объем продуктов сгорания составит, м³/кг:

$$V_2^0 = 4,56 + 1,05 + 0,678 = 6,29$$

Полный объем газов, м³/кг:

$$V^2 = V_2^0 + (1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V^0) = 6,29 + (1,0161 \cdot (1,28 - 1) \cdot 5,75) = 7,9 \quad (4.6)$$

Объемный расход дымовых газов, м³/с:

$$V = V_2 \cdot B = 7,9 \cdot 99,2 = 783,68 \quad (4.7)$$

4.2 Расчет выбросов твердых частиц

Выбросы твердых частиц, кг/с:

$$M_3 = 0,01 \cdot B \left(a_{yn} \cdot A^p + q_{mex} \cdot \frac{Q_n^p}{32680} \right) (1 - \eta_3) \quad (4.8)$$

где a_{yn} - доля золы уноса, для топок с твердым шлакоудалением принимаем 0,95; η_3 - степень улавливания твердых частиц в золоуловителе, принимаем 0,98; q_{mex} - механический недожог топлива, принимаем 0,5%; 32680 кДж/кг - средняя теплота сгорания горючих в уносе.

$$M_3 = 0,01 \cdot 99,2 \cdot \left(0,95 \cdot 15,9 + 0,5 \cdot \frac{21900}{32680} \right) (1 - 0,98) = 0,306$$

4.3 Расчет выбросов оксида серы

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot B \cdot (1 - \eta') \cdot (1 - \eta'') \quad (4.9)$$

где η' - коэффициент, характеризующий долю оксидов серы, связанных летучей золой, принимаем 0,5; η'' - доля оксидов серы, улавливаемая в золоуловителе (мокрые фильтры).

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,4 \cdot 99,2 \cdot (1 - 0,25) \cdot (1 - 0) = 595,2$$

4.4 Расчет выбросов оксидов азота

Выбросы оксидов азота, г/МДж:

$$k_{NO_x} = k_{NO_x}^{мон} + k_{NO_x}^{6030} \quad (4.10)$$

где $k_{NO_x}^{mon}$ – топливные оксиды азота, $k_{NO_x}^{возд}$ – воздушные оксиды азота.

Топливные оксиды азота, г/МДж:

$$k_{NO_x}^{mon} = 0,12 \cdot \xi_{NO_x} \cdot \beta_{\alpha_2} \cdot \beta_{\alpha_1} \cdot \beta_R \cdot \beta_\theta \cdot \beta_{cm} \quad (4.11)$$

где ξ_{NO_x} - безразмерный коэффициент, учитывающий характеристики топлива.

$$\xi_{NO_x} = FR^{0,6} + (1 + N^c) \quad (4.12)$$

где FR - топливный коэффициент, равный отношению связанного углерода к выходу летучих на рабочую массу, N^c - содержание азота в сухой массе топлива, %.

$$FR = \frac{C^{св}}{V^p} = \frac{100 - W^p - A^p - V^p}{V^p} = \frac{100 - 11,5 - 15,9 - 40,5}{40,5} = 0,792 \quad (4.13)$$

Пересчитаем содержание азота с рабочей массы топлива на сухую, для этого определим коэффициент пересчета:

$$k = \frac{100 - W^p}{100} = \frac{100 - 11,5}{100} = 0,885 \quad (4.14)$$

$$N^c = \frac{N^p}{k} = \frac{1,9}{0,885} = 2,14 \quad (4.15)$$

$$\xi_{NO_x} = 0,792^{0,6} + (1 + 2,14) = 3$$

Влияние коэффициента избытка воздуха в прямоточной горелке:

$$\beta_{\alpha_2} = (0,53 \cdot \alpha_2 + 0,12)^2 = (0,53 \cdot 1,05 + 0,12)^2 = 0,4576 \quad (4.16)$$

где α_1 - доля первичного воздуха по отношению к теоретически необходимому, принимаем по [4].

Влияние рециркуляции дымовых газов в первичный воздух (без учета снижения температуры в зоне активного горения):

$$\beta_R = 1 - 0,016\sqrt{R} = 1 - 0,016\sqrt{15} = 0,938 \quad (4.17)$$

где R - степень рециркуляции дымовых газов через горелки.

Влияние максимальной температуры на участке образования топливных оксидов азота:

$$\beta_g = 0,11 \cdot \sqrt[3]{T_{3AG}^n - 1100} = 0,11 \cdot \sqrt[3]{1623 - 1100} = 0,886 \quad (4.18)$$

где T_{3AG}^n - температура на выходе из зоны активного горения.

Влияние смесеобразования в корне факела прямоточных горелок:

$$\beta_{cm} = 0,98 \frac{W_2}{W_1} - 0,47 = 0,98 \cdot 2,8 - 0,47 = 2,274 \quad (4.19)$$

где $\frac{W_2}{W_1}$ - отношение скорости вторичного воздуха на выходе из внутреннего канала к скорости первичного воздуха [4].

$$k_{NO_x}^{mon} = 0,12 \cdot 3 \cdot 0,4576 \cdot 0,964 \cdot 0,938 \cdot 0,886 \cdot 2,274 = 0,3$$

Так как температура в зоне активного горения меньше 1800 К, то значением $k_{NO_x}^{гозд}$ можно пренебречь.

$$k_{NO_x} = 0,3$$

Удельный массовый выброс оксидов азота, г/кг:

$$m_{NO_x} = k_{NO_x} \cdot Q_n^p = 0,3 \cdot 21,9 = 6,572 \quad (4.20)$$

Удельный массовый выброс диоксида азота, г/кг:

$$m_{NO_2} = 0,8 \cdot m_{NO_x} = 0,8 \cdot 6,572 = 5,25 \quad (4.21)$$

Удельный массовый выброс монооксида азота, г/кг:

$$m_{NO} = 0,13 \cdot m_{NO_x} = 0,13 \cdot 6,572 = 0,854 \quad (4.22)$$

Мощность выброса, г/с:

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B = 6,572 \cdot 99,2 = 651,942 \quad (4.23)$$

4.5 Расчет высоты дымовой трубы

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m \cdot F}{ПДК_{SO_2}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}} \quad (4.24)$$

где A – коэффициент стратификации, учитывает метеорологические условия в зависимости от региона строительства, принимаем 200; M – суммарные выбросы, г/с; F – скорость осаждения твердых частиц, м/с, принимаем 1; m – коэффициент, зависящий от скорости в устье дымовой трубы, принимаем 0,9; n – число труб; V – расход дымовых газов, м³/с; $ПДК_{SO_2} = 0,35$ – предельно допустимая концентрация сернистого ангидрида (SO₂) в атмосферном воздухе на уровне дыхания, г/м³.

Самотяга, °С:

$$\Delta T = t_{yx.z} - t_{окр.c} = 150 - 38 = 112 \quad (4.25)$$

Расчет суммарных выбросов, г/с:

$$M = M_3 + M_{SO_2} + \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot M_{NO_2} \quad (4.26)$$

$$M = 306 + 595,2 + \frac{0,35}{0,085} \cdot 651,942 = 3585,66$$

Высота трубы для всех блоков, м:

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 3585,66 \cdot 0,9 \cdot 1}{0,35}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{783,68 \cdot 112}} = 233,7 \text{ м}$$

Так как расчетная высота дымовой трубы выше установленной на станции (230 м), то требуется установка новой дымовой трубы.

Для нового блока:

$$V = V_2 \cdot B = 7,9 \cdot 24,2 = 191,18$$

$$M_3 = 0,01 \cdot 24,2 \cdot \left(0,95 \cdot 15,9 + 0,5 \cdot \frac{21900}{32680} \right) (1 - 0,98) = 0,0747$$

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,4 \cdot 24,2 \cdot (1 - 0,25) \cdot (1 - 0) = 145,2$$

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B = 6,572 \cdot 24,2 = 159$$

$$M = 74,7 + 145,2 + \frac{0,35}{0,085} \cdot 159 = 874,78$$

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 874,78 \cdot 0,9 \cdot 1}{0,35}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{191,18 \cdot 112}} = 127,28 \text{ м}$$

Так как БТЭЦ-3 имеет большой потенциал к развитию, устанавливаем дымовую трубу с запасом по высоте (точную копию уже установленной трубы).

4.6 Водопотребление блока

Определим расход воды на маслоохладители. Схема маслоохладителя изображена на рисунке 9. Потери в подшипниках примем равными 1% [8].

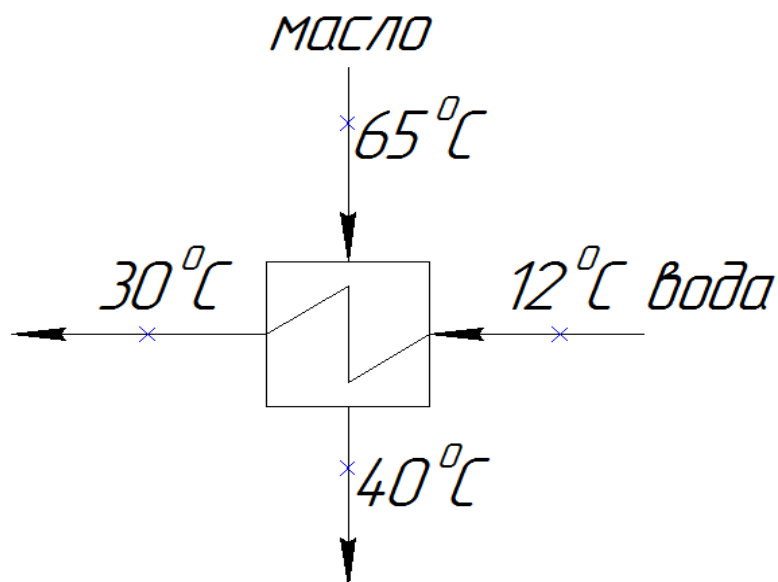


Рисунок 9 – Схема маслоохладителя

Количество теплоты, воспринимаемое маслоохладителем, МВт:

$$Q = 0,01 \cdot N_{уст} = 0,01 \cdot 180 = 1,8 \quad (4.27)$$

Уравнение теплового баланса маслоохладителя:

$$Q = G \cdot c_g \cdot \Delta t \quad (4.28)$$

где G – расход воды, кг/с; c_g – теплоемкость воды, кДж/(кг·К); Δt – разность температур воды на выходе и входе, °С.

Определим расход воды на маслоохладитель, м³/ч:

$$G_{охл.м.} = \frac{Q}{c_g \cdot \Delta t} = \frac{1,8 \cdot 3600}{4,186 \cdot (30 - 12)} = 86 \quad (4.29)$$

Расход воды на охладители газа и воздуха будет в 2 раза больше расхода воды на охладители масла [8], м³/ч:

$$G_{охл.г.} = 2 \cdot G_{охл.м.} = 172 \quad (4.30)$$

Расход воды на охлаждение подшипников также составит, м³/ч:

$$G_{охл.подш.} = G_{охл.м.} = 86 \quad (4.31)$$

Определим расход воды в системе ГЗУ, м³/ч:

На 1 кг смеси золы и шлака необходимо 12 литров воды [8].

$$G_{ГЗУ} = 12 \cdot M_{шл,з} \quad (4.32)$$

Суммарное количество золы и шлака, удаляемое с блока, кг/с:

$$M_{шл,з} = 0,01 \cdot B \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}) \cdot (1 - a_{yn} \cdot \frac{100 - \eta_{зy}}{100}) \quad (4.33)$$

$$M_{шл,з} = 0,01 \cdot 24,2 \cdot (15,9 + 0,5 \cdot \frac{21900}{32700}) \cdot (1 - 0,95 \cdot \frac{100 - 98}{100}) = 3,85$$

$$G_{ГЗУ} = 12 \cdot 3,85 \cdot 3,6 = 166,5$$

Расход воды на подпитку ГЗУ составляет 40% от общего расхода воды в системе ГЗУ [8], м³/ч:

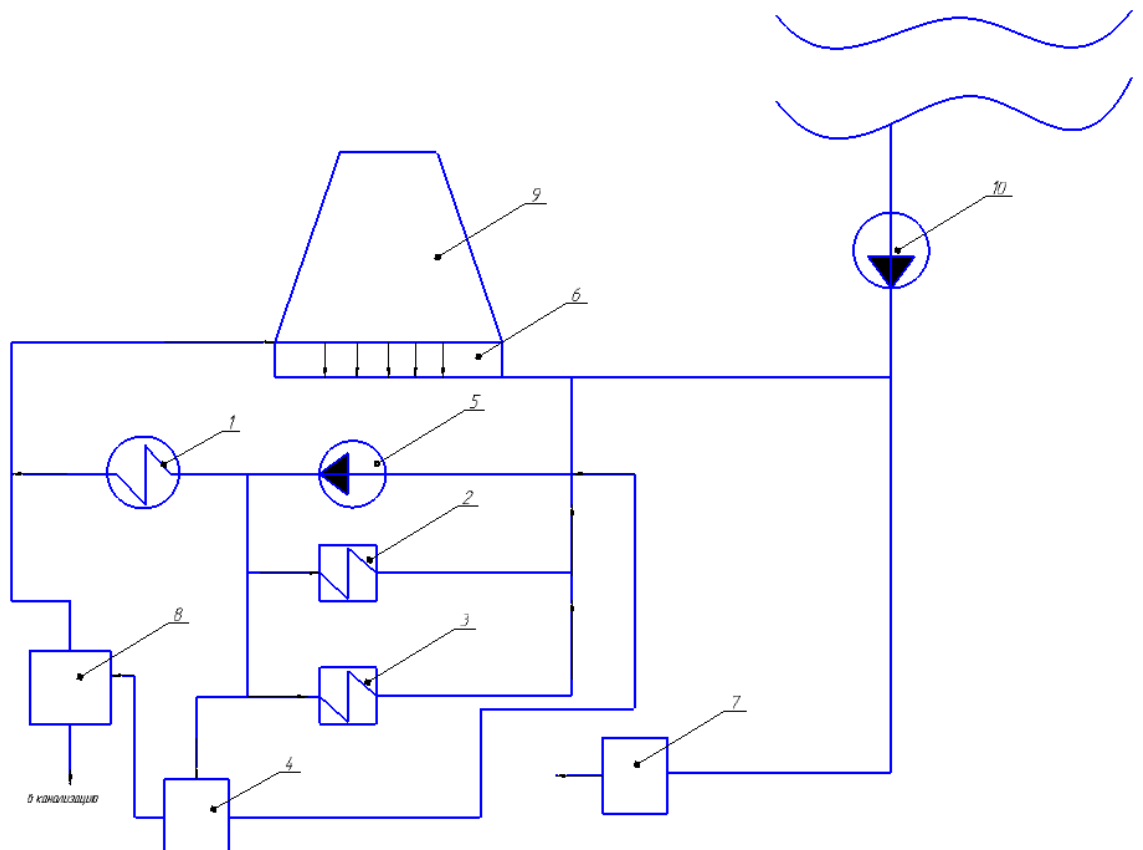
$$G_{подп} = 0,4 \cdot G_{ГЗУ} = 0,4 \cdot 166,5 = 66,6 \quad (4.34)$$

Расход воды в конденсатор, м³/ч:

$$G_k = 22000$$

Расход воды на водоподготовку был взят из расчета тепловой схемы и составил, м³/ч:

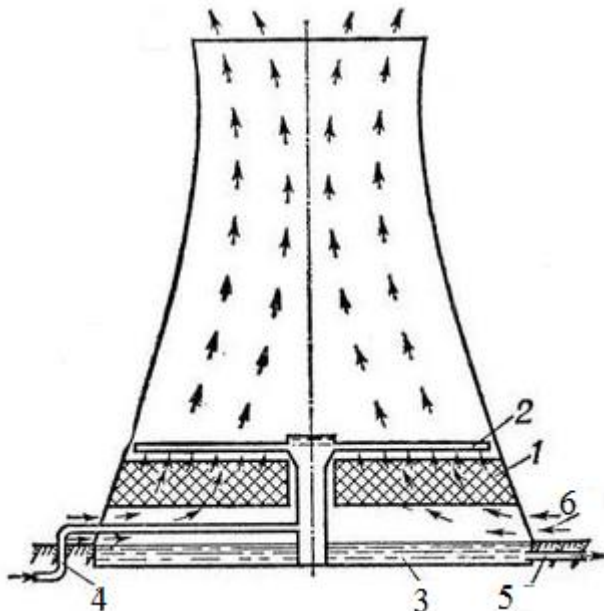
$$G_{ХВО} = D_{np}'' + D_{yt} + D_{сн} = (1,359 + 1,889 + 4,122) \cdot 3,6 = 26,53$$



1 – конденсатор; 2 – маслоохладители; 3 – охладители газа и воздуха; 4 – подшипники; 5 – циркуляционный насос; 6 – оросительная система; 7 – водоподготовка; 8 – ГЗУ; 9 – градирня; 10 – насос добавочной воды.

Рисунок 10 – Схема водопотребления

На станции установлены 3 башенные градирни БГ-2600-70, высотой 72 метра, производительность каждой 20000 м³/ч. Так как расход охлаждающей воды для двух турбин Т-175/210-130 составляет 48000 м³/ч, а для турбины ПТ-80/100-130/13 8000 м³/ч, то установка нового блока с турбиной т-180/210-130 требует строительства еще одной градирни БГ-2600-70, высотой 72 метра, производительностью 20000 м³/ч.



1 — ороситель; 2- водораспределитель; 3 —резервуар; 4- водоуловитель;
5 —отвод воды; 6 —вход воздуха;

Рисунок 11- Башенная градирня

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данного дипломного проекта был выполнен проект расширения Барнаульской ТЭЦ-3. На расширяемой ТЭЦ для покрытия необходимых тепловых и электрических нагрузок выбрана одна турбина Т-180/210-130 и один котел ТПЕ-214/Б. В качестве топлива используется каменный уголь Кузнецкого месторождения. Данный проект, включает в себя следующие расчеты: – расчет тепловой схемы, в результате которого были определены все неизвестные параметры; – расчет технико-экономических показателей, в результате которого были определены удельные расходы топлива на производство тепловой и электрической энергии; Был также произведён выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет топливного хозяйства и дымовой трубы. Произведен расчет срока окупаемости проекта, который составил 14 лет. По окончании расчетов выполнены чертежи: принципиальная тепловая схема турбины Т-180/210-130, генеральный план станции, разрез главного корпуса, план главного корпуса, схема водоснабжения станции, устанавливаемая градирня, чертежи выполнены на формате А1.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БН	бустерный насос
ГК	главный корпус
ДН	дренажный насос
КИП	контрольно-измерительный прибор
КПД	коэффициент полезного действия
КЦ	котельный цех
НХПВ	насосная хозяйственно-питьевого водоснабжения
ОУ	охладитель уплотнений
ОЭ	охладитель эжекторов
ПВД	подогреватель высокого давления
ПВК	пиковый водогрейный котел
ПДК	предельно допустимая концентрация
ПДУ	предельно допустимый уровень
ПНД	подогреватель низкого давления
ПСГ	подогреватель сетевой горизонтальный
ПСУ	питатель сырого угля
ПТБ	правила техники безопасности
ПТЭ	правила технической эксплуатации
ПУЭ	правила устройства электроустановок
ПЭН	питательный электронасос
САТ	система аэрозольного тушения
СРД	сосуд, работающий под давлением
ТГ	турбогенератор
ТНС	тепловая нагрузка сети
ТПН	турбопривод питательного насоса
ТРУ	тепловой распределительный узел
ТТЦ	топливно-транспортный цех
ТЭС	тепловая электрическая станция
ТЭЦ	тепловая электроцентраль
ФНП	федеральные нормы и правила
ХВО	химводоочистка
ЦВД	цилиндр высокого давления
ЦНД	цилиндр низкого давления
ЦСД	цилиндр среднего давления
ЭП	электрическое поле
ЭЦ	электроцех

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Указ губернатора Алтайского края от 22 июня 2016 года об утверждении схемы и программы "Развитие электроэнергетики Алтайского края" на 2017-2021 годы.
- 2 Цыганок, А. П. Тепловые электрические станции : Учебное пособие / А. П. Цыганок, С.А. Михайленко. – Красноярск : КрПИ, 2005. – 302 с.
- 3 Тепловые и атомные электрические станции : Справочник / Под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. М. : Энероатомиздат, 1982 - 624 с.
- 4 Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. - Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
- 5 Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 424 с.
- 6 Котельный агрегат : Справочно-нормативные данные по курсовому проектированию для студентов специальности 100500 / Сост. И. С. Деринг, В. А. Дубровский, Т. И. Охорзина. – Красноярск: КГТУ, 2000. - 40 с.
- 7 Тепловой расчёт котельных агрегатов (Нормативный метод) / Под ред. Н. В. Кузнецов [и др.]. – М. : Энергия, 1973. -116 с.
- 8 Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции – М. : Энергоатомиздат, 1987. -206 с.
- 9 Паротурбинные энергетические установки: Отраслевой каталог / Под ред. Н. Н. Ермашов и др. – М. : 1988. –С. 189-193.
- 10 Золотулавливающие устройства теплоэлектростанций: конструкции и методы расчётов: Учеб. пособие. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. - 80 с.
- 11 Бойко, Е. А. Тепловые электрические станции (Расчёт и проектирование рекуперативных теплообменных аппаратов ТЭС) : Учебное пособие. Красноярск ИПЦ КГТУ, 2006, -26 с.
- 12 Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций. – Минск: Беларусь, 1974. - 368 с.
- 13 Юренев, В. М., Теплотехнический справочник. – М. : Энергия, 1987. - 843 с.
- 14 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М. : Энергоатомиздат, 1981. - 192 с.
- 15 Финоченко, В. А., Организация, планирование и управление предприятием: Методические указания / В. А. Финоченко, Н. В. Николаева. – Красноярск: КГТУ, 1987. - 37 с.
- 16 Емелина, З. Г., Безопасность жизнедеятельности / З. Г. Емелина, Д. В. Емелин. – Красноярск : КГТУ, 2000. - 183 с.
- 17 Щегляев, А. В., Паровые турбины / А. В. Щегляев – М. : Энергия, 1976. - 368 с.
- 18 Рихтер, Л. А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций : учеб. пособие для вузов по спец. «Тепловые электрические станции» /

Л. А. Рихтер, Д. П. Елизаров, В. М. Лавыгин. – Москва : Энергоатомиздат, 1897.–215 с.

19 Григорьев, В. А., Тепловые и атомные электрические станции / В. А. Григорьев, В. М. Зорин, - М. : Энергоатомиздат, 1982. - 625 с.

20 Михайленко, С. А., Тепловые электрические станции : Учебное пособие / Цыганок, А. П. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. - 300 с

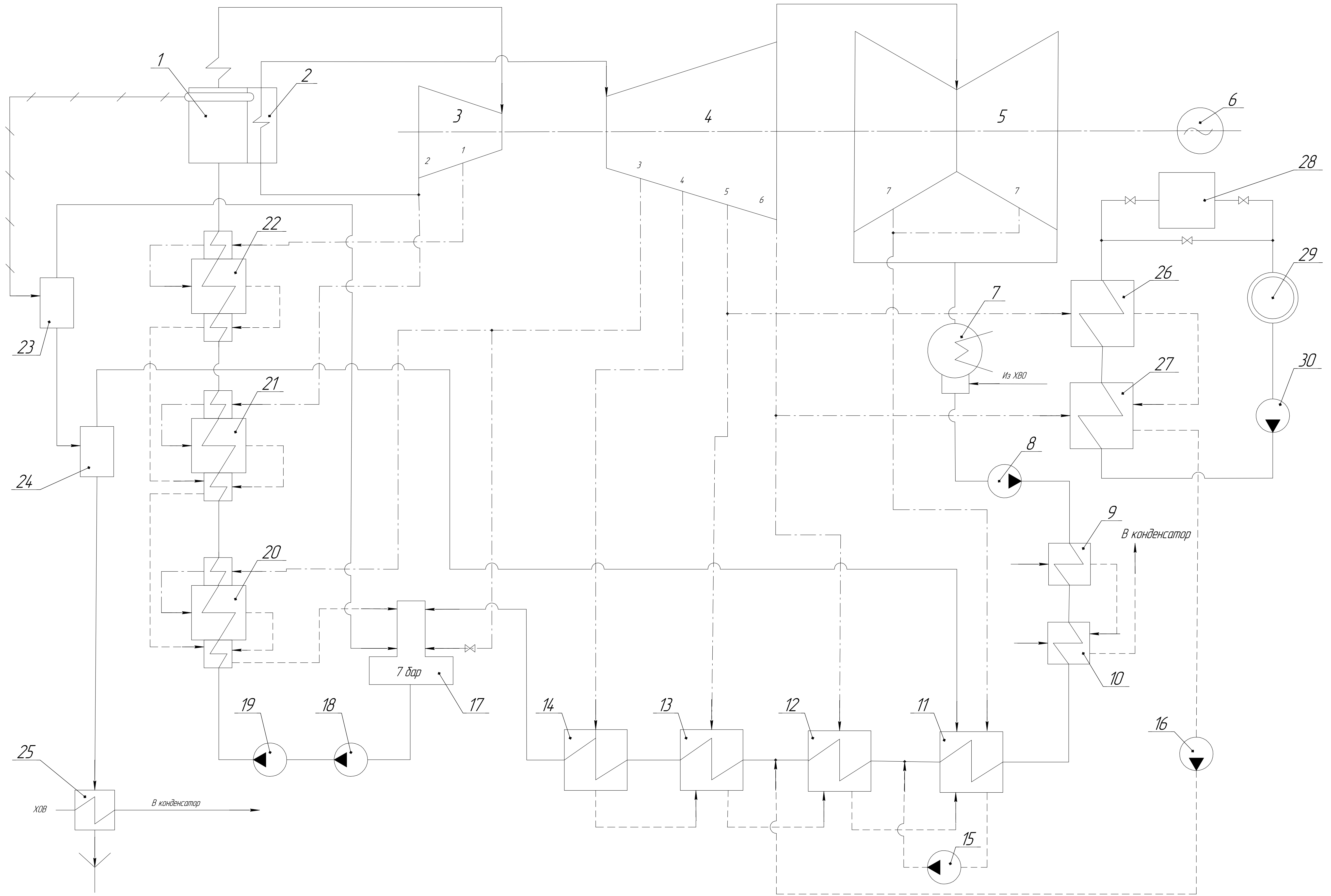
21 Щегляев, А. В., Паровые турбины. Теория теплового процесса и конструкции турбин / А. В. Щегляев. – М. : Энергия, 1967. - 367 с.

22 Строительные нормы и правила. Строительная климатология и геофизика, основные положения проектирования. СНиП II – М. 2-62, 1963.

23 Строительные нормы и правила. Тепловые сети, нормы проектирования. СНиП II – Г. 10-62, 1964.

24 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса : учеб. для вузов / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – 2-е изд. – Москва : Высшая школа, 2003. – 416 с.

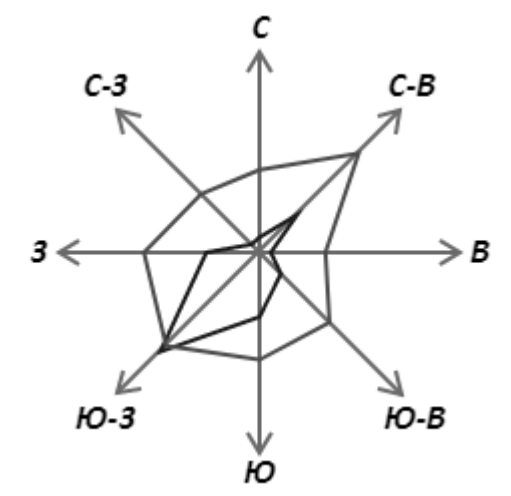
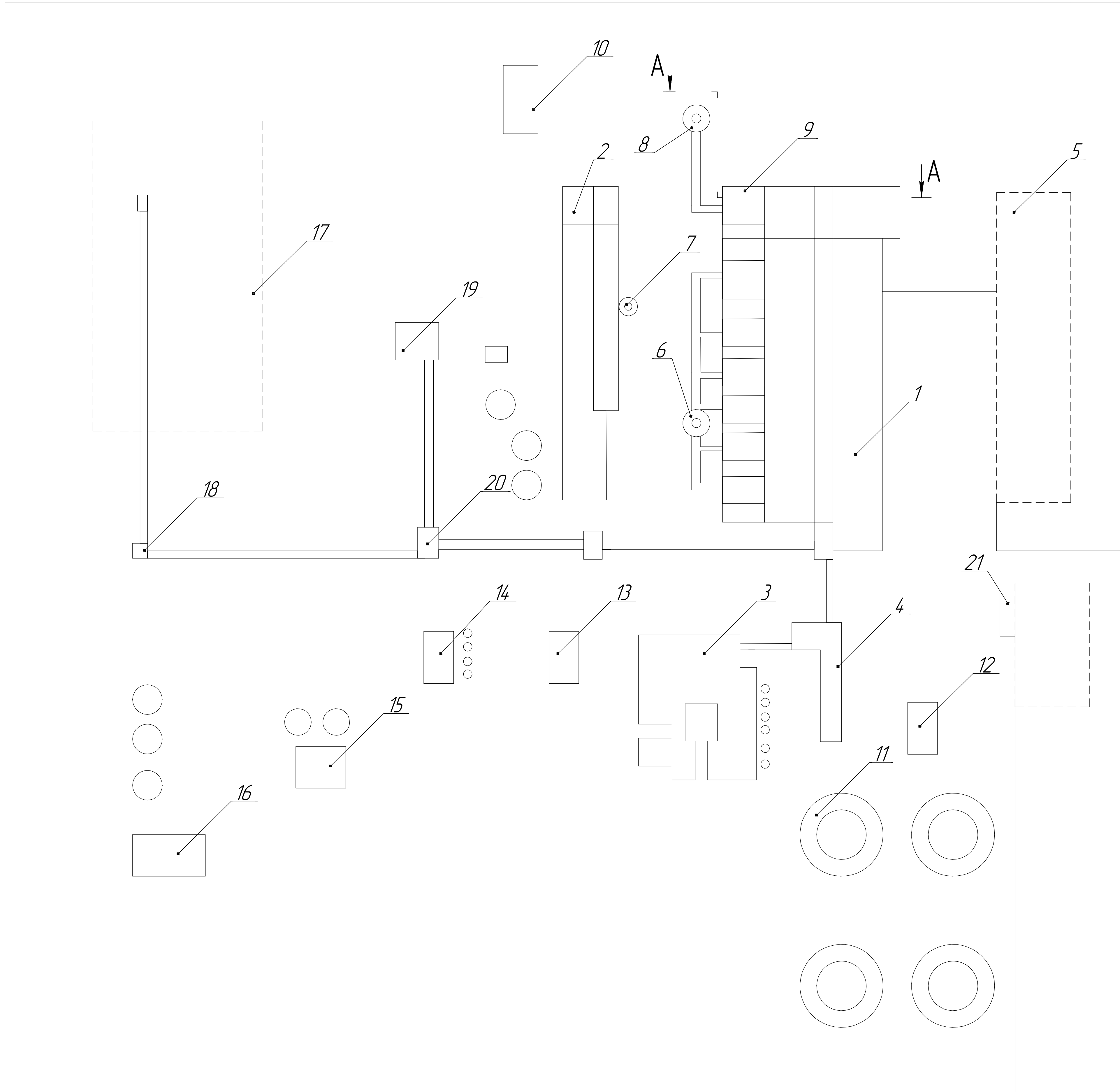
Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	Перв. примен.		Справ. №		Подп. и дата		Инв. № докл.		Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.
				<u>Документация</u>															
A1			БР-13.03.01 Г4001	Тепловая схема															
		1		Котельный агрегат	1														
		2		Промежуточный пароперегреватель	1														
		3		Цилиндр высокого давления	1														
		4		Цилиндр среднего давления	1														
		5		Цилиндр низкого давления	1														
		6		Конденсатор	1														
		7		Конденсатный насос	4														
		8		Охладитель пара эжекторов	1														
		9		Охладитель пара уплотнений	1														
		10		Главный корпус	1														
		11		ПНД-1	1														
		12		ПНД-2	1														
		13		ПНД-3	1														
		14		ПНД-4	1														
		15		Дренажный насос-1	1														
		16		Дренажный насос-2	1														
		17		Деаэратор	1														
		18		Бустерный насос	1														
		19		Питательный насос	1														
		20		ПВД-5	1														
		21		ПВД-6	1														
		22		ПВД-7	1														
		23		Расширитель непрерывной продувки 1 степени	1														
				БР - 13.03.01 Г4001															
Изм. Лист		№ докум.		Подп.		Дата													
Разраб.		Лунева А.А.						Лит.		Лист		Листов							
Пров.		Криворучко В.В.								1		2							
Т.контр.		Михайленко С.А.						Проект расширения Барнаульской ТЭЦ-3 ТЭС											
Н.контр.		Шишмарев П.В.																	
Утв.		Бойко Е.А.																	



Изм. №, лист, дата, автор, редактор, инженер, архитектор, конструктор, исполнитель, дата, лист, масса, масштаб

				БР-13.03.01 ГЧ001		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проект расширения Барнаульской ТЭС-3	
Разраб.	Личнев А.А.				Лит.	Масса
Проб.	Кривошечко В.В.				1	δ/м
Т.контр.	Михайленко С.А.				Листов	6
И.контр.	Шиммарев П.В.				ТЭС	
Утв.	Байко Е.А.				Формат А1	

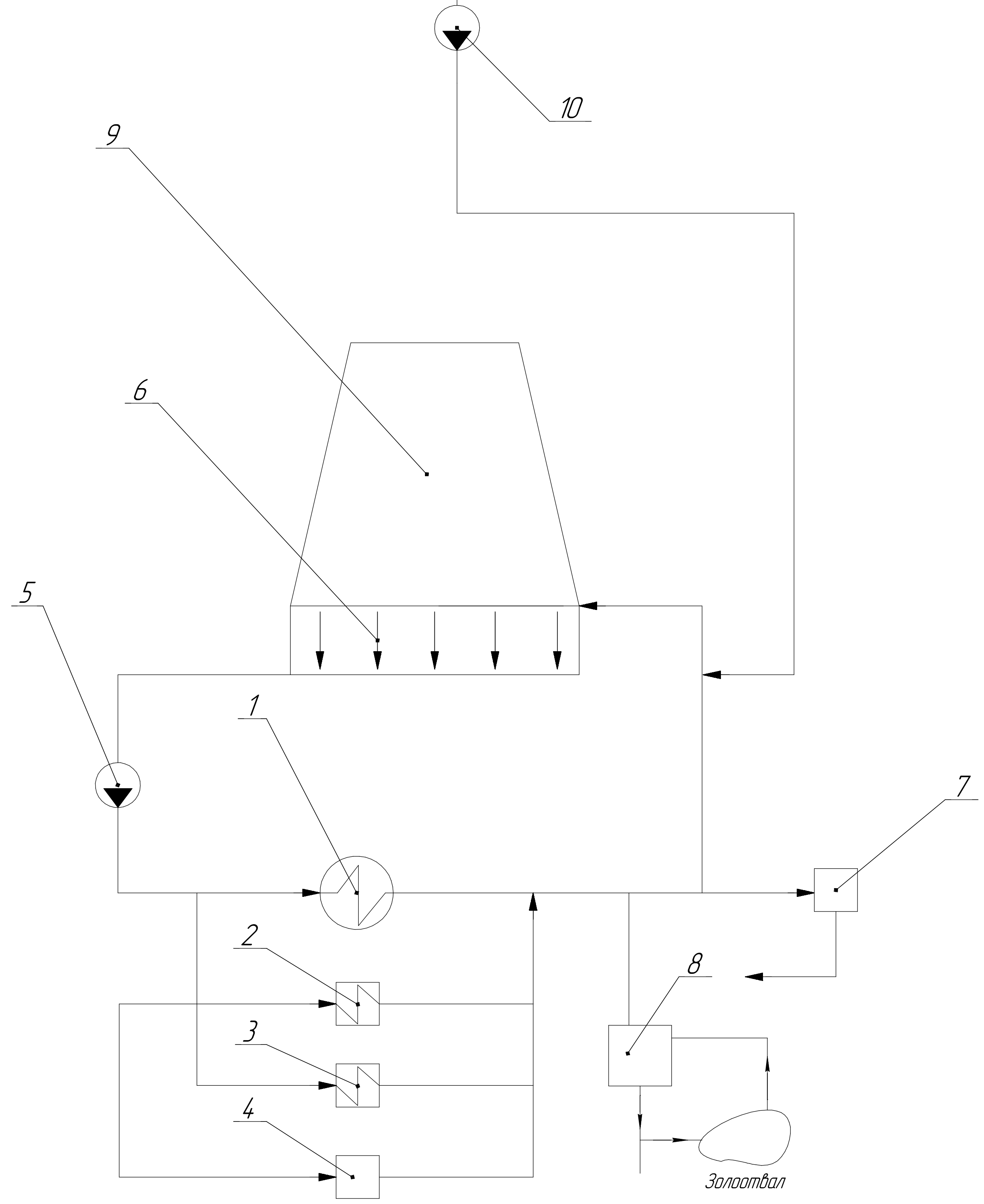
Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	Перв. примен.		Изм. Лист	№ докум.	Подп.	Дата
							Справ. №	Подп. и дата				
				<u>Документация</u>								
A1			БР-13.03.01 Г4002	Генеральный план								
		1		Главный корпус	1							
		2		Корпус ПВК	1							
		3		Корпус ХВО	1							
		4		Административный корпус и столовая	1							
		5		Открытое распределительное устройство	1							
		6		Дымовая труба №1	1							
		7		Дымовая труба №2	1							
		8		Дымовая труба №3	1							
		9		Электрофильтр	7							
		10		Коллекторная т/с	1							
		11		Градирня	4							
		12		Циркнасосная	1							
		13		Административно-хозяйственное здание	1							
		14		Компрессорная	1							
		15		Маслохозяйство	1							
		16		Мазутохозяйство	1							
		17		Склад топлива	1							
		18		Узел пересылки	1							
		19		Вагоноопрокидыватель	1							
		20		Дробильный корпус	1							
		21		КПП	1							
БР - 13.03.01 Г4002												
Инд. № подл.	Разраб.	Лунев А.А.			Проект расширения Барнаульской ТЭЦ-3	ТЭС	Лит.	Лист	Листов			
	Пров.	Криворучко В.В.								1	1	
	Т.контр.	Михайленко С.А.										
	Н.контр.	Шишмарев П.В.										
	Утв.	Бойко Е.А.										



Изд. №	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изд. №	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изд. №	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изд. №	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изд. №	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

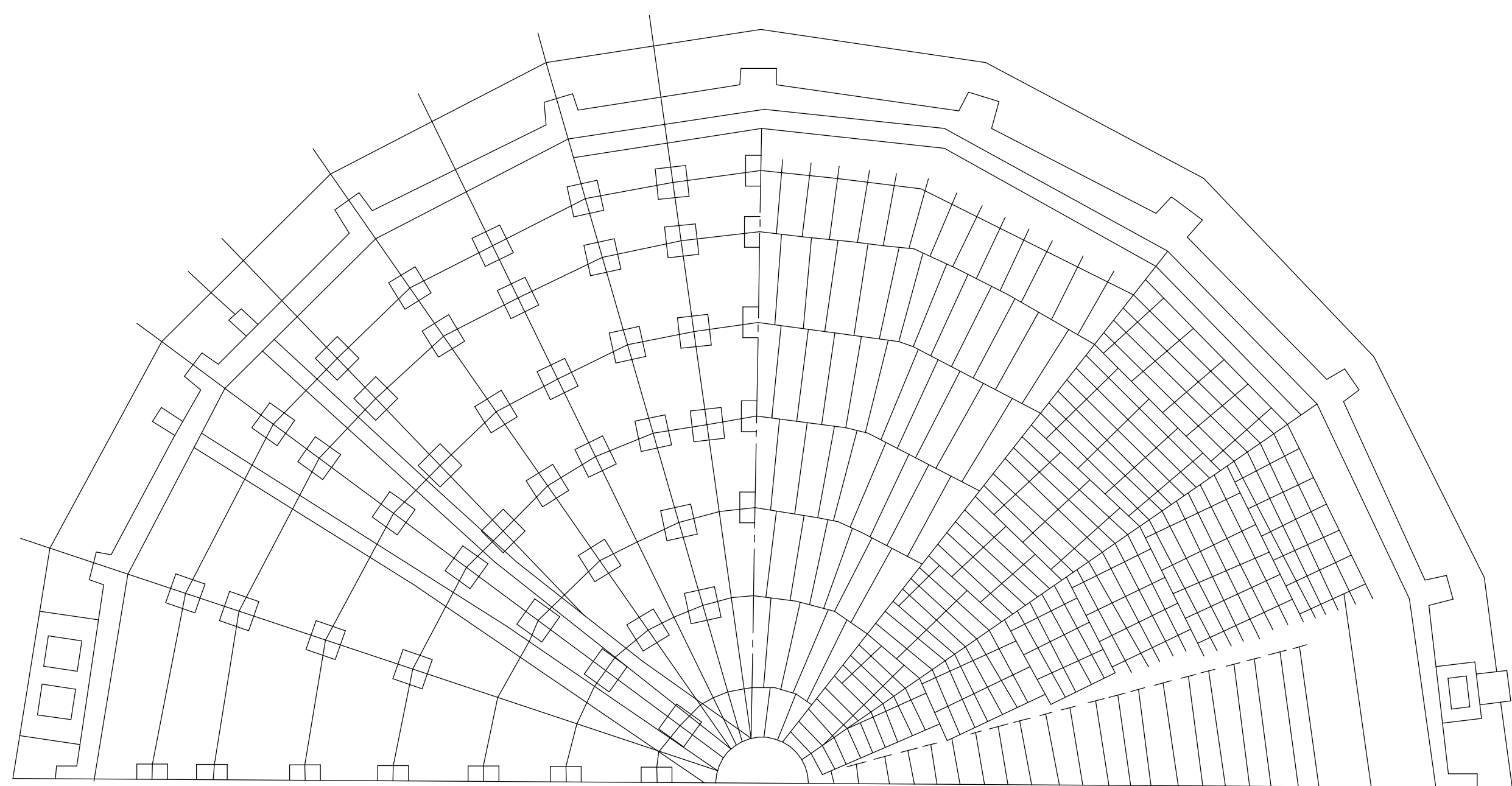
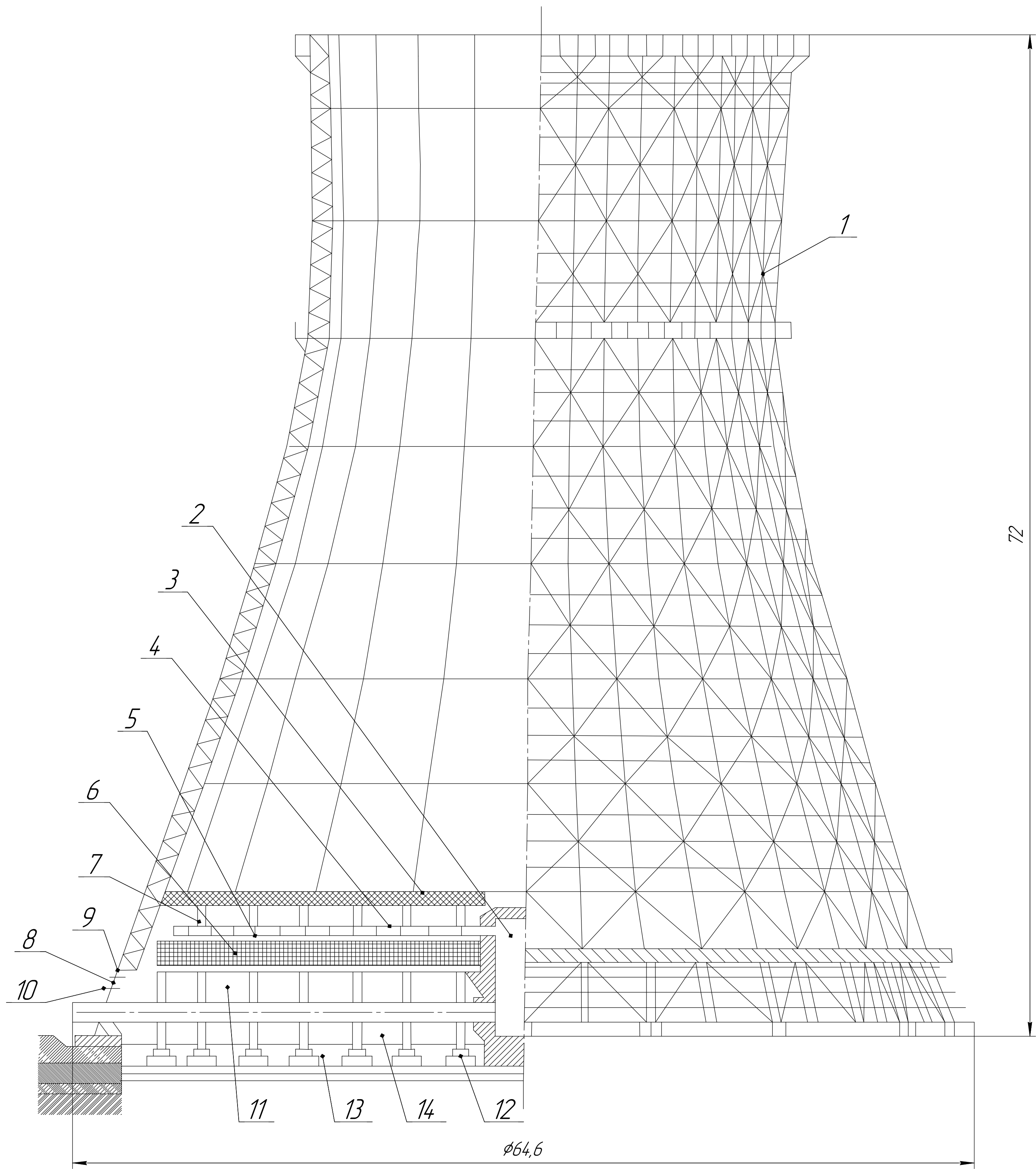
БР-13.03.01 Г4002				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Личев А.А.			
Проб.	Кривошечко В.В.			
Т.контр.	Михайленко С.А.			
И.контр.	Шилимаров П.В.			
Утв.	Байко Е.А.			
Проект расширения Барнаульской ТЭЦ-3				Лит. Масса Масштаб
Генеральный план				Лист 2 / Листов 6 ТЭС 1:2000

р. Обь



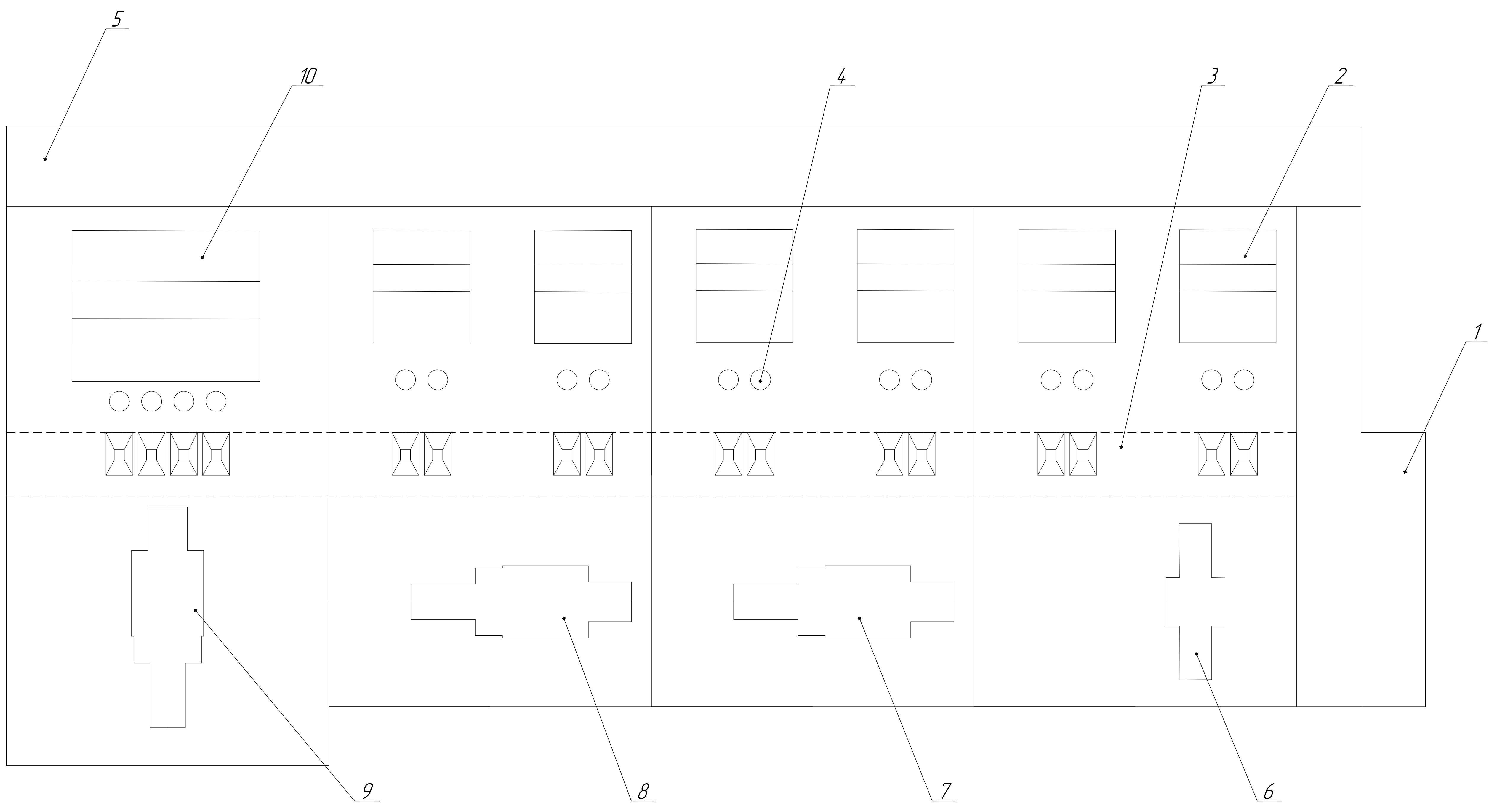
Инд. № пром.	Инд. № дробл.	Взам. инв. №	Инд. № дробл.	Подп. и дата	Лист	Примеч.

				БР-13.03.01 ГЧ 004		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Масса
Разраб.	Личев А.А.					
Проб.	Криворучко В.В.					
Т.контр.	Михайленко С.А.				Лист 4	Листов 6
И.контр.	Шилимаров П.В.				ТЭС	
Утв.	Байко Е.А.				Формат А1	



Изд. №, лист, Подп. и дата, Взам. инв. №, Инв. №, дата, Спроб. №, Перв. докум.

				БР-13.03.01 Г4005				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проект расширения Барнаульской ТЭЦ-3 градирня БГ-2600			
Разраб.	Лунев А.А.							
Проб.	Кривошечко В.В.							
Т.контр.	Михайленко С.А.				Лист	5	Листов	6
Исполн.	Шиммарев П.В.						ТЭС	
Утв.	Башко Е.А.						Копирабол	



Изм. №, дата, Подп. и дата, Взам. инв. №, Инв. № докум., Справ. №, Перв. примен.

				БР-13.03.01 Г4006				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проект расширения Барнаульской ТЭЦ-3			
Разраб.	Лунев А.А.							
Проб.	Криворучка В.В.							
Т.контр.	Михайленко С.А.				Лист	6	Листов	6
И.контр.	Шимарев П.В.				План главного корпуса			
Утв.	Бойко Е.А.				ТЭС			