

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ «БЕЛЭНЕРГО»
УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«МИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОЛЛЕДЖ»

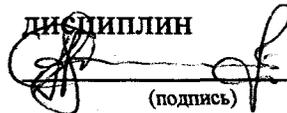


А.А.Новиков
2021 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению курсового проекта
по учебной дисциплине «Теплоэнергетическое оборудование энергоблоков»
для учащихся специальности 2-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

Разработал преподаватель
специальных теплотехнических
дисциплин



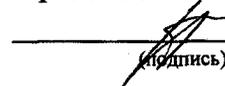
(подпись)

А.С.Толкач
(ФИО)

Рассмотрены на заседании цикловой
комиссии специальных
теплотехнических дисциплин

Протокол № 2 от 16.09 2021 г.

Председатель цикловой комиссии



(подпись)

Ю.П.Плеско
(ФИО)

Минск
2021

СОДЕРЖАНИЕ

1 График выполнения курсового проекта	3
2 Содержание пояснительной записки курсового проекта	3
3 Методические указания по расчёту курсового проекта	
3.1 Выбор типа и количества турбин, энергетических и водогрейных котлов	3
3.2 Описание принципиальной тепловой схемы	4
3.3 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции	5
3.4 Расчёт основных характеристик и выбор оборудования топливного хозяйства станции	14
3.5 Выбор оборудования системы пылеприготовления	17
3.6 Расчёт и выбор тягодутьевых установок	17
3.7 Расчёт и выбор дымовой трубы	21
3.8 Специальное задание	25
4 Методические указания по оформлению пояснительной записки	25
5 Методические указания по оформлению графической части проекта	26
Перечень рекомендуемой литературы	27

1 График выполнения курсового проекта по дисциплине «Теплоэнергетическое оборудование энергоблоков»

№ п/п	Наименование раздела	Жидкое топливо	Твёрдое топливо
1.	Выбор типа и количества турбин, энергетических и водогрейных котлов	10%	10%
2.	Описание принципиальной тепловой схемы	5%	5%
3.	Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции:		
	3.1. Оборудование, поставляемое в комплекте с турбиной	5%	5%
	3.2. Расчёт и выбор оборудования по заданию руководителя	20%	15%
4.	Выбор оборудования и расчёт основных характеристик топливного хозяйства станции	15%	10%
5.	Выбор системы пылеприготовления	0	10%
6.	Расчёт и выбор тягодутьевых установок	15%	15%
7.	Расчёт и выбор дымовой трубы	10%	10%
8.	Графическая часть	10%	10%
9.	Специальное задание	10%	10%
	Всего:	100%	100%

2 Содержание пояснительной записки курсового проекта

- 1 Выбор типа и количества турбин, энергетических и водогрейных котлов.
- 2 Описание принципиальной тепловой схемы.
- 3 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции.
- 4 Расчёт основных характеристик и выбор оборудования топливного хозяйства станции.
- 5 Выбор системы пылеприготовления и её описание
- 6 Расчёт и выбор тягодутьевых установок.
- 7 Расчёт и выбор дымовой трубы
- 8 Специальное задание.

Список использованных источников.

3 Методические указания по расчёту курсового проекта

3.1 Выбор типа и количества турбин, энергетических и водогрейных котлов.

3.1.1 Выбор типа и количества турбин

По заданным тепловым нагрузкам ТЭС необходимо установить тип турбин. По типу турбины из справочных материалов выписываются параметры свежего пара P_0 , МПа и t_0 , °С, максимальный расход пара при номинальных параметрах пара G_T , т/ч, номинальные величины регулируемых отборов: производственного $G_{пр}$, т/ч и суммарного теплофикационного $Q_{отб}$, ГДж/ч при давлениях в верхнем отборе $P^{в0}$, МПа и в нижнем отборе $P^{н0}$, МПа.

Определяется суммарное значение номинального производственного отбора всех турбин

$$\sum_1^N G_{пр}^{НОМ} = G_{пр}^{НОМ} \cdot n_T, \text{ т/ч}$$

и сравнивается с заданной нагрузкой в паре.

Согласно НТП отопительные отборы турбины должны покрывать около половины расчётной суммарной нагрузки отопления и горячего водоснабжения.

Определяется суммарное значение номинального теплофикационного отбора всех турбин

$$\sum_1^N Q_{отб}^{НОМ} = Q_{отб}^{НОМ} \cdot n_T, \text{ ГДж/ч}$$

Находится доля отопительных отборов в обеспечении суммарной расчётной нагрузки отопления и горячего водоснабжения ТЭЦ

Делается вывод о пригодности для установки на проектируемой станции выбранного типа и количества турбин.

$$\alpha = \frac{\sum_1^N Q_{ОТБ}^{НОМ}}{Q_{ТЭЦ}^{ОТ+ГВ}}$$

3.1.2 Выбор энергетических котлов.

Согласно рекомендациям НТП принимается блочная схема или с поперечными связями. Далее определяется паропроизводительность энергетического котла:

- Для блочной станции

$$G_K = G_T^{МАКС} (1 + \alpha + \beta), \text{ м}^3/\text{ч}$$

- Для станции с поперечными связями

$$G_K = G_T^{МАКС} (1 + \alpha + \beta) n_T, \text{ м}^3/\text{ч}$$

По параметрам пара турбины и виду топлива определяется тип котла и выписываются его начальные параметры пара.

3.1.3 Выбор водогрейных котлов.

Выбор производится по величине пиковой нагрузки ТЭЦ на отопление и горячее водоснабжение

$$Q_{ПИК} = Q_{ТЭЦ} - \sum_1^N Q_{ОТБ}^{НОМ}, \text{ ГДж} / \text{ч}$$
$$n_{ПВК} = \frac{Q_{ПИК}}{Q_{ПВК}^{НОМ}}$$

В соответствии с ГОСТом изготавливаются водогрейные котлы типов КВ-ГМ, КВ-ТС, КВ-ТК.

3.1.4 Выбор РОУ

Согласно НТП для резервирования производственных отборов турбин устанавливаются РОУ по одной для данных параметров пара производительностью, равной максимальному отбору наиболее крупной турбины.

По справочным материалам подбирается РОУ и выписываются параметры свежего, редуцированного и охлажденного пара, охлаждающей воды и производительность.

3.2 Описание принципиальной тепловой схемы.

К этому разделу прилагается принципиальная тепловая схема выбранной турбины на миллиметровке формата А4 (допускается выполнение схемы на компьютере в графическом редакторе). На листе должна быть рамка и основная надпись высотой 15 мм. На схеме должны быть обозначены:

- цилиндры турбины;
- котлоагрегат;
- система регенерации;
- конденсационная установка;
- питательный (бустерный) насос;

- теплофикационная установка.

Под рисунком должно быть его название и номер рисунка (Рисунок 1 Принципиальная тепловая схема турбины Т-110/120-130).

3.3 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции.

3.3.1 Оборудование, поставляемое в комплекте с турбиной

В данном разделе по справочным материалам выписываются типоразмеры комплектующего оборудования (конденсатор, основной эжектор, ПНД, ПВД) и его основные технические характеристики. Характеристики оформляются в виде таблиц.

Так как конденсатор, основной эжектор, ПНД, ПВД входят в состав комплектующего оборудования паротурбинной установки, то они вписываются в технологический комплекс ТЭС в строгом соответствии с разработанными заводом-поставщиком турбины комплектностью и компоновкой. По заданному типу турбины из справочных материалов выписываются типоразмеры регенеративных подогревателей низкого давления и выписываются их основные технические характеристики:

- Для подогревателей смешивающего типа: расходы конденсата и пара, температура пара на входе, рабочее давление в корпусе.
- Для подогревателей поверхностного типа: площадь поверхности теплообмена, максимальная температура пара, номинальный расход воды, гидравлическое сопротивление.

3.3.2 Расчёт и выбор оборудования по заданию руководителя (деаэраторов, конденсатных насосов, питательных насосов, РОУ, оборудования теплофикационной установки, подпитки котлов и теплосети, подогревателей сырой воды и насосов к ним, дренажных баков и насосов к ним, расширителей непрерывной продувки, баков и насосов обессоленной воды, баков слива из котлов и насосов к ним). В зависимости от заданного оборудования приводится соответствующая схема подключения данного элемента тепловой схемы с указанием потоков.

3.4 Методика выбора конденсатных насосов

Типы и количество конденсатных насосов, хотя они и указаны в оборудовании, комплектующем паровую турбину, должны быть выбраны, так как технические решения по выбору этих насосов в зависимости от различных условий (освоение заводами новых типов насосов, нового оборудования конденсатоочистки блока, а также изменения производительности основного оборудования) могут быть не однозначны.

Конденсатные насосы выбираются по условиям максимального расхода пара в конденсатор, необходимому напору, температуре конденсата. Конденсатные насосы должны иметь резерв.

Общая подача рабочих конденсатных насосов (насоса) рассчитывается

где G_K – максимальный расход пара в конденсатор (максимальный расход пара через ЦНД).

$$\sum_1^n G_K^{HAC} = (1,1 \div 1,2) \cdot G_K^{MAX}, m / ч$$

Для турбин типа К G_K следует принимать равным расходу отработанного пара в конденсатор, приведенному в справочниках. Коэффициент при G_K учитывает отвод в конденсатор дренажей системы регенерации, дренажей трубопроводов, ввод обессоленной воды и другие потоки.

Напор конденсатных насосов определяется, исходя из давления в деаэраторе и преодоления сопротивления всей регенеративной системы и всего тракта от конденсатора до деаэратора, в том числе и высоты гидростатического столба в связи с установкой деаэратора на значительной высоте по условиям подпора питательных насосов.

При применении конденсатоочистки применяют конденсатные насосы двух подъёмов, то есть устанавливают после конденсатора насосы обессоливающей установки (НОУ), а после конденсатоочистки – основные конденсатные насосы.

Полный напор конденсатного насоса при одноподъёмной схеме определяется

$$H = K \left[h_{\Gamma} + 102(P_{\text{Д}} - P_{\text{К}}) + \sum h_{\text{ПОТ}} \right], \text{ м}$$

где h_{Γ} – геометрическая высота подъёма конденсата (разность уровней в конденсаторе и деаэраторе), принимается 20÷25 м;

$P_{\text{Д}}, P_{\text{К}}$ – давление в деаэраторе и конденсаторе, МПа;

$h_{\text{ПОТ}}$ – сумма потерь напора в трубопроводах и регенеративных подогревателях низкого давления;

$$\sum h_{\text{ПОТ}} = h_{\text{ПНД}} + h_{\text{ОУ}} + h_{\text{ТР}} + h_{\text{ПИТ.КЛ}}, \text{ м.вод.ст.}$$

где $h_{\text{ПНД}}$ – гидравлическое сопротивление ПНД, м. вод. ст.;

$h_{\text{ОУ}}$ – сопротивление охладителей уплотнений, м. вод. ст.;

$h_{\text{ТР}}$ – сопротивление трубопроводов, м. вод. ст.;

$h_{\text{ПИТ.КЛ.}}$ – сопротивление клапана питания деаэраторов, м. вод. ст.;

K – коэффициент запаса на непредвиденные эксплуатационные сопротивления (принимается 1,2).

Потери напора в трубопроводах 5÷15 м. вод. ст.

Потери напора в регенеративных подогревателях низкого давления (гидравлическое сопротивление) приведены в технических характеристиках подогревателей.

Напор НОУ определяется по сумме потерь сопротивлений в тракте до насосов КЭН плюс подпор не менее 0,1 МПа для устранения подсосов воздуха после БОУ. Величина подпора должна быть выше упругости паров на всасе КЭН.

Напор НОУ определяется

$$H = h_{\text{БОУ}} + h_{\text{ТР}} + h_{\text{ПОД}}, \text{ м.вод.ст.}$$

где $h_{\text{БОУ}}$ – гидравлическое сопротивление БОУ, м. вод. ст. (принимается 55÷65 м. вод. ст.);

$h_{\text{ТР}}$ – гидравлическое сопротивление трубопроводов и арматуры, м. вод. ст. (принимается 5÷15 м. вод. ст.);

$h_{\text{ПОД}}$ – необходимый подпор на всасе насосов второй ступени (КЭН), м. вод. ст.

Напор насоса второй ступени (КЭН) подсчитывается так же, как для насосов КЭН при одноподъёмной схеме.

По приведенным расчётам выбираются тип и количество насосов по справочным материалам и выписываются их основные технические характеристики.

3.5 Методика выбора типа и количества колонок, баков и деаэраторов питательной воды

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному её расходу.

На каждый блок устанавливается, по возможности, один деаэратор. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течение не менее 3,5 минут и 7 минут для неблочных электростанций. К основным деаэраторам предусматривается подвод резервного пара для удержания в них давления при сбросах нагрузки и деаэрации воды при пусках. Тепло выпара деаэраторов питательной воды должно использоваться в тепловой схеме электростанции.

Тип колонки выбирается по максимальному расходу питательной воды

$$G_{\text{ПВ}} = (1 + \alpha + \beta) \cdot n \cdot G_{\text{К}}^{\text{НОМ}}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где α, β – соответственно расход питательной воды на продувку (принимается 0,005÷0,03), пар на собственные нужды котла в долях от паропроизводительности котла.

Деаэраторный бак выбирается по минимальной полезной вместимости

где $v = 1,1 \text{ м}^3/\text{т}$ – удельный объём воды.

$$V_{\text{БДП}} = \tau_{\text{МИН}} \cdot \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot v}{60}, \text{ м}^3$$

По выше приведенным расчётам по справочным материалам выбираются типоразмеры колонок и баков деаэраторов и выписываются их основные технические характеристики.

3.6 Методика выбора типа и количества питательных насосов

Количество и производительность питательных насосов должны соответствовать нижеследующим нормам.

Для электростанций с общими питательными трубопроводами:

✓ на электростанциях, включённых в энергосистемы, суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае останова любого из них оставшиеся должны обеспечить номинальную паропроизводительность всех установленных котлов.

Резервный питательный насос на ТЭЦ не устанавливается, а находится на складе один питательный насос для всей электростанции (на каждый тип насоса);

✓ на электростанциях, не включённых в энергосистемы, суммарная подача питательных насосов должна обеспечивать работу всех установленных котлов при номинальной паропроизводительности, кроме того, должно устанавливаться не менее двух резервных питательных насосов с паровым приводом, или электроприводом, имеющим независимое питание;

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

Для электростанций с блочными схемами:

✓ подача питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%;

✓ на блоках с давлением пара 13 МПа (130 кгс/м²) на каждый блок устанавливается, как правило, один питательный насос подачей 100%, на складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции. Питательные насосы принимаются с электроприводами и гидромуфтами; при соответствующем обосновании допускается применение турбопривода;

✓ на блоках СКД устанавливаются питательные насосы с турбоприводами, один подачей 100% или два по 50%. При установке на блок одного турбонасоса подачей 100% дополнительно устанавливается насос с электроприводом и гидромуфтой подачей 30-50%. При установке на блок двух турбонасосов подачей по 50% насос с электроприводом не устанавливается, а к турбонасосам предусматривается резервный подвод пара (НТП).

Для обеспечения нормальной бескавитационной работы главного и пускорезервного питательных насосов на блоках СКД устанавливается группа предвключённых насосов.

Давление питательного насоса рассчитывается по формуле

$$P_{\text{пн}} = P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}, \text{ МПа}$$

Давление на выходе из насоса:

✓ для барабанных котлов

$$P_{\text{вых}} = P_{\text{б}} + \Delta P_{\text{пк}} + P_{\text{с}} + \frac{\rho_{\text{н}} \cdot H_{\text{н}}}{102}, \text{ МПа}$$

✓ для прямоточных котлов

$$P_{\text{вых}} = P_0^{\text{к}} + P_{\text{ка}} + \Delta P_{\text{пк}} + P_{\text{с}} + \frac{\rho_{\text{н}} \cdot H_{\text{н}}}{102}, \text{ МПа}$$

где $P_{\text{б}}$ – давление в барабане котла

$$P_{\text{б}} = P_0^{\text{к}} + \Delta P_{\text{пп}}, \text{ МПа}$$

где $P_0^{\text{к}}$ – номинальное давление пара в котле, МПа;

$\Delta P_{\text{пп}}$ – гидравлическое сопротивление пароперегревателя барабанного котла, МПа (принимается $\Delta P_{\text{пп}} = 0,8 \div 1,5$ МПа);

$P_{КА}$ – гидравлическое сопротивление прямоточного котла, МПа (принимается $P_{КА} = 4,5 \div 5,5$ МПа);

$\Delta P_{ПК}$ – запас давления на открытие предохранительных клапанов, МПа.

Принимается: для котлов с номинальным давлением пара от 0,4 до 13,8 МПа - 5÷8% от рабочего давления пара; для котлов с номинальным давлением пара от 13,8 до 22,06 МПа – 8%; для котлов с номинальным давлением пара свыше 22,06 МПа – 10% рабочего.

P_C – суммарное гидравлическое сопротивление нагнетательного тракта, МПа.

✓ Для барабанных котлов

$$P_C = P_{КЛП} + P_{ТР} + P_{ПВД} + P_{ЭК}, \text{ МПа}$$

✓ Для прямоточных котлов

где $P_{КЛП}$ – сопротивление клапана питания котла, МПа (принимается $P_{КЛП} = 0,1$ МПа);

$$P_C = P_{КЛП} + P_{ТР} + P_{ПВД}, \text{ МПа}$$

$P_{ТР}$ – сопротивление трубопроводов от насоса до котла, МПа (принимается $P_{ТР} = 0,15 \div 0,35$ МПа);

$P_{ЭК}$ – сопротивление экономайзера котла, МПа (принимается $P_{ЭК} = 0,35 \div 0,75$ МПа);

$P_{ПВД}$ – гидравлическое сопротивление подогревателей высокого давления, МПа.

Принимается в зависимости от их числа и типа.

$(\rho_H \cdot H_H) / 102$ – геодезический напор, МПа;

ρ_H – средняя плотность воды в нагнетательном тракте, т/м³;

H_H – высота столба воды на нагнетательной стороне насоса, м.

Давление на входе в насос определяется по формуле:

где P_D – давление в деаэраторе, МПа;

ΔP_C – сопротивление водяного тракта до входа в питательный или предвключённый

$$P_{ВХ} = P_D - \Delta P_C + \frac{H_B \cdot \rho_B}{102}, \text{ М}^3$$

(бустерный) насос, МПа (принимается $\Delta P_C = 0,01$ МПа);

H_B – высота столба воды на всасывающей стороне насоса, м. Принимается по условию кавитационного запаса на всасе насоса.

Допустимый кавитационный запас в м.вод.ст. выбирается по возможному типоразмеру насоса в зависимости от необходимой подачи насоса.

По расчётным значениям по справочным материалам выбираются типоразмер и количество питательных насосов и выписываются их основные технические характеристики.

3.7 Методика выбора расширителей непрерывной продувки

Расширители (сепараторы) непрерывной продувки служат для использования теплоты непрерывной продувки и частичного возврата рабочего тела в тепловую схему ТЭС. Для котлов с давлением выше 10 МПа применяется двухступенчатая сепарация продувочной воды.

Выбор расширителей производится по объёму образующегося в расширителе пара при норме напряжения объёма расширителя 1000 м³/м³ (1000 м³ образующегося пара в час на 1м³ полезного объёма расширителя).

Количество продувочной воды регламентируется согласно ПТЭ. При обессоливании добавочной воды сепараторы непрерывной продувки принимаются по два комплекта на электростанцию.

Выбор типа РНП-I

Величина продувки определяется по формуле

$$G_{ПР} = \alpha_{ПР} \cdot G_{НОМ}^K, \text{ т/ч}$$

где α – величина продувки (в долях);

$G_{НОМ}$ – номинальная паропроизводительность котла, т/ч.
Коэффициент сепарации первой ступени

$$K_{СЕП}^I = \frac{h'_B \cdot \eta'_{СЕП} - h'_I}{h''_I - h'_I}$$

где h'_B , h'_I , h''_I – энтальпии продувочной воды, отсепарированного пара и отсепарированной воды соответственно кДж/кг (определяются по термодинамическим таблицам по давлениям насыщения в барабане и 1-ой ступени расширения).

Количество пара, образующегося в РНП-I

$$G^I = K_{СЕП}^I \cdot G_{ПР}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объём пара, образующегося в расширителе первой ступени

$$V^I = G^I \cdot v'', \text{ м}^3/\text{ч}$$

где v'' – удельный объём сухого насыщенного пара. Определяется по термодинамическим таблицам при давлении в первой ступени расширения.

Необходимый объём расширителя рассчитывается

$$v^I = \frac{n_K \cdot V^I}{H}, \text{ м}^3$$

где $H=1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – норма напряжения парового объёма расширителя.

В соответствии со справочными материалами по необходимому объёму расширителя выбирается его тип и выписываются технические характеристики.

Выбор типа РНП-II

Количество воды, поступающей во вторую ступень

$$G'_B = G_{ПР} - G^I, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент сепарации второй ступени

$$K_{СЕП}^{II} = \frac{h'_I \cdot \eta''_{СЕП} - h''_{II}}{h''_{II} - h'_I}$$

где h'_I , h''_{II} , h''_{II} – энтальпии воды, поступающей из первой ступени, отсепарированной воды второй ступени и отсепарированного пара второй ступени соответственно, кДж/кг (определяются по термодинамическим таблицам по давлению насыщения во 2-ой ступени расширения).

Количество пара, образующегося в РНП-II

$$G^{II} = K_{СЕП}^{II} \cdot G'_B, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объём пара, образующегося в расширителе второй ступени

$$V^{II} = G^{II} \cdot v'', \text{ м}^3/\text{ч}$$

где v'' – удельный объём сухого насыщенного пара. Определяется по термодинамическим таблицам при давлении во второй ступени расширения.

Необходимый объём расширителя рассчитывается

$$v^{II} = \frac{n_K \cdot V^{II}}{H}, \text{ м}^3$$

где $H=1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – норма напряжения парового объёма расширителя.

В соответствии со справочными материалами по необходимому объёму расширителя выбирается его тип и выписываются технические характеристики.

3.8 Методика выбора оборудования подпитки котлов

1. Выбор деаэраторов подпитки котлов

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

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

Деаэрации подлежат:

- ◆ обессоленная вода для восполнения потерь в цикле;
- ◆ вода из дренажных баков, куда должны направляться все потоки, имеющие открытый слив;
- ◆ конденсат с производства;
- ◆ слив конденсата от привода систем регулирования турбин, охлаждения электродвигателей, привода арматуры БРОУ, РОУ и т.д.

Производительность деаэратора выбирается по суммарному расходу всех потоков воды, поступающих в деаэратор.

Производительность котлов ТЭЦ определяется по формуле

$$G_{\text{КОТ}} = n_{\text{КОТ}} \cdot G_{\text{К}}^{\text{НОМ}}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расход обессоленной воды рассчитывается

$$G_{\text{ХОБВ}}^{\text{П/К}} = G_{\text{КОТ}} \cdot (\alpha_{\text{ПОТ}} + \alpha_{\text{СК}}) + \beta \cdot G_{\text{П}}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Сумма потоков, поступающих в деаэраторы подпитки котлов

$$G^{\text{П/К}} = G_{\text{ХОБВ}}^{\text{П/К}} + (1 - \beta) \cdot G_{\text{П}}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

По $G^{\text{П/К}}$ по справочным материалам выбираются деаэраторы подпитки котлов и выписываются их основные технические характеристики.

2. Выбор насосов подпитки котлов

Напор насосов выбирается по условию подачи воды в линию основного конденсата и должен быть не ниже напора основных конденсатных насосов турбины.

Подача насосов выбирается по величине суммы потоков, поступающих в деаэраторы.

Количество рабочих насосов рассчитывается

$$n = \frac{G^{\text{П/К}}}{G_{\text{НАС}}}$$

Кроме того, необходима установка резервного насоса.

По справочным материалам выписывается типоразмер насоса и его основные технические характеристики.

3.9 Методика выбора баков и насосов к ним

1. Выбор баков запаса обессоленной воды и насосов к ним

На электростанциях создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий. На блочных электростанциях ёмкость баков принимается на 30 мин. работы электростанции с максимальной нагрузкой, но не менее 4000 м³. На остальных – на 40 мин., но не менее 2000 м³. Указанные ёмкости включают ёмкость для сбора загрязнённого конденсата (НТП).

Ёмкость баков рассчитывается по формуле

$$V_{\text{Б}} = \tau_{\text{ЗАП}} \cdot G_{\text{ПВ}} = \tau_{\text{ЗАП}} \cdot n_{\text{БЛ}} \cdot G_{\text{К}}^{\text{НОМ}}, \text{ м}^3$$

Первое условие: подача и количество насосов, откачивающих воду из баков обессоленной воды, должна обеспечивать одновременную нормальную подпитку цикла и 30% расхода питательной воды в наибольшей турбоустановке. Насосы устанавливаются в количестве не менее двух без резерва

$$G_{НАС} = \alpha_{УТ} \cdot n_{БЛ} G_{КОТ}^{НОМ} + \alpha_{ПУСК} \cdot G_{ПВ}, m/ч$$

Второе условие: ёмкость баков и подача насосов должны обеспечивать совмещённый пуск блоков:

- ◆ для ГРЭС трёх блоков по 200 МВт и двух блоков по 300 МВт и более;
- ◆ для ТЭЦ не более двух котлов наибольшей паропроизводительности.

Ориентировочно на пуск прямоточного котла требуется 30% расхода питательной воды и 15% на пуск барабанного котла.

Таким образом, подача насосов по второму условию

$$G_{НАС} = \alpha_{ПУСК} \cdot G_{ПВ} \cdot n_{БЛ}, m/ч$$

Обессоленная вода подаётся в конденсаторы турбин. Из этого условия выбирается необходимый напор насоса.

2. Выбор дренажных баков, баков слива из котлов и насосов к ним

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

На электростанциях устанавливается, как правило, на каждые 4-6 котлов один общий бак слива ёмкостью 40-60 м³.

К каждому баку слива из котлов устанавливается по одному насосу, подача которого должна обеспечить откачку сливаемой воды в течение 1-1,5 ч. в баки запаса конденсата или на очистные сооружения (НТП).

3.10 Методика выбора подогревателей сетевой воды и конденсатных насосов к ним

1. Выбор подогревателей сетевой воды

Согласно НТП производительность основных подогревателей сетевой воды на ТЭЦ выбирается по номинальной величине тепловой мощности теплофикационных отборов.

Подогрев сетевой воды в ОСП выполняется преимущественно в двух ступенях.

Тип сетевых подогревателей обычно указывается в перечне теплообменного оборудования паротурбинной установки, поставляемого в комплекте с турбиной.

Из справочных материалов выписывается номинальная тепловая мощность отопительных отборов турбины, по которой подбираются типоразмеры сетевых подогревателей, и выписываются их основные технические характеристики.

2. Выбор конденсатных насосов сетевых подогревателей

Конденсатные насосы сетевых подогревателей при двухступенчатом подогреве выбираются с резервным насосом на первой ступени подогрева, при одноступенчатом подогреве устанавливаются два конденсатных насоса без резерва (НТП).

Подача рабочих насосов и первой и второй ступеней подогрева выбирается по суммарному расходу пара в отбор. При установке по одному рабочему насосу на каждой ступени подогрева устанавливается один резервный насос на первой ступени. При установке двух рабочих насосов на каждой ступени подогрева устанавливается один резервный насос на первой ступени подогрева с подачей равной подаче одного рабочего насоса.

Напор насосов выбирается по условию закачки конденсата сетевых подогревателей в линию основного конденсата турбины.

При выборе конденсатных насосов сетевых подогревателей необходимо определить расход пара в отопительные отборы турбины

$$\sum G_{ОТ} = G_{ОТ}^{НО} + G_{ОТ}^{ВО}, m/ч$$

Давление в линии основного конденсата подсчитывается с учётом гидравлических сопротивлений подогревателей низкого давления.

По справочным материалам выбирается типоразмер насоса и выписываются его основные технические характеристики.

3.11 Методика выбора сетевых насосов

Сетевые насосы принимаются как групповые (не привязанные к турбоустановкам), так и индивидуальные:

- ◆ при групповой установке 3-х и менее рабочих сетевых насосов дополнительно устанавливается один резервный насос, при установке 4-х рабочих сетевых насосов и более резервные насосы не устанавливаются;
- ◆ при установке сетевых насосов индивидуально у турбин число рабочих насосов принимается по два у каждой турбины производительностью 50% каждый, при этом на складе предусматривается один резервный сетевой насос для всей электростанции или один на каждый тип сетевых насосов (НТП).

Подача сетевых насосов определяется по расчётному расходу сетевой воды.

В связи с упрощением конструкций сетевых подогревателей давление воды в подогревателях ограничено 0,79 МПа (8 кгс/см²). Требуемое давление воды в тепловых сетях 1,8÷2,2 МПа. В связи с этим применяется двухступенчатая перекачка сетевой воды.

Напор сетевых насосов первой ступени выбирается по условию преодоления сетевых подогревателей и создания необходимого кавитационного запаса на всасе насосов второй ступени

$$H_{CH}^I = \Delta H_{СП} + \Delta h^{КАВ.ЗАП}, м.вод.ст$$

Напор сетевых насосов второй ступени выбирается по требуемому давлению в тепловых сетях.

Расчётный расход сетевой воды в тепловых сетях подсчитывается как сумма расчётного расхода её на отопление и на горячее водоснабжение.

Расчётный расход воды на отопление

$$G_{CB}^{OT} = \frac{Q_{OT} \cdot 10^3}{c \cdot (t_{PP} - t_{OB})}, м / ч$$

Расчётный расход воды на горячее водоснабжение для закрытых систем теплоснабжения зависит от схемы включения подогревателей горячего водоснабжения.

Водонагреватели в зависимости от величины соотношения максимального часового расхода тепла на горячее водоснабжение

$$Q_{ГВ}^{MAX} = 2 \cdot Q_{ГВ}$$

и максимального часового расхода тепла на отопление Q_{OT} присоединяют:

- а) при $Q_{ГВ}/Q_{OT} \leq 0,6$ по двухступенчатым последовательной и смешанной схемам;
- б) при $0,6 < Q_{ГВ}/Q_{OT} < 1,2$ по двухступенчатой смешанной схеме;
- в) при $Q_{ГВ}/Q_{OT} \geq 1,2$ по параллельной схеме.

Расход сетевой воды на горячее водоснабжение для всех схем включения подогревателей рассчитывается по формуле

$$G_{CB}^{ГВ} = q_T^P \cdot Q_{ГВ}, м / ч$$

где q_T – удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение, т/Гкал;

- ◆ для смешанной схемы $q_T = 16,5$ т/Гкал (при $t_{PP} = 150^\circ\text{C}$) и $q_T = 16$ т/Гкал (при $t_{PP} = 130^\circ\text{C}$);
- ◆ для параллельной схемы $q_T = 28,8$ т/Гкал при различных значениях t_{PP} ;
- ◆ для последовательной схемы $q_T = 18,7$ т/Гкал (при $t_{PP} = 150^\circ\text{C}$) и $q_T = 18,1$ т/Гкал (при $t_{PP} = 130^\circ\text{C}$).

При выборе сетевых насосов сначала определяется схема включения водонагревателей и рассчитывается расход сетевой воды на горячее водоснабжение. Затем находится расход сетевой воды на отопление и расчётный расход сетевой воды в тепловых сетях от ТЭЦ по формуле

$$G_{CB}^{ТЭЦ} = G_{CB}^{OT} + G_{CB}^{ГВ}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

количество

$$n_{CH} = \frac{G_{CB}^{ТЭЦ}}{G_{CH}}$$

Далее рассчитывается напор сетевых насосов 1-ой степени и принимается их типоразмер и количество.

Из справочных материалов выписываются основные технические характеристики сетевых насосов.

3.12 Методика выбора оборудования подогрева сырой воды на ХВО

1. Расчёт производительности ХВО для подпитки котлов ГРЭС и отопительных ТЭЦ

Расчётную производительность обессоливающей или испарительной установки для конденсационных электростанций и отопительных ТЭЦ следует принимать равной 2% паропроизводительности устанавливаемых котлов. Производительность общестанционной испарительной установки или величина дополнительной производительности ($G^{ДОП}$, т/ч) обессоливающей установки (сверх 2%) принимается:

- ♦ для электростанции с прямоточными котлами в соответствии с таблицей

Мощность блоков, МВт	Дополнительная производительность установки, т/ч
200, 250, 300	25
500	50
800	75

- ♦ для электростанции с барабанными котлами – 25 т/ч.

На газомазутных электростанциях, при использовании пара на разогрев мазута без возврата конденсата для покрытия потерь химвобессоленной водой, производительность химвобессоливающей установки увеличивается на 0,15 т на каждую тонну сжигаемого мазута (НТП).

$$G_{ХОВВ}^{П/К} = 0,02 \cdot G_{КОТ} + G^{ДОП} + 0,15 \cdot B_{МАЗ}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где $G_{КОТ}$ – суммарная паропроизводительность всех установленных котлов, т/ч;

$B_{МАЗ}$ – количество мазута, сжигаемого на ТЭС при номинальной производительности котлов, т/ч.

2. Расчёт производительности ХВО для подпитки котлов ТЭЦ с отдачей пара на производство

Производительность водоподготовительной установки, для ТЭЦ с отдачей пара на производство, рассчитывается исходя из покрытия внутристанционных потерь конденсата в размере 2% установленной паропроизводительности котельной, покрытия потерь конденсата на производстве с 50%-ным запасом на невозврат конденсата и покрытия потерь с продувкой котлов и испарителей, а для мазутных ТЭЦ с учётом потерь конденсата на мазутном хозяйстве (НТП).

где $G_{КОТ}$ – суммарная паропроизводительность всех установленных котлов, т/ч;

β – потери конденсата на производстве (в долях);

$G_{П}$ – отпуск пара на производство, т/ч;

$$G_{ХОВВ}^{П/К} = 0,02 G_{КОТ} + 1,5 \cdot \beta \cdot G_{П} + \alpha_{СК} \cdot G_{КОТ} + 0,15 B_{МАЗ}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

$\alpha_{СК}$ – доля сброса продувочной воды котлов в канализацию.

3. Расчёт производительности ХВО для подпитки теплосети ТЭЦ с закрытой системой теплоснабжения

Производительность ХВО принимается 0,75% от объёма воды в тепловых сетях и 0,5% от объёма воды в транзитных магистралях

$$G_{ХОВ}^{П/ТС} = 0,0075 \cdot v_{ТС} + 0,005 \cdot v_{ТР.М}, m / ч$$

где $v_{ТС}$, $v_{ТР.М}$ – объём тепловых сетей, объём транзитных магистралей (учитывается при их наличии).

Объём тепловых сетей рассчитывается по формуле

$$v_{ТС} = q \cdot Q_{ТЭЦ}, M^3$$

где $q=50$ м³/Гкал/ч при наличии транзитных магистралей, а при их отсутствии $q=65$ м³/Гкал/ч (НТП).

4. Расчёт производительности ХВО для подпитки теплосети ТЭЦ с открытой системой теплоснабжения

Производительность ХВО принимается 0,75% от объёма воды в тепловых сетях и 0,5% от объёма воды в транзитных магистралях и плюс расчётный среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение за отопительный период с коэффициентом 1,2

$$G_{ХОВ}^{П/ТС} = 0,0075 \cdot v_{ТС} + 0,005 \cdot v_{ТР.М} + 1,2 \cdot G_{ГВ}, m / ч$$

где $G_{ГВ}$ – расход воды на горячее водоснабжение, т/ч

$$G_{ГВ} = \frac{Q_{ГВ} \cdot 10^3}{c \cdot (t_{ГВ} - t_X)}, m / ч$$

где c – удельная теплоёмкость воды ($c=4,19$).

5. Расчёт расхода сырой воды на ХВО

Расход сырой воды на ХВО определяется по формуле

$$G_B = 1,25 \cdot G_{ХОВ}^{П/ТС} + 1,4 G_{ХОВВ}^{П/К}, m / ч$$

где 1,25 и 1,4 – коэффициенты, учитывающие собственные нужды ХВО.

Сырая вода на ХВО подаётся насосами сырой воды через подогреватели и охладители производственного конденсата (на ТЭЦ с отдачей пара на производство), поэтому в схеме подогрева сырой воды могут быть установлены как пароводяные, так и водоводяные подогреватели.

Подогреватели выбираются по расходу сырой воды, давлению в трубной системе, давлению в корпусе подогревателя.

В качестве пароводяных теплообменников возможно применение подогревателей сетевой воды вертикального типа (ПСВ).

Насосы сырой воды выбираются по условию подачи воды на ХВО. Напор насосов сырой воды принимается приблизительно 30÷60м.

Количество рабочих насосов сырой воды рассчитывается по формуле

$$n = \frac{G_B}{G_{НАС}}$$

При установке четырёх насосов и более резервные насосы не устанавливаются. В качестве насосов сырой воды обычно устанавливаются насосы типа Д.

3.4 Расчёт основных характеристик и выбор оборудования топливного хозяйства станции.

В зависимости от заданного вида топлива рассчитывается следующее оборудование:

- ♦ для жидкого топлива

ёмкость мазутохранилища, тип и количество основных мазутных насосов, насосов циркуляционного разогрева, диаметр основных мазутопроводов;

◆ для твёрдого топлива

определение ёмкости склада топлива, площади склада, часовой производительности топливоподачи, ширины ленточных конвейеров.

Ёмкость мазутохранилища для ТЭС, где мазут является основным, резервным или аварийным топливом, принимается по таблице НТП, п. 4.2.25

Таблица 1

Мазутохозяйство	Ёмкость резервуаров
Основное для электростанции на мазуте: при доставке по железной дороге при подаче по трубопроводам	на 15- суточный расход на 3- суточный расход
Резервное для электростанции на газе	на 10- суточный расход
Аварийное для электростанции на газе	на 5- суточный расход
Для пиковых водогрейных котлов	на 10- суточный расход

Растопочное мазутное хозяйство выполняется для электростанций на твердом топливе с общей производительностью котлов:

- более 8000 т/ч – с тремя резервуарами емкостью по 3000 м³;
- от 4000 до 8000 т/ч – с тремя резервуарами емкостью по 2000 м³;
- менее 4000 т/ч – с тремя резервуарами емкостью по 1000 м³.

Примечание. Для ТЭС на твердом топливе с мазутными ПВК ёмкость совмещенного мазутохранилища определяется по расходу на водогрейные котлы с учетом запаса мазута на растопку и подсветку.

Объем стальных и железобетонных типовых резервуаров для мазута: 100, 200, 500, 1000, 2000, 3000, 5000, 10000, 20000, 30000, 50000 м³.

Ёмкость мазутохранилища для основного мазутного хозяйства определяется по формуле

$$V=20 \cdot n_{Э} \cdot B_{Э} \cdot t \cdot \gamma + 24 \cdot n_{ПВК} \cdot B' \cdot t' \cdot \gamma, \text{ м}^3$$

где $n_{Э}$ - количество установленных энергетических котлоагрегатов;

$B_{Э}$ - часовой расход мазута на 1 котлоагрегат, т/ч;

t - запас мазута в мазутохранилище для энергетических котлов, сут;

B' - часовой расход мазута на водогрейные котлы при $t_{СР}^{ХОЛ}$, т/ч;

t' - запас мазута в мазутохранилище для ПВК;

γ - удельный вес мазута, т/м³; принимается равным 1 т/м³

$n_{ПВК}$ - число установленных ПВК.

Подача мазута к энергетическим и водогрейным котлам из основного мазутного хозяйства производится по двум магистралям, рассчитанным каждая на 75 % номинальной производительности с учетом рециркуляции.

Производительность насосов мазутного хозяйства при выделенном контуре циркуляционного подогрева

$$Q=(n_{Э} \cdot B_{Э} + n_{ПВК} \cdot B') \cdot K_I \cdot v, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $n_{Э}$ и $n_{ПВК}$ - количество энергетических и водогрейных котлов;

$B_{Э}$ и B' - часовой расход мазута на энергетический и водогрейный котел, т/ч;

v - удельный объем мазута принимается равным 1 м³/т;

K_I - коэффициент учитывающий рециркуляцию мазута, принимается равным 1,1÷1,4.

Производительность насосов циркуляционного разогрева с достаточной точностью может быть принята 50% от производительности основных насосов

$$Q_{ЦР}=0,5 \cdot Q, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Диаметр мазутопроводов из насосной в котельную

$$d_m = 18,8 \sqrt{\frac{0,75 \cdot Q}{W_M}}, \text{ мм}$$

где Q - расход мазута, м³/ч;

W_M - скорость мазута в трубопроводе, принимается 1,5÷2,0 м/с.

1. Необходимая площадь склада нетто F_H (без учета разрывов и проездов) определяется:

$$F_H = \frac{V}{K \cdot H_M \cdot \gamma_V}, \text{ м}^2$$

где V - емкость склада, т; ёмкость склада подсчитывается по формуле

$$V = 24(B_{\text{Э}} n_{\text{Э}} + B_{\text{ПВК}} n_{\text{ПВК}}) t, \text{ т}$$

где n - число рабочих котлоагрегатов;

B - расход топлива котлоагрегатом при номинальной нагрузке, т/ч;

t - запас топлива на складе (сутки), принимается по вышеизложенным рекомендациям;

K - коэффициент, зависящий от формы и размеров штабеля, принимается для штабеля:

- трапецеидального сечения $\sim 0,75 - 0,8$;

- треугольного сечения $\sim 0,45$;

- радиально-скреперного склада $- 0,65$.

H_M - максимальная высота штабеля, устанавливаемая с учетом вида топлива и намечаемого складского оборудования, м. Максимальная высота штабеля принимается для складов, обслуживаемых мостовыми кранами перегружателями $H_M = 17\text{м}$, колесными скреперами $- H_M = 20\text{ м}$.

γ_V - объемный вес топлива, уплотненного в штабеле, т/м³.

$$\gamma_V = (1,1 \div 1,2) \gamma_{ТН}, \text{ т/м}^3,$$

где $\gamma_{ТН}$ - объемный (насыпной) вес топлива, принимается по табл. 1.5 [1].

Площадь склада $F_{БР}$ (с учетом разрывов и проездов) принимается равной

$$F_{БР} = (1,3 \div 1,5) F_H, \text{ м}^2.$$

2. Подача твердого топлива в котельную

Согласно НТП, п. 4.1.12 подача топлива в котельную осуществляется, как правило, двухниточной системой ленточных конвейеров, рассчитанных на трёхсменную работу, из которых одна нитка является резервной; при этом, должна быть обеспечена возможность одновременной работы обеих ниток системы. Для электростанций $N = 4000$ МВт и выше или при расходе топлива более 2000 т/ч топливоподача выполняется с двумя самостоятельными вводами в главный корпус. Угол наклона ленточных конвейеров принимается не более 18° для всех видов твердого топлива. Часовая производительность каждой нитки равняется часовой производительности топливоподачи (см. НТП, п. 4.1.21).

Расчетная часовая производительность каждой нитки ленточных конвейеров определяется по формуле:

$$Q_{\text{ЧАС}} = 1,1 \cdot (B_{\text{Э}} \cdot n_{\text{Э}} + B_{\text{ПВК}} \cdot n_{\text{ПВК}}), \text{ т/ч}$$

Ширина ленты конвейера определяется по формуле:

$$b = \sqrt{\frac{Q_{\text{ЧАС}}}{K_{\varphi} \cdot K_{\beta} \cdot W \cdot \gamma_{ТН}}}; \text{ м}$$

K_{φ} - коэффициент зависящий от угла наклона f боковых роликов верхней опоры:

- $K_{\varphi} = 295$ принимается при $f = 20^\circ$;

- $K_{\varphi} = 355$ принимается при $f = 30^\circ$.

W - скорость ленты м/с по табл.1.

K_{β} - коэффициент учитывающий наклон конвейера.

Таблица 1 Скорость ленты в зависимости от её ширины

Транспортируемое топливо	Скорость ленты в м/с при ширине в мм.					
	400	500	650	800-1000	1200-1600	2000
Рядовой уголь, фрезерный торф, сланцы.	<u>1,0</u>	<u>1,5</u>	<u>1,75</u>	<u>2,0</u>	<u>2,5</u>	<u>2,5</u>
	1,5	2,0	2,5	3,0	3,0	3,0

Примечание: в числителе – номинальные значения, в знаменателе – максимальные.

Ориентировочная производительность конвейера в зависимости от ширины ленты определяется по табл. 13.

Таблица 2. Производительность конвейера в зависимости от ширины ленты

Производительность конвейера, т/ч	до 300	350-450	500-600	700-900	1000-1200	>1200
Ширина ленты, мм	800	1000	1200	1400	1600	2000

Таблица 3. Зависимость коэффициента K_{β} от угла наклона конвейера

Угол наклона конвейера	0-10	11-12	13-14	15-16	17-18
Коэффициент K_{β}	1,0	0,98	0,96	0,95	0,92

Ширина конвейерных лент принимается из стандартного ряда: 400, 500, 600, 650, 700, 750, 800, 900, 1000, 1100, 1200, 1400, 1600, 1800, 2000.

Найденную ширину ленты по вышеприведенной формуле необходимо увеличить на 200-300мм во избежание ссыпания топлива через края ленты.

3.5 Выбор оборудования системы пылеприготовления.

При разработке проекта электростанции на твёрдом топливе, выбирается и обосновывается система пылеприготовления, указывается ее оборудование, приводится описание.

При выборе оборудования необходимо делать ссылки на используемую литературу с указанием страниц, таблиц и рисунков.

3.6 Расчёт и выбор тягодутьевых установок.

По заданию руководителя производится расчёт и выбор дымососа или вентилятора.

1. Количество тягодутьевых машин.

Согласно п. 5. 13. [1] для котлов производительностью 500 т/ч и менее, а также для каждого котла дубль-блока устанавливаются один дымосос и один вентилятор. Установка двух дымососов и двух вентиляторов допускается только при соответствующем обосновании. При установке на котел двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов производительность каждого из них выбирается по 50%. Для котлов на АШ и тощих углях в случае работы одного дымососа или одного дутьевого вентилятора должна быть обеспечена нагрузка котла не менее 70%.

2. Выбор типоразмеров тягодутьевых машин

Выбор производится предварительно по сводным графикам характеристик тягодутьевых машин [7], рис. VII - 30÷VII-38 и затем окончательно по аэродинамическим характеристикам машин [7], рис. VII - 39÷VII - 95 на основании Q_p (расчетной производительности машины, м³/ч) и H_p^{IP} (приведенного полного давления машины, кгс/м²). Причем, согласно п. 5. 12 [1] при номинальной нагрузке котла дымососы должны работать при КПД не ниже 90 % максимального значения, а вентиляторы – не ниже 95 %.

Заводские характеристики тягодутьевых машин см.[9], табл. 7.12 [15].

Q_p и H_p^{IP} определяются в результате проведения аэродинамического расчета котельной установки см.[7]. Ниже приводятся рекомендации по выбору тягодутьевых машин, если аэродинамический расчет не производился.

1. Расчетная производительность машины определяется по формуле

$$Q_p = \beta_1 \cdot V \frac{760}{h_{БАР}} \text{ м}^3/\text{ч},$$

где β_1 - коэффициент запаса по производительности для дымососов и для вентиляторов, $\beta_1=1,1$ [1], п. 5.12;

$h_{БАР}$ - барометрическое давление, принимается по рис. 2-6 [7] (при отсутствии специального задания); если высота местности над уровнем моря не превышает 100 м, то принимается $h_{БАР}=760$ мм.рт.ст.;

V - расход газов или воздуха при номинальной нагрузке котлоагрегата, $\text{м}^3/\text{ч}$.

При установке двух машин расход через каждую машину равен $Q_p/2$

Для дымососа

$$V = V_{Д} = B_p (V_{Г.УХ} + \Delta\alpha \cdot V^0) \frac{\vartheta_{Д} + 273}{273} \text{ м}^3/\text{ч},$$

где B_p - расчетный расход топлива с учетом механического недожога

$$B_p = B \frac{(100 - q_4)}{100} \text{ кг/ч};$$

$\Delta\alpha$ - присос воздуха в газоходах и золоуловителях котельной установки на участке "выход из воздухоподогревателя - вход в дымосос", принимается по табл. XVI [6], длина газоходов принимается по аналогии с однотипными котлоагрегатами;

$\vartheta_{Д}$ - температура дымовых газов у дымососа, при величине присоса за воздухоподогревателем $\Delta\alpha \leq 0,1$, принимается равной температуре газов за воздухоподогревателем (температура уходящих газов), которая выбирается в 5. 1. При присосе за воздухоподогревателем $\Delta\alpha > 0,1$ она определяется по приближенной формуле [7], 2.29.

$$\vartheta_{Д} = \frac{\alpha_{УХ} \cdot \vartheta_{УХ} + \Delta\alpha \cdot t_{ХВ}}{\alpha_{УХ} + \Delta\alpha} \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $\alpha_{УХ}$ и $\vartheta_{УХ}$ - избыток воздуха в уходящих газах (за воздухоподогревателем) и их температура;

$t_{ХВ}$ - температура холодного воздуха (принимается, если нет специальных указаний, равной 30°C).

При установке мокрых золоуловителей температура и объем газов перед дымососом рассчитываются с учетом указаний [7], §2 - 43.

$V_{Г.УХ}$ - объем продуктов горения на 1 кг топлива при избытке воздуха $\alpha_{УХ}$ за воздухоподогревателем определяется по формуле

$$V_{Г.УХ} = V_{Г}^0 + 1,0161 V^0 (\alpha_{УХ} - 1) \text{ нм}^3/\text{кг}$$

или $V_{Г.УХ} = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha_{УХ} - 1)V^0 \text{ нм}^3/\text{кг}$,

где $V_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{УХ} - 1)V^0 \text{ нм}^3/\text{кг}$

(действительный объем водяных паров при избытке воздуха $\alpha_{УХ}$);

$V_{Г}^0, V_{RO_2}^0, V_{N_2}^0, V_{H_2O}^0, V^0$ - теоретические объемы дымовых газов, трехатомных газов, азота, водяных паров, образующихся при полном сгорании 1 кг топлива и воздуха, необходимого для полного сгорания 1 кг топлива. Эти величины принимаются для "табличного" топлива по [6], табл. XI, XII, в других случаях подсчитываются по формулам гл. 4 [6], для чего необходимо располагать характеристикой энергетического состава топлива.

Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{УХ}$ определяется по формуле

$$\alpha_{УХ} = \alpha_T + \Delta\alpha_{ПЕ} + \Delta\alpha_{ПЗ} + \Delta\alpha_{ЭК} + \Delta\alpha_{ВП},$$

где α_T - коэффициент избытка воздуха на выходе из топки, принимается по [6], табл. XVII, XVIII, XIX, XX (для мазута принимается $\alpha_T = 1,02 \div 1,03$) согласно §17, 23 [2].

Примечание. При наличии вторичного пароперегревателя, вторых ступеней экономайзера и воздухоподогревателя необходимо учесть присосы воздуха и в газоходах этих поверхностей нагрева.

$\Delta\alpha_{ПЕ}, \Delta\alpha_{ПЗ}, \Delta\alpha_{ЭК}, \Delta\alpha_{ВП}$ – присосы в газоходах пароперегревателя, переходной зоны, экономайзера и воздухоподогревателя соответственно конкретной конструкции котлоагрегата принимаются по [6], табл. XVI.

Для котлов, работающих под наддувом, коэффициент избытка воздуха на участке тракта от топки до воздухоподогревателя принимается постоянным. Величина перетечки воздуха из воздушной в газовую сторону воздухоподогревателя учитывается при работе под наддувом так же, как и при уравновешенной тяге.

2. Приведенное расчетное полное давление машины определяется по формуле

$$H_{ПР} = K\rho \cdot H_P \text{ кг/м}^2,$$

где $K\rho$ – коэффициент приведения расчетного давления машины к условиям, для которых построена заводская характеристика машины, определяется по следующей формуле:

$$K\rho = \frac{0,132}{\rho_0} \times \frac{T}{T_{ЗАВ}} \times \frac{760}{h_{БАР}},$$

где ρ_0 – плотность газов при 0°C и 760 мм.рт.ст.;

для газов $\rho_0 = 0,132M\rho \text{ кгс}\cdot\text{с}^2/\text{м}^4$;

$M\rho$ находится по [7], рис. VII – 26 в зависимости от парциального давления водяных паров:

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{Г.УХ}},$$

где V_{H_2O} и $V_{Г.УХ}$ – определяются при $\alpha_{УХ}$; в случае установки мокрых золоуловителей V_{H_2O} и $V_{Г.УХ}$ рассчитываются с учетом указаний [7], §2-43;

T - абсолютная температура газов у дымососа (при номинальной нагрузке котла), К;

$T_{ЗАВ}$ - абсолютная температура газов по заводской характеристике машины, принимается по [7], рис. VII – 30 + VII – 36, К;

H_P кг/м²- расчетное полное давление машины, определяется по следующей формуле:

$$H_P = \beta_2 \cdot \Delta H_{П} \text{ кг/м}^2,$$

где β_2 – коэффициент запаса по давлению, принимается равным 1,2 - для дымососов [1] п. 5.12;

$\Delta H_{П}$ кг/м² - перепад полных давлений в тракте при номинальной нагрузке парогенератора; $\Delta H_{П}$ определяется при аэродинамическом расчете котельной установки.

Если аэродинамический расчет не производится, то $\Delta H_{П}$ принимается по справочным материалам (заводские расчеты и др.), если данное топливо, компоновка котельной установки соответствуют справочным данным.

Для учебных целей (в случае отсутствия справочных данных по сопротивлениям котельной установки) сопротивлением (перепадом полных давлений H_P) следует задаться по аналогии с подобным котлом (после согласования с руководителем проекта).

Методика расчёт и выбора типа и количества дутьевых вентиляторов

Для дутьевого вентилятора:

По температуре воздуха на входе в воздухоподогреватель (см. 5.1) решается вопрос о необходимости или рециркуляции горячего воздуха на всас дутьевого вентилятора, или установки перед воздухоподогревателями паровых калориферов для подогрева холодного воздуха до необходимой температуры:

а) рециркуляции горячего воздуха нет:

$$V = V_{XB} = B_p \cdot V^0 (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{ПЛ.У} + \Delta\alpha_{ВП}) \frac{t_{XB} + 273}{273} \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $\Delta\alpha_T, \Delta\alpha_{ПЛ.У}$ - соответственно присосы воздуха в топке и пылеприготовительной установке, принимаются по [6], табл. XVI.

Остальные величины принимаются или рассчитываются, как указано выше.

Температура холодного воздуха на входе в вентилятор при отсутствии рециркуляции горячего воздуха на всас вентилятора, а также если нет специальных указаний, принимается $t_{XB} = 30^\circ\text{C}$.

При подогреве воздуха в паровых калориферах перед входом его в 1-ю ступень воздухоподогревателя расход воздуха определяется по вышеприведенной формуле, причем температура холодного воздуха принимается равной 30°C ;

б) при наличии рециркуляции горячего воздуха (без специального вентилятора для рециркуляции):

$$V = V_{XB} = B_p \cdot V^0 (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{ПЛ.У} + \Delta\alpha_{ВП} + \beta_{РЦ}) \frac{t'_{ВП} + 273}{273} \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Обозначение величин в формуле (кроме $\beta_{РЦ}$) и их определения смотрите выше.

$\beta_{РЦ}$ - относительное количество рециркулирующего горячего воздуха, определяется по следующей формуле:

$$\beta_{РЦ} \cong (\beta''_{ВП} + \Delta\alpha_{ВП}) \frac{t'_{ВП} - t_{XB}}{t_{ГВ} - t'_{ВП}},$$

где $\beta''_{ВП}$ - отношение расхода воздуха на выходе из воздухоподогревателя к теоретически необходимому, определяется по формуле

$$\beta''_{ВП} = \alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{ПЛ.У};$$

$t'_{ВП}$ - температура предварительно подогретого воздуха на входе в воздухоподогреватель, $^\circ\text{C}$;

t_{XB} - температура холодного воздуха, при отсутствии специальных указаний принимается $t_{XB} = 30^\circ\text{C}$;

$t_{ГВ}$ - температура горячего воздуха на выходе из последней ступени воздухоподогревателя, $^\circ\text{C}$, принимается по указаниям п. 5.1.

Приведенное расчетное полное давление машины определяется по формуле

$$H_{ПР} = K\rho \cdot H_p \text{ кг/м}^2,$$

где $K\rho$ - коэффициент приведения расчетного давления машины к условиям, для которых построена заводская характеристика машины, определяется по следующей формуле:

$$K\rho = \frac{0,132}{\rho_0} \times \frac{T}{T_{ЗАВ}} \times \frac{760}{h_{БАР}},$$

где ρ_0 - плотность воздуха при 0°C и 760 мм.рт.ст.; для воздуха $\rho_0 = 0,132 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$

T - абсолютная температура воздуха (при номинальной нагрузке котла), К;

$T_{ЗАВ}$ - абсолютная температура воздуха по заводской характеристике машины, принимается по [7], рис. VII - 30÷VII - 36, К;

H_p кг/м^2 - расчетное полное давление машины, определяется по следующей формуле:

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H_{П} \text{ кг/м}^2,$$

где β_2 - коэффициент запаса по давлению, принимается равным 1,15 - для вентиляторов, [1] п. 5.12;

$\Delta H_{П}$ кг/м^2 - перепад полных давлений в тракте при номинальной нагрузке парогенератора; $\Delta H_{П}$ определяется при аэродинамическом расчете котельной установки.

Если аэродинамический расчет не производится, то $\Delta H_{П}$ принимается по справочным материалам (заводские расчеты и др.), если данное топливо, компоновка котельной установки соответствуют справочным данным.

Для учебных целей (в случае отсутствия справочных данных по сопротивлениям котельной установки) сопротивлением (перепадом полных давлений H_p) следует задаться по аналогии с подобным котлом (после согласования с руководителем проекта).

3.7 Расчёт и выбор дымовой трубы

При расчете высоты трубы должно учитываться суммарное действие сернистого ангидрида SO_2 и окислов азота NO_2 в атмосфере, и высота трубы определяется по формуле

$$h_{TP} = P_n \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \left(\frac{M_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \right)^3 \sqrt{\frac{N}{V_{CEK} \cdot \Delta T}}}, м$$

где P_n - поправочный коэффициент для расчета многоствольных труб, зависящий от числа стволов в трубе n , отношения расстояния между ближайшими стволами на выходе t к диаметру ствола d_0 и от наклона выходного участка ствола к вертикальной оси α (см. табл. 1).

Таблица 1 Значение коэффициента P_n

α	Трехствольная труба $n=3$			Четырехствольная труба $n=4$			
	t/d_0						
	1,2	1,5	1,8	1,3	1,6	2,0	2,4
0°	-	1,12	1,14	1,0	1,04	1,1	1,16
8°	1,02	1,13	1,2	1,0	1,0	1,04	-
16°	-	-	-	1,0	1,02	1,04	1,1

Для одноствольных труб коэффициент $P_n=1$.

A - коэффициент, зависящий от температурной стратификации - слоистого строения атмосферы, $сек^{2/3} \cdot град^{1/3}$;

а) 250 - для районов Средней Азии южнее 40° с.ш., Бурятии и Читинской области;

б) 200 - для Европейской территории бывшего СССР: районов России южнее 50° с.ш., остальных районов Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии; Азиатской территории бывшего СССР: Казахстана, Дальнего Востока и остальной территории Сибири и Средней Азии;

в) 180 - для Европейской территории бывшего СССР и Урала от 50 до 52° с.ш. за исключением попадающих в эту зону перечисленных выше районов и Украины;

г) 160 - для Европейской территории бывшего СССР и Урала севернее 52° с.ш. (за исключением центра европейской территории страны), а также для Украины (для расположенных на Украине источников высотой менее 200 м. в зоне от 50 до 52° с.ш. - 180, а южнее 50° с.ш. - 200);

д) 140 - для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской, Ивановской областей.

Для других территорий величины A должны приниматься соответствующими значениям коэффициента A для районов со сходными климатическими условиями турбулентного обмена.

F - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примеси в атмосфере, для SO_2 и NO_2 $F=1$; для золы уноса при степени улавливания более 90% $F=2$, менее 90% $F=2,5$;

m - коэффициент, учитывающий условие выхода из устья трубы.

В зависимости от скорости выхода газов из трубы m определяется по табл. 2.

Таблица 2

$W_0, м/с$	10-15	15-20	20-25	25-30	30-35
m	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8

Скорость газов в устье трубы

$$W_0 = \frac{V_{CEK}}{N \cdot F_v} = \frac{4 \cdot V_{CEK}}{N \cdot \pi \cdot d_0^2}, м/с$$

где V_{CEK} – секундный расход удаляемых газов, m^3/c ;

N - число труб, шт.;

d_o - диаметр устья, м.

$$V_{CEK} = \frac{V_d \cdot n_{кот}}{3600}, m^3 / c$$

где V_d - расход газов у дымососов котлоагрегата, $m^3/ч$

$n_{кот}$ – количество котлов, установленных на электростанции

После расчёта W_0 проверить соответствие высоты дымовой трубы скорости по таблице 3.

Оптимальные скорости газов на выходе из дымовой трубы принимаются для расчетов в зависимости от высоты трубы в соответствии с табл. 3.

Таблица 3

Высота трубы, м	150-180	250	330	360
Оптимальная скорость, м/с	20-25	25-30	30-35	35-40

Ориентировочная высота труб и диаметр устья в зависимости от мощности станции и типа установленного оборудования принимаются по табл. 4.

Таблица 4 Дымовые трубы для ТЭЦ

Количество и производительность котлов, шт. х т/ч	Количество труб, шт.	Высота, м	Диаметр устья, м
2 х 950	1	180	8,4
4 х 950; 9 х 420	2	180	8,4
8 х 320; 8 х 420	2	180	7,2
5 х 480	2	150	7,2
6 х 320; 6 х 420; 7 х 320; 7 х 420	2	150	6,0
5 х 420; 5 х 320; 4 х 420; 4 х 320; 3 х 480	1	150	7,2
3 х 420	1	120	6,0

Данные относятся как к твердому (уголь, торф), так и к газомазутному топливу (см. табл. 5).

Таблица 5 Дымовые трубы для КЭС

Мощность, МВт	Количество и производительность котлов, шт. х т/ч	Вид топлива	Дымовые трубы		Диаметр устья, м.
			Количество, шт.	Высота, м.	
1200	6х670	Твёрдое, газомазутное	2	180	7,2
1200	4х950	—«—	2	180	7,2
1800	6х950	—«—	2	250	8,4
2400	8х950	—«—	2	250	9,6
3000	6х1650	Каменный уголь	3	250	9,6
4000	8х1650	—«—	4	250	9,6
4000	8х1650	Бурый уголь	4	180	8,4
3200	4х2650	Каменный уголь, газомазутное	2	320	7,8
3200	4х2650	Бурый уголь	4	180	8,4
4800	6х2650	—«—	6	250	9,6
3600	4х950+3х2650	Каменный уголь, газомазутное	2	320	7,8

n - безразмерный коэффициент, определяется в зависимости от параметра v_M

$$v_M = 0,653 \sqrt{\frac{V_{\text{СЕК}} \cdot \Delta T}{h}}$$

где $V_{\text{СЕК}}$ - секундный расход удаляемых газов, м³/с;

ΔT - разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха самого жаркого месяца в полдень, °С,

$$\Delta T = t_{\text{Д}} - t_{\text{ЖМ}}, \text{ } ^\circ\text{С};$$

h - принятая высота трубы, м.

При $v_M < 0,3$ $n = 3$;

при $0,3 < v_M < 2$ $n = 3 - \sqrt{(v_M - 0,3)(4,36 - v_M)}$

при $v_M > 2$ $n = 1$;

ПДК_{SO2} - предельно допустимая концентрация сернистого ангидрида SO₂ (так как основное количество серы, около 99 %, сгорает до SO₂, выброс ее в атмосферу определяется по этому окислу),

$$\text{ПДК}_{\text{SO}_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3;$$

ПДК_{NO2} - предельно допустимая концентрация двуокиси азота NO₂,

$$\text{ПДК}_{\text{NO}_2} = 0,25 \text{ мг/м}^3;$$

M_{SO_2} - выброс SO₂ из котельной, г/с,

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot S^P \cdot B_{\text{СЕК}} \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2})(1 - \eta''_{\text{SO}_2})(1 - \frac{q_4}{100}), \text{ г/с}$$

где S^P - содержание серы на рабочую массу топлива, %, табл. I [2];

$B_{\text{СЕК}}$ - секундный расход топлива электростанцией, г/с;

$$B_{\text{СЕК}} = \frac{B \cdot n_{\text{кот}}}{3600}, \text{ кг/с}$$

B - часовой расход топлива котлоагрегатом, т/ч (принимается из расчёта расхода топлива);

$n_{\text{кот}}$ - количество котлов, установленных на электростанции

η'_{SO_2} - доля окислов серы, улавливаемых летучей золой в газоходах котла (см. табл. 6);

Таблица 6

Топливо	η'_{SO_2}
Канско-Ачинский бурый уголь	0,2
Экибастузский каменный уголь	0,02
Прочие твердые топлива	0,1
Мазут	0,02

η''_{SO_2} - доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителях.

Для сухих золоуловителей $\eta''_{\text{SO}_2} = 0$.

Для мокрых золоуловителей η''_{SO_2} принимается равным 0,015 ÷ 0,03.

Коэффициент 2 в формуле учитывает соотношение молекулярных масс SO₂ (64) и S (32).

M_{NO_2} - выброс NO₂ из котельной, г/с,

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot K \cdot B_{\text{СЕК}} \cdot Q_{\text{P}}^{\text{H}} \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) \cdot \beta_3 \cdot 10^{-3}, \text{ г/с}$$

β_1 - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива (содержание $N^{\text{Г}}$) и способ шлакозолоудаления, определяется по табл. 7.

Таблица 7

Топливо	Содержание $N^P, \%$	β_1	
Природный газ	-	0,85	
Мазут при $\alpha_T \geq 1,05$ при $\alpha_T < 1,05$	0,3-0,6	0,8	
	0,3-0,6	0,7	
Угли	<1,0 1 ÷ 1,4 1,4 ÷ 2,0 >2,0	Твёрдое шлакоудаление	Жидкое шлакоудаление
		0,55	0,8
		0,7	1,0
		1,0	1,4
		1,4	2,0

$$N^P = \frac{N^P \cdot 100}{100 - W^P - A^P} = \frac{0,6 \cdot 100}{100 - 8,5 - 22,9} = 0,87\%$$

Содержание в топливе азота, влаги и золы $N^P, \%$; $W^P, \%$; $A^P, \%$ табл. табл. I [2];

Q_H^P - низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, МДж/кг, табл. I [2];

K - коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1т сожжённого условного топлива, кг/т,

$$K = \frac{12 \cdot G_K}{200 + G_K}$$

где G_K - производительность котла, т/ч.

β_3 - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок,

для вихревых горелок $\beta_3 = 1$;

для прямоточных горелок $\beta_3 = 0,85$.

Примечание. Для некоторого упрощения формулы по определению M_{NO_2} в ней упрощен параметр β_2 , учитывающий воздействие рециркуляции газов на образование окислов азота.

Таблица 8 Унифицированный ряд типоразмеров дымовых труб

Высота труб, м	Диаметр на выходе d_0 , м															
	0,75	0,90	1,05	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	3,0	3,6	4,2	4,8	6,0	7,2	8,4	9,6
20																
25																
30																
35																
40																
45																
50																
60																
70																
80																
90																
100																
120																
150																
200																
250																
300																

1 – кирпичные или монолитные железобетонные; 2 – монолитные железобетонные.

3.8 Специальное задание.

В пояснительной записке слово «Спецзадание» не пишется, а пишется название этого задания и дается краткое описание (2-3 страницы).

Список использованных источников.

В списке указываются те источники, которые были использованы при работе над проектом. Первым номером указывается основная литература, использованная при расчетах. Литература указывается с указанием автора, года издания и издательства.

4 Методические указания по оформлению пояснительной записки

1 Нумерация страниц документа должна быть сквозная.

Титульный лист и листы, на которых располагают заголовки структурных частей работ «СОДЕРЖАНИЕ», «ВВЕДЕНИЕ», «ЗАКЛЮЧЕНИЕ», «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ», «ПРИЛОЖЕНИЯ», «РЕЦЕНЗИЯ», «ОТЗЫВ» не нумеруют, но включают в общую нумерацию работы.

2 При выполнении пояснительной записки должны быть **установлены поля**: левое – 30 мм; правое – 10 мм; верхнее – 20 мм и нижнее – 10 мм от текста до основной надписи.

3 Текст излагается на одной стороне белой писчей бумаги формата А4 (210 297) чётким и разборчивым почерком чёрными, синими и фиолетовыми чернилами. На каждой странице должно быть 28-30 строк и 60-64 знака в строке. Текст может выполняться печатным способом с использованием компьютера и принтера через одинарный интервал. Шрифт Times New Roman. Цвет шрифта должен быть чёрный, высота букв, цифр и других знаков – не менее 1,8 мм (размер шрифта не менее 12 пт). Разрешается использовать компьютерные возможности акцентирования внимания на определённых терминах, формулах, применяя шрифты разной гарнитуры (курсивное начертание, полужирное начертание и т.п.).

4 Заголовки структурных частей проекта «СОДЕРЖАНИЕ», «ВВЕДЕНИЕ», «ЗАКЛЮЧЕНИЕ», «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ», «ПРИЛОЖЕНИЯ», «РЕЦЕНЗИЯ», «ОТЗЫВ» и заголовки разделов основной части следует располагать в середине строки без точки в конце и писать (печатать) прописными буквами, не подчёркивая.

5 Заголовки подразделов и пунктов печатают строчными буквами (первая – прописная) с абзаца и без точки в конце. Заголовков не должен состоять из нескольких предложений. Переносы слов в заголовках не допускаются.

Расстояние между заголовками и текстом при выполнении работы печатным способом – 2 межстрочных интервала (межстрочный интервал равен 4,25 мм), расстояние между заголовками раздела и подраздела – 1,5 межстрочных интервала.

Каждый раздел нужно начинать с нового листа. Каждый раздел пояснительной записки обязательно делится на подразделы. В конце номера пункта раздела или подраздела **точка не ставится** (2.1 2.1.3).

6 В документе следует применять единицы физических величин **в системе СИ**, при необходимости в скобках указывают единицы ранее применявшихся систем, разрешенных к применению.

7 Формулы должны нумероваться в пределах раздела сквозной нумерацией арабскими цифрами, которые записывают на уровне формулы справа в круглых скобках. Ссылки в тексте на порядковые номера формул дают в скобках, например, ... в формуле (1.4).

Формулы и уравнения следует выделять из текста в отдельную строку. Выше и ниже каждой формулы и уравнения необходимо оставлять не менее одной свободной строки.

Формула пишется по левому краю с абзацным отступом. Размер шрифта символов в формуле может быть незначительно больше основного шрифта, используемого в тексте дипломного проекта.

При расчёте должны быть указаны наименования всех величин, обозначения и единицы измерений в системе СИ.

При расчете характеристик оборудования необходимо подробно указать определение величин, входящих в расчетные формулы.

8 Рисунки (иллюстрации) следует нумеровать в пределах раздела арабскими цифрами сквозной нумерацией и подписывать под рисунком его название, например, ... Рисунок 5.1 Схема регулирования.

Обязательно при использовании в работе заимствованных из литературы источников цитат, иллюстраций и таблиц указывать на ряду с порядковым номером источника номера страниц, иллюстраций и таблиц. Например: [2, с.21, таб. 5], где 2- номер источника в списке, 21 – номер страницы, 5 – номер таблицы; [3, с.45, рис. 7], где 3- номер источника в списке, 45 – номер страницы, 7 – номер рисунка.

9 Таблицы следует нумеровать в пределах раздела арабскими цифрами сквозной нумерацией. На все таблицы документа должны быть приведены ссылки в тексте документа, при ссылке следует писать слово «таблица» с указанием ее номера. Слово «Таблица» указывают слева над первой частью таблицы. При переносе части таблицы на ту же или другие страницы название помещают только над первой частью таблицы, над другими частями пишут слова «**Продолжение таблицы**» с указанием номера таблицы.

В конце заголовков и подзаголовков таблиц точка не ставится. Высота строк таблицы должна быть **не менее 8мм**.

5 Методические указания по оформлению графической части проекта

Графическая часть проекта выполняется на формате А1.

Условные обозначения оборудования в тепловой схеме должны соответствовать ГОСТу.

Тепловая схема выполняется цветными линиями с изображением разными цветами паропроводов, трубопроводов химически очищенной воды и конденсата, трубопроводов сетевой, циркуляционной и сырой воды в соответствии со стандартом:

- пар – красный;
- конденсат и питательная вода - зеленая;
- сетевая и циркуляционная вода – синяя;
- паро-воздушная смесь – черная сплошная и красная штриховая;
- оборудование – черное.

Для ТЭС с блочной схемой выполняется схема одного блока; для ТЭЦ с неблочной схемой – схема одной турбоустановки, в которой должны быть указаны связи с соседними котлами и турбинами и другие общестанционные коллекторы.

Компоновку оборудования на тепловой схеме выполняют выше относительно основной надписи (штампа), который всегда должен быть внизу справа, (т.к. иногда деаэратор лежит, а потоки подписаны не горизонтально, а вертикально или «вверх ногами»).

Перечень рекомендуемой литературы

Основная

1. Вспомогательное оборудование электростанций [Электронный ресурс]; сост.: Н.Б. Карницкий, Е.В. Пронкевич, С.А. Качан. – Минск: БНТУ, 2018.
2. Жихар Г.И. Котельные установки ТЭС: теплотехнические расчёты. – Минск: Вышэйшая школа, 2017.

Дополнительная

3. Тепловые и атомные электростанции: Справочник/ Под общ. ред. А.В.Клименко, В.М.Зорина –М.:Издательство МЭИ, 2003.
4. Тепловые и атомные электростанции: Справочник/ Под общ. ред. В.А.Григорьева, В.М.Зорина – М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. Ю. М. Липов Компоновка и тепловой расчёт парового котла. – М., Энергоатомиздат, 1988.
6. Справочная книжка энергетика. Составитель: А.Д.Смирнов. – М., Энергия, 1987.
7. «Паротурбинные энергетические установки» Отраслевой каталог. Москва. ЦНИИТЭИТЯЖМАШ. 1994.
8. С.Л. Ривкин, А.А.Александров. Термодинамические свойства воды и водяного пара. М., Энергоатомиздат, 1984.
9. Методические указания к дипломному проектированию, ч. I, г. Минск, 2003.
10. Методические указания к дипломному проектированию, ч. II, г. Минск, 2003.

Нормативные правовые акты

11. Свод правил по проектированию ТЭС. РАО «ЕЭС России». – М., 2007.
12. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций и тепловых сетей. М., Минэнерго СССР, 1981.
13. СТП 33240.20.501-19 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Беларусь.
14. Тепловой расчёт котельных агрегатов. Нормативный метод. – Санкт-Петербург, 1998.
15. Аэродинамический расчёт котельных установок. Нормативный метод. – М., Энергоатомиздат, 1981.