

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

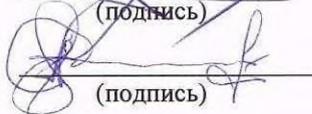


А.А. Новиков
2024г.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
К ВЫПОЛНЕНИЮ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА
ДЛЯ УЧАЩИХСЯ ДНЕВНОЙ И ЗАОЧНОЙ ФОРМЫ ОБУЧЕНИЯ
ОТДЕЛЕНИЯ «ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»**

2-43 01 04 «Тепловые электрические станции»
5-04-0712-05 «Техническая эксплуатация оборудования тепловых
электрических станций»
(шифр и название специальности)

Разработали преподаватели


(подпись)

(подпись)

М.А. Захаркин
(ФИО)
А.С. Голкач
(ФИО)

Рассмотрено и одобрено на заседании цикловой комиссии
специальных теплотехнических предметов

(наименование цикловой комиссии)

Протокол № 10 от 16.05.2024г.

Председатель цикловой комиссии


(подпись)

Ю.П. Плеско
(ФИО)

Согласовано
Методист колледжа


(подпись)

О.В. Какорина
(ФИО)

Заведующий отделением
«Тепловые электрические станции»


(подпись)

Е.С. Сухова
(ФИО)

АННОТАЦИЯ

Данное пособие представляет собой методические указания к выполнению дипломного проекта для учащихся дневной и заочной форм обучения отделения «Тепловые электрические станции».

В методической разработке представлены общие положения о дипломном проекте, методические указания по разработке пояснительной записки и графической части дипломного проекта и даны рекомендации оформления каждого раздела дипломного проекта. Пособие включает в себя также необходимый теоретический и справочный материал для самостоятельного расчёта и выбора учащимися теплоэнергетического оборудования ТЭС.

Указания направлены на оказание практической помощи учащимся в подготовке и оформлении дипломного проекта, а также данные методические указания могут быть использованы преподавателями специальных теплотехнических предметов в консультировании дипломного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения	4
2. Нормативные ссылки.....	4
3. Общие положения.....	4
4. Методические указания по оформлению пояснительной записки дипломного проекта.....	6
5. Пояснительная записка.....	16
5.1 Введение.....	16
5.2 Расчет и выбор паровых и водогрейных котлов.....	16
5.3 Описание тепловой схемы турбоустановки.....	16
5.4 Расчет и построение процесса расширения пара в турбине, расчет элементов тепловой схемы.....	16
5.5 Расчет и выбор вспомогательного оборудования электростанции.....	17
5.6 Описание схемы топливного хозяйства электростанции, расчет и выбор оборудования.....	18
5.7 Выбор и описание схемы водоподготовительной установки электростанции.....	18
5.8 Описание системы технического водоснабжения электростанции, расчет и выбор оборудования	18
5.9 Перечень тепловых защит котельной (турбинной) установки.....	19
5.10 Мероприятия по охране окружающей среды и энергосбережению на электростанции.....	19
5.11 Мероприятия по технике безопасности.....	19
5.12 Расчет экономических показателей электростанции.....	19
5.13 Специальная часть проекта.....	20
5.14 Заключение.....	20
5.15 Список рекомендуемых источников.....	21
6. Список использованных источников.....	34
Приложения	

1 Область применения

Настоящие методические указания учреждения образования «Минский государственный энергетический колледж» (далее – МГЭК) устанавливает: основные положения, определяющие порядок проведения дипломного проектирования; требования, предъявляемые к текстовой и графической части дипломных проектов по специальности: 2-43 01 04 «Тепловые электрические станции».

2 Нормативные ссылки

В настоящих методических указаниях использована ссылка на следующий нормативный документ:

ГОСТ 2.105–2019 ЕСКД Общие требования к текстовым документам.

Правила проведения аттестации учащихся, курсантов при освоении содержания образовательных программ среднего специального образования (Постановление Министерства образования Республики Беларусь, 23 августа 2022 г. № 282)

3 Общие положения

3.1 Дипломный проект – это комплексная самостоятельная, творческая работа, выполняемая при завершении освоения содержания образовательной программы среднего специального образования, в ходе которой учащийся решает конкретные профессиональные задачи, соответствующие требованиям образовательного стандарта по специальности и присваиваемой квалификации.

3.2 К дипломному проектированию допускаются учащиеся, успешно выполнившие учебный план.

3.3 Дипломный проект рекомендуется выполнять с применением современных информационных технологий.

3.4 Темы дипломных проектов разрабатываются преподавателями учебных предметов, модулей профессионального компонента учебного плана учреждения образования по специальности совместно с организациями – заказчиками кадров, рассматриваются на заседании цикловой комиссии и утверждаются директором до начала преддипломной практики.

3.5 Закрепление тем дипломных проектов за учащимися оформляется приказом директора до начала преддипломной практики.

3.6 Для оказания помощи учащемуся при выполнении дипломного проекта приказом директора назначается руководитель дипломного проекта из числа преподавателей учебных предметов, модулей профессионального компонента учебного плана учреждения образования по специальности, специалистов организаций – заказчиков кадров, иных государственных органов (организаций), педагогических работников учреждений высшего образования.

3.7 Руководитель дипломного проекта:

- оказывает помощь обучающемуся в подборе материалов и литературы для выполнения дипломного проекта;

- составляет график выполнения дипломного проекта и контролирует его

выполнение;

- проводит консультации с учащимися, обеспечивает своевременное и качественное выполнение дипломного проекта;

- подготавливает отзыв;

- присутствует при защите учащимися дипломных проектов.

3.8 Общее руководство и контроль за организацией и ходом дипломного проекта осуществляют заместитель директора по учебной работе, заведующий отделением, председатель цикловой комиссии в соответствии с должностными обязанностями.

3.9 В колледже разрабатываются методические указания по оформлению дипломного проектирования с указанием требований к дипломному проекту и довести их до сведения учащихся.

3.10 Заведующий отделением устанавливает сроки периодической проверки хода выполнения и отчета учащегося по этапам выполнения им дипломного проекта. При срывах установленного графика выполнения к учащемуся принимаются соответствующие меры, вплоть до отчисления.

3.11 Законченный дипломный проект предоставляется руководителю, который подписывает его и составляет отзыв.

В отзыве отражаются актуальность темы, полнота выполнения задания на дипломный проект, способность учащегося самостоятельно решать конкретные производственные, технологические и конструкторские задачи с учетом современных требований науки и техники, ресурсосбережения и экологии, умение учащегося выбирать оптимальные варианты конструкций, оборудования и производственных технологий и автоматизации производственных процессов, умение давать экономическое обоснование решения, которое принято в дипломном проекте, умение учащегося пользоваться специальной литературой, способность к проектной, технологической, исследовательской, исполнительской, творческой, организаторской и другой работе, возможность использования полученных результатов на практике, а также сведения о качестве выполненных графических работ и составления пояснительной записки. Отметка в отзыве руководителем дипломного проекта не выставляется.

3.12 Выполненный дипломный проект с заданием на дипломный проект и отзывом руководителя дипломного проекта направляется заведующим отделением или уполномоченным лицом на рецензирование.

3.13 Рецензенты дипломных проектов назначаются директором из числа руководителей и специалистов республиканских органов государственного управления, организаций – заказчиков кадров, педагогических работников системы высшего образования, которые не работают в данном учреждении образования и не осуществляют руководство или консультации по выполнению дипломного проекта.

3.14 Рецензия должна содержать заключение о соответствии дипломного проекта заданию на дипломный проект, об использовании последних достижений науки, техники, положительного опыта организации производства, оценку качества выполнения отдельных разделов дипломного проекта, графической части, изделий творческой деятельности. В ней должны быть указаны положительные стороны дипломного проекта, возможности практического применения дипломного проекта на производстве и в

образовательном процессе, а также основные недостатки, если они имеются.

3.15 Содержание рецензии доводится до сведения обучающегося не позднее чем за день до защиты дипломного проекта. Внесение изменений в дипломный проект после получения рецензии не допускается.

3.16 Допуск обучающегося к защите дипломного проекта объявляется приказом директора при наличии положительного отзыва руководителя дипломного проекта и положительной отметки по десятибалльной шкале отметок в рецензии.

3.17 Порядок защиты определяется положением об итоговой аттестации.

4 Методические указания по оформлению пояснительной записки дипломного проекта

4.1 Нумерация страниц документа должна быть сквозная. Последовательность листов должна быть следующая: титульный лист дипломного проекта, ведомость документов, задание, паспорт (если есть), титульный лист пояснительной записки, содержание и т.д.

4.2 Нумерация страниц начинается с «СОДЕРЖАНИЕ», а предыдущие листы структурных частей включаются в общую нумерацию, но номера страниц не проставляются. Лист «Ведомость документов» нумеруется отдельно. Рекомендуемый объём пояснительной записки составляет 40-50 страниц печатного текста (*по согласованию с руководителем, часть раздела может быть вынесена в приложение*).

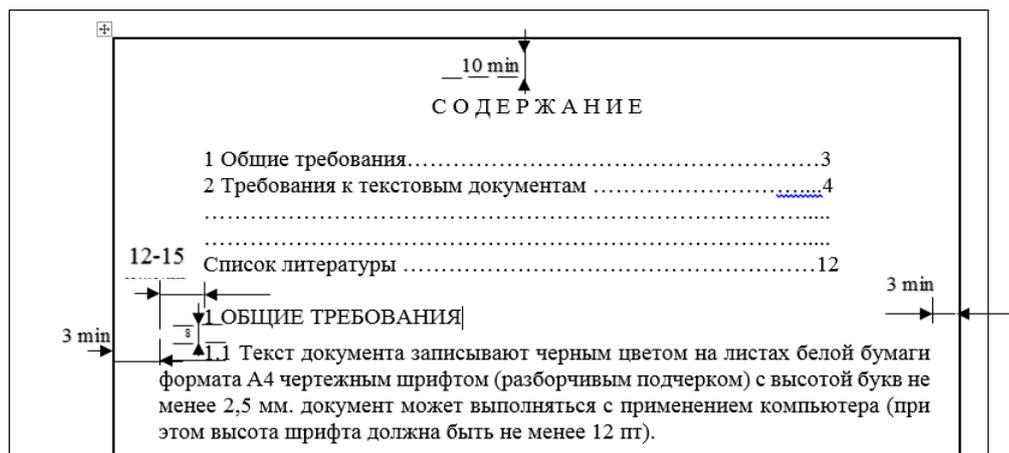
4.3 При выполнении пояснительной записки должны быть **установлены поля**: левое – 25 мм; правое – 10 мм; верхнее – 15 мм и нижнее – 10 мм от текста до основной надписи с выравниванием текста по ширине листа.

4.4 Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения документа, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием корректирующей жидкостью белого цвета и нанесением на том же месте исправленного текста (графики) машинописным способом или черными чернилами, пастой или тушью рукописным способом.

Использование листов текстового документа с повреждениями, приводящими к неоднозначности понимания текстовых символов (букв, цифр, знаков препинания) и графического материала, а также содержащих помарки и следы не полностью удаленного прежнего текста (графического материала), не допускается.

4.5 Текст излагается на одной стороне белой писчей бумаги формата А4 (210×297 мм) печатным способом с использованием межстрочного интервала 18 пунктов (*один межстрочный интервал*). На каждой странице должно быть 28-30 строк и 60-64 знака в строке. Шрифт Times New Roman. Цвет шрифта должен быть чёрный, а размер - не менее 14 пунктов. Разрешается использовать компьютерные возможности акцентирования внимания на определённых терминах, формулах, применяя шрифты разной гарнитуры (курсивное начертание, полужирное начертание и т.п.). Абзацы в тексте начинаются отступом 12-15 мм.

ПРИМЕР №1



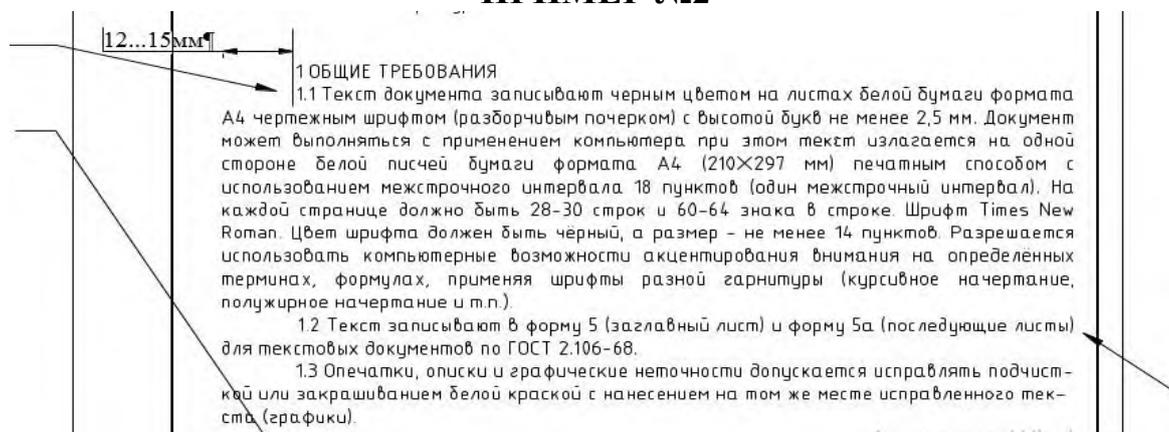
4.6 Расстояние от рамки формы до границ текста в начале и в конце строк - не менее 3 мм. Расстояние от верхней или нижней строки текста до верхней или нижней рамки должно быть не менее 10 мм.

4.7 Заголовки структурных частей работ «СОДЕРЖАНИЕ», «АННОТАЦИЯ», «ВВЕДЕНИЕ», «ЗАКЛЮЧЕНИЕ», «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ», «ПРИЛОЖЕНИЯ», «РЕЦЕНЗИЯ», «ОТЗЫВ» печатаются *в середине строки без точки в конце* прописными буквами и не подчёркиваются. Заголовки разделов основной части печатаются прописными буквами, их следует располагать с абзацного отступа, при переносе названия разделов абзацный отступ сохраняется.

4.8 Заголовки подразделов и пунктов печатают строчными буквами (первая – прописная) с абзаца и без точки в конце. Переносы слов в заголовках не допускаются.

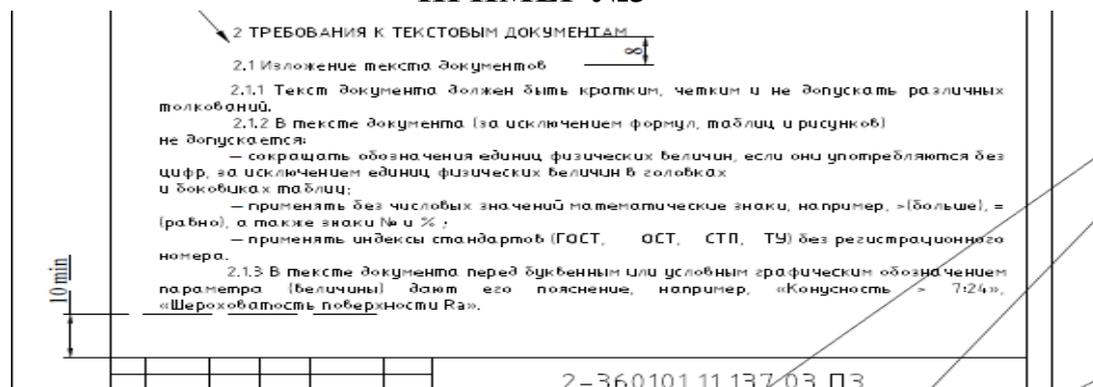
4.9 Расстояние между заголовками и текстом при выполнении работы печатным способом – *2 межстрочных интервала*, расстояние между заголовками раздела и подраздела – *1,5 межстрочных интервала*.

ПРИМЕР №2



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

ПРИМЕР №3



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

4.12 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).

4.13 Формулы и уравнения *следует выделять из текста в отдельную строку*.

4.14 Формулы пишутся *по левому краю с абзацным отступом, без дополнительного интервала*. Размер шрифта символов в формуле может быть незначительно больше/меньше основного шрифта, используемого в тексте дипломного проекта. Если формулу (уравнение) невозможно разместить на одной строке, применяется перенос после знака равенства (=) или после знаков плюс (+), минус (-), умножения (x) и деления (:). При этом соответствующий знак повторяется в начале следующей строки.

Пример оформления в тексте 1-ой формулы четвертого раздела.

ПРИМЕР №4

Расчетная производительность машины определяется по формуле

$$Q_P = \beta_1 \cdot V \frac{760}{h_{\text{БАР}}}, \text{ м}^3 / \text{ч}, \quad (4.1)$$

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

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

$h_{\text{БАР}}$ - барометрическое давление, мм рт.ст. Принимается по рисунку 2-6 [7, с.24] (при отсутствии специального задания). Если высота местности над уровнем моря не превышает 100 м, то принимается $h_{\text{БАР}} = 760$ мм рт.ст.

4.15 Цифровой материал дипломного проекта при необходимости оформляется в виде таблиц. Каждая таблица должна иметь краткий заголовок, который состоит из слова «Таблица», ее порядкового номера и наименования, отделенного от номера знаком тире. Заголовок следует помещать над таблицей слева, без абзацного отступа. Между текстом и названием таблицы дополнительный интервал не устанавливается.

4.16 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. При переносе части таблицы на ту же или другие страницы название помещают только над первой частью таблицы, над другими частями пишут «Продолжение таблицы 6.1», а на последнем листе пишут «Окончание таблицы 6.1». Между таблицей и текстом устанавливается дополнительный интервал.

4.17 При прерывании таблицы и переноса ее части на следующую страницу в конце первой части таблицы нижняя ограничивающая ее черта не проводится.

4.18 В конце заголовков и подзаголовков таблиц точка не ставится. Высота строк таблицы должна быть **не менее 8мм**. Допускается применять шрифт в таблице меньший, чем в тексте дипломного проекта.

4.19 Таблицы нумеруются в левом углу, в порядке возрастания, и надписывается полное название (Таблица 6.1 - Значение коэффициента).

Пример оформления в тексте 1-ой таблицы шестого раздела:

ПРИМЕР №5

Таблица 6.1 – 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
1	2	3	4	5	6	7	8
0^0	-	1,12	1,14	1,0	1,04	1,1	1,16

Окончание таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8
8^0	1,02	1,13	1,2	1,0	1,0	1,04	-
16^0	-	-	-	1,0	1,02	1,04	1,1

4.20 Иллюстрации (чертежи, графики, схемы, компьютерные распечатки, диаграммы, фотоснимки) следует располагать в пояснительной записке непосредственно после текста, в котором они упоминаются впервые, или на следующей странице.

Иллюстрации могут быть в компьютерном исполнении, в том числе и цветные.

На все иллюстрации должны быть даны ссылки в пояснительной записке.

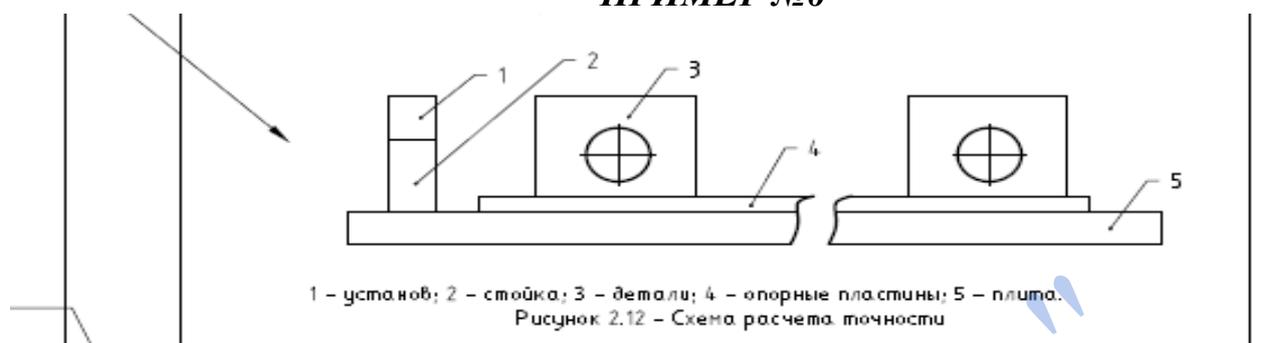
4.21 Чертежи, графики, диаграммы, схемы, иллюстрации, помещаемые в пояснительной записке, должны соответствовать требованиям государственных стандартов Единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

Допускается выполнение чертежей, графиков, диаграмм, схем посредством использования компьютерной печати. Изображения должны быть чёткими и хорошо читаемыми. Сканирование рисунков не допускается.

4.22 Иллюстрации, за исключением иллюстрации приложений, следует нумеровать арабскими цифрами сквозной нумерацией в пределах раздела.

4.23 Иллюстрации должны иметь наименование и, при необходимости, пояснительные данные (подрисуночный текст) и, располагаемые по центру страницы. Пояснительные данные помещают под иллюстрацией и печатают размером шрифта 12 пунктов, а со следующей строки – слово «Рисунок», номер и наименование иллюстрации, отделяя знаком тире номер от наименования, в конце их наименований точка не ставится. Не допускается перенос слов в наименовании рисунка. Слово «Рисунок», его номер и наименование иллюстрации, а также пояснительные данные к рисунку могут печататься уменьшенным шрифтом.

ПРИМЕР №6



4.24 Допускается нумеровать иллюстрации в пределах раздела. В этом случае номер иллюстрации состоит из номера раздела и порядкового номера иллюстрации, разделенных точкой. Например, Рисунок 3.1 – Детали прибора.

4.25 На рисунке должны быть обозначены позиции составных частей в возрастающем порядке с пояснениями или названиями деталей в подрисуночном тексте (1 - подогреватель).

4.26 Ссылки на рисунки или таблицы могут быть приведены в тексте (по таблице 2.2., в соответствии с рисунком 5.1).

4.27 Перечисления пишутся с абзацного отступа.

Для обозначения абзацев используют:

1. дефис;
2. строчные буквы со скобкой;
3. арабские цифры с точкой или скобкой.

Дефис используют в самых простых случаях. При этом текст начинают с маленькой буквы и заканчивают точкой с запятой (но в конце последнего абзаца ставят точку).

Для детализации перечислений используются строчные буквы со скобкой и арабские цифры со скобкой; в *этих случаях текст начинают с маленькой буквы, а заканчивают точкой с запятой.*

Арабские цифры с точками, используют для сложных абзацев перечислений (абзацев состоящих из развёрнутых или нескольких предложений). При этом после текста в конце абзаца ставится точка. Текст каждого перечисления в этом случае начинают с большой буквы.

В записке необходимо соблюдать одинаковое оформление перечислений.

ПРИМЕР №7

Пример оформления по первому варианту:

-печатная машинка:

- 1) механическая;

- 2) электрическая;
- компьютер;
-

Пример оформления по второму варианту:

- а) печатная машинка:
 - 1) механическая;
 - 2) электрическая;
- б) компьютер;
- в).....

ПРИМЕР №8

Пример оформления сложных абзацев:

Существует несколько методов снижения выбросов оксидов серы на тепловых электрических станциях:

1. Использование очистных установок. Очистка газов, проходящих через дымовые трубы станций, может осуществляться с помощью специальных очистных установок, таких как дымоочистители или электростатические фильтры. Они позволяют улавливать частицы и газообразные загрязнители, включая оксиды серы, прежде чем они попадут в атмосферу.

2. Применение технологий очистки дымовых газов. Существуют различные технологии очистки дымовых газов, такие как сорбционная очистка, метод мокрого осаждения и каталитическая очистка. Они позволяют уменьшить содержание оксидов серы в выбросах путем химической обработки газов перед их выбросом в атмосферу.

3.....

4.....

4.28 Названия разделов должны полностью повторяться в содержании исходя из задания на дипломное проектирование.

4.29 Обязательно при использовании в работе заимствованных из литературы источников цитат, иллюстраций и таблиц указывать наряду 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.

4.30 В конце записки приводится «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ». Источники следует располагать в алфавитном порядке фамилий первых авторов или заглавий, но нормативно-правовые акты необходимо указывать в начале списка.

Методические указания по оформлению графической части дипломного проекта

4.31 Графическая часть дипломного проекта выполняется на формате А1.

Таблица 4.1 – Размеры сторон форматов

Обозначение формата	Размеры сторон формата, мм
A0	841×1189
A1	594×841
A2	420×594
A3	297×420
A4	210×297

4.32 Частично графическая часть может быть представлена в виде **презентации** по специальному заданию.

4.33 Основные ГОСТы ЕСКД, которые регламентируют оформление дипломного проекта:

- ГОСТ 2.104-2006 Основные надписи.
- ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.
- ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.
- ГОСТ 2.301-68 ЕСКД. Форматы.
- ГОСТ 2.304-81 ЕСКД. Шрифты чертежные.
- ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.
- ГОСТ 2.311-68 ЕСКД. Изображение резьбы.
- ГОСТ 2.303-68 ЕСКД. Линии.
- ГОСТ 2.307-2011. ЕСКД. Нанесение размеров и предельных отклонений.
- ГОСТ 2.305-2008. ЕСКД. Изображения – виды, разрезы, сечения.
- ГОСТ 2.710-81 ЕСКД. Обозначения буквенно-цифровые в электрических

схемах.

4.34 Условные обозначения элементов схемы должны соответствовать:

– ГОСТ 2.701-2008, ГОСТ 2.702-2011, ГОСТ 2.703-2011. Общие требования по выполнению схем.

– ГОСТ 2.721-74 ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.

– ГОСТ 21.403-80 Система проектной документации для строительства. Обозначения условные графические в схемах. Оборудование энергетическое.

– ГОСТ 2.704-2011 Единая система конструкторской документации.

Правила выполнения гидравлических и пневматических схем.

– ГОСТ 2.780-96, ГОСТ 2.781-96, ГОСТ 2.782-96, ГОСТ 2.784-96, ГОСТ 2.785-70 Условные графические обозначения на схемах.

– ГОСТ 2.306-68 Обозначения графические материалов и правила их нанесения на чертежах.

– Отраслевые стандарты.

4.35 Если на формате А1 совмещают два разных чертежа, каждый должен иметь свою рамку и основную надпись (штамп), причём каждый лист имеет свой порядковый номер.

4.36 На тепловой схеме должны быть указаны: параметры острого пара; давления в конденсаторе; температура охлаждающей воды; параметры основного конденсата после конденсатного насоса; параметры в деаэраторе; на выходе из питательного насоса и на входе в котёл; температура прямой сетевой воды; температура обратной сетевой воды; давления в теплофикационном и производственном отборах.

4.37 В электронном виде должны быть обязательно представлены минимум 5 чертежей: тепловая схема, спецификация, план и разрез отделений, технико-экономические показатели. В печатном виде должны быть представлены: на листе формата А1 – чертёж тепловой схемы, на формате А3 или А2 – спецификация.

Методические указания по оформлению графической части дипломного проекта по специальности

4.38 Графическая часть дипломного проекта выполняется на формате А1 и включает в себя следующие чертежи: тепловая схема турбоустановки, план котельного (турбинного) отделения, разрез котельного (турбинного) отделения, специальная часть проекта (А1 или может быть представлена в виде презентации).

4.39 Условные обозначения оборудования в тепловой схеме должны соответствовать ГОСТ 21.403-80.

4.40 Компоновку оборудования на тепловой схеме выполняют выше относительно основной надписи (штампа), который всегда должен быть внизу справа.

4.41 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.

4.42 Для ТЭС с блочной схемой выполняется схема одного блока; а для ТЭЦ с секционной схемой - схема одной секции (турбоустановки или котельной установки), в которой должны быть указаны связи с соседними котлами и турбинами и другие общестанционные коллекторы.

4.43 Общестанционные коллекторы на тепловой схеме должны быть подписаны.

4.44 На чертежи «Тепловая схема», «План», «Разрез» оформляется один перечень оборудования в форме таблицы установленного образца на любом листе, где справа есть свободное место (пример №1).

4.45 Перечень оборудования начинают сверху с позиции 1 вниз по порядку.

4.46 Перечень оборудования должен справа примыкать к рамке, сверху отстоять от рамки не менее чем на 20мм, снизу от основной надписи не менее 50мм.

4.47 Перечень оборудования надписывается сверху над таблицей по центру.

4.48 На плане и разрезе отделений должны быть оси и размеры между ними, которые должны соответствовать друг другу на плане и разрезе.

4.49 На чертеже специальной части проекта элементы схемы, узла или оборудования обозначаются позициями и вносятся в отдельный перечень оборудования установленного образца на данном листе.

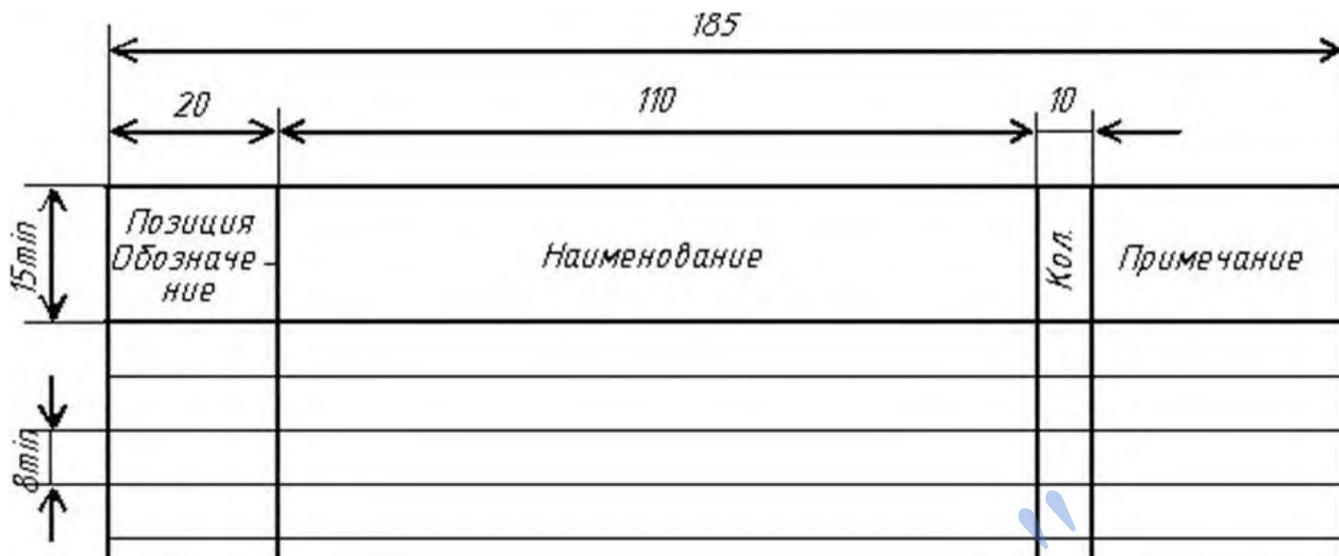
4.50 На разрезе высотные отметки обозначаются стрелками с численными значениями в мм, а на плане вносятся в рамку прямоугольной формы (пример №2).

4.51 Разрез и план любого отделения должен быть выполнен в масштабе

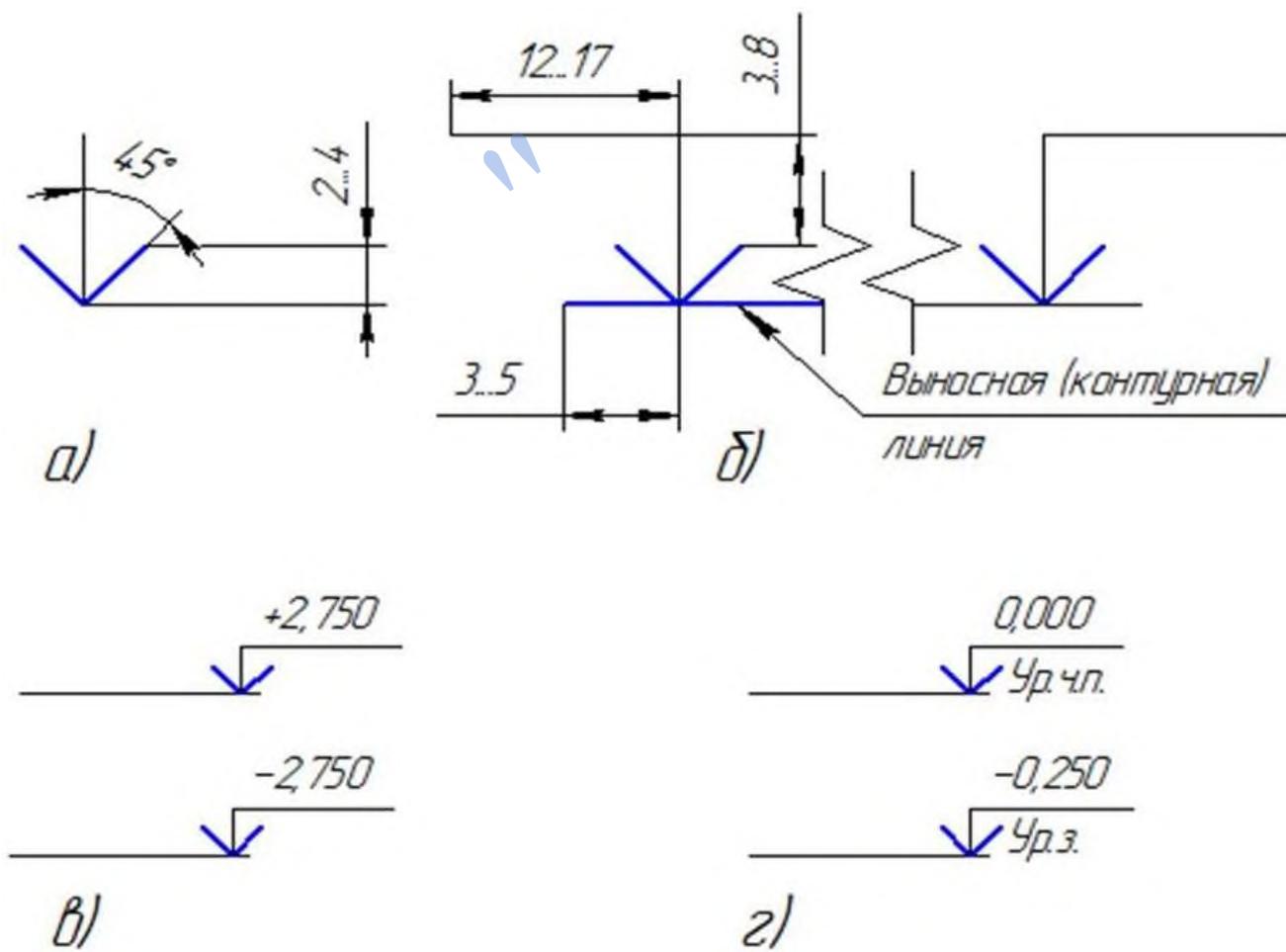
1:100 (по согласованию с руководителем допускается 1:200).

4.52 На плане и разрезе любого отделения должно быть включено деаэрационное отделение.

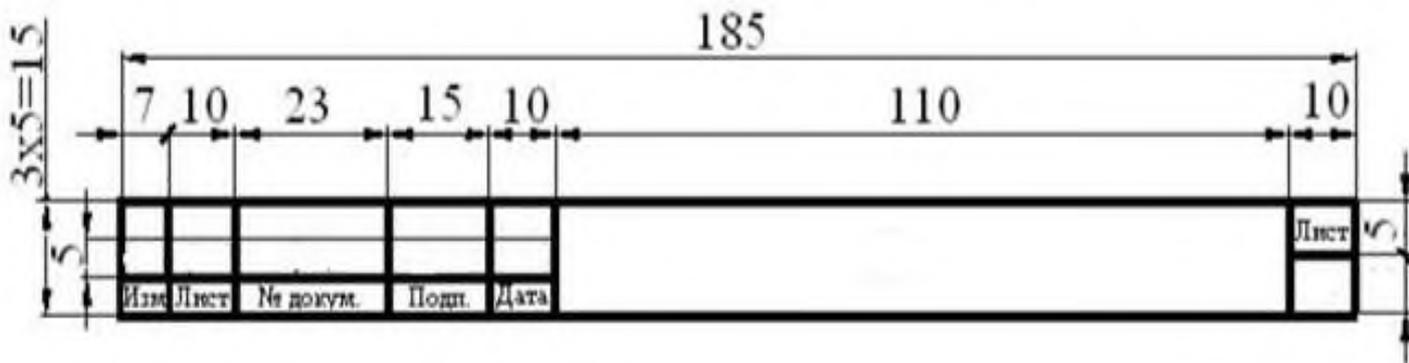
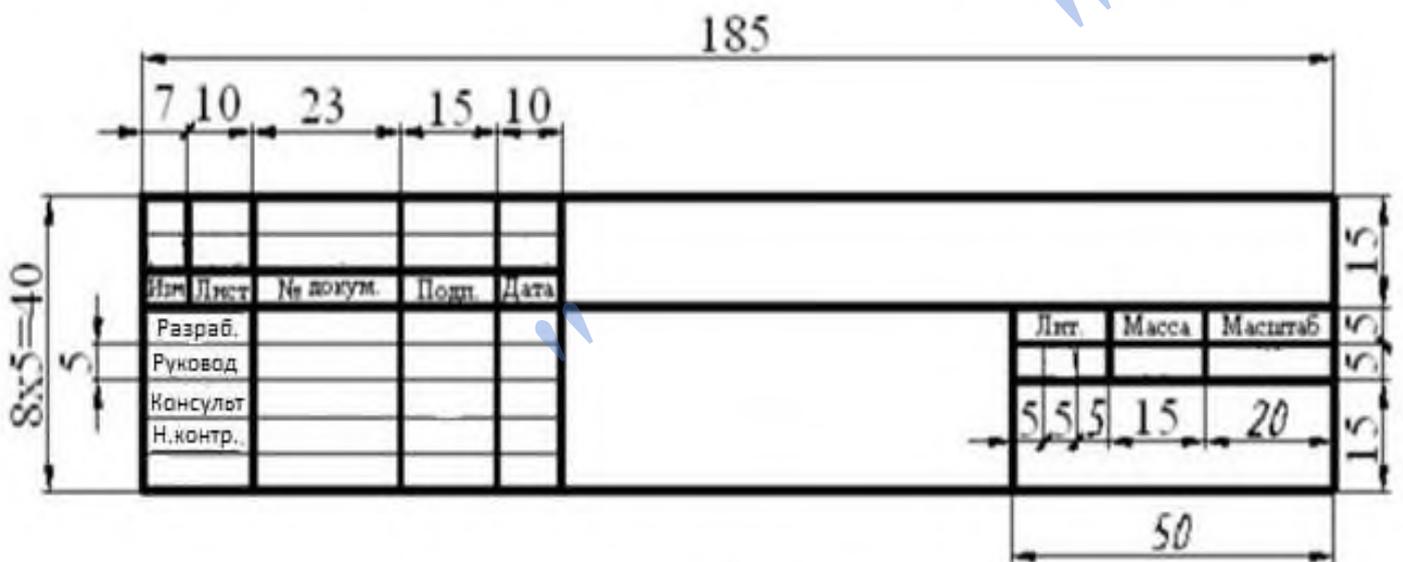
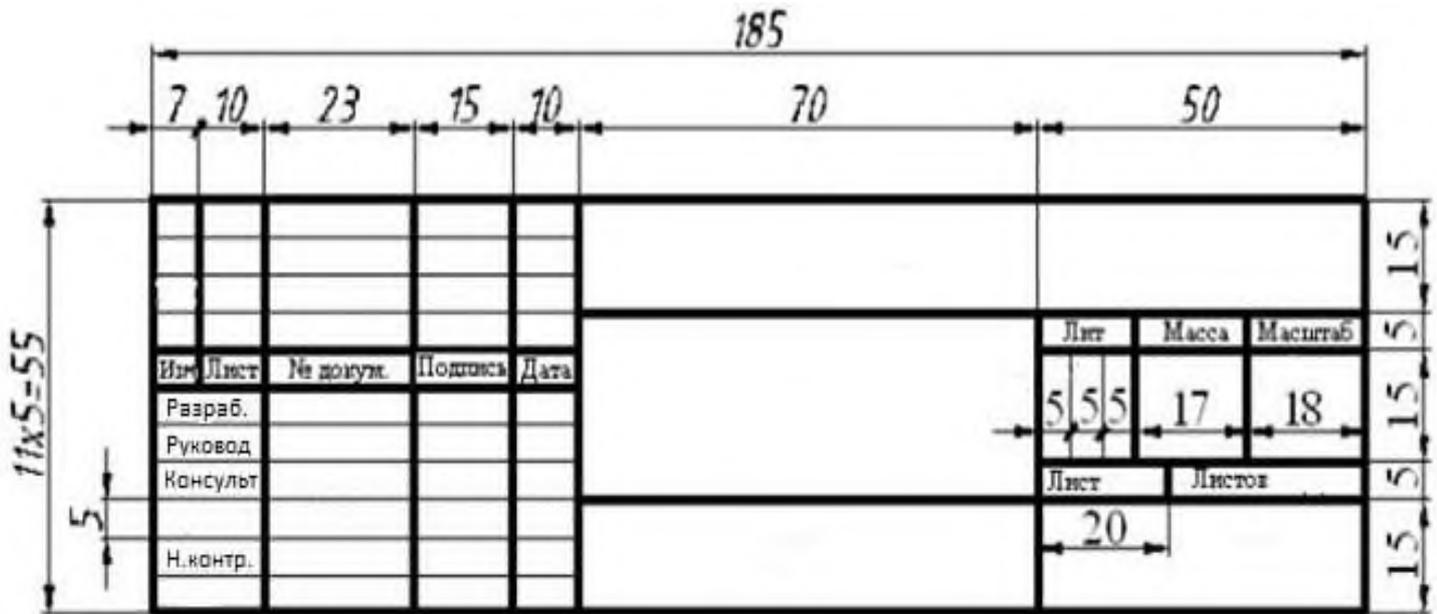
Пример №1



Пример №2



Образцы штампов



5 Пояснительная записка

5.1 ВВЕДЕНИЕ

В данном разделе необходимо отражать реальную ситуацию в энергосистеме Республики Беларусь, а также вопросы ее перспективного развития согласно интернет - ресурсов ГПО «Белэнерго» и Министерства энергетики РБ, а также рассматривать актуальность специальной части дипломного проекта.

Приблизительный объём текста по данному разделу 1 лист.

5.2 РАСЧЁТ И ВЫБОР ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

Выбор типа и количества паровых котлов производится исходя из максимального расхода и параметров пара, необходимых для работы турбины с учетом схемы станции. Выбор типа и количества водогрейных котлов производится исходя из тепловой нагрузки станции и вида топлива, заданных в задании. После расчета и выбора энергетических котлов приводятся их основные технические характеристики. В данном разделе необходимо также привести краткое описание парового котла и турбины.

Приблизительный объём текста по данному разделу 3 листа.

Методические указания по расчету данного раздела в Приложении 5.

5.3 ОПИСАНИЕ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТУРБОУСТАНОВКИ

В данном разделе нужно указать тип тепловой схемы электростанции (блочная, с поперечными связями или секционная) с его обоснованием, а затем привести описание тепловой схемы турбоустановки. К описанию необходимо приложить принципиальную тепловую схему турбоустановки с обозначением оборудования, указанного на схеме.

Приблизительный объём текста по данному разделу 2 листа.

5.4 РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ПРОЦЕССА РАСШИРЕНИЯ ПАРА В ТУРБИНЕ, РАСЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

5.4.1 Производится расчет действительного рабочего процесса в турбине и построение процесса на h_s -диаграмме.

5.4.2 Составляется таблица параметров пара и конденсата. Давление пара в регенеративных отборах турбин принимают по справочным данным. Энтальпию пара в регенеративных подогревателях можно определить по h_s -диаграмме, или по давлению пара в отборе и температуре насыщения по справочным данным (температура находится с учетом недогрева в подогревателях). Энтальпию конденсата определяют из таблиц термодинамических свойств воды и водяного пара.

5.4.3 При разработке ТЭЦ производится расчет сетевой установки. Расход сетевой воды определяется исходя из заданной тепловой нагрузки станции. Давление пара теплофикационных отборов определяется исходя из температуры насыщения пара в этих отборах, с учетом недогрева.

При разработке ГРЭС производится расчет элементов тепловой схемы по заданию руководителя (например, деаэратор питательной воды).

Расчет элементов тепловой схемы необходимо сопровождать схемой с указанием всех потоков и обозначением их параметров.

Приблизительный объем текста по данному разделу 4 листа.

Методические указания по расчету данного раздела в Приложении 4.

5.5 РАСЧЕТ И ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Вспомогательное оборудование рассчитывается и выбирается вне зависимости от того, какое отделение задано в задании к разработке.

5.5.1 Расчет и выбор оборудования турбинного отделения включает в себя:

Подогреватели системы регенерации турбины, а также такое оборудование конденсационной установки турбины, как конденсаторы и эжекторы выбираются как комплектующее оборудование турбины по справочным данным.

Вспомогательное оборудование турбинного отделения, не являющееся комплектующим к турбине, выбирается с расчетом, а именно:

- конденсатные насосы;
- деаэратор питательной воды;
- питательные насосы;
- оборудование теплофикационной установки - сетевые подогреватели, сетевые насосы, конденсатные насосы сетевых подогревателей.

5.5.2 Расчет и выбор оборудования котельного отделения включает в себя:

- расчет расхода топлива котлом;
- расчет и выбор тягодутьевых машин - дутьевых вентиляторов, основных дымососов;
- расчет и выбор расширителей (сепараторов) непрерывной продувки.

5.5.3 Расчет и выбор общестанционного оборудования включает в себя:

- РОУ (БРОУ) – растопочные, собственных нужд, для резервирования промышленного отбора;
- оборудование подпитки котлов;
- оборудование подпитки теплосети;
- оборудование подогрева сырой воды на ХВО;
- оборудование дополнительного запаса обессоленной воды.

Ко всему выбранному оборудованию приводятся основные технические характеристики.

Приблизительный объем текста по данному разделу 15 листов.

Методические указания по расчету данного раздела в Приложении 5, а таблицы в Приложении 5а.

5.6 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В начале раздела обязательно указывается топливо, являющееся основным, резервным или растопочным.

При описании топливного хозяйства электростанции составляется схема основного и резервного топливного хозяйства, включающая в себя топливоподачу и топливоприготовление.

Если в задании в качестве основного топлива указано твердое топливо - уголь, необходимо представить схему золошлакоудаления с кратким ее описанием.

При заданном твердом топливе рассчитываются емкость топливного склада, площади склада Нетто и Брутто, часовая производительность топливоподачи и ширина ленточных конвейеров.

При заданном жидком топливе рассчитываются и выбираются емкость резервуаров мазутного хозяйства, емкость одной ставки, основные мазутные насосы и насосы контура циркуляции, диаметр мазутопроводов.

При заданном газообразном топливе расчет выполняется для резервного топлива.

Приблизительный объем текста по данному подразделу 5 листа.

Методические указания по расчету данного раздела в Приложении б.

5.7 ВЫБОР И ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В данном разделе выбирается схема водоподготовительной установки в зависимости от типа котельного агрегата и жесткости исходной воды, изображается и приводится ее описание.

Приблизительный объем текста по данному разделу 2 листа.

5.8 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

При разработке данного раздела приводится схема заданной системы технического водоснабжения с ее описанием.

Выполняется расчет и выбор циркуляционных насосов, насосов добавочной воды (для оборотной системы с градирнями), градирен, расчет площади пруда-охладителя.

Приблизительный объем текста по данному разделу 3 листа.

Методические указания по расчету данного раздела в Приложении б.

5.9 ПЕРЕЧЕНЬ ТЕПЛОВЫХ ЗАЩИТ КОТЕЛЬНОЙ (ТУРБИННОЙ) УСТАНОВКИ

В данном разделе приводится перечень основных технологических защит паровых котлов или турбин, в зависимости от заданного к разработке отделения, а также описание двух из них по согласованию с руководителем.

Приблизительный объём текста по данному разделу 2 лист.

5.10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Защита окружающей среды состоит в защите воздушного бассейна от вредных выбросов в атмосферу, защите водного бассейна от сточных вод и земель от твердых отходов станции.

В данном разделе необходимо описать одно из мероприятий для защиты атмосферного воздуха, водного бассейна или земель, а также можно описать мероприятия по энергосбережению, проводимые на электростанции.

Произвести расчет дымовой трубы для основного или резервного топлива.

Приблизительный объём текста по данному разделу 4 листа.

Методические указания по расчету данного раздела в Приложении 7.

5.11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА

Данный раздел должен содержать конкретные меры безопасности в соответствии с заданием руководителя.

Используются материалы, методическая литература, государственные стандарты системы безопасности труда (ССБТ), санитарные правила и нормы (СанПиН), ТКП, РД и др. нормативные, правовые и технические документы для написания данного раздела. Недопустимо заполнение раздела общими рассуждениями и переписыванием нормативных положений, правил и т. п. При изложении материала не должны применяться выражения типа: «должно быть», «необходимо предусмотреть», «требуется» и т. д. Дипломник, используя действующую нормативно-техническую документацию, дает собственные рекомендации на основе исследований, расчетов, сопоставлений и т. п.

Обязательно должно быть упомянуто про СТБ ISO 45001-2020 «Система менеджмента здоровья и безопасности при профессиональной деятельности. Требования и руководство к применению» и Концепцию «Нулевого травматизма» ГПО «Белэнерго».

В разделе должны быть ссылки на учебную и научную литературу, ГОСТы и другие нормативные материалы, а также на другие разделы пояснительной записки, где решены вопросы безопасности проектируемого объекта.

Приблизительный объём текста по данному разделу 2 листа.

5.12 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В данном разделе должны быть рассчитаны следующие технико-экономические показатели:

- годовая выработка электроэнергии;
- расход электроэнергии на собственные нужды;
- годовой отпуск электроэнергии с шин станции;
- годовой отпуск тепла с коллекторов станции;
- удельный расход условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии;
- КПД станции по отпуску электрической энергии;
- КПД станции по отпуску тепловой энергии;
- себестоимость отпущенной электроэнергии;
- себестоимость отпущенной тепловой энергии;
- удельные капиталовложения;
- коэффициент теплофикации.

Приблизительный объём текста по данному разделу 10 листов.

Методические указания по расчету данного раздела смотреть в «Методические рекомендации по выполнению курсовой работы и экономической части дипломного проекта по учебному предмету «Экономика организации».

5.13 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Специальная часть проекта выполняется по заданию руководителя. Примерная структура рассматриваемого вопроса, следующая:

- общие теоретические сведения по рассматриваемому вопросу;
- описание сути рассматриваемого вопроса;
- выводы (эффективность, внедрение в производство, сравнение с существующими методами/способами и т.п.);

Теоретический материал обязательно необходимо сопровождать схемами, рисунками, графиками и т.п.

Приблизительный объём текста по данному разделу 5-7 листов.

5.14 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении логически и последовательно излагаются теоретические и практические выводы по каждому разделу дипломного проекта, т.е. выводы и предложения, сформулированные в разделах, содержательно повторяются в Заключении как структурной части дипломного проекта. Выводы и предложения должны быть конкретными, реальными и обоснованными, вытекать из результатов проведенного исследования и содержания дипломного проекта. Выводы в Заключении оформляются тезисно, по пунктам. Аргументация, доказательства и анализ в заключении не приводятся. Количество выводов по каждому подразделу основной части дипломного проекта может быть более одного.

5.15 СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

5.15.1 Список рекомендуемых источников для выполнения дипломного проекта специальности 2-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей: ВНТП 81. – М., 1981. – 72 с.
2. СТП 33243.04.181-17 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – Мн., 2017. – 212 с.
3. СТП 33240.20.501-23 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РБ. Третье издание. – Мн., 2023. – 477 с.
4. ТКП 608-2017(33240) Теплотехническое оборудование электростанций и тепловых сетей. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации. – Мн., 2017. – 184 с.
5. ГОСТ 24278-89. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования. - М., издательство стандартов, 1989. – 23 с.
6. Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС: учебно-методическое пособие по курсовому и дипломному проектированию для студентов специальностей 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции" и 1-43 01 08 "Паротурбинные установки атомных электрических станций" / В. А. Чиж [и др.]; Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции". – Минск: БНТУ, 2015. – 105 с.: ил., табл.
7. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС: Учебник для техникума. - М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240с.: ил.
8. Жихар Г.И. Котельные установки ТЭС: теплотехнические расчёты: учебное пособие/ Г.И. Жихар. - Минск: Вышэйшая школа, 2017. – 224 с.: ил.
9. Карницкий, Н. Б. Вспомогательное оборудование ТЭС: методическое пособие по выполнению курсовой работы для студентов специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции" / Н. Б. Карницкий, Е. В. Пронкевич, Е. Н. Васильченко; Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции". – Минск: БНТУ, 2010. – 68 с.
10. Липов Ю.М. Компонировка и тепловой расчет парового котла: Учебн. пособие для вузов/ Ю.М. Липов, Ю.Ф. Самойлов, Т.В. Виленский. - М.: Энергоатомиздат, 1988. – 202 с.: ил.
11. Паротурбинные энергетические установки: Отраслевой каталог. – М.: ЦНИИТЭИтяжмаш, 1994. – 97 с.
12. Резников М.И. Котельные установки электростанций: Учеб. для энерг. и энергостроит. техникумов / М.И. Резников, Ю.М. Липов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 287 с.: ил.
13. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов под редакцией Гиршфельда В. Я. – 3-е изд., перераб. и доп. – М; Энергоатомиздат, 1987 – 328 с.
14. Тепловые и атомные электростанции: Справочник / [Алхутов М.С. и др.]: под общ. ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. - М.: Изд-во МЭИ, 2003. - 648 с.: ил., табл.

15. Тепловой расчёт котлов. Нормативный метод. – СПб, 1998. – 259 с.

16. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины/ А.Д. Трухний. – М.: Энергоатомиздат, 1990. - 639 с.: ил.

17. Яблоков Л.Д. Паровые и газовые турбоустановки: Учеб. пособие для энерг. и энергостроит. техникумов/ Л.Д. Яблоков, И.П. Логинов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 350 с.: ил.

Примечание: В список использованных источников необходимо включить, согласно алфавитному расположению, источники по специальной части дипломного проекта.

5.15.2 Образцы оформления библиографического описания в списке источников, приводимых в диссертации и автореферате

Таблица 5.15. 1 - Примеры описания самостоятельных документов

Характеристика документа	Пример библиографического описания
Издания с одним, двумя и тремя авторами	Дробышевский, Н. П. Ревизия и аудит : учеб.-метод. пособие / Н. П. Дробышевский. – Минск : Амалфея : Мисанта, 2013. – 415 с.
	Гринин, Л. Е. Социальная макроэволюция: генезис и трансформации Мир-Системы / Л. Е. Гринин, А. В. Коротаев. – Изд. 2-е. – М. : URSS, 2013. – 567 с.
	Дьяченко, Л.С. Методические рекомендации по подготовке и сдаче государственного экзамена по педагогике / Л. С. Дьяченко, Н. К. Зинькова, Р. В. Загоруйко. – Витебск : Витеб. гос. ун-т, 2013. – 53 с.
	Rips, L. J. Lines of thought: central concepts in cognitive psychology / L. J. Rips. – New York ; Oxford : Oxford Univ. Press, 2011. – XXII, 441 p.
	Rüthers, B. Rechtstheorie: Begriff, Geltung und Anwendung des Rechts / B. Rüthers, Ch. Fischer. – 5. Aufl. – München : Beck, 2010. – 665 S.
Издания с четырьмя и более авторами	Закономерности формирования и совершенствования системы движений спортсменов (на примере метания копья) / В. А. Боровая [и др.]. – Гомель : Гомел. гос. ун-т, 2013. – 173 с.
	Инвестиции: системный анализ и управление / К. В. Балдин [и др.] ; под ред. К. В. Балдина. – 4-е изд., испр. – М. : Дашков и К°, 2013. – 287 с.
	Elternbasierte Sprachförderung im Vorschulalter / F. Petermann [et al.]. – Göttingen[etc.] : Hogrefe, 2009. – 150 S.
	Language, society and power: an introduction / L. Thomas [et al.] ; ed.: I. Singh, J. S. Pececi. – 2nd ed. – London : Routledge, 2004. – XXIV, 239 p.
Издания с коллективным автором	Национальная стратегия устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь на период до 2020 г. / Нац. комис. по устойчивому развитию Респ. Беларусь ; редкол.: Л. М. Александрович [и др.]. – Минск : Юнипак, 2004. – 202 с.
	Сборник правил перевозок и тарифов железнодорожного транспорта общего пользования / Белорус. ж. д. ; сост. Е. А. Гопова. – Минск : Пересвет, 2013. – 46с.
Многотомные издания в целом	Багдановіч, М. Поўны збор твораў : у 3 т. / М. Багдановіч. – 2-е выд. – Мінск : Беларус. навука, 2001. – 3 т.
	Гісторыя Беларусі : у 6 т. / рэдкал.: М. Касцюк (гал. рэд.) [і інш.]. – Мінск :Соврем. шк. : Экоперспектива, 2007–2011. – 6 т.
	Encyclopedia of social work : in 4 vol. / ed.: L. E. Davis, T. Mizrahi. – Oxford : Oxdord Univ. Press, 2011. – 4 vol.

Продолжение таблицы 5.15.1

Отдельные тома в многотомном издании	Багдановіч, М. Поўны збор твораў : у 3 т. / М. Багдановіч. – 2-е выд. – Мінск : Беларус. навука, 2001. – Т. 1 : Вершы, паэмы, пераклады, едаванні, чарнавыя накіды. – 751 с.
	Вялікае княства Літоўскае : ВКЛ : энцыклапедыя : у 2 т. / Беларус. навук.-даслед. ін-т дакументазнаўства і арх.справы ; рэдкал.: Г. П. Пашкоў (гал. рэд.) [і інш.]. – Мінск : Беларус. Энцыкл., 2005–2006. – Т. 1. – 2005. – 684 с.
	Гісторыя Беларусі : у 6 т. / рэдкал.: М. Касцюк (гал. рэд.) [і інш.]. – Мінск : Соврем. шк. : Экоперспектива, 2007–2011. – Т. 3 : Беларусь у часы Рэчы Паспалітай (XVII–XVIII стст.) / Ю. Бохан [і інш.]. – 2007. – 344 с. ; Т. 6 арусць у 1946–2009 гг. / Н. Васілеўская [і інш.]. – 2011. – 727 с.
	Encyclopedia of social work : in 4 vol. / ed.: L. E. Davis, T. Mizrahi. – Oxford : Oxdord Univ. Press, 2011. – Vol. 4. – 564 p.
Сборники статей, трудов	Инновационное развитие общества в условиях интеграции правовых систем : сб. науч. ст. / Гродн. гос. ун-т ; редкол.: Н. В. Сильченко (гл. ред.) [и др.]. – Гродно : ГрГМУ, 2013. – 454 с.
	Марксизм: очерки марксистской политической экономии : сб. ст. / Междунар. асоц. политэкономов-марксистов ; под ред. А. А. Ковалева, А. П. Проскурина. – М. : Канон+, 2013. – 335 с.
	Наноструктуры в конденсированных средах : сб. науч. ст. / НАН Беларуси, Ин-т тепло- и массообмена ; редкол.: П. А. Витязь [и др.]. – Минск : Ин-т тепло- и массообмена, 2013. – 409 с.
	Общевойские уставы и Строевой устав Вооруженных Сил Российской ерации : [сборник]. – М. : За права военнослужащих, 2008. – 431 с. – (Право в Вооруженных Силах – консультант ; вып. 85).
	Российское общество: социологические перспективы : сб. тр. / Рос. акад. наук, Ин-т систем. анализа ; редкол.: Б. В. Сазонов (отв. ред.) [и др.]. – М. : Эдиториал УРСС, 2000. – 342 с.
	Political philosophy in the twenty-first century : essential essays / ed.: S. M. Cahn, R. B. Talisse. – Boulder : Westview Press, 2013. – VII, 291 p.
Материалы конференций	Информационные технологии и управление : материалы 49 науч. конф. аспирантов, магистрантов и студентов, Минск, 6–10 мая 2013 г. / Беларус. гос. ун-т информатики и радиоэлектроники ; редкол.: Л. Ю. Шилин [и др.]. – Минск : БГУИР, 2013. – 103 с.
	Международная научно-техническая конференция «Техника и технология защиты окружающей среды», 9–11 октября 2013 г. : материалы конф. / Беларус. гос. технол. ун-т ; редкол.: И. М. Жарский (гл. ред.) [и др.]. – Минск : БГТУ, 2013. – 208 с.
	Методология и принципы ценообразования в строительстве. Инновационные технологии в строительной отрасли и их внедрение : материалы I Междунар. науч.-практ. конф., Минск, 23–24 мая 2013 г. / Респ. науч.-техн. центр по ценообразованию в стр-ве ; редкол.: Г. А. Пурс [и др.]. – Минск : РНТЦ, 2013. – 153 с.
	Personal papers in history : papers from the 3rd Intern. conf. on the history of rec. a. arch., Boston, 27–29 Sept. 2007 / Univ. of Texas ; ed.: B. L. Craig [et al.]. – Austin : Univ. of Texas, 2009. – 155 p.
Диссертации	Врублеўскі, Ю. У. Гістарыяграфія гісторыі ўзнікнення і развіцця гарадоў на тэрыторыі Беларусі ў IX–XIII стст. : дыс..... канд. гіст. навук : 07.00.09 / Ю. У. Врублеўскі. – Мінск, 2013. – 148 л.
	Швачкина, М. В. Судебное рассмотрение дел по заявлениям на нотариальные действия и отказ в их совершении : дис. ... канд. юрид. наук : 12.00.15 / М. В. Швачкина. – М., 2013. – 221 л.

Продолжение таблицы 5.15.1

Авторефераты диссертаций	Горянов, А. В. Эволюция сельской дворянской усадьбы в конце XVIII – начале XX в.: по материалам усадеб князей Голицыных : автореф. дис. канд. ист. наук : 07.00.02 / А. В. Горянов ; Рос. акад. наук, Ин-т рос. истории. – М., 2013. – 40 с.
	Сидоров, А. В. Функциональная активность нервных центров при объемной передаче сигнала : автореф. дис. ... д-ра биол. наук : 03.03.01 ; 03.03.06 / А. В. Сидоров ; Ин-т физиологии НАН Беларуси. – Минск, 2013. – 44 с.
Учебники, учебно-методические материалы	Агапов, Е. П. Методы исследования в социальной работе : учеб. пособие / Е. П. Агапов. – 2-е изд. – М. : Дашков и К° ; Ростов н/Д : Наука-Спектр, 2013. – 223 с.
	Амасович, Н. В. Моя семья : метод. рекомендации / Н. В. Амасович, Т. Г. Завадская. – Витебск : Витеб. гос. ун-т, 2013. – 27 с.
	Хвойницкая, В. Ч. Русский язык : учеб. пособие : в 2 ч. / В. Ч. Хвойницкая, А. П. Ланец. – Минск : Адукацыя і выхаванне, 2013. – Ч. 2. – 143 с.
	Экономика организации (предприятия) : метод. указания / Витеб. гос. технол. ун-т ; сост.: Л. И. Китаева, В. А. Пожарицкая. – Витебск : ВГТУ, 2014. – 57 с.
Архивные материалы	Архив суда Ленинского района г. Минска за 2008 г. – Уголовное дело № 1-485/08 (14).
	Беларускі дзяржаўны архіў-музей літаратуры і мастацтва (БДАМЛІМ). – Ф. 3. Воп. 1. Спр. 97. Арк. 61.
	Государственный архив Гродненской области (ГАГр). – Ф. 125. Оп. 2. Д. 223–228.
	Нацыянальны архіў Рэспублікі Беларусь (НАРБ). – Ф. 4п. Оп. 1. Д. 4329. Л. 2. Подлинник.
	Российский государственный архив социально-политической истории (РГАСПИ). – Ф. 325. Оп. 2. Д. 26. Л. 11–45.
Отчеты о НИР	Состояние и перспективы развития статистики печати Российской Федерации : отчет о НИР (заключ.) : 06-02 / Рос. кн. палата ; рук. А. А. Джиго ; исполн.: В.П. Смирнова [и др.]. – М., 2000. – 250 с. – Инв. № 756600.
	Становление духовно-нравственной культуры младших школьников средствами музыкального образования: отчет о НИР (заключ.) / Нац. ин-т образования; рук. М. Б. Горбунов. – Минск, 2008. – 162 с. – № ГР 20082850.
Депонированные научные работы	Кузнецов, Ю. С. Измерение скорости звука в холодильных расплавах / Ю. С. Кузнецов, Н. Н. Курбатов, Ю. Ф. Червинский ; Моск. хим.-технол. ун-т. – М., 1982. – 10 с. – Деп. в ИНИОН РАН 10.03.2005, № 59159.
	Шибко, Н. Л. Методика обучения русскому языку как иностранному [Электронный ресурс] / Н. Л. Шибко ; Беларус. гос. ун-т. – Минск, 2011. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). – Деп. в ГУ «БелИСА» 28.02.2011, № 3-Б2011.
Обзорная информация	Настоящее и будущее осушенных болот Беларуси / В. С. Аношко [и др.]. – Минск: Беларус. науч.-исслед. центр «Экология», 2005. – 45 с. – (Обзорная информация / М-во природ. ресурсов и охраны окружающей среды Респ. Беларусь, БелНИЦ «Экология»).
Каталоги	Каталог древесных растений основных коллекционных фондов Беларуси / Центр. ботан. сад НАН Беларуси ; сост.: И. М. Гаранович [и др.] ; науч. ред. В.В. Титок. – Минск : Право и экономика, 2013. – 133 с.

Продолжение таблицы 5.15.1

Сериальные издания	Дзяспара. Культуралогія. Гісторыя : матэрыялы IV Міжнар. кангр. Беларусістаў «Беларуская культура ў кантэксце культур еўрапейскіх краін», Мінск, 6–9 чэрв. 2005 г. / Міжнар. асац. беларусістаў [і інш.] ; пад рэд. А. Мальдзіса, А. Смаленчука. – Мінск : Голас Радзімы, 2006. – 359 с. – (Беларусіка = Albaruthenica ; кн. 28).
	Кульпанович, О. А. Благотворительность в медицине Беларуси XVI–XXI вв. / О. А. Кульпанович. – Минск: Департамент исполн. наказаний М-ва внутр. дел Респ. Беларусь, 2006. – 292 с. – (Приложение к научно-практическому и информационному бюллетеню «Вестник пенитенциарной медицины» ; № 1).
	Эрингсон, Л. Тартуский университет в 1905 году / Л. Эрингсон ; редкол.: Г. Мосберг (отв. ред.) [и др.]. – Тарту: [б. и.], 1957. – 62 с. – (Ученые записки / Тартус. гос. ун-т ; вып. 56).
	Нехорошева, Л. Н. Инновационные системы современной экономики / Л. И. Нехорошева, Н. И. Богдан. – Минск: Белорус. гос. экон. ун-т, 2003. – 209 с. – (Серия «Экономика» ; вып. 9).
	Lane, T. Rendering the sublime: a reading of Marina Tsvetaeva's fairy-tale poem «The swain» / T. Lane. – Stockholm : [s. n.], 2009. – 147 p. – (Acta Universitatis Stockholmiensis. Stockholm studies in Russian literature ; № 41).
Электронные ресурсы локального доступа	Журава, А. С. Электронны трэнажор па беларускай мове. 3 клас [Электронны рэсурс] / А. С. Журава. – 3-е выд. – Мазыр : Содействие, 2013. – 1 электрон. апт. диск (CD-ROM).
	Идеологическая и воспитательная работа в учреждениях высшего образования: традиции и инновации [Электронный ресурс] : материалы заоч. науч.-метод. конф., 15–17 мая 2013 г., в рамках XV Респ. выст. науч.-метод. лит., пед. опыта и творчества учащейся молодежи «Я – грамадзянін Беларусі» / Респ. ин-т высш. шк. – Минск : РИВШ, 2013. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).
	Сапегіана: книжное собрание рода Сапег [Электронный ресурс] = Сапегіяна: кнігазбор роду Сапегіаў / Нац. б-ка Беларусі, Рос. нац. б-ка ; сост.: Л. Г. Кирюхина, К. В. Суша ; под науч. ред. Н. В. Николаева, Т. И. Рощиной. – Минск : Нац. б-ка Беларусі, 2011. – 1 электрон. опт. диск (DVD-ROM).
	Театр [Электронный ресурс] : энциклопедия : по материалам изд-ва «Большая российская энциклопедия» : в 3 т. – М. : Кордис & Медиа, 2003. – Электрон. опт. диски (CD-ROM) : зв., цв. – Т. 1 : Балет. – 1 диск ; Т. 2 : Опера. – 1 диск ; Т. 3 : Драма. – 1 диск.
Электронные ресурсы удаленного доступа	Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.pravo.by . – Дата доступа: 24.06.2016.
	Национальный статистический комитет Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://belstat.gov.by/ . – Дата доступа: 24.06.2016.
	Reforming the United Nations for peace and security [Electronic resource] : proc. of a workshop to analyze the rep. of the High-level Panel on Threats, Challenges, a. Change / Yale Center for the Study of Globalization. – New Haven : Yale Center for the Study of Globalization, 2005. – Mode of access: http://www.ycsg.yale.edu/core/forms/Reforming_un.pdf . – Date of access: 20.02.2014.
	UNBISnet [Electronic resource] : UN Bibliogr. Inform. System. – Mode of access: http://unbisnet.un.org . – Date of access: 24.06.2016.

Продолжение таблицы 5.15.1

Изобразительные издания	Маризе, М. А. С праздником 1 мая! [Изоматериал] : [открытка из фондов Нац. б-ки Беларуси], 1955 г. / М. А. Маризе. – Минск : Нац. б-ка Беларуси, 2010. – 1 л.
	Белорусский государственный театр кукол [Изоматериал] / текст: Л. Демкина, Л. Громько ; фото: П. Гончар [и др.]. – [Б. м. : б. и., 2013?]. – [31] с.
	Птицы Беларуси [Изоматериал] = Птушкі Беларусі : [плакат]. – Минск : Пачатк. шк., 2013. – 1 л.
Карты	Европа [Карты] : [полит.-адм. карта] : полит. устройство на 1 мая 2013. – 1 : 10 500 000, 105 км в 1 см. – М. : АГТ Геоцентр, 2013. – 1 к.
	Минск [Карты] : пл. города / сост. и подгот. к печ. Респ. унитар. Предприятием «Белкартография» в 2005 г. – Обновлена в 2012 г. – 1 : 80 000, 800 м в 1 см. – Минск : Белкартография, 2013. – 1 к.
	Россия, СНГ, Европа + Средняя Азия [Карты] : от Атлантики до Тихого океана : атлас автомобил. дорог : новейшая картооснова / разраб., компьютер. сост. и подгот. к изд. выполнены изд-вом «Меркурий Центр Карта» ; гл. ред. В. Н. Пейхвассер. – [Масштабы разные]. – М. : Меркурий Центр Карта ; Минск : Букмастер, 2013. – 247 с.
Нотные издания	Богатырев, А. В. Шесть романсов на стихи Сергея Есенина [Ноты] : для тенора с фортепиано / А. В. Богатырев. – Минск : Белорус. гос. акад. музыки, 2013. – 39 с.
	Играем с удовольствием [Ноты] : хиты клас. музыки для фортепиано / сост. Н. Сазонова. – Ростов н/Д : Феникс, 2013. – 85 с.
Аудиоиздания	Глебов, Е. Маленький принц [Звукозапись] : балет в 2 д. / Е. Глебов ; [играет] Симф. оркестр Гостелерадио Белорус. ССР, дирижер Б. Райский. – Минск : МедиаЛ, 2010. – 1 зв. диск.
Видеоиздания	Музыкальные вечера с Президентским оркестром Республики Беларусь [Видеозапись] : концерт / [исполняет] Президент. оркестр Респ. Беларусь, художеств. рук. и гл. дирижер В. Бабарикин, солисты: К. Москович, пан-флейта (1–4, 7–14), В. Никитченко, вокал (5, 6). – [Б. м., 2006?]. – 1 DVD video.
Технические регламенты	О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением : ТР ТС 032/2013 : принят 02.07.2013 : вступ. в силу 01.02.2014 / Евраз. экон. комис. – Минск : Экономэнерго, 2013. – 38 с.
Технические кодексы установившейся практики	Здания и сооружения объектов нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Противопожарные нормы проектирования = Будынкi і збудаванні аб'ектаў нафтахімічнай і нафтаперапрацоўчай прамысловасці. Супрацьпажарныя нормы праектавання : ТКП 455-2012 (09100). – Введ. 01.04.13 (с отменой на территории РБ ВУПП-88). – Минск : Белнефтехим, 2013. – 38 с.
Стандарты	Промышленные каталоги. Общие требования = Прамысловыя каталогі. Агульныя патрабаванні : ГОСТ 7.22-2003. – Взамен ГОСТ 7.22-80 ; введ. РБ 01.07.04. – Минск : Белорус. гос. ин-т стандартизации и сертификации, 2004. – 3 с. – (Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу).
	Узел крепления крановых рельсов к стальным подкрановым балкам. Технические условия : СТБ 2135-2010. – Введ. 01.07.11 (с отменой на территории РБ ГОСТ 24741-81). – Минск : Белорус. гос. ин-т стандартизации и сертификации, 2011. – 6 с.

Таблица 5.15.2 – Примеры описания составных частей документов

Составные части книг	<p>Абросимова, М. А. Направления автоматизации / М. А. Абросимова // Информационные технологии в государственном и муниципальном управлении : учеб. пособие / М. А. Абросимова. – 2-е изд., стер. – М., 2013. – С. 44–46.</p> <p>Бек, У. Перспектива космополитизма: социология второй эпохи модернити / У. Бек // Информационное общество: экономика, власть, культура: хрестоматия : в 2 т. / Новосиб. гос. техн. ун-т ; сост.: В. И. Игнатьев, Е. А. Салихова. – Новосибирск, 2004. – Т. 2. – С. 5–36.</p>
Главы из книг	<p>Борхард, Ю. Восстановление производства / Ю. Борхард // Накопление капитала : пер. с нем. / Ю. Борхард ; под ред. Г. Б. Гермаидзе. – Изд. 2-е. – М., 2013. – Гл. 9. – С. 253–271.</p> <p>Лемешевский, И. М. Экономическая безопасность Беларуси / И. М. Лемешевский // Национальная экономика Беларуси: основы стратегии развития : курс лекций / И. М. Лемешевский. – Минск, 2012. – Гл. 18. – С. 523–540.</p> <p>Сверхтвердые композиционные материалы на основе наноалмазов // Наноалмазы детонационного синтеза: получение и применение / П. А. Витязь [и др.] ; под общ. ред. П. А. Витязя. – Минск, 2013. – Гл. 2. – С. 25–103.</p>
Отдельные произведения в собраниях сочинений, избранных произведениях	<p>Белинский, В. Г. Рассуждение / В. Г. Белинский // Полн. собр. соч. : в 13 т. – М., 1953. – Т. 1 : Статьи и рецензии. Художественные произведения, 1829–1835. – С. 15–17.</p> <p>Гринцер, П. А. Древнеиндийский эпос / П. А. Гринцер // Избр. произведения : в 2 т. – М., 2008. – Т. 1. – С. 110–146</p>
Статьи из сборников	<p>Божанов, П.В. Направления развития транспортного комплекса Беларуси / П.В. Божанов // Современные концепции развития транспорта и логистики в Республике Беларусь : сб. ст. / Ин-т бизнеса и менеджмента технологий Белорус. гос. ун-та ; сост.: В. В. Апанасович, А. Д. Молокович. – Минск, 2014. – С. 56–64.</p> <p>Пухнарэвіч, Т. Індустрыяльны турызм у Беларусі / Т. Пухнарэвіч // Гуманітарызация і культура : зб. студэнц. навук. пр. / Брэсц. дзярж. ун-т ; рэдкал.: У. П. Люкевіч (старш.) [і інш.]. – Брэст, 2013. – С. 9–11.</p> <p>Шаўроў, С. Рэформа зямельнага адміністравання ў Беларусі / С. Шаўроў // На шляху да эканамічнага росту: патэнцыял развіцця рынкавых інстытутаў у Беларусі : зб. арт. / рэд.-склад. У. Валетка. – Мінск, 2013. – С. 213–234.</p> <p>Crane, M. T. Analogy, metaphor, and the new science / M. T. Crane // Introduction to cognitive cultural studies / ed. L. Zunshine. – Baltimore, 2010. – P. 103–114.</p>
Статьи из материалов конференций, семинаров, тезисов докладов	<p>Лукашевич, М. М. Текстуальный анализ. Алгоритм вычисления текстурных признаков / М. М. Лукашевич // Компьютерные системы и сети : материалы 48 науч. конф. аспирантов, магистрантов и студентов, Минск, 7–11 мая 2012 г. / Белорус. гос. ун-т информатики и радиоэлектроники ; редкол.: В. А. Прытков (гл. ред.) [и др.]. – Минск, 2012. – С. 12.</p> <p>Мойсак, О. И. Концепции логистики в управлении материальными потоками / О. И. Мойсак // Наука – образованию, производству, экономике : материалы Девятой междунар. науч.-техн. конф., Минск, 27–29 янв. 2011 г. : в 4 т. / Белорус. нац. техн. ун-т ; редкол.: Б. М. Хрусталева, Ф. А. Романюк, А. С. Калиниченко. – Минск, 2011. – Т. 2. – С. 278.</p> <p>Семи́н, А. А. Проблемы квалификации преступлений с административной преюдицией / А. А. Семи́н // Проблемы борьбы с преступностью и подготовки кадров для органов внутренних дел Республики Беларусь : междунар. науч.-практ. конф., посвящ. Дню белорус. науки, Минск, 25 янв. 2008 г. : тез. докл. / Акад. М-ва внутр. дел Респ. Беларусь ; ред.: Н. И. Минич [и др.]. – Минск, 2008. – С. 263–264.</p>

Продолжение таблицы 5.15.2

Статьи из справочных изданий	Аляхновіч, М. М. Электронны мікраскоп / М. М. Аляхновіч // Беларуская энцыклапедыя : у 18 т. / Беларус. Энцыкл. ; рэдкал.: Г. П. Пашкоў [і інш.]. – Мінск, 2004. – Т. 18, кн. 1. – С. 100.
	Багадзяж, М. К. Радзівіл Альбрэхт Станіслаў / М. К. Багадзяж // Мысліцелі і асветнікі Беларусі, X–XIX стагоддзі : энцыкл. давед. / склад. Г. А. Маслыка ; гал. рэд. Б. І. Сачанка. – Мінск, 1995. – С. 277.
	Витрувий // БСЭ. – 3-е изд. – М., 1971. – Т. 5. – С. 359–360.
	Водовозов, В. Социалистические партии / В. Водовозов // Энциклопедический словарь : [в 86 т.] / изд.: Ф. А. Брокгауз, И. А. Ефрон ; под ред. К. К. Арсеньева, О. О. Петрушевского. – СПб., 1900. – Т. 31 (61). – С. 35–62.
Статьи из журналов	Валатоўская, Н. А. Традыцыйны і сучасны вясельны абрад беларусаў і ўкраінцаў: агульнае і рознае ў сямейнай абраднасці славянскіх народаў / Н. А. Валатоўская // Нар. асвета. – 2013. – № 5. – С. 88–91.
	Влияние магнитного поля на скорость ионной компоненты пучка частиц, образующихся при наносекундном вакуумном перекрытии диэлектриков / А. С. Гилев [и др.] // Изв. вузов. Физика. – 2012. – Т. 55, № 6. – С. 3–6.
	Полоник, С. С. Теоретико-методологические основы обеспечения внешнеэкономической безопасности Республики Беларусь в условиях усиления международной конкуренции / С. С. Полоник, Э. В. Хоробрых, А. А. Литвинчук // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. Д, Экон. и юрид. науки. – 2013. – № 5. – С. 7–16.
	Lind, H. Raman spectroscopy of thin-film silicon on woven polyester / H. Lind, J. Wilson, R. Mather // Physica Status Solidi. A. – 2011. – Vol. 208, № 12. – P. 2765–2771.
	Steger, D. P. The future of the WTO: the case for institutional reform / D. P. Steger // J. of the Intern. Econ. Law. – 2009. – Vol. 12, iss. 4. – P. 803–833.
Статьи из газет	Дубаневич, Л. Партизанский десант в Германию : [о комиссаре партизан. отряда А. Андрееве] / Л. Дубаневич // Белорус. лес. газ. – 2014. – 13 февр. – С. 10.
	«Нацыянальную культуру нельга разумець спрошчана» : [Указам Кіраўн. дзяржавы А. Лукашэнкі прысуджаны пяць прэмій «За духоўнае адраджэнне»] / паводле паведамл. прэс-службы Прэзідэнта Рэсп. Беларусь // Культура. – 2014. – 11 студз. – С. 1, 2.
Статьи из продолжающихся изданий	Давидович, А. Л. О современных подходах к определению качества дошкольного образования / А. Л. Давидович // Зб. навук. пр. / Акад. паслядыплом. адукацыі. – Мінск, 2013. – Вып. 11. – С. 210–219.
	Ерицов, А. М. Глобальные природные пожары / А. М. Ерицов // Сб. науч. тр. / НАН Беларуси, Ин-т леса. – Гомель, 2013. – Вып. 73 : Проблемы лесоведения и лесоводства. – С. 512–518.
	Сільчанка, М. У. Праблемы тэорыі крыніц беларускага права / М. У. Сільчанка // Право и демократия : сб. науч. тр. / Белорус. гос. ун-т. – Минск, 2013. – Вып. 24. – С. 5–14.
Рецензии	Грачыха, Т. А. [Рэцэнзія] / Т. А. Грачыха // Весн. Віцеб. дзярж. ун-та. – 2013. – № 1. – С. 127–128. – Рэц. на кн.: Рэгіянальны слоўнік Віцебшчыны : у 2 ч. / Віцеб. дзярж. ун-т ; склад.: Л. І. Злобін [і інш.]. – Віцебск : ВДУ, 2012–2014. – Ч. 1. – 2012. – 303 с.
	Левяш, И. Интересы и ценности Беларуси / И. Левяш // Беларус. думка. – 2009. – № 11. – С. 65–69. – Рец. на кн.: Мельник, В. А. Основы идеологии белорусского государства : пособие / В. А. Мельник. – Минск : Выш. шк., 2009. – 416 с.

Окончание таблицы 5.15.2

Составные части архивных материалов	Об усилении использования научно-технических методов и средств в борьбе с преступностью : приказ М-ва внутр. дел СССР, 26 окт. 1948 г., № 454 // Архив Министерства внутренних дел Республики Беларусь. – Ф. 51. Оп. 3. Д. 14. Л. 236.
	Описание синагоги в г. Минске (план части здания синагоги 1896 г.) // Центральный исторический архив Москвы (ЦИАМ). – Ф. 454. Оп. 3. Д. 21. Л. 18–19.
	Циркуляр Гомельского уездного комитета РКП(б) волостным партийным ячейкам уезда «О сектах» // Государственный архив общественных объединений Гомельской области (ГАООГо). – Ф. 2. Оп. 1. Д. 38. Л. 53–53об. Подлинник.
Составные части CD, DVD-ROM	Введенский, Л. И. Судьбы философии в России [Электронный ресурс] / Л. И. Введенский // История философии : собр. тр. крупнейших философов по истории философии. – М., 2002. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).
	Кирюхина, Л. Г. Национальная библиотека Беларуси как координационный и методический центр [Электронный ресурс] / Л. Г. Кирюхина, Л. А. Демешко // Публічныя бібліятэкі на пачатку XXI ст. : зб. арт. / Нац. б-ка Беларусі ; склад. В. А. Рынкевіч ; рэд.: М. Г. Алейнік, А. Я. Иванова. – Мінск, 2008. – 1 электрон. апт. дыск (CD-ROM).
Составные части электронных ресурсов удаленного доступа	Жданухин, Д. Ю. Коллекторские агентства: основные черты деятельности, история появления и зарубежный опыт [Электронный ресурс] / Д. Ю. Жданухин // Юридическая Россия : Федер. правовой портал. – Режим доступа: http://law.edu.ru/doc/document.asp?docID=1233648 . – Дата доступа: 22.06.2016.
	Загорец, В. Демографический переход: понятие, этапы и социально-экономическое значение [Электронный ресурс] / В. Загорец // Журн. междунар. права и междунар. отношений. – 2013. – № 1. – Режим доступа: http://www.evolutio.info/images/journal/2013_1/2013_1_zaharets.pdf . – Дата доступа: 22.06.2016.
	О демографической ситуации в январе – июне 2016 г. [Электронный ресурс] // Национальный статистический комитет Республики Беларусь. – Режим доступа: http://www.belstat.gov.by/o-belstate_2/novosti-i-meropriyatiya/novosti/o_demograficheskoy_situatsii_v_yanvare_iyune_2016_g/ . – Дата доступа: 29.07.2016.
	World heritage list [Electronic resource] // UNESCO, World Heritage Centre. – Mode of access: http://whc.unesco.org/en/list . – Date of access: 20.06.2016.

Таблица 5.15.3 – Примеры описания официальных документов

Конституции	Конституция Республики Беларусь: с изм. и доп., принятыми на респ. референдумах 24 нояб. 1996 г. и 17 окт. 2004 г. – Минск: Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь, 2016. – 62 с.
Кодексы	Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации [Электронный ресурс] : 7 марта 2001 г., № 24-ФЗ : принят Гос. Думой 7 февр. 2001 г. : одобр. Советом Федерации 22 февр. 2001 г. : в ред. Федер. закона от 09.03.2016 г. // КонсультантПлюс. Россия / ЗАО «Консультант Плюс». – М., 2016.
	Кодекс Республики Беларусь о земле [Электронный ресурс] : 23 июля 2008 г., № 425-З : принят Палатой представителей 17 июня 2008 г. : одобр. Советом Респ. 28 июня 2008 г. : в ред. Закона Респ. Беларусь от 31.12.2014 г. // ЭТАЛОН. Законодательство Республики Беларусь / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.

Продолжение таблицы 5.15.3

	Кодекс Республики Беларусь об административных правонарушениях : 21 апр. 2003 г. № 194-3 : принят Палатой представителей 17 дек. 2002 г. : одобр. Советом Респ. 2 апр. 2003 г. : в Кодекс с 28 апр. 2015 г. изм. и доп. не вносились. – Минск : Амалфея, 2015. – 419 с.
Декреты, Указы	О Парке высоких технологий [Электронный ресурс] : Декрет Президента Респ. Беларусь, 22 сент. 2005 г., № 12 : в ред. Декрета Президента Респ. Беларусь от 03.11.2014 г. // ЭТАЛОН.Законодательство Республики Беларусь / Нац. Центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.
	О конфискации всего имущества Сестрорецкого металлического завода : Декрет Совета нар. комиссаров РСФСР, 12 янв. 1918 г. // Собр. узаконений и распоряжений Рабочего и Крестьян. Правительства. – 1918.– № 16. – Ст. 235.
	Об утверждении Директивы о стиле и методах работы Совета Министров Республики Беларусь по решению вопросов социально-экономического развития страны : Указ Президента Респ. Беларусь, 14 янв. 2000 г., № 18 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2000. – № 8. – 1/931.
Законы	Аб ратыфікацыі Пагаднення паміж Урадам Рэспублікі Беларусь і Урадам Кітайскай Народнай Рэспублікі аб паветраных зносінах : Закон Рэсп. Беларусь, 26 лют. 1997 г., № 22-3 // Ведамасці Нац. сходу Рэсп. Беларусь. – 1997. – № 16. – Арт. 297–298.
	Об Уполномоченном по правам человека в Российской Федерации [Электронный ресурс] : Федер. конституц. закон, 26 февр. 1997 г., № 1-ФКЗ : в ред. Федер. конституц. закона от 31.01.2016 г. // КонсультантПлюс.Россия / ЗАО «Консультант Плюс». – М., 2016.
	О защите прав потребителей : Закон Респ. Беларусь от 9 янв. 2002 г. № 90-3 : в ред. от 8 июля 2008 г. № 366-3 : с изм. и доп. от 2 мая 2012 г. № 353-3. – Минск : Амалфея, 2013. – 59 с.
Постановления	Дело «Михаил Гришин (Mikhail Grishin) против Российской Федерации» : постановление Европ. суда по правам человека, 24 июля 2012 г. // Бюл. Европ. суда по правам человека : рос. изд. – 2013. – № 8. – С. 9, 89–113.
	О принятии в собственность Республики Беларусь имущества [Электронный ресурс] : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 18 февр. 2014 г., № 137 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. – Режим доступа: http://pravo.by/main.aspx?guid=12551&p0=C21400137&p1=1&p5=0 . – Дата доступа: 22.06.2016.
	Об утверждении основных показателей развития лесного хозяйства на 2014 год [Электронный ресурс] : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 24 дек. 2013 г., № 1124 // ЭТАЛОН.Законодательство Республики Беларусь / Нац. Центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.
Конвенции, договоры, соглашения, концепции	Конвенция Организации Объединенных Наций о договорах международной купли-продажи товаров [Электронный ресурс] : [заключена в г. Вене 11.04.1980 г.] // КонсультантПлюс. Россия / ЗАО «Консультант Плюс». – М., 2016.
	Международная конвенция об охране нематериального культурного наследия : основ. тексты / Орг. Объед. Наций по вопр. образования, науки и культуры. – Париж : ЮНЕСКО, 2011. – VII, 103 с.

Продолжение таблицы 5.15.3

	<p>Договор о нераспространении ядерного оружия [Электронный ресурс] : одобр. резолюцией 2373 (XII) Генер. Ассамблеи, 12 июня 1968 г. // Организация Объединенных Наций. – Режим доступа: http://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/npt.shtml. – Дата доступа: 05.07.2016.</p>
	<p>Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Итальянской Республики о сотрудничестве в области образования [Электронный ресурс] : [заключено в г. Триесте 10.06.2011 г.] // КонсультантПлюс. Беларусь / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.</p>
	<p>Концепция качества образования столичного региона на 2014– 2018 годы (проект) / Ком. по образованию Мингорисполкома, Мин. гор. ин-т развития образования. – Минск : [б. и.], 2013. – 26 с.</p>
Приказы, решения, распоряжения	<p>О ведении государственной статистики в 2016 году [Электронный ресурс] : приказ Нац. стат. ком. Респ. Беларусь, 17 дек. 2015 г., № 367 // Национальный статистический комитет Республики Беларусь. – Режим доступа: http://www.belstat.gov.by/upload-belstat/upload-belstat-pdf/prikaz-o_vedenii_sttistikiki_22_2_2016.pdf. – Дата доступа: 22.06.2016.</p>
	<p>О признании утратившими силу некоторых решений Минского областного исполнительного комитета [Электронный ресурс] : решение Мин. обл. исполн. ком., 11 нояб. 2011 г., №1571 // ЭТАЛОН. Решения органов местного управления и самоуправления / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.</p>
	<p>О сроках исполнения документов [Электронный ресурс] : распоряжение Гос. ком. по стандартизации, метрологии и сертификации Респ. Беларусь, 19 сент. 1997 г., № 12р // КонсультантПлюс. Беларусь / ООО «ЮрСпектр», Нац. Центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.</p>
Положения	<p>Типовое положение о мобилизационных структурах [Электронный ресурс] : утв. постановлением Правительства Респ. Таджикистан, 30 марта 2013 г., № 145 // Законодательство стран СНГ / ООО «СоюзПравоИнформ». – Режим доступа: http://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=60039. – Дата доступа: 21.06.2016.</p>
	<p>Положение о порядке разработки, принятия, внесения изменений и отмены технического регламента Таможенного союза [Электронный ресурс] : [принято в г. Санкт-Петербурге 20.06.2012 г.] // КонсультантПлюс. Беларусь / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.</p>
Послания, письма	<p>Лукашенко, А. Г. Обновление страны – путь к успеху и процветанию : послание Президента белорус. народу и Нац. собр., 19 апр. 2013 г. / А. Г. Лукашенко // Совет. Белоруссия. – 2013. – 20 апр. – С. 1–7.</p>
	<p>О применении положений Указа Президента Республики Беларусь [Электронный ресурс] : письмо М-ва по налогам и сборам Респ. Беларусь, 20 нояб. 2013 г., № 2-2-12/422 // КонсультантПлюс. Беларусь / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.</p>
Инструктивно-нормативные документы	<p>Инструкция по делопроизводству в государственных органах, иных организациях : утв. М-вом юстиции Респ. Беларусь 19.01.09 : по состоянию на 22 апр. 2013 г. – Минск : Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь, 2013. – 109 с.</p>
	<p>Инструкция по определению энтомологических показателей эпидемического сезона малярии : утв. М-вом здравоохранения Респ. Беларусь 02.05.13. – Минск : Респ. центр гигиены, эпидемиологии и обществ. здоровья, 2013. – 15 с.</p>

Окончание таблицы 5.15.3

Комментарии к нормативно- правовым актам	Воробей, Г. А. Комментарий к изменениям и дополнениям, внесенным в Бюджетный кодекс Республики Беларусь Законом Республики Беларусь от 15 октября 2010 г. № 175-З / Г. А. Воробей. – Минск : Амалфея, 2012. – 96 с.
	Привалов, И. Комментарий к постановлению Министерства финансов Республики Беларусь от 6 мая 2013 г. № 27 / И. Привалов // Консультант бухгалтера. – 2013. – № 9. – С. 17–23.
	Чернюк, А. А. Предоставление гражданам жилого помещения в общежитии государственного учреждения образования и возмещение обучающимся расходов по найму жилья [Электронный ресурс] : [по состоянию на 15.10.2013 г.] / А. А. Чернюк // КонсультантПлюс. Беларусь / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.

6 Список использованных источников

Правила проведения аттестация учащихся, курсантов при освоении содержания образовательных программ среднего специального образования (Постановление Министерства образования Республики Беларусь от 23 августа 2022 №282).

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ «БЕЛЭНЕРГО»

УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«МИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОЛЛЕДЖ»

«Допущен к защите»
заведующим отделением

«_____» _____ 20__ г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема: _____

Специальность: 2-43 01 04

Тепловые электрические станции

Специализация: 2-43 01 04 31

Монтаж и эксплуатация
теплоэнергетического оборудования ТЭС

Разработал обучающийся
группы _____

Руководитель:

Консультант:

Нормоконтролер:

ОБРАЗЕЦ БЛАНКА ЗАДАНИЯ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по учебной работе

_____ Е.Г.Сайковская

_____ 20__г.

ЗАДАНИЕ

на дипломный проект (дипломную работу)

Обучающемуся _____
 (фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется))

Курс _____ Учебная группа _____

Специальность 2-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

1. Тема дипломного проекта (дипломной работы) _____

Утверждена приказом директора от _____ 20__ г. № _____

2. Срок окончания дипломного проекта (дипломной работы) _____

3. Исходные данные по дипломному проекту (дипломной работе)

Мощность ТЭЦ _____ МВт ГРЭС _____ МВт

Тип и количество установленных турбин _____

Подробная разработка _____ отделения

Производственная тепловая нагрузка _____ т/час

Возврат конденсата с производства _____ %

Теплофикационная нагрузка _____ ГДж/час

Вид топлива _____

Система технического водоснабжения электростанции _____

Специальное задание по технике безопасности _____

Число часов использования установленной мощности _____ час/год

Специальная часть проекта _____

4. Содержание дипломного проекта (дипломной работы)

4.1. Пояснительная записка

Введение

1. Выбор паровых и водогрейных котлов

2. Описание тепловой схемы турбоустановки

3. Расчет и построение процесса расширения пара в турбине, расчет элементов тепловой схемы

4. Расчет и выбор вспомогательного оборудования электростанции

5. Описание схемы топливного хозяйства электростанции

6. Выбор и описание схемы водоподготовительной установки электростанции
7. Выбор оборудования системы технического водоснабжения электростанции
8. Перечень тепловых защит котельной (турбинной) установки
9. Мероприятия по охране окружающей среды и энергосбережению на электростанции
10. Специальное задание по технике безопасности
11. Расчет экономических показателей электростанции
12. Специальная часть проекта
13. Заключение

Список использованных источников

4.2. Графическая (практическая) часть

Лист 1 Тепловая схема турбоустановки (A1)

Лист 2 Спецификация (A2 или A3)

5. Консультанты (с указанием разделов, по которым они консультируют)

консультант по основным разделам (кроме 11) – руководитель проекта

консультант по экономической части (11 раздел) –

6. Календарный график работы на весь период дипломного проекта (дипломной работы)

Разделы	Сроки выполнения	Объем выполнения, %
Введение, 1-3	29.12.2022-04.01.2023 – 1 неделя	15
4	05.01.2023-11.01.2023 – 1 неделя	15
1-я рабочая комиссия - 12.01.2023		30
5-7	12.01.2023-14.01.2023 – 0,5 недели	15
8-10	16.01.2023-18.01.2023 – 0,5 недели	10
11	19.01.2023-25.01.2023 – 1 неделя	15
2-я рабочая комиссия - 26.01.2023		70
12	26.01.2023-01.02.2023 – 1 неделя	10
Графическая часть	02.02.2023-08.02.2023 – 1 неделя	20
3-я рабочая комиссия - 09.02.2023		100
Нормоконтроль дипломного проекта - 10.02.2023-15.02.2023		
Рецензия дипломного проекта - 16.02.2023-22.02.2023		

Председатель цикловой комиссии

_____ (подпись)

_____ (инициалы (инициал собственного имени), фамилия)

Руководитель дипломного проекта
(дипломной работы)

_____ (подпись)

_____ (инициалы (инициал собственного имени), фамилия)

Дата выдачи задания: _____ 20__ г.

Задание принял к выполнению: _____ 20__ г.

_____ (подпись обучающегося)

Пояснительная записка

Графическая часть – 2 листа

Изм	Лист	№ док ум.	Подпись	Дата	Литера	Лист	Листов
Разраб.							
Руковод.							
Консульт.							
Консульт.							
Н. Контр.							

УО МГЭК

Таблица 3.1 - Характеристики турбин КЭС

Марка турбины	Давление пара, МПа	Электрическая мощность, МВт	Расход острого пара, т/ч	Расход охлаждающей воды, тыс. м ³ /ч
Для КЭС				
К-160-130	12,7	160/165	482/516	20,8
К-210-130	12,7	210/215	650/670	25
К-300-240	23,5	300/313	930/975	36
К-500-240	23,5	500/535	1525/1650	51,5
К-800-240	23,5	800/850	2500/2650	73
К-1200-240	23,5	1200/1280	3660/3927	105
Для АЭС				
К-220-44	4,3	220/236	1375/1445	55,5
К-1000-60/3000	6	1000/1074	5870/6290	170
К-1200-60/1500	6	1100/1178	□	□

Таблица 3.2 – Характеристики турбин ТЭЦ

Марка турбины	Электрическая мощность, МВт	Теплофикационный отбор, МВт	Производственный отбор пара, т/ч	Расход острого пара, т/ч	Расход охлаждающей воды, тыс. м ³ /ч
Для неблочных ТЭЦ					
ПТ-60/75-130	60/75	60/97	140/250	350/387	8
ПТ-80/100-130	80/100	75/120	185/300	450/470	8
ПТ-135/165-130	135/165	128/162	320/480	750/760	12,4
Р-50-130	50/60	□	400	480	□
Р-100-130	100/107	□	650	760	□
Т-100/120-130	110/120	204	□	445/485	16
Т-175/210-130	175/210	315	□	745/760	24,5
Для блочных ТЭЦ					
Т-180/215-130	180/215	265	□	659/670	22
Т-250/300-240	250/300	395	□	955/980	28

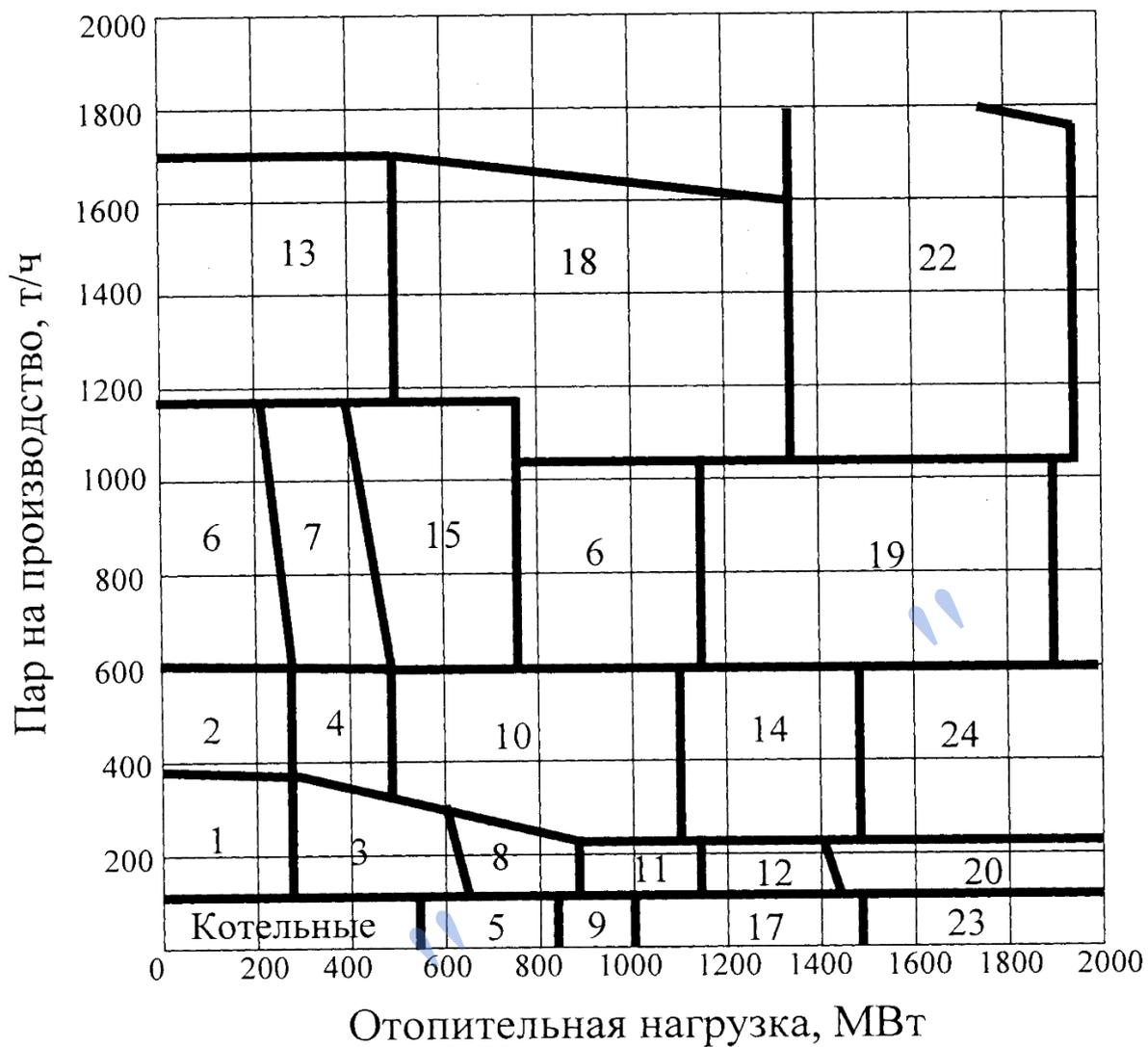


Рисунок 3.1. – Покрытие тепловых нагрузок теплоэлектростанциями

Таблица 3.3 – Варианты состава оборудования для неблочных ТЭЦ

Вариант (см. рис. 3.1)	Состав турбин	Производительность котлов	
		паровых, т/ч	водогрейных, МВт
1	2 × ПТ -60	2 × 420	100–150
2	2 × ПТ-60 + P-50	3 × 420	100–150
3	ПТ-80 + Т - 110	2 × 500	150–300
4	3 × ПТ -80	3 × 500	150–250
5	2 × Т-110	2 × 500	300–400
6	ПТ-135 + P-100	4 × 420	100–150
7	ПТ-135 + Т-110 + P-50	5 × 420	300–450
8	ПТ-80 + 2 × Т-110	3 × 500	300–450
9	2 × Т-180	2 × 670	400–500
10	ПТ-135 + 2 × Т-110 + P-50	5 × 420	300–500
11	ПТ-60 + 2 × Т-175	5 × 420	450–600
12	ПТ-80 + 2 × Т-175	5 × 420	600–700
13	2 × ПТ-135 + Т-110 + P-100	7 × 420	100–250
14	ПТ-135 + 2 × Т-175	6 × 420	600–700
15	2 × ПТ-135 + 2 × Т-110	6 × 420	250–400
16	2 × ПТ-135 + 2 × Т-110 + P-50	7 × 420	400–600
17	3 × Т-180	3 × 670	500–750
18	2 × ПТ-135 + 2 × Т-110 + P-100	8 × 420	300–650
19	2 × ПТ-135 + 2 × Т-175	8 × 420	600–950
20	ПТ-135 + 3 × Т-175	7 × 420	700–1000
21	ПТ-135 + 3 × Т-175 + P-50	8 × 420	750–1000
22	4 × Т-180	4 × 670	750–1000
23	2 × ПТ-135 + 2 × Т-175	10 × 420	700–1000

Таблица 3.4 – Котлы (парогенераторы) тепловых электростанций

Марка по ГОСТ 3619–82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара				Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производительность,	Давление, МПа	Температура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла			
<u>Е-160-9,8ГМ</u> БКЗ-160-100ГМ	Газ, мазут	Барабанный П-образный	160	9,8 (100)	540	8,11	10,23	25,18	667	К-100-90, ПТ-60-90	
<u>Е-220-9,8ГМ</u> ТГМ-159/СО	То же	То же	220	9,8 (100)	540	10,4	14,36	29,1	1142		
<u>Е-320-13,8ГМ</u> БКЗ-320-140ГМ	То же	То же	320	13,8 (140)	560	13,3	12,78	27,37	1230	К-160-130, К-200-130, Т-50, ПТ-50, ПТ-60, ПТ-80, P-40, P-50, TP-110	
<u>Е-320-13,8КТ</u> БКЗ-320-140-6С	Каменный уголь	То же	320	13,8 (140)	560	17,1	19,65	40,2	1885		
<u>Е-320-13,8БГ</u> БКВ-320-140-ПТ5	Бурый канско-ачинский уголь	То же	320	13,8 (140)	560	13,1	16,28	36,29	1617		
<u>Е-340-13,8ГМ</u> БКЗ-340-140/29М	Мазут	То же	340	13,8 (140)	545	17,0	20,0	36,5	1963	К-160-130, К-200-130, К-210-130, Т-50, ПТ-50, ПТ-60, ПТ-80, P-40, P-50, TP-110	

Продолжение таблицы 3.4

Марка по ГОСТ 3619-82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара			Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производительность,	Давление, МПа	Температура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла		
Е-420-13.8ГМ ТГМ-84/Б	Газ, мазут	Барабанный П-образный	420	13,8 (140)	560	15,4	13,9	31,5	1540	ПТ-50, ПТ-60, ПТ-135, Р-40, Р-50, Р-100, Т-100, Т-175, Т-180, ТР-110
Е-420-13.8ГМН БКЗ-420-140НГМ4	То же	То же	420	13,8 (140)	560	18,4	14,5	32,4	1641	
Е-420-13.8КТ ТП-87-1	Донецкий каменный уголь Т	То же	420	13,8 (140)	540	15,8	18,2	39,7	1985	
Е-420-13.8КТ БКЗ-420-140-5	Экибастузский каменный уголь	Барабанный Т-образный	420	13,8 (140)	560	11,15	25,44	39,1	2072	
Е-420-13.8БТ БКЗ-420-140ПТ2	Назаровский бурый уголь	Барабанный П-образный	420	13,8 (140)	560	19,5	20,0	42,0	2330	
Е-480-13.8ГМ ТГМ-96/Б	Газ, мазут	То же	480	13,8 (140)	560	16,0	15,95	32,8	1934	То же и ПТ-80
Е-500-13.8ГМ ТГМ-444	Газ, мазут	Барабанный П-образный	500	13,8 (140)	560	17,0	13,75	24,0	1745	ПТ-50, ПТ-60, ПТ-135, Р-40, Р-50, Р-100, Т-100, Т-175, Т-180, ТР-110, ПТ-80, К-160-130
Е-500-13.8ГМН ТГМЕ-464	То же	То же	5500	13,8 (140)	560	17,45	17,8	36,7	2093	
Е-500-13.8КТ ТПЕ-430А	Кузнецкий каменный уголь	То же	5500	13,8 (140)	560	16,1	18,2	43,8	2765	
Е-500-13.8БТ БКЗ-500-140-1	Березовский бурый уголь	То же	5500	13,8 (140)	560	16,5	29,5	51,0	3144	
Е-640-13.8ГМ ТГМ-104	Газ, мазут	То же	6640	13,8 (140)	570	20,3	23,1	36,0	2700	К-200-130, Т-100, Т-110
Е-640-13.8КЖ ТП-100/А	Антрацитовый штыб АШ	Барабанный Т-образный	6640	13,8 (140)	570	30,8	20,4	43,5	3500	К-200-130
Е-640-13.8Д ТП-108	Фрезерный торф	Барабанный П-образный с вынесенным воздухоподогревателем	6640	13,8 (140)	570	30,0	20,9	43,6	5436	
ТПЕ-214	Нерюнгринский каменный уголь марки СС	Барабанный П-образный естественный циркул.	670	13,8 (140)	545				3886	К-200-130
Еп-670-13.8ГМН ТГМЕ-206	Газ, мазут	Барабанный П-образный однокорпусный	670	13,8 (140)	545	21,7	22,08	36,63	2944	К-200-130, К-210-130, Т-180-130
Еп-670-13.8БТ БКЗ-670-140-3	Бикинский бурый уголь	То же	670	13,8 (140)	545	19,1	34,9	64,0	5853	
Еп-670-13.8КДТ ТПЕ-215	Каменный уголь, газ	Барабанный Т-образный однокорпусный	670	13,8 (140)	545	32,8	23,0	56,5	5771	
Пп-950-25КЖ П-50	Тоций каменный уголь	Прямоточный Т-образный двухкорпусный	950	25,0 (255)	565	24,0	19,0	51,4	4400	К-300-240, Т-250-240
Пп-950-25Б П-59	Подмосковный бурый уголь	Прямоточный Т-образный однокорпусный	950	25,0 (255)	545	24,0	36,0	63,0	8164	

Окончание таблицы 3.4

Марка по ГОСТ 3619–82 заводская	Топливо	Компоновка	Параметры пара			Габариты, м			Общая масса котла, т	Варианты установки с турбинами
			Производительность,	Давление, МПа	Температура, °С	Ширина	Глубина	Отметка верха котла		
<u>Пп-1000-25ГМН</u> ТГМП-324А	Газ, мазут	Прямоточный П-образный	1000	25,0 (255)	545	18,6	24,5	51,4	5246	К-300-240, Т-250-240
<u>Пп-1000-25ГМ</u> ТГМП-314	Газ, мазут	Прямоточный П-образный с опорным каркасом	1000	25,0 (255)	545	18,2	23,6	42,0	3958	
<u>Пп-1000-25ГМ</u> ТГМП-344А	Газ, мазут	Прямоточный П-образный подвесной	1000	25,0 (255)	545	20,5	25,3	49,9	4543	
<u>Пп-1000-25ГМ</u> ТГМП-114	Газ, мазут	Прямоточный П-образный однокорпусный	1000	25,0 (255)	565	24,0	18,0	34,0	4200	
<u>Пп-1000-25КЖ</u> ТПП-312А	Каменный уголь ГСШ	Прямоточный однокорпусный	1000	25,0 (255)	545	18,6	23,6	52,0	4553	
<u>Пп-1000-25К</u> ТПП-316	Каменный Уголь, Китай	Прямоточный П-образный подвесной	1000	25,0 (255)	545	24,0	37,0	70,0	8700	
<u>Пп-1650-25КТ</u> П-57-2	Экибастузский каменный уголь	Прямоточный Т-образный с опорным каркасом	1650	25,0 (255)	545	36,0	24,0	59,3	9015	К-500-240
<u>Пп-1800-13.8ГМ</u> ТМП-501	Мазут	Прямоточный П-образный подвесной однокорпусный.	1800	13,8 (140)	515	18,0	25,7	63,6	5000	
<u>Пп-2650-25ГМ</u> ТГМП-204	Газ, мазут	Прямоточный Т-образный с опорным каркасом	2650	25,0 (255)	545	20,7	29,0	62,3	7550	К-800-240
<u>Пп-2650-25КЖ</u> ТПП-804	Кузнецкий каменный уголь	Прямоточный Т-образный подвесной	2650	25,0 (255)	545	70,6	15,5	87,2	13418	
<u>Пп-2650-25БГ</u> П-67	Березовский бурый уголь	То же	2650	25,0 (255)	545	72,0	33,0	106,4	17800	
<u>Пп-3950-25ГМ</u> ТГМП-1202	Газ, мазут	Прямоточный П-образный подвесной однокорпусный.	3950	25,0 (255)	545	72,0	47,6	62,4	1177	К-1200-240

Таблица 3.5 – Ядерные реакторы атомных электростанций

Тип реакторной установки	Мощность, МВт		Число петель, шт.	Наименование элемента реактора	Тип (марка)	Технические характеристики			Габариты, м		Масса, т	
	тепловая	электрическая				Номинальное давление, МПа	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	Диаметр	Высота	элемента реактора	всего реактора
ВВЭР-210	760	210 (3 × 70)	6	Корпус реактора	Вертикальный цилиндрический	10,0	252	273	3,8	11,14	223	470
				Верхний блок	Плоская крышка с СУЗ	10,0	252	273				
ВВЭР-365	1320	365 (5 × 73)	8	Корпус реактора	Вертикальный цилиндрический	10,5	252	280	3,8	12,00	241	523
				Верхний блок	Сферическая крышка с СУЗ	10,5	252	280				
ВВЭР-440	1375	440 (2 × 220)	6	Корпус реактора	Вертикальный цилиндрический	12,5	270	300	4,71	11,80	218	573
				Верхний блок	Сферическая крышка с СУЗ	12,5	270	300	4,27	11,88	116	
ВВЭР-1000	3000	1000 (1 × 1000 или 2 × 500)	4	Корпус реактора	Вертикальный цилиндрический	16,0	290	325	4,54	10,88	314	730
				Верхний блок	Сферическая крышка с СУЗ	16,0	290	325	4,58	8,30	134	
РБМК-1000 и РБМК-1500	3200 4800	1000 (2 × 500) 1500 (2 × 750)	2 2	Крестообразная нижняя опора	Схема «С»	–	–	–	15,0	5,00	119	1781
				Нижняя опорная плита	Схема «ОР»	–	–	–	14,9	2,00	270	
Верхняя опорная плита	Схема «Е»	–	–	–	17,37	3,00	447					
Нижний кольцевой бак биозащиты	Схема «Л»	–	–	–	19,00	11,75	608					
Верхний кольцевой бак биозащиты	Схема «Д»	–	–	–	19,00	3,20	239					
Кожух реактора	Схема «КЖ»	–	–	–	14,50	9,75	77					
БН-350	1000	350	6	Бак реактора	Вертикальный цилиндрический петлевой компоновки	0,09	300	500	6,00	11,9	–	–
БН-600	1470	600 (3 × 200)	3	Бак реактора	Вертикальный цилиндрический интегральной компоновки	0,04	380	550	12,86	12,6	–	4970
БН-800	2100	800 (1 × 800)	3	Бак реактора	Вертикальный цилиндрический интегральной компоновки		350	550	13,2	14,6	410	–
БН-1600	4200	1600 (2 × 800)	4	Бак реактора	Вертикальный цилиндрический интегральной компоновки		350	550	18,3	18,0	–	–

Таблица 3.5.1 – Парогенераторы и сепараторы пара АЭС

Тип реакторной установки	Наименование оборудования	Количество на блок	Тип (марка)	Техническая характеристика			Габариты, м			Масса, т		
				Паропроизводительность, т/ч	Давление в корпусе, МПа	Температура корпуса, °С	Диаметр или ширина	Длина или глубина	Высота в сборе	корпуса	в сборе «сухого»	общая в сборе с опорными элементами
ВВЭР-440	Парогенератор	6	Горизонтальный однокорпусной ПГВ-213	452	4,7	270	3,48	11,99	7,40	100	163	255
ВВЭР-1000	Парогенератор	4	Горизонтальный однокорпусной ПГВ-1000	1469	6,48	290	4,29	13,84	7,78	213	321	478
РБМК-1000	Сепаратор пара	2	Горизонтальный цилиндрический	1450	7,0	285	2,53	33,85		200	278	
РБМК-1500	Сепаратор пара	2	Горизонтальный цилиндрический	2200	7,0	285	2,83	33,85			292	
БН-600 (одной секции)	Парогенератор	3	Прямоточный модульный 8-секционный ПГН-200М	654	13,7	505			16,8	61	490	914
БН-800 (одной секции)	Парогенератор		Прямоточный модульный 10-секционный ПГН-272	1050	13,7	505	6,30	4,50	16,8	44,5	710	1217
БН-1600 (одной секции)	Парогенератор		Прямоточный модульный 8-секционный ПГН-293М	1580	13,7	505	6,30	4,50	20,5	56	914	

Таблица 3.6 – Паровые и газовые турбины тепловых электростанций

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Техническая характеристика							Габариты, м			Масса, т	
	Мощность ном/макс., МВт	Максимальный расход пара, т/ч		Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление в конденсаторе, МПа	Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	Отметка обслуживания	Длина без генератора	Длина с генератором	наибольшая монтажная	общая турбины
в конденсационном режиме		в режиме регулирования										
К-100-90	100/115	420	–	8,82	535	3,43	16000	8,0	11,7	25,5	75	240
К-160-130	160/165	516	–	12,75	565	3,43	20800	9,0	14,5	28,7		420
К-200-130	200/210	640	–	12,75	540	3,45	25000	9,6	19,2	33,1	70	470
К-210-130	210/215	670	–	12,75	540	3,45	25000	9,6	20,3		70	540
К-300-240-2	300/320	950	–	23,54	560	3,43	34800	9,6	22,0	39,0	57,5	625
К-300-240-3	300/320	930	–	23,54	540	3,43	36000	9,6	21,3	37,4	95,5	690
К-500-240-1	500/535	1650	–	23,54	540	3,57	53580	10,2	29,2	47,2	110	1100
К-500-240-2	500/525	1650	–	23,54	540	3,30	51480	10,2	29,2		50	960
К-800-240	800/850	2650	–	23,54	540	3,43	73000	11,4	39,7	59,5	55	1300
К-1200-240	1200/1380	3950	–	23,54	540	3,58	108000	15,6	47,9	71,8	90	1900
Т-50/60-130	50/60	265		12,75	555	4,9	8000	8,0	13,0	22,9	45	254
Т-100/120-130	100/120	485		12,75	555	5,3	16000	9,6	18,6	28,9	69	378
Т-110/120-130	110/120	485		12,75	555	5,4	16000	9,0	18,6	28,9	69	415
Т-175/210-130	175/210	760		12,75	555	4,9	24800	12,0	21,5	35,8	50	650
Т-180/210-130	180/210	670	460	12,75	540	8,65	22000		20,7	35,08	48	496
Т-250/300-240	250/300	980		23,54	540	4,9	28000	9,0	26,6	42,5	104	902
ПТ-50/60-130	50/60	300	160	12,75	555	3,43	7000		13,6	22,85	44	244
ПТ-60/75-130	60/75	390	250	12,75	565	1,6	8000	9,6	14,23	23,46	45	260
ПТ-60/75-90	60/75	402	250	8,82	555	2,2	8000	9,6	14,23	23,46	45	265
ПТ-80/100-130	80/100	470	300	12,75	555	1,6	8000	11,4 12,0	14,85	25,24	45	280
ПТ-35/165-130	135/165	760	390	12,75	555	3,43	12400	8,0	15,3	27,8	70	435
Р-40-130	40/43	470		12,75	555	304 0			7,7	16,8	15	111

Окончание таблицы 3.6

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Технические характеристики							Габариты, м			Масса, т	
	Мощность ном./макс., МВт	Максимальный расход пара, т/ч		Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление в конденсаторе, МПа	Расход охлаждающей воды, м³/ч	Отметка обслуживания	Длина без генератора	Длина с генератором	наибольшая монтажная	общая турбины
	в конденсационном режиме	в режиме регулируемого отбора										
Р-50/60-130	50/60	480	–	12,75	555		–	9,6	8,86	18,4	25	135
Р-100/107-130	100/107	782	–	12,75	555	1470	–	8,0	9,07	19,3	20	184
ТР-110-130	110/110	485	–	12,75	555				13,3	24,62		400
ГТ-35-770	32/50	785	–	0,64	770	-			13,5			
ГТЭ-45	54/75	986			900				16,2	26,5		
ГТ-100-3М	100/105	1649			750		3000	10,2	24,2	35,15	55	633
ГТЭ-150	128/157	2268			1100				15,1	29,3		

Таблица 3.7 – Паровые турбины атомных электростанций

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Количество на блок, шт.	Технические характеристики							Габариты, м				Масса, т	
		Мощность ном./макс., МВт	Расход пара, т/ч	Давление пара на входе, МПа	Температура на входе, °С	Давление в конденсаторе, кПа	Расход охлаждающей воды, м³/ч	Отметка обслуживания	Длина	Ширина по ЦНД	Высота над отметкой обслуживания	наибольшая монтажная	общая турбины	
К-210-44/3600	2	210		4,3	255	6,0	34975		15,3					
К-220-44-2	2	220/236	1445	4,4	255	3,53	48940	12,6	23,66				492	
К-220-44-3	2	220/235	1439	4,4	255	3,53	36550	9,6	233	8,67	7,21	90	750	
К-500-60/1500 с боковыми конденсаторами	1	500/531	3215	5,9	274	5,9	91650	10,65	24,8	14,9	9,5	156	1400	
К-1000-60/1500-1 с боковыми конденсаторами	1	1000/1100	6430	5,9	274	3,7	159920	7,2	56,8	9,0	9,15	165	2297	
К-1000-60/1500-2	1	1000/1114	6160	5,9	274	3,9	169800		50,7	14,9	4,9	182	2990	
К-1000-60/3000-1	1	1000/1062	6430	5,9	274	536	170000	15,0	51,6			84	2410	
К-1000-60/3000-2	1	1000/1074	6290	5,9	274	4,9	170000		51,6			118		
ТК-450/500-60	2	450/500	3157	5,9	274	9,06	66000		33,9				1080	
К-500-65/3000	2	500/543	2914	6,59	280	4,0	83000	12,0	40,0	8,67	4,27	102	1570	
К-750-65/3000	2	750	4280	6,36	280	4,5	109600		40,6	8,67	5,21		1670	
Р-50-40/6	3	50/55	480	5	440							25	135	
К-200-130-3	3	200/210	640	12,7	500	3,8	25000	9,00	19,2			70	540	
К-800-130/3000	1; 2	800/830	3171	12,7	485	5,0	194000	15,0	28,9		33	84	1310	

Таблица 3.8 – Турбогенераторы паровых турбин ТЭС и АЭС

Тип турбогенератора	Мощность номинальная, МВт	Скорость вращения, об/мин	Напряжение, кВ	Габариты, м			Масса, т		
				Длина	Ширина	Высота над отметкой обслуживания	ротора	статора	общая (без возбуждителя)
Для тепловых электростанций									
ТВФ-55-2	55	3000	10,5 11,5	10,62	3,20	1,72			
ТВФ-60-2	60	3000	10,5			1,72	24	78	120
ТВФ-63-2	63	3000	10,5	10,30	3,00	1,72			
ТВФ-100-2	100	3000	10,5	10,95	3,39	1,90			
ТВФ-120-2	120	3000	10,5	11,32	3,39	1,90	31	128	178
ТВВ-120-2	120	3000	10,5						
ТВВ-160-2	160	3000	18,0	14,20	3,60	1,90			165
ТВВ-200-2	200	3000	15,75	14,38	3,85	1,90	42	148	250
ТВФ-200-2	200	3000	10,5				51	250	350
ТГВ-200-2	200	3000	15,75				50	210	291
ТГВ-300-2	300	3000	20				56	266	366
ТВВ-300-2	300	3000	20				55	260	331
	300	3000	20	17,0	4,85	2,90	55	198	331
ТВВ-320-2									
ТВВ-500-2	500	3000	20	18,37	5,15	3,60	65	220	384
ТГВ-500-2	500	3000	20				62	218	387
ТВВ-800-2	800	3000	24	19,32	5,89	3,54	80	332	484
ТВВ-1200-2	1200	3000	24						610
Для атомных электростанций									
ТГВ-200-2М	200	3000	15,75						254
ТВВ-220-2А	220	3000	15,75	20,69	3,85	1,90	42	170	220
ТВВ-220-3600	220	3600	15,75						194
ТВВ-500-2У3	500	3000	20,0				65	220	384
ТГВ-500-4	500	1500	20,0				151	220	500
ТВВ-800-2ЕУ	800	3000	24,0						502
ТВВ-1000-2У3	1000	3000	24,0						541
ТВВ-1000-4У3	1000	1500	24,0						670

Таблица 3.9 – Конденсаторы паровых турбин ТЭС и АЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618–76	Тип конденсатора	Количество на 1 турбину, шт.	Технические характеристики				Габариты, м		Масса конденсатора без воды, т
			Расчетный вакуум, кПа	Расчетная температура охлаждающей воды, °С	Расход охлаждающей воды, м³/ч	Гидравлическое сопротивление, кПа	Длина трубок	Высота конденсатора	
Для тепловых электростанций									
К-100-90	100-КЦС-4Б	2	3,43	10	8000 × 2	35	6,65	–	67,5 × 2
К-160-130	К-150-9115	1	3,43	12	20812 × 1	39	8,85	–	192
К-200-130	200-КЦС-2	2	3,43	10	12500 × 2	33	8,06	–	109 × 2
К-210-130-3	200-КЦС-2	2	3,43	12	12500 × 2	38	8,06	–	109 × 2
К-300-240-1	300-КЦС-3	1	3,43	12	33500 × 1	38	8,90	–	335
К-300-240-2	К-15240	1	3,43	12	34800 × 1	39	8,90	–	385
К-500-240-2	К-П520	2	3,53	12	25900 × 2	39	8,90	–	298 × 2
К-800-240-4	800-КЦС-5	2	3,43	12	36500 × 2	54	9,00	–	550 × 2
К-1200-240-3	1200-КЦС-1	1	3,58	12	108000 × 1	69	13,50	–	2000

Окончание таблицы 3.9

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип конденсатора	Количество на 1 турбину, шт.	Технические характеристики				Габариты, м		Масса конденсатора без воды, т
			Расчетный вакуум, кПа	Расчетная температура охлаждающей воды, °С	Расход охлаждающей воды, м³/ч	Гидравлическое сопротивление, кПа	Длина трубок	Высота конденсатора	
T-50/60-130	K2-3000-2	1	4,9	20	80001				51
T-100/120-130	КГ2-6200-3	2	5,3	20	8000 × 2	40	7,50	–	65 × 2
T-110/120-130	КГ2-6200-3	2	5,6	20	8000 × 2	39	7,50	6,4	65 × 2
T-175/210-130	КГ2-12000-1	2	5,0	20	12400 × 2	58		–	155 × 2
T-180/210-130	180КЦС-1	1	8,65	27	22000 × 1	48	9,00		236
T-250/300-240	K2-14000-1	2	5,8	20	14000 × 2	56	9,00	–	155 × 2
ПТ-50/60-130	K2-3000-1	1	5,0	10	7000 × 1		7,50	–	51
ПТ-60/75-130	50КЦС-4	1	5,9	20	8000 × 1	35		–	55
ПТ-60/75-90	50КЦС-4	1	5,9	20	8000 × 1	35		–	55
ПТ-80/100-130	80-КЦС-1	1	9,0	20	8000 × 1	36	6,65	–	633
ПТ-135/165-130	K2-6000-1	1	6,20	20	12400 × 1	39	9,00	5,7	155
Для атомных электростанций									
АК-73	К-3720	4	3,92	12	7650 × 4	30,4	7,5	–	172 × 4
К-220-44-3	К-8170	2	2,94	5	18275 × 2	39,2	9,0	9,66	260 × 2
К-220-44-2	К-10120	2	3,43	12	24470 × 2	39,2	9,0	–	285 × 2
К-220-44-1	К-12150	2	5,10	22	27740 × 2	39,2	9,0	–	293 × 2
К-500-60/1500 с боковыми конденсаторами	К-22550	2	5,88	22	45825 × 2	42,8	10,0	11,73	1066
К-500-65/3000	К-10120	4	3,92	12	20720 × 4	41,6	9,0	–	293 × 4
К-750-65/3000	К-16560	4	4,40	15	30650 × 4	52,0	11,5	–	356 × 4
К-1000-60/1500-1 с боковыми конденсаторами	К-45600	2	3,70	15	79960 × 2	59,6	9,0	–	1140 × 2
К-1000-60/1500-2	К-33160	3	3,9	15	56600 × 3	76	14,06	–	1890
К-1000-60/3000	КЦ-1000	4	4,9	20	42500 × 4	31,0	12,0	–	2100
ТК-450/500-60	K2-19000-1	2	9,06	27	33000 × 2	75	12,0	–	1080 × 2

Таблица 3.10 – Основное теплообменное оборудование паровых турбин ТЭС и АЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Наименование оборудования (наибольших габаритов)	Марка (тип)	Кол-во на 1 турбину, шт.	Технические характеристики			Габариты, мм		Масса, т		
				Расход пара, кг/с	Давление, МПа	Температура тура, °С	Диаметр	Высота	без воды	с водой	
Для тепловых электростанций											
К-100-90	ПНД	ПН-200-16	4	5,0	0,59	240	1020	4765	5,23	9,9	
	ПВД	ПВ-250-180	3			410	1540	6772	18,8		
	Испаритель	И-350-2	1			2844	1090	29,7	26,3		
К-160-130	ПНД	ПН-250-16	4			400	1224	5212	6,3	11,5	
	ПВД	ПВ-425-230	3			1740	7390	28,3	42		
К-210-130-3	ПНД	ПН-350-16	4			400	1420	5680	10,0	16,9	
	ПВД	ПВ-775-265	3			392	2290	9625	63,5		93,6
К-300-240-1	ПНД	ПН-550-26	4	5,0	1,57	400	1624	5560	11,4	20,7	
	ПВД	ПВ-1700-380	3			335	2680	8860	92,1		127
	Испаритель	И-250-1	1			2844	10645	30,6	30		
	Испаритель	И-250-0,6-1,2									
К-500-240	ПНД	ПН-1000-29	5			225	1852	8660	27,5	60,2	
	ПВД	ПВ-2100-380	3			347	3360	11350	211,0		260

Окончание таблицы 3.10

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Наименование оборудования (наибольших габаритов)	Марка (тип)	Кол-во на 1 турбину, шт.	Технические характеристики			Габариты, мм		Масса, т		
				Расход пара, кг/с	Давление, МПа	Температура, °С	Диаметр	Высота	без воды	с водой	
К-800-240	ПНД ПВД	ПН-1600-32 ПВ-2100-380	4			335	2472	9335	48,4	86,6	
			6			290	3110	10950	141,7	199	
К-1200-240	ПНД ПВД	ПН-2300-25 ПВ-2500-380	5			310	2640	9100	55,4	92,6	
			6								
Т-50/60-130	ПНД ПВД Испаритель	ПГ-130-16 ПВ-350-230 И-120-1	5	5,0	0,59	400	1020	4585	3,53	8,30	
			3			475	1564	7000	25,7	36,6	
			1			2032	9926	16,4			
Т-100/120-130	ПНД ПВД Испаритель	ПН-250-16 ПВ-425-230 И-250-1	4	6,7	0,59	400	1224	5215	6,30		
			3			500	1760	7390	32,1	11,5	
			1			2844	10650	30,6	46,0		
Т-175/210-130	ПНД ПВД	ПН-400-26 ПВ-800-230	4			400	1624	5560	11,4	20,7	
			3			475	2280	9050	62,9	90,1	
Т-180-210-130	ПНД ПВД	ПН-350-16 ПВ-775-265	4			400	1424	5680	10,0	17,0	
			3			392	2290	9625	63,5	93,6	
Т-250/300-240	ПНД ПВД	ПН-400-26 ПВ-1200-380	5			400	1624	5560	11,4	20,7	
			3			335	2680	8860	92,1	127	
ПТ-60/75-90	ПНД ПВД	ПН-130-16 ПВ-350-230	4			400	1020	4585	3,5	8,3	
			3			475	1564	7000	25,7	36,6	
ПТ-135/165-130	ПНД ПВД	ПН-400-26 ПВ-800-230	5			400	1624	5560	11,4	20,7	
			3			475	2280	9050	62,9	90,1	
Р-50/60-130 Р-100/107-130	ПВД	ПВ-800-230	3	9,7	3,9	475	2280	9050	62,9	90,1	
										3	
Для атомных электростанций											
К-220-44	ПНД ПВД СПП	ПН-800-29 ПВ-1600-92 СПП-220М	5			263,9	0,7	200	1856	7424	22,7
			3			405,6	3,6	230	2672	10600	93,0
			2			135,6	0,30	240	3480	13980	107,0
К-500-65/3000	ПНД ПВД Испаритель	ПН-1800-42 СПП-500-1 И-500	6			700,0		170	3030	10000	61,6
			4			141,1	0,33	263	4170	9050	119
			1				0,64	161	2640	8620	33
К-750-65/3000	ПНД ПВД Испаритель	ПН-1200-42 СПП-750 И-1000А	6			174	4,02	151	2640	10960	51
			4			181,4	0,47	263	4000	13240	165
			1				0,9	175	3450	11520	100
К-1000-60/1500 К-1000-60/3000 (К-500-60/1500)	ПНД ПВД СПП	ПН-3200-30 ПВ-2500-97	6			389,6	1,6	105	3480	11000	121
			4			326,6	2,8	231	3300	14090	176
		СПП-1000	4(2)			327,8	1,13	250	3490	13350	128

Таблица 3.11 – Деаэраторы паровых турбин ТЭС и АЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип деаэратора	Кол-во на одну турбину, шт.	Технические характеристики		Габариты					Масса без воды, т
			Номинальная производительность, кг/с	Рабочая температура, °С	Диаметр колонки, м	Высота колонки, м	Диаметр бака, м	Емкость бака, м³	Высота деаэратора, м	
Для тепловых электростанций										
К-100-90	ДП-500М	1	139	158	2,03	3,62	3,44	100	8,57	20,9
К-210-130	ДП-1000-4	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	7,56	36,5
К-300-240	ДП-1000-4	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	7,56	36,5
К-500-240	ДП-2000-1	1	556	164	3,40	4,57	3,44	185	8,40	46,8
К-800-240	ДП-1600М-1	2	444 × 2	164	2,80	4,30	3,44	185	7,56	73,0
К-1200-240	ДП-2000-1	2	556 × 2	164	3,40	4,57	3,44	185	8,40	46,8
Т-50/60-130	ДП-225-7	1	62,5	158	1,82	5,34	3,44	65	7,31	20,5
Т-100/120-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	8,57	20,9
Т-250/300-240	ДП-1000	1	278	164	2,40	4,50	3,44	120	7,56	36,5

Окончание таблицы 3.11

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип деаэратора	Кол-во на одну турбину, шт.	Технические характеристики		Габариты					Масса без воды, т
			Номинальная производительность, кг/с	Рабочая температура, °С	Диаметр колонки, м	Высота колонки, м	Диаметр бака, м	Емкость бака, м³	Высота деаэратора, м	
ПТ-60/75-90, ПТ-60/75-130	ДП-225-7	1	62,5	158	1,82	5,34	3,44	65	7,31	20,5
ПТ-80/100-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	8,57	20,9
ПТ-135/165-130	ДП-500М-2	1	139	164	2,03	3,62	3,44	100	8,57	20,9
Для атомных электростанций										
К-220-44	ДП-1000-4	1 (с 2 кол.)	278	164	2,40	4,50	3,44	120	8,00	44,4
К-220-44	ДА-75-1	1	20,8	104	1,21	2,37	2,22	24	4,64	12,6
К-500-65/3000	ДП-800	2	222 × 2	164	2,44		3,44	120		
К-500/65-3000	ДП-2000	1 (с 2 кол.)	200 × 2	168	2,43	4,05	3,44	120	7,48	42,7
К-750-65/3000	ДП-2600	1	722	187	3,46	7,23	3,46	120	10,7	69,8
К-1000-60/3000	ДП-3200	1 (с 2 кол.)	889	164	3,44	7,67	3,44	185	11,1	79,2
К-1000-60/3000	ДП-6000	1 (с гориз. кол.)	1667		3,44	4,09	3,80	400	7,89	215

Таблица 3.12 – Фундаменты турбоагрегатов ТЭС и АЭС

Тип турбины по ГОСТ 3618-76	Тип генератора	Габаритные размеры, м							Объем монолитной плиты, м³	Объем сборного железобетона, м³
		Длина по верху	Длина по подошве	Ширина по оси ЦНД	Ширина по подошве	Полная высота	Заглубление фундамента от отметки конденсационного пола	Отметка обслуживания		
Для тепловых электростанций										
К-200-130-3	ТВВ-200-2А	32,95	32,00	10,60	10,50	13,55	4,55	9,60	436	288
К-300-240-1	ТГВ-300-2	40,95	41,35	11,00	13,00	13,88	4,83	9,60	723	380
К-300-240-3	ТВВ-320-2	37,25	37,40	11,00	14,50	17,00	8,00	9,60	760	350
К-500-240-2	ТГВ-500-2	47,21	46,91	10,85	13,00	17,05	6,85	10,20	1580	512
К-500-240-4	ТВВ-500-2	46,58	47,00	10,85	13,00	17,05	6,85	10,20	1581	549
К-800-240-3	ТВВ-800-2	59,89	60,00	11,00	12,00	17,90	6,50	11,40	1846	743
К-1200-240	ТВВ-1200-2	72,51	73,60	17,40	28,00	22,30	6,70	15,60	6434	1077
Т-110/120-130	ТВФ-120-2	29,57	32,04	8,50	9,60	13,35	5,35	12,00	338	172
Т-175/210-130	ТГВ-200-2	38,79	38,80	11,00	10,50	14,35	6,55	10,20	1019	358
Т-250/300-240	ТВВ-320-2	43,80	43,50	11,00	13,40	15,60	6,60	9,00	1544	417
ПТ-60/75-130	ТВФ-63-2	23,95	23,25	7,40	7,00	12,90	4,90	9,60	217	135
ПТ-80/100/130	ТВФ-120-2	25,77	25,67	7,40	7,40	14,20	2,20	12,00	248	148
ПТ-135/165/130	ТВВ-165	28,15	27,79	9,60	10,00	13,00	5,00	8,00	433	237
Р-50/60-130	ТВФ-63-2	18,38	17,68	6,70	7,00	12,90	4,90	9,60	165	101
Для атомных электростанций										
К-220-44-3	ТВВ-220-2	36,93	36,48	10,85	10,00	14,58	4,98	9,60	678	357
К-210-44/3600	ТВВ-220-3600	33,33	31,00	10,85	10,85	14,75	5,15	12,60	538	409
К-500-65/3000	ТВВ-500-2	58,19	58,79	12,00	13,00	18,50	6,50	12,00		640
К-500-65/3000	ТГВ-500-2	57,63	57,03	10,85	10,25	18,50	6,50	12,00		637
К-750-65/3000	ТВВ-800-2	60,30	60,80	14 ДО	16,00	21,65	9,65	9,60		704
К-1000-60/3000	ТВВ-1000-2	73,20	73,70	16 ДО	18,00	21,40	6,40	15,00		1085

Таблица 3.13 – Крановое оборудование главных корпусов ТЭС и АЭС

Тип крана	Грузоподъемность основного и вспомогательного крюка, тс	Габаритные размеры, м											Давление на колеса, кН		Масса, т	
		L_k	H	h	B	B_2	l_2	l	A_2	A_3	A_4	h_p	P	P_1	тележки	крана, общая
Общего назначения по ГОСТ 3332-54	50/10	22,5	3,15	0,65	6,65	0,30	1,8	2,36	5,25	-	-	0,13	46,5	-	18	66,5
		25,5											48,0			72,0
		28,5											49,0			77,0
		31,5											51,5			84,0
КМ-80 ЛУ с увеличенной высотой подъема 2-балочный	80/20	34	4,5	0,7	9,6	0,4	1,9	2,7	4,35	0,9	-	0,15	385	410	32	122
		37											420	148		
		40											440	160		
		43											450	172		
		47											460	185		
КМ 100 ЛУ с увеличенной высотой подъема 2-балочный	100/20	34	4,0	-	10,4	-	-	-	-	-	-	-	462	482	37	133
		37											492	165		
		40	4,5	1,6	0,4	1,9	2,7	5,4	0,9	-	0,17	513	542	180		
		43										523	190			
47	532	200														
КС-100-ЛУ специальный с увеличенной высотой подъема, однобалочный	100/20	34	4,2	1,16	8,82	0,4	2,2	2,0	5,6	0,9	-	0,17	456	461	43	126
		37											470	130		
		40											489	134		
		43											500	137		
КМ-100/20 специальный однобалочный	100/20	47	4,7	0,8	8,82	0,38	2,2	2,0	5,6	0,9	-	0,17	520	525	43	141
		44,5											457	132		
		45,5											463	135		
		47,0											479	138		
		46,0											470	138		
		47,0											473	140		
		48,0											475	142		
		49,0											477	145		
		49,0											479	147		
		50,0											481	150		
51,0	483	152														
52,0	485	154														
КМ-125-УД унифицированный длинно-пролетный 2-балочный	125/20/5	46,0	4,8	0,82	11,8	0,4	1,9	2,5	8,0	0,9	-	0,17	573	575	-	143
		49,0											588	188		
		50,5											593	191		
		51,0											593	192		
		52,0											602	200		
		52,5											602	201		
КМ-125У с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	125/20/5	49,0	4,8	0,82	11,6	0,4	1,9	2,5	-	-	-	0,17	-	-	-	216
		51,0														216
КМ-125У с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	125/20/5	49,0	4,8	0,82	11,6	0,4	1,9	2,5	-	-	-	0,17	-	-	-	216
		51,0														216
КМ-125ЛН с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	125/20/5	37,0	4,5	1,7	9,3	0,4	1,9	2,7	5,1	0,9	-	0,17	559	598	39	-
		40,0											588	618		
		43,0											598	637		
КС-125ЛУ специальный с увеличенной высотой подъема, однобалочный	125/20/5	37,0	4,3	1,16	8,82	0,4	2,2	2,0	5,6	0,9	-	0,17	505	515	45	-
		40,0											510	525		
		43,0											520	534		
КС-160/32 специальный с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	160/32/5	27,5	4,5	1,95	11,2	0,5	2,5	3,1	2,3	0,9	1,9	0,17	308	318	49	-
		30,5											318	337		
		33,5											328	347		

Окончание таблицы 3.13

Тип крана	Грузоподъемность основного и вспомогательного крюка, тс	Габаритные размеры, м											Давление на колеса, кН		Масса, т	
		L_k	H	h	B	B_2	l_2	l	A_2	A_3	A_4	h_p	P	P_1	теле- жки	крана, общая
КМ200ЛУ с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	200/32/5	30,5 33,5 36,5 39,5 42,5	5,1	1,7	11,5	0,5	2,5	3,2	2,6	0,9	1,9	0,17	383 393 402 411 419	393 403 412 420 428	57	
КС-250/30ЛУ специальный с увеличенной высотой подъема, 2-балочный	250/30/6	30,5 33,5 36,5	5,1	1,75	11,5	0,5	2,5	3,2	2,6	0,9	1,9	0,17	435 455 465	455 465 475	68	
Кран мостовой специальный кругового действия с дистанционным управлением, с высотой подъема 45 м	320/160/2 × × 70	43,0	10,3	-0,3	15,0	0,54	13,4	2,5								
КМ-320/32 общего назначения 2-балочный	320/32	30,5 38,5	5,5	2,3	12,3	0,5	3,1	3,3	3,4	0,9	1,9	0,17	557 565	565 577	89	
КМ 320/80 2-балочный	320/80/5	42,5	5,5	2,33	12,3	0,5	3,1	3,4	3,4	0,9	1,9	0,17			88	
КМ 400/80 2-балочный круговой	400/80/5	42,5	6,2	2,1	14,0	0,5	4,0	4,3	3,7	0,9	1,9	0,17			135	
КМ-500/80 общ. назначения 2-балочный	500/80	30,5 33,5	6,8	2,7	14,0	0,55	3,8	5,2	3,4	1,15	2,05	0,19	893 909	903 919	183	

Расчёт элементов тепловой схемы турбоустановки

1 Построение процесса расширения пара в турбине.

Целью построения процесса расширения пара в *h*s-диаграмме является определение параметров пара в отборах турбины. Для этого проточную часть турбины делим на часть высокого давления, часть среднего давления и часть низкого давления. Потери давления от дросселирования острого пара в стопорных и регулирующих клапанах при полном их открытии:

$$\Delta P = P_0 - P'_0 = (0.03 \div 0.05)P_0 \tag{4.1}$$

где P_0, P'_0 - соответственно давления пара острого и пара на входе в сопла первой ступени ЧВД.

Значения внутреннего относительного КПД η_{oi} ЧВД, ЧСД и ЧНД принимаются по таблице 1.

Таблица 4.1 – Значения внутреннего относительного КПД η_{oi} ЧВД, ЧСД и ЧНД

Цилиндр	Тип турбины									
	ПТ-60-130	ПТ-80-130	ПТ-135-130	Т-100-130	Т-175-130	Т-180-130	Т-250-240	К-200-130	К-300-240	К-800-240
ЦВД	88-89	88-89	89-90	87-88	89-90	88-89	88-89	88-89	88-89	89-90
ЦСД	86-88	87-89	89-90	89-90	89-90	91-92	91-93	91-92	89-90	92-93
ЦНД	71-73	70-75	74-77	74-75	74-75	80-82	75-77	80-83	78-79	79-80

Действительный теплоперепад ЧВД:

$$\Delta h_i = \Delta h_0 * \eta_{oi} \quad \text{кДж / кг} \tag{4.2}$$

Давление перед ЧСД определяется с учетом дросселирования пара в регулирующих органах отбора:

$$P'_п = P_п \cdot \dot{\eta}^п_{др} \text{ МПа} \tag{4.3}$$

где $\dot{\eta}^п_{др}$ – кпд дросселирования промышленного отбора $\dot{\eta}^п_{др} = 0,85 \div 0,95$

Действительный теплоперепад ЧСД:

$$\Delta h_i = \Delta h_0 * \eta_{oi} \quad \text{кДж / кг} \tag{4.4}$$

Давление перед ЧНД:

$$P'_т = P_т \cdot \dot{\eta}^т_{др} \text{ МПа} \tag{4.5}$$

где $\dot{\eta}^т_{др}$ – кпд дросселирования теплофикационного отбора $\dot{\eta}^т_{др} = 0,7 \div 0,75$

Действительный теплоперепад ЧНД:

$$\Delta h_i = \Delta h_0 * \eta_{oi} \quad \text{кДж / кг} \tag{4.6}$$

После построения действительного процесса расширения пара в турбине на нем отмечают точки, соответствующие давлению в отборах по справочным данным.

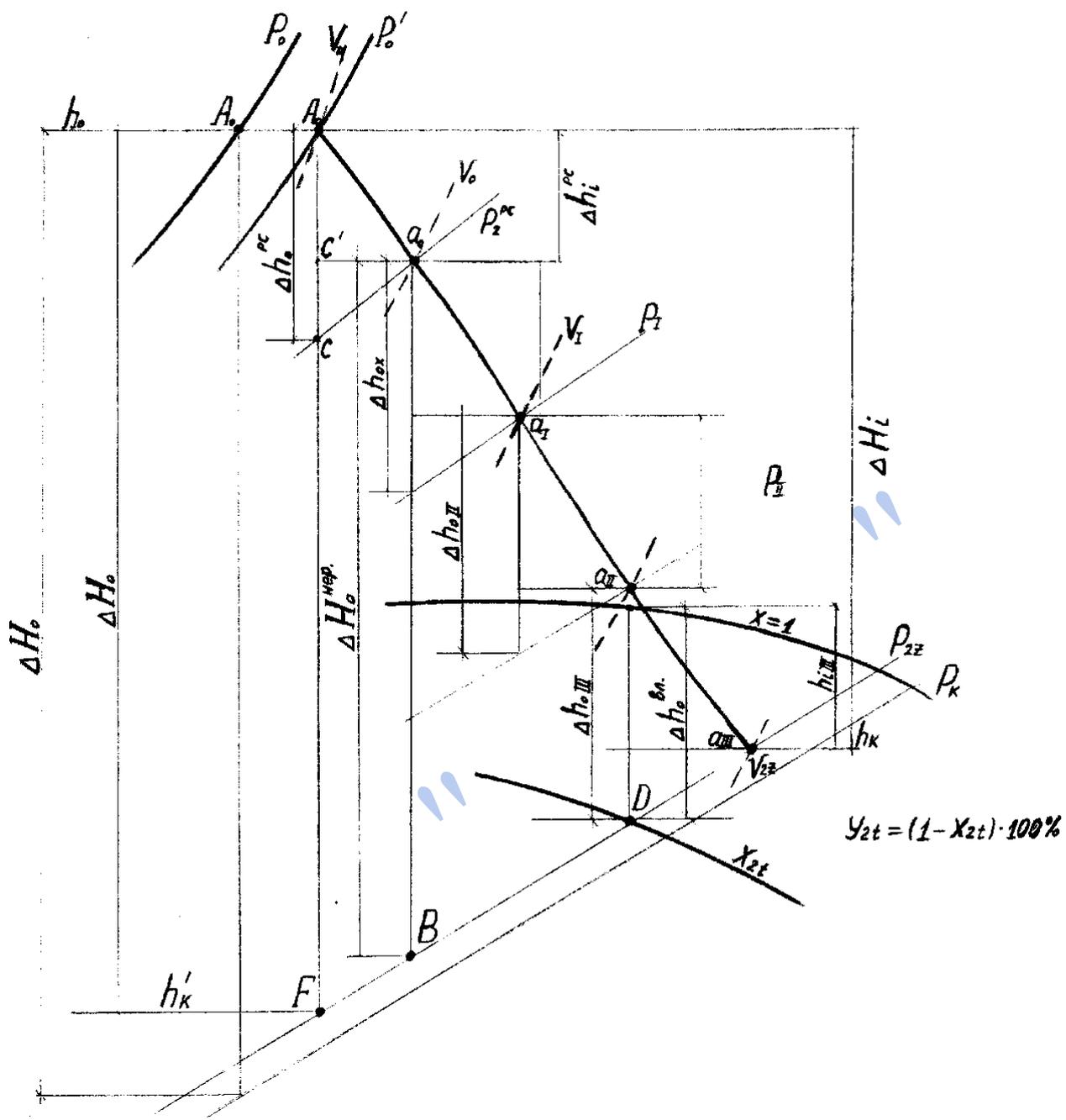


Рисунок 4.1 – Ориентировочный рабочий процесс в турбине без отборов в hS – диаграмме.

2. Определение параметров пара и конденсата греющего пара.

Температуру пара в отборе определяют по действительному процессу расширения пара в турбине при давлении в отборах.

Энтальпию конденсата греющего пара определяют по давлению пара в отборах, учитывая потери давления пара в паропроводе от места отбора в турбине до подогревателя в размере 6÷9% от давления пара в отборе и по температуре насыщения. Энтальпию пара и конденсата можно определить по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара.

Расчётные параметры пара для турбоустановки сводим в таблицу 2.
Таблица 4.2 – Расчётные параметры пара для турбоустановки

Точка измерения	Элемент тепловой схемы	Параметры пара			Параметры конденсата	
		$P_{отб}, МПа$	$h, \frac{кДж}{кг}$	$t, ^\circ C$	$h, \frac{кДж}{кг}$	$t, ^\circ C$
0						
0'						
1						
2						
3						
Д						
4						
5						
6						
7						
К						

3 Расчёт сетевой установки

Целью расчёта сетевой установки является определение расхода пара на верхний и нижний сетевые подогреватели (при двухступенчатом подогреве сетевой воды).

Для этого определяют расход сетевой воды через одну турбоустановку и температуру воды на выходе из каждого подогревателя; составляют уравнения теплового баланса для каждого подогревателя и определяют расход пара в каждый из них.

ПРИМЕР РАСЧЕТА СЕТЕВОЙ УСТАНОВКИ

Определяем расход сетевой воды:

$$G_{св}^{мэц} = \frac{Q^{мэц} \cdot 10^3}{C \cdot (t_{нр} - t_{обр})} = \frac{1600 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 4773 \text{ т/ч.} \quad (4.7)$$

Через сетевые подогреватели одной турбоустановки пройдет количество сетевой воды :

$$G_{св}^m = \frac{4773}{3} = 1591 \text{ т/ч.} \quad (4.8)$$

где $n = 3$ – число турбин, установленных на ТЭЦ.

Для турбинных установок ПТ-80/100-130/13 номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов составляет 285 ГДж/ч.

Определяем температуру воды на выходе из каждого подогревателя: t_2 и t_1 :

$$t_2 = \frac{\sum Q_{омб}^m}{G_{с.в}^m \cdot c} + t_{омб} = \frac{285 \cdot 10^3}{1591 \cdot 4,19} + 70 = 112,7^\circ \text{C} \quad (4.9)$$

$$t_1 = 70 + \frac{112,7 - 70}{2} = 91,35^\circ \text{C} \quad (4.10)$$

Находим температуру насыщения в каждом из подогревателей:

$$t_n^{но} = t_1 + (3 \div 5)^0 = 91,35 + 4,65 = 96^\circ \text{C} \quad (4.11)$$

$$t_n^{во} = t_2 + (3 \div 5)^0 = 112,7 + 4,3 = 117^\circ \text{C} \quad (4.12)$$

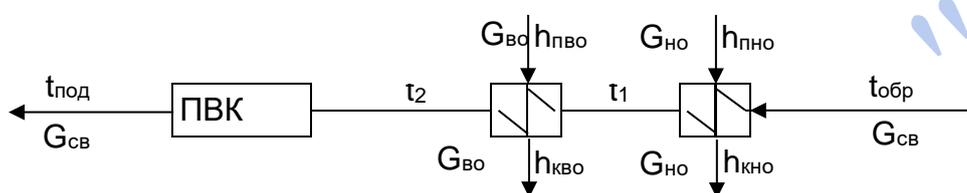


Рисунок 4.2 – Схема сетевой установки

Находим давление в каждом подогревателе:

$$P_{во} = 0,169 \text{ МПа}$$

$$P_{но} = 0,0845 \text{ МПа}$$

По этой же таблице по температуре определяем энтальпии конденсата в верхнем и нижнем отборах:

$$h_{к}^{во} = 483 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{к}^{но} = 398 \text{ кДж/кг}$$

По параметрам отборов пара на сетевые подогреватели и из таблицы «расчётных параметров воды и пара турбоустановки» узнаём энтальпии пара:

$$h_{п}^{во} = 2644 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{п}^{но} = 2552 \text{ кДж/кг}$$

Составляем уравнения тепловых балансов для нижнего и верхнего сетевых подогревателей (НСП и ВСП)

Определяем расход пара на ВСП:

$$G_{в.о.} = \frac{G_{с.в.} \cdot C_p \cdot (t_2 - t_1)}{(h_{п}^{во} - h_{к}^{во}) \cdot \eta_{с.п.}} \quad G_{в.о.} = \frac{1591 \cdot 4,19 \cdot (112,7 - 91,35)}{(2644 - 483) \cdot 0,98} = 67,4 \text{ т/ч}, \quad (4.13)$$

Определяем расход пара на НСП:

$$G_{н.о.} = \frac{G_{с.в.} \cdot C_p \cdot (t_1 - t_{обп})}{(h_{п}^{но} - h_{к}^{но}) \cdot \eta_{с.п.}} \quad G_{н.о.} = \frac{1591 \cdot 4,19 \cdot (91,35 - 70)}{(2552 - 398) \cdot 0,98} = 67,2 \text{ т/ч} \quad (4.14)$$

где $\eta_{сп} = 0,98$ - КПД сетевых подогревателей (по справочным данным).

Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции.

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.

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.

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

$$\sum_{K=1}^1 G_K^{HAC} = (1,1 \div 1,2) \cdot G_K^{MAX}, m / ч \quad (5.1)$$

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

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.

$$H = K(h_{\Gamma} + 102(P_{\text{д}} - P_{\text{к}}) + \sum h_{\text{пот}}), \text{ м} \quad (5.2)$$

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;

$$\sum h_{\text{пот}} = h_{\text{ПНД}} + h_{\text{ОУ}} + h_{\text{ТР}} + h_{\text{пит.кл.}}, \text{ м.вод.ст.} \quad (5.3)$$

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. Принимать равным 4,0 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

$$H = h_{\text{БОУ}} + h_{\text{ТР}} + h_{\text{ПОД}}, \text{ м.вод.ст.} \quad (5.4)$$

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.

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:

$$G_{\text{ПВ}} = (1 + \alpha + \beta) \cdot n \cdot G_{\text{к}}^{\text{ном}}, \text{ т/ч} \quad (5.5)$$

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:

$$V_{\text{БДП}} = \tau_{\text{мин}} \cdot \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot v}{60}, \text{ м}^3 \quad (5.6)$$

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

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

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:

$$P_{\text{ПН}} = P_{\text{ВЫХ}} - P_{\text{ВХ}}, \text{ МПа} \quad (5.7)$$

Давление на выходе из насоса:

✓ для барабанных котлов:

$$P_{\text{ВЫХ}} = P_{\text{Б}} + \Delta P_{\text{ПК}} + P_{\text{С}} + \frac{\rho_{\text{НН}} H_{\text{Н}}}{102}, \text{ МПа} \quad (5.8)$$

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

$$P_{\text{Б}} = P_0^{\text{К}} + \Delta P_{\text{Ш}}, \text{ МПа}$$

✓ для прямоточных котлов:

$$P_{\text{ВЫХ}} = P_0^{\text{К}} + P_{\text{КА}} + \Delta P_{\text{ПК}} + P_{\text{С}} + \frac{\rho_{\text{НН}} H_{\text{Н}}}{102}, \text{ МПа} \quad (5.9)$$

где P_0 – номинальное давление пара в котле, МПа;

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

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

$\Delta P_{\text{ПК}}$ – 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.

$P_{\text{С}}$ – суммарное гидравлическое сопротивление нагнетательного тракта, МПа.

✓ Для барабанных котлов:

$$P_{\text{С}} = P_{\text{КЛП}} + P_{\text{ТР}} + P_{\text{ПВД}} + P_{\text{ЭК}}, \text{ МПа} \quad (5.10.1)$$

✓ Для прямоточных котлов:

$$P_{\text{С}} = P_{\text{КЛП}} + P_{\text{ТР}} + P_{\text{ПВД}}, \text{ МПа} \quad (5.10.1)$$

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

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

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

$P_{\text{ПВД}}$ – гидравлическое сопротивление подогревателей высокого давления, МПа. Принимается в зависимости от их числа и типа.

$(\rho_{\text{Н}} \cdot H_{\text{Н}}) / 102$ – геодезический напор, МПа;

$\rho_{\text{Н}}$ – 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:

$$P_{вх} = P_{д} - \Delta P_{вх} + P_{с} + \frac{\rho_{вгв}}{102}, \text{ МПа} \quad (5.11)$$

где $P_{д}$ – давление в деаэраторе, МПа;

$\Delta P_{с}$ – сопротивление водяного тракта до входа в питательный или предвключённый (бустерный) насос, МПа (принимается $\Delta P_{с} = 0,01$ 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.

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 $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (1000 м^3 образующегося пара в час на 1 м^3 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:

$$G_{пр} = \alpha_{пр} \cdot G_{ном}^k, \text{ т/ч} \quad (5.12)$$

где α – величина продувки (в долях);

$G_{ном}$ – номинальная паропроизводительность котла, т/ч.

Коэффициент сепарации первой ступени:

$$K_{сеп}^I = \frac{h_B \cdot \eta_{сеп}^I - h_1^I}{h_1^I - h_1}, \quad (5.13)$$

где h_B , h_I , h_1 – 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:

$$G^1 = K_{сеп}^I \cdot G_{пр}, \text{ т/ч} \quad (5.14)$$

Объём пара, образующегося в расширителе первой ступени

$$V^1 = G^1 \cdot v, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.15)$$

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

Необходимый объём расширителя рассчитывается:

$$v^I = \frac{n_K \cdot V^I}{H}, \text{ м}^3 \quad (5.16)$$

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:

$$G_B = G_{\text{ПР}} - G^I, \text{ т/ч} \quad (5.17)$$

Коэффициент сепарации второй ступени:

$$K_{\text{СЕП}}^{II} = \frac{h^I \cdot \eta_{\text{СЕП}}^{II} \cdot h_{II}^I}{h_{II} - h_{II}}, \quad (5.18)$$

где h_I, h_{II}, h_{II}^I – 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:

$$G^{II} = K_{\text{СЕП}}^{II} \cdot G_B, \text{ т/ч} \quad (5.19)$$

Объём пара, образующегося в расширителе второй ступени:

$$V^{II} = G^{II} \cdot v'', \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.20)$$

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

Необходимый объём расширителя рассчитывается:

$$v^{II} = \frac{n_K \cdot V^{II}}{H}, \text{ м}^3 \quad (5.21)$$

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.

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:

$$G_{\text{КОТ}} = n_{\text{КОТ}} \cdot G_{\text{К}}^{\text{НОМ}}, \text{ т/ч} \quad (5.22)$$

Расход обессоленной воды рассчитывается:

$$G_{\text{ХОБВ}}^{\text{п/к}} = G_{\text{КОТ}} \cdot (\alpha_{\text{ПОТ}} + \alpha_{\text{СК}}) + \beta \cdot G_{\text{П}}, \text{ т/ч} \quad (5.23)$$

Сумма потоков, поступающих в деаэраторы подпитки котлов:

$$G^{\text{п/к}} = G_{\text{ХОБВ}}^{\text{п/к}} + (1 - \beta) \cdot G_{\text{П}}, \text{ т/ч} \quad (5.24)$$

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

$$n = \frac{G^{\text{п/к}}}{G_{\text{НАС}}} \quad (5.25)$$

Кроме того, необходима установка резервного насоса.

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

Методика выбора баков и насосов к ним

1. Выбор баков запаса обессоленной воды и насосов к ним

На электростанциях создаётся 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:

$$V_{\text{Б}} = \tau_{\text{ЗАП}} \cdot G_{\text{ПВ}} = \tau_{\text{ЗАП}} \cdot n_{\text{БЛ}} \cdot G_{\text{К}}^{\text{НОМ}}, \text{ м}^3 \quad (5.26)$$

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

$$G_{\text{НАС}} = \alpha_{\text{УТ}} \cdot n_{\text{БЛ}} \cdot G_{\text{КОТ}}^{\text{НОМ}} + \alpha_{\text{ПУСК}} \cdot G_{\text{ПВ}}, \text{ т/ч} \quad (5.27)$$

Второе условие: ёмкость баков и подача насоса 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 насоса по второму условию:

$$G_{\text{НАС}} = \alpha_{\text{ПУСК}} \cdot G_{\text{ПВ}} \cdot n_{\text{БЛ}}, \text{ т/ч} \quad (5.28)$$

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).

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:

$$\sum G_{\text{от}} = G_{\text{от}}^{\text{НО}} + G_{\text{от}}^{\text{ВО}}, \text{ т/ч} \quad (5.29)$$

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.

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:

$$H_{\text{CH}}^I = \Delta H_{\text{СП}} + \Delta h^{\text{кав.зап.}}, \text{ м.вод.ст.} \quad (5.30)$$

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:

$$G_{\text{CB}}^{\text{OT}} = \frac{Q_{\text{OT}} \cdot 10^3}{c \cdot (t_{\text{np}} - t_{\text{об}})}, \text{ т/ч} \quad (5.31)$$

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:

$$Q_{\text{ГВ}}^{\text{MAX}} = 2 \cdot Q_{\text{ГВ}}, \quad (5.32)$$

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

а) при $Q_{\text{ГВ}}/Q_{\text{OT}} \leq 0,6$ по двухступенчатым последовательной и смешанной схемам;

б) при $0,6 < Q_{\text{ГВ}}/Q_{\text{OT}} < 1,2$ по двухступенчатой смешанной схеме;

в) при $Q_{\text{ГВ}}/Q_{\text{OT}} \geq 1,2$ по параллельной схеме.

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

$$G_{\text{CB}}^{\text{ГВ}} = q_T^P \cdot Q_{\text{ГВ}}, \text{ т/ч} \quad (5.33)$$

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

◆ для смешанной схемы $q_T = 16,5$ т/Гкал (при $t_{\text{ПР}} = 150^\circ\text{C}$) и $q_T = 16$ т/Гкал (при $t_{\text{ПР}} = 130^\circ\text{C}$);

◆ для параллельной схемы $q_T = 28,8$ т/Гкал при различных значениях $t_{\text{ПР}}$;

◆ для последовательной схемы $q_T = 18,7$ т/Гкал (при $t_{\text{ПР}} = 150^\circ\text{C}$) и $q_T = 18,1$ т/Гкал (при $t_{\text{ПР}} = 130^\circ\text{C}$).

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:

$$G_{\text{СВ}}^{\text{ТЭЦ}} = G_{\text{СВ}}^{\text{ОТ}} + G_{\text{СВ}}^{\text{ГВ}}, \text{ т/ч} \quad (5.34)$$

По расчётному расходу сетевой воды в тепловых сетях от ТЭЦ и давлению воды в тепловых сетях ориентировочно принимается типоразмер сетевых насосов и рассчитывается их количество

$$n_{\text{СН}} = \frac{G_{\text{СВ}}^{\text{ТЭЦ}}}{G_{\text{СН}}}, \quad (5.35)$$

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

Из справочных материалов выписываются основные технические характеристики сетевых насосов.

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 ($G^{\text{ДОП}}$, т/ч) обессоливающей установки (сверх 2%) принимается:

♦ для электростанции с прямоточными котлами в соответствии с таблицей
Таблица 5.1 – Величина дополнительной производительности обессоливающей установки

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 химобессоленной водой, производительность химобессоливающей установки увеличивается на 0,15 т на каждую тонну сжигаемого мазута (НТП).

$$G_{\text{ХОБВ}}^{\text{п/к}} = \sum_{\text{кот}} G_{\text{кот}} + G^{\text{ДОП}} + 0,15 \cdot V_{\text{маз}}, \text{ т/ч} \quad (5.36)$$

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

$V_{\text{МАЗ}}$ – 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):

$$G_{\text{ХОБВ}}^{\text{п/к}} = \alpha_{\text{КОТ}} G_{\text{КОТ}} + 1,5 \cdot \beta \cdot G_{\text{П}} + \alpha_{\text{СК}} G_{\text{КОТ}} + 0,15 \cdot V_{\text{маз}}, \text{ т/ч} \quad (5.37)$$

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

β – потери конденсата на производстве (в долях);

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

$\alpha_{\text{СК}}$ – 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:

$$G_{\text{ХОВ}}^{\text{п/тс}} = 0,0075 \cdot v_{\text{тс}} + 0,005 \cdot v_{\text{тр.м}}, \text{ т/ч} \quad (5.38)$$

где $v_{\text{тс}}$, $v_{\text{тр.м}}$ – объём тепловых сетей, объём транзитных магистралей (учитывается при их наличии).

Объём тепловых сетей рассчитывается по формуле:

$$v_{\text{тс}} = q \cdot Q_{\text{ТЭЦ}}, \text{ м}^3 \quad (5.39)$$

где $q=50 \text{ м}^3/\text{Гкал/ч}$ при наличии транзитных магистралей, а при их отсутствии $q=65 \text{ м}^3/\text{Гкал/ч}$ (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:

$$G_{\text{ХОВ}}^{\text{п/тс}} = 0,0075 \cdot v_{\text{тс}} + 0,005 \cdot v_{\text{тр.м}} + 1,2 \cdot G_{\text{ГВ}}, \text{ т/ч} \quad (5.38)$$

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

$$G_{\text{ГВ}} = \frac{Q_{\text{ГВ}} \cdot 10^3}{c \cdot (t_{\text{ГВ}} - t_{\text{х}})}, \text{ т/ч} \quad (5.39)$$

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

5. Расчёт расхода сырой воды на ХВО

Расход сырой воды на ХВО определяется по формуле:

$$G_{\text{В}} = 1,25 \cdot G_{\text{ХОВ}}^{\text{п/тс}} + 1,4 \cdot G_{\text{ХОБВ}}^{\text{п/к}}, \text{ т/ч} \quad (5.40)$$

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:

$$n = \frac{G_B}{G_{\text{нас}}}. \quad (5.41)$$

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

Расчёт и выбор тягодутьевых установок.

По заданию руководителя производится расчёт и выбор дымососа или вентилятора.

1. Количество тягодутьевых машин.

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 и затем окончательно по аэродинамическим характеристикам машин, на основании Q_P (расчетной производительности машины, м³/ч) и H_P^{PP} (приведенного полного давления машины, кгс/м²). Причем, при номинальной нагрузке котла дымососы должны работать при КПД не ниже 90 % максимального значения, а вентиляторы – не ниже 95 %.

Q_P и H_P^{PP} определяются в результате проведения аэродинамического расчета котельной установки. Ниже приводятся рекомендации по выбору тягодутьевых машин, если аэродинамический расчет не производился.

1. Расчетная производительность машины определяется по формуле

$$Q_P = \beta_1 \cdot V \frac{760}{h_{\text{БАР}}} \text{ м}^3 / \text{ч}, \quad (5.42)$$

где β_1 - коэффициент запаса по производительности для дымососов и для вентиляторов, $\beta_1=1,1$;

$h_{\text{БАР}}$ - барометрическое давление; если высота местности над уровнем моря не превышает 100 м, то принимается $h_{\text{БАР}}= 760$ мм.рт.ст.;

V - расход газов или воздуха при номинальной нагрузке котлоагрегата, м³/ч.

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

Для дымососа

$$V = V_{\text{Д}} = B_P (V_{\text{Г.ВХ}} + \Delta \alpha \cdot V^0) \frac{g_{\text{Д}} + 273}{273} \text{ м}^3 / \text{ч}, \quad (5.43)$$

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”, длина газоходов принимается по аналогии с однотипными котлоагрегатами;

ϑ_d - температура дымовых газов у дымососа, при величине присоса за воздухоподогревателем $\Delta\alpha \leq 0,1$, принимается равной температуре газов за воздухоподогревателем (температура уходящих газов). При присосе за воздухоподогревателем $\Delta\alpha > 0,1$ она определяется по приближенной формуле :

$$\vartheta_d = \frac{\alpha_{yx} \cdot \vartheta_{yx} + \Delta\alpha \cdot t_{xb}}{\alpha_{yx} + \Delta\alpha} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (5.44)$$

где α_{yx} и ϑ_{yx} - избыток воздуха в уходящих газах (за воздухоподогревателем) и их температура;

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

При установке мокрых золоуловителей температура и объем газов перед дымососом рассчитываются:

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

$$V_{Г.УХ} = V_G^0 + 1,0161 V^0 (\alpha_{yx} - 1) \text{ нм}^3/\text{кг} \quad (5.45.1)$$

$$\text{или } V_{Г.УХ} = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha_{yx} - 1)V^0 \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (5.45.2)$$

где $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{yx} - 1)V^0$ нм³/кг - действительный объем водяных паров при избытке воздуха α_{yx} ;

$V_G^0, V_{RO_2}^0, V_{N_2}^0, V_{H_2O}^0$ - 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.

Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах α_{yx} определяется по формуле:

$$\alpha_{yx} = \alpha_T + \Delta\alpha_{ПЕ} + \Delta\alpha_{ПЗ} + \Delta\alpha_{ЭК} + \Delta\alpha_{ВП}, \quad (5.46)$$

где α_T - коэффициент избытка воздуха на выходе из топки, (для мазута принимается $\alpha_T = 1,02 \div 1,03$).

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.

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

$$H_{\text{ПР}} = K\rho \cdot H_p, \text{ кг/м}^2 \quad (5.47)$$

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

$$K\rho = \frac{0,132}{\rho_0} \times \frac{T}{T_{\text{ЗAB}}} \times \frac{760}{h_{\text{БАР}}}, \quad (5.48)$$

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

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

$M \rho$ находится в зависимости от парциального давления водяных паров:

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{Г.УХ}}}, \quad (5.49)$$

где $V_{\text{H}_2\text{O}}$ и $V_{\text{Г.УХ}}$ – определяются при $\alpha_{\text{УХ}}$;

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

$T_{\text{ЗAB}}$ - абсолютная температура газов по заводской характеристике машины, К;

$H_p \text{ кг/м}^2$ - расчетное полное давление машины, определяется по следующей формуле:

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H_{\text{П}} \text{ кг/м}^2, \quad (5.50)$$

где β_2 – коэффициент запаса по давлению, принимается равным 1,2 - для дымососов;

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

Если аэродинамический расчет не производится, то $\Delta H_{\text{П}}$ 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 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:

$$V = V_{\text{XB}} = B_p \cdot V^0 \left(\alpha_f - \Delta\alpha_{\text{Г}} - \Delta\alpha_{\text{ПЛ.У}} + \Delta\alpha_{\text{ВП}} \right) \frac{t_{\text{XB}} + 273}{273} \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.51)$$

где $\Delta\alpha_{\text{Г}}, \Delta\alpha_{\text{ПЛ.У}}$ - соответственно присосы воздуха в топке и пылеприготовительной установке.

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):

$$V = V_{XB} \cdot \left(\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл.у} + \Delta\alpha_{ВП} + \beta_{РЦ} \right) t' + 273 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (5.52)$$

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

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

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

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, $^{\circ}\text{C}$.

Приведенное расчетное полное давление машины определяется по формуле

$$H_{ПР} = K\rho \cdot H_P, \text{ кг/м}^2 \quad (5.53)$$

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

$$K\rho = \frac{0,132}{\rho_0} \times \frac{T}{T_{ЗAB}} \times \frac{760}{h_{БАР}}, \quad (5.54)$$

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;

$T_{ЗAB}$ - абсолютная температура воздуха по заводской характеристике машины, К;

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

$$H_P = \beta_2 \cdot \Delta H_{П}, \text{ кг/м}^2 \quad (5.55)$$

где β_2 - коэффициент запаса по давлению, принимается равным 1,15 - для вентиляторов;

ΔH_{Π} кг/м² – перепад полных давлений в тракте при номинальной нагрузке парогенератора; ΔH_{Π} определяется при аэродинамическом расчете котельной установки.

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

Справочные таблицы из Теплоэнергетика и теплотехника, 4 кн., А.В. Клименко и В.М. Зорина., 2007
Котельные установки

Таблица 1.2. Технические характеристики пылеугольных котлов [10, 12]

Типоразмер котла по ГОСТ 3619-89	Заводская маркировка	Завод-изготовитель	Топливо	Температура, °С			КПД (брутто), %	Тип воздухоподогревателя*1	Габаритные размеры в осях колонн, м*2		Высота, м*3	Масса металла котла, т*4				Компоновка*6 котла	Регулирование температуры промежуточного перегрева
				подогрева воздуха	уходящих газов	питательной воды			ширина	глубина		общая	поверхностей под давлением	легированной стали*5	каркаса		
<i>Котлы, работающие на бурых углях, лигнитах</i>																	
Пп-2650-25-545БТ	П-67	ЗиО	Березовский	322	163	295	91,9	ТВП	72	57	106,4	19 320	7500	7727/750	—	Т	ППТО
Пп-1650-25-545БТ	П-70	»	Венгерский	335	170	271	90,5	РВП	52,9	—	95	11 000	4760	3986/447	3250	Т	»
Пп-1650-25-545БТ	П-78	»	Китайский	305	153	271	90,08	»	72	54	101,7	14 000	5912	—	—	Т	»
Пп-1000-25-545БТ	П-64	»	Югославские лигниты	324	174	273	88,46	ТВП	36	24	66,5	9500	2450	1476/151	3336	Т	»
Пп-1000-25-545БТ	П-59	»	Подмосковный	438	150	268	91,0	»	36	24	62,17	8182	3751	2048/78,2	1949	Т	»
Пп-670-13,8-545БТ	П-60	»	Немецкий	272	159	240	87,0	РВП	36	22	68,5	4630	1400	955/0,15	1695	Т	»
Еп-670-13,8-545БТ	П-62	»	Болгарские лигниты	269	173	242	83,6	ТВП	41	17	61,2	7625	2140	679/109	4060	Т	Регулирующая ступень
Еп-670-13,8-545БТ	ТПЕ-208	ТКЗ	Фрезерный тоф	395	145	243	88,0	»	15	22,7	41	5535	2520	799,5/33,8	1983	П	Газовый байпас
Еп-670-13,8-545БТ	ТПЕ-216	»	Харанорский	311	158	243	90,5	»	28,2	36,1	73,0	—	—	—	—	П	Регулирующая ступень
Еп-670-13,8-545БТ	БКЗ-670-140-2	БКЗ	Бикинский	382	161	245	86,0	»	19,1	35	61,5	—	—	—	—	П	То же
Пп-660-13,8-545БТ	П-52	ЗиО	Немецкий	280	159	240	87,0	РВП	30	24	55	6138	1699	880	2392	Т	ППТО

Пп-660-13,8-545БТ	П-65	ЗиО	Юго-славские лигниты	294	166	243	87,3	РВП	36	24	68,4	6600	1800	1114/0,18	2482	Т	ППТО
Е-500-13,8-560БВЖ	ТПЕ-427	ТКЗ	Березовский и назаровский	416	154	230	91,0	ТВП	19,5	16,5	36,1	2374	807	361/11,5	—	П	—
Е-500-13,8-560БТ	БКЗ-500-140-1	БКЗ	Березовский	282	159	230	90,0	»	16,5	29,5	48,6	2850	1050	—	719	П	—
Е-420-13,8-560БЖ	БКЗ-420-140-ПП-2	»	Ирша-Бородинский	348	147	210	91,0	»	19,5	20	42,0	2400	930	171/22,2	508,4	П	—
Е-420-13,8-560БТ	БКЗ-420-140-6	»	Азейский	286	139	230	92,7	»	20	20	40,5	2240	861	86/25	500	П	—
Е-420-13,8-560БТ	БКЗ-420-140-7	»	Райчихинский	375	143	210	91,0	»	19,5	20	41,3	2350	910	171/22,2	508,4	П	—
<i>Котлы, работающие на каменных углях</i>																	
Пп-2650-25-545/542КТ	ТПП-804	ТКЗ	Кузнецкий	339	135	275	92,4	РВП	84	39	97,6	14 500	5770	—	—	Т	Рециркуляция, впрыск
Пп-1650-25-545КТ	П-57	ЗиО	Экибастузский	328	145	277	90,5	ТВП	36	24	62,1	9700	2870	972,6/450	1780	Т	ППТО
Пп-1650-25-545КТ	П-76	»	Китайский	320	134	271	91,5	РВП	72	30	85,5	11 315	4702	—	—	Т	»
Пп-1000-25-545КЖ	ТПП-312А	ТКЗ	Донецкий Г	381	165	260	89,5	»	39,3	23,6	51,0	5200	2420	1342/219	—	П	»
Пп-950-25-545КЖ	П-50	ЗиО	Донецкий Т	350	117	260	92,7	»	36	19	50,4	4931	1612	1333/123	1323	П	»
Пп-950-25-545КТ	Пк-39-2	»	Экибастузский	331	130	265	91,8	»	42	12	47,5	4680	1930	1660/105	931	Т	»
Еп-670-13,8-545КТ	ТПЕ-209	ТКЗ	Каменный	367	150	244	91,2	»	36	40	60,5	3763	1758	840/23	459,7	П	Рециркуляция

Типоразмер котла по ГОСТ 3619-89	Заводская маркировка	Завод-изготовитель	Топливо	Температура, °С			КПД (брутто), %	Тип воздухоподогревателя ^{*1}	Габаритные размеры в осях колонн, м ^{*2}		Высота, м ^{*3}	Масса металла котла, т ^{*4}				Компоновка ^{*6} котла	Регулирование температуры промежуточного перегрева
				подогрева воздуха	уходящих газов	питательной воды			ширина	глубина		общая	поверхностей под давлением	легированной стали ^{*5}	каркаса		
Еп-670-13,8-545КТ	ТПЕ-214	ТКЗ	Каменный	342	133	244	91,5	РВП	36	45	67	—	—	—	—	П	Рециркуляция, впрыск
Еп-670-13,8-545КТ	ТПЕ-215	»	То же	389	145	240	91,5	ТВП	23	32,8	54,1	—	—	—	—	Т	Регулирующая ступень, впрыск
Пп-660-13,8-550КТ	П-55-1	ЗиО	»	315	151	240	90,3	»	35,2	20,5	44,3	3805	1080	765/1,3	1756	П	ППТО
Е-500-13,8-560КТ	ТПЕ-430	ТКЗ	Кузнецкий	396	121	230	91,0	РВП и ТВП	24,0	24	38,5	2750	1040	1027/13	710	П	—
Е-420-13,8-560КТ	БКЗ-420-140	БКЗ	Экибастузский	418	129	230	91,0	ТВП	11,1	25,4	38,9	2130	810	120/23,5	332	Т	—
Е-210-9,8-540КТ	ОР-210М	ЗиО	Польский	240	126	230	92,0	»	9,37	17,7	36,3	1503	—	—	—	П	—

^{*1} ТВП, РВП — соответственно трубчатый и регенеративный воздухоподогреватель.

^{*2} Для двухкорпусных котлов габаритные размеры даны по осям колонн одного корпуса.

^{*3} Для котлов Пп высота в основном дана по отметке паро-парового теплообменника (ППТО) или верхней балки; для котлов Е, Еп — по оси барабана.

^{*4} Для двухкорпусных котлов дана масса металла на один корпус.

^{*5} В числителе приведен общий расход легированной стали, в знаменателе — аустенитной.

^{*6} Т, П — соответственно Т-образная и П-образная компоновка котла.

Таблица 1.3. Технические характеристики газомазутных котлов [10, 12]

Типоразмер котла по ГОСТ 3619-89	Заводская маркировка	Завод-изготовитель	Топливо (основное)	Температура, °С			КПД (брутто), %	Тип воздухоподогревателя	Габаритные размеры в осях колонн, м ^{*1}		Высота, м ^{*2}	Масса металла котла, т ^{*3}				Регулирование температуры промежуточного перегрева
				подогрева воздуха	уходящих газов	питательной воды			ширина	глубина		общая	поверхностей под давлением	легированной стали ^{*4}	каркаса	
Пп-3950-25-545ГМН	ТГМП-1202	ТКЗ	Газ	338	142	270	93,45	РВП	72	47,55	67,2	12 700	5969	4679/558	2648	Рециркуляция
Пп-2650-25-545ГМН	ТГМП-204	»	Мазут	361	134	273	93,0	»	48	45	67,3	9700	4320	2764/336	2293	То же
Пп-1800-13,8-515МН	ТМП-501	»	»	307	160	243	92,93	»	18,0	25,7	62,57	5322	2307	1854	929	»
Пп-1000-25-545ГМН	ТГМП-344СО	»	»	286	148	275	92,0	»	20,5	25,3	49,5	5191	1877	1479/165	1943	»
Пп-1000-25-545ГМ	ТГМП-314	»	Газ	330	120	265	93,71	»	18,6	23,6	42	3836	1695	1025/907	1269	»
Пп-950-25-545ГМ	Пк-41-1	ЗиО	Мазут	326	144	260	92,2	»	36	18	36	3603	1400	1175/93	486	ППО
Пп-950-25-545ГМ	ТГМП-324	ТКЗ	Газ	317	122	269	94,7	»	18,6	24,5	48,1	5400	2898	—	—	Рециркуляция
Пп-670-13,8-540ГМ	П-56-1	ЗиО	Мазут	250	141	240	93,3	»	25	19,3	38,2	2975	1165	730	834	ППО
Еп-670-13,8-545ГМН	ТГМЕ-206	ТКЗ	»	253	124	230	93,0	»	28,1	24,9	34,5	3450	1250	667/62	1100	Рециркуляция
Е-500-13,8-560ГМН	ТГМЕ-464	»	»	260	138	230	92,8	»	17,4	17,8	34,5	2523	1007	650,2	668	—
Е-500-13,8-560ГМВН	ТГМЕ-428	»	»	367	137	230	93,5	»	17,5	20	23	—	—	—	—	—
Е-420-13,8-560ГМН	БКЗ-420-140-ГМН4	БКЗ	Газ	235	109	230	94,0	»	18,4	14,5	30,3	1454	826	154/29,7	266	—
Е-160-4-440Г	П-95 ^{*5}	ЗиО	»	125	120	104	94,3	ВВТО	10,2	9,8	13,1	—	—	—	—	—

^{*1} Для двухкорпусных котлов габаритные размеры даны по осям колонн одного корпуса.

^{*2} Для котлов Пп высота в основном дана по отметке ППО или верхней балки; для котлов Е, Еп — по оси барабана.

^{*3} Для двухкорпусных котлов дана масса металла на один корпус.

^{*4} В числителе приведен общий расход легированной стали, в знаменателе — аустенитной.

^{*5} В котле П-95 воздух подогревается в водовоздушном теплообменнике (ВВТО), который установлен после экономайзера перед барабаном; компоновка котла — П-образная, горизонтальная; во всех других котлах — П-образная.

Таблица 1.5. Характеристика пыли основных энергетических топлив [17]

Бассейн, месторождение	Марка	Влажность пыли $W^{пл}$, %	Тонкость пыли R_{90} , %			Плотность топлива, t/m^3		Кoeffи- циент размоло- способ- ности Gr
			для ШБМ	для ММТ и МБ	для СМ	кажущаяся ρ_T	насыпная ρ_T	
Донецкий	ГСШ	1,5—3,0	25	33	28	1,44	0,91	1,35
	Т	0,5—1,0	10	—	13	1,48	0,93	1,8
	ПА	0,5—1,0	8	—	11	1,51	0,95	1,3
	АШ	0,5—1,0	7	—	—	1,63	1,03	0,95
	Ж—ППМ	1,0—1,5	20	22	—	1,58	0,99	1,2
Кузнецкий	Г	1,5—3,0	25	33	28	1,35	0,85	1,3
	Т	0,5—1,0	11	—	14	1,46	0,92	1,6
	СС	1,0—2,5	17	—	20	1,42	0,89	1,5
Карагандинский	К	0,8—2,0	18	20	21	1,48	0,93	1,4
Экибастузское	СС	1,3—3,0	15—25*	15—29*	—	1,60	1,00	1,35
Ленгеровское	Б	10—15	35	53	45	1,30	0,82	1,8
Подмосковный (в целом)	Б	11—16	40	55	—	1,31	0,82	1,7
Трест «Черепеть- уголь»	Б	11—16	40	60	—	1,34	0,84	1,75
Печорский:								
Воркутинское	Ж	0,9—2,0	21	26	24	1,41	0,89	1,5
Интинское	Д	3,5—5,0	25	33	28	1,50	0,95	1,15
Днепроvский:								
Семеновско-Алек- сандрийское	Б	14—24	40	60	55	1,06	0,67	1,25
Коростышевское	Б	14—24	40	60	55	1,06	0,66	1,25
Львовско-Волынский:								
Нововольнское	Г	2,0—3,5	24	32	27	1,42	0,89	1,2
Бабаевское	Б	14—24	40	60	55	1,01	0,64	1,7
Кизеловский	Г	0,8—1,5	26	—	—	1,52	0,96	1,0

Бассейн, месторождение	Марка	Влажность пыли $W^{пл}$, %	Тонкость пыли R_{90} , %			Плотность топлива, т/м ³		Коэффициент размолотости Gr
			для ШБМ	для ММТ и МБ	для СМ	кажущаяся $\rho_{т\text{ каж}}$	насыпная $\rho_{т\text{ нас}}$	
Челябинский:	Б	4,5—11,0	39	57	—	1,48	0,93	1,32
Егоршинское	ПА	0,5—1,0	9	—	11	1,57	0,99	1,5
Богословское	Б	9,5—14	40	60	52	1,44	0,91	1,2
Ткварчельское	Ж	0,8—2,5	25	35	—	1,52	0,96	1,4
Ткибульское	Г	1,5—5,0	27	40	—	1,46	0,92	1,1
Ангренское	Б	11—17	30	48	41	1,28	0,80	2,1
Кок-Янгак	Д	3,0—0,4	23	30	26	1,44	0,91	1,1
Сулюкта	Б	5,0—12,0	30	48	41	1,38	0,87	1,3
Кызыл-Кия	Б	10,0—15,0	32	50	42	1,31	0,82	2,0
Шураб	Б	6,5—15,0	30	47	40	1,31	0,83	2,5
Канско-Ачинский:								
Ирша-Бородинское	Б	12,0—16,0	40	60	52	1,22	0,77	1,2
Назаровское	Б	13—19	40	60	52	1,22	0,75	1,1
Березовское	Б	12—16	40	60	52	1,22	0,77	1,3
Боготольское	Б	14—21	40	60	52	1,15	0,72	1,4
Абанское	Б	12—16	40	60	52	1,24	0,78	1,2
Черемховское	Д	2,3—4,5	28	40	32	1,44	0,91	1,3
Азейское	Б	5,5—14,0	40	58	50	1,29	0,81	1,12
Гусино-Озерское	Б	6,0—13,0	39	57	—	1,32	0,83	1,0
Букачачинское	Г	2,0—4,0	25	34	28	1,33	0,84	1,2
Черновское	Б	11,0—16,0	38	55	48	1,22	0,77	1,25
Райчихинское	Б	12,0—19,0	38	55	49	1,22	0,77	1,3
Ургальское	Г	1,3—2,5	25	28	—	1,52	0,96	1,05
Сучанский	Г	1,0—2,0	22	28	—	1,52	0,96	1,5
	Т	0,5—1,0	14	—	16	1,55	0,97	1,3
Подгородненское	Т	0,5—1,0	12	—	—	1,68	1,06	1,4
Артемовское	Б	9,0—12,0	40	60	—	1,34	0,84	0,92
Реттиховское	Б	13,0—21,0	40	60	—	1,14	0,72	1,0
Нерюнгринское	СС	2,5—3,5	19	21	22	1,44	0,91	2,1
Сангарское	Д	2,0—3,5	30	40	32	1,32	0,84	1,1
Верхнеаркаголинское	Д	6,0—9,0	26	—	—	1,36	0,86	1,0
Анадырское	Д	5,5—7,5	30	—	—	1,32	0,83	0,9
	Д	6,0—9,0	28	—	—	1,38	0,87	1,0
Южно-Сахалинский	Г	1,3—3,5	26	35	28	1,31	0,83	1,1
	Б	5—10	40	60	—	1,32	0,83	0,85
	Сланец	1,5—2,5	35—40	35—40	—	1,61	1,01	2,5
	»	1,5—2,5	35—40	35—40	—	1,72	1,08	2,5
	Торф	35—40	40	40	—	1,77	1,11	—
	»	35—40	—	—	—	0,80—0,90	0,40—0,50	—

* Нижний предел принимается для отдаленных электростанций, верхний — для электростанций, расположенных вблизи месторождения.

Таблица 1.6. Показатели к выбору

Показатель	Тип схемы и									
	Замк									
	Индивидуальная с прямым вдуванием									
	ШБМ			ММТ		СМ	МВ		ББМ*	
Влажность W^r , %, менее	16	35	16	40	60	16	60	40	14	
Съем влаги ΔW , кг/кг, не более	15	0,22	0,15	0,27	0,43	0,13	0,43	0,27	0,1	
Паропроизводительность котла D , т/ч, не менее	20		12				12		6—50	
Особенности применения схемы	Для взрывобезопасных углей		Для абразивных углей		Сушка горячим воздухом	Сушка топочными газами или смесью газов и горячего воздуха	Для сухих углей	При газовой сушке $W^{пл} > 17$	При воздушной сушке	Для сухих углей

* ББМ — быстроходная мельница.

Таблица 1.7. Выбор типа мельницы [17]

Топливо	Коэффициент размолоспособности	Тип мельницы		Топливо	Коэффициент размолоспособности	Тип мельницы	
		рекомендуемый	заменяющий			рекомендуемый	заменяющий
Антрацит (АШ, АСШ)	Без ограничений	ШБМ	—	Продукты обогащения (многозольные)	Не более 1,2 Более 1,2	ШБМ СМ	СМ ^{*2} ММТ ^{*3} , ШБМ ^{*4}
Полуантрациты и каменный уголь $S_k^p \geq 6\%$	То же	ШБМ ^{*1}	—	Каменные угли	Не более 1,0 Более 1,0	ШБМ СМ	— ММТ ^{*3} , ШБМ ^{*5}
				Бурые угли, лигнит, торф, сланцы	Без ограничений	МВ ММТ	ММТ, ШБМ ^{*6} —

*1 Для размолы на центральном пылезаводе при $Gr \leq 1,0$.

*2 После получения положительного опыта.

*3 $C V^{daf} > 28\%$.

*4 При $S_k^p \geq 6\%$.

*5 При необходимости размолы до $R_{90} \leq 10\%$.

*6 Для бурых углей с высокой абразивностью или с $Gr < 0,9$.

схемы пылеприготовления [17]

мельницы							
нутая				Разомкнутая			
Индивидуальная с пылевым бункером				Индивидуальная с пылевым бункером		Центральные	
ШБМ		ММТ		ММТ		ММТ	ШБМ
16	40	16	60	Без ограничений		60	35
0,15	0,25	0,12	0,43	»		0,43	0,22
		20		35		—	—
Для сухих углей	Для влажных углей	Целесообразнее для АШ и Т при $t_{г.в} > 300$ °С	Для топок с жидким шлакоудалением (ЖШУ) при недостатке теплоты горячего воздуха	Целесообразна при приведенной влажности $W^{пл} \approx 20$ %. При $W^{пл} < 20$ % обосновывается технико-экономическими расчетами		Выбор схемы производится с учетом характеристик топлива и технико-экономических расчетов	

Таблица 1.8. Выбор числа мельниц [17]

Тип мельницы и схема пылеприготовления	Паропроизводительность котла, т/ч							
	12—35	50—75	120—270	320—420	500—600	950	1600	2500
Схема с прямым вдуванием:								
ШБМ	2*	2	2	—	—	—	—	—
ММТ	2	2	2—4	3—4	4—6	4—6	6—8	8—10
МВ	2	2	2—4	3—4	4—6	4—6	6—8	8—10
СМ	2	2	2—4	3—4	4—6	4—6	6—8	8—10
Схема с пылевым бункером; ШБМ	1	1	1—2**	1—2**	2	2	4	6

* Для котлов с $D < 50$ т/ч допускается установка одной мельницы (в случае возможности ее остановок).

** Одна мельница — для неблочных котлов при наличии связи с соседними котлами по пыли.

Таблица 1.9. Шаровые барабанные мельницы [17]

Характеристика	Типоразмер ШБМ					
	220/330 (Ш-6)	250/390 (Ш-10)	287/410 (Ш-12)	287/470 (Ш-16)	320/570 (Ш-25А)	370/850 ^{*1} (Ш-50А)
Диаметр барабана $D_б$, мм	2200	2500	2870	2870	3200	3700
Длина барабана $L_б$, мм	3300	3900	4100	4700	5700	8500
Производительность ^{*2} (номинальная) B , т/ч	6	10	12	16	25	50
Частота вращения $n_б$, 1/с	21,8	20,6	19,21	19,21	17,8	17,6
Масса мельницы ^{*3} G_M , т, не более	27,5	45,0	60,0	63,0	99,0	170,0
Масса загружаемых шаров ^{*4} $G_{ш}$, т, не более	14	25	30	35	54	100
Диаметр патрубков, мм:						
углеприемных $d_{уг}$	750	800, 900	900, 1000	900, 1000	1200, 1350	1550, 1700
пылевыводящих $d_{п}$	750	800, 900	900, 1000	900, 1000	950, 1100	1250, 1400
Тип привода	Зубчатый прямозубый			Зубчатый косозубый		
Электродвигатель:						
тип	Д03-4005-842, ДА304-13-44-841	ДА304-14-42-841	ДА304-14-59-841	ДА302-17-44-841		СДМ3-2-22-34-6044, СДМ3-2-22-36-6044
мощность $N_{эл}$, кВт	200	315	400	500	800	1600
частота вращения $n_{эл}$, 1/мин	750	750	750	750	750	100
Толщина стенок барабана ^{*5} $S_б$, мм	62	61	71	71	78	90
Расчетные показатели при размоле АШ ($Gr = 0,95$, $R_{90} = 7\%$, $R_5 = 20\%$):						
ψ	0,19	0,217	0,171	0,221	0,239	0,226
$V_{м.в}$, м ³ /ч	16 400	25 300	34 700	40 200	62 000	116 300
мощность $N_б + N_{доп}$, кВт	143	253	302	429	720	1500
$\mathcal{E}_{рзм}$, кВт·ч/т	23,8	25,3	25,2	26,8	28,8	30,0

^{*1} Помимо указанных выпускаются ШБМ 220/235 (Ш-4), ШБМ 287/812 (Ш-30), ШБМ 370/400 (Ш-35), ШБМ 370/675 (Ш-40).

^{*2} Определена при размоле кусков АШ размером не более 20 мм с коэффициентом размолосопособности $Gr = 0,95$ при $R_{90} = 7\%$ и крупности дробления с остатком 20 % на сите с сеткой № 5.

^{*3} Без массы электрооборудования, шаров и вспомогательного оборудования.

^{*4} Удельный расход металла шаров 0,4 кг на 1 т пыли (диаметр шаров 40 мм).

^{*5} Включая толщину брони.

Таблица 1.10. Тангенциальные молотковые мельницы [17]

Характеристика	Типоразмер ММТ									
	1000/470/1000; 1000/470/1000К	1000/950/1000; 1000/950/1000К	1000/710/980	1300/1310/750; 1300/1310/750К	1300/2030/750; 1300/2030/750К	1500/1910/750; 1500/1910/750К	1500/2510/750; 1500/2510/750К	2000/2590/750 (600); 2000/2590/750К (600К);	2600/2550/590К	
Диаметр ротора D , мм	1000	1000	1000	1300	1300	1500	1500	2000	2600	
Длина ротора (по наружным граням крайних бил) L , мм	470	950	710	1310	2030	1910	2510	2590	2550	
Активное сечение ротора F , м ²	0,47	0,95	0,71	1,7	2,64	2,86	3,76	5,18	6,63	
Расчетная частота вращения вала n , 1/мин	980	980	980	740	740	740	740	745 ^{*1}	590	
Окружная скорость бил U , м/с	51,4	51,4	51,4	50,4	50,4	58,2	58,2	78,1	80,4	
Число рядов бил по длине ротора m_L , шт.	4	8	6	11	17	16	21	20	16	
Число бил в рядах m_D , шт.	4	4	4	4	4	6	6	6	8	
Максимальное число бил (без разрядки) m , шт.	16	32	24	44	68	96	126	120	128	
Ширина била b , мм	110	110	110	110	110	110	110	120	150	
Высота била (включая проушины) h , мм	200	200	200	240	240	240	240	310	310	
Мощность электродвигателя $N_{эл}$, кВт	45	110	70	160	250	320	400	800 (630)	1250	
Максимальная температура сушильного агента $t_{с.а}$, °С	350	350	350	400	400	450	450	450	450	
Допускаемое давление сушильного агента перед мельницей $p_{с.а}$, Па	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	10 000	10 000	
Минимальное расстояние от оси корпуса до стены, обеспечивающее торцевой выем ротора A , мм	2260	2980	3000	4270	5330	6000	6400	7000	7100	
Минимальное расстояние между осями мельниц, обеспечивающее открытие их дверей ^{*2} C , мм	2900 (2820)	2950	2900	3700	3260	5000	5000 (4000)	5000 (4000)	6000 (5100)	
Производительность номинальная ^{*3} B , т/ч	3,15 (1,8)	6,3 (3,55)	5,0 —	10,8 (5,6)	16,0 (12,6)	22,4 (16,5)	28,0 (16,5)	45 (25)	80 ^{*4} (50,0)	
Мощность холостого хода при полном комплекте бил и открытом роторе $N_{х.х}$, кВт	8,1	16,3	12,2	25,1	38,9	75,2	98,9	323,1	490,4	
Относительная мощность N_{i0}	2,6	2,6	2,6	2,68	2,68	2,28	2,28	1,73	1,72	
Подмосковный уголь: $W^r = 33\%$, $W^a = 14\%$; $Gr = 1,7$; $R_{90} = 55\%$; инерционный малогабаритный сепаратор	Производительность B , т/ч	3,3	6,6	5,0	10,8	16,7	23,4	30,6	65,3	76,4
	Удельная производительность на сечение ротора $B_{уд}$, т/(м ² ·ч)	7,0	6,9	7,0	6,3	6,3	8,2	8,1	12,6	11,5
	Мощность N , кВт	13,4	27,1	20,2	53,7	83,2	137	180	463,4	778,9
	Удельный расход электрической энергии на размол $\mathcal{E}_{рзм}$, кВт·ч/т	4,1	4,1	4,1	5,0	5,0	5,8	6,9	7,1	10,2

Характеристика		Типоразмер ММТ								
		1000/470/1000; 1000/470/1000К	1000/950/1000; 1000/950/1000К	1000/710/980	1300/1310/750; 1300/1310/750К	1300/2030/750; 1300/2030/750К	1500/1910/750; 1500/1910/750К	1500/2510/750; 1500/2510/750К	2000/2590/750 (600); 2000/2590/750К (600К);	2600/2550/590К
	Скорость сушильного агента $w_{с.а.}$, м/с	4,5	4,5	4,5	4,1	4,1	5,3	5,3	8,2	7,5
	Относительная мощность N_{i0}	1,65	1,66	1,66	2,14	2,14	1,82	1,82	1,59	1,58
Экибастузский уголь: $W^r = 8\%$, $W^a = 2,0\%$; $Gr = 1,35$; $R_{90} = 20\%$; центробежный сепаратор	Производительность B , т/ч	1,8	3,7	2,7	5,5	8,5	12,5	16,5	44,0	51,8
	Удельная производительность на сечение ротора $B_{уд}$, т/(м ² · ч)	3,8	3,9	3,8	3,2	3,2	4,4	4,4	8,5	7,8
	Мощность N , кВт	15,9	24,1	32,2	64,2	99,5	163,8	215,5	651,6	1087,6
	Удельный расход электрической энергии на размол $\mathcal{E}_{рзм}$, кВт · ч/т	8,8	8,9	8,7	11,7	11,7	13,0	13,1	14,8	21,0
	Скорость сушильного агента в сечении ротора $w_{с.а.}$, м/с	2,3	2,3	2,4	2,0	2,0	2,7	2,7	5,2	4,7
	Относительная мощность N_{i0}	3,29	3,29	3,29	4,27	4,27	3,63	3,63	3,72	3,7

*1 Мельницы с диаметром ротора 2000 мм могут комплектоваться электродвигателями с $n = 600$ 1/мин.

*2 При перпендикулярном расположении оси мельницы к фронту котла.

*3 Производительность мельницы дается по условному бурому углю — цифры без скобок ($W^r = 33\%$, $Gr = 1,7$; $R_5 = 20\%$; $R_{200} = 55\%$; инерционный сепаратор), по каменному углю — цифры в скобках (экибастузский уголь, $Gr = 1,35$; $R_{90} = 15\%$; центробежный сепаратор).

*4 Производительность по назаровскому углю в мельнице 2600/2550/590К, а в скобках — по углю с $Gr = 1,1$; $R_{90} = 60\%$.

Таблица 1.11. Мельницы-вентиляторы [17]

Характеристика	Типоразмер												
	900/250/1470	1000/350/1470 ^{*1}	1050/270/1470	1050/400/1470	1100/350/1500 ^{*1}	1600/400/980	1600/600/980	2100/800/735	2120/600/750	2700/650/600	2700/850/590	3300/800/500 ^{*1}	3400/900/490 ^{*1}
Диаметр ротора D , мм	900	1000	1050	1050	1100	1600	1600	2100	2120	2700	2700	3300	3400
Рабочая ширина лопаток b , мм	250	350	270	400	350	400	600	800	600	650	850	800	900
Отношение b/D	0,278	0,35	0,257	0,381	0,318	0,25	0,375	0,381	0,283	0,241	0,315	0,242	0,265
Окружная скорость ротора U , м/с	69,2	76,9	80,8	80,8	84,5	82,0	82,0	80,8	82,0	83,5	83,4	84,5	87,2
Мощность электродвигателя N , кВт	40	125	75	125	125	200	320	500	400	630	800	800	1000
Производительность по сушильному агенту за мельницей ($t = 135\text{ }^{\circ}\text{C}$) $V_{м.в.}$, тыс. м ³ /ч	12,5	29	18	25	29	41	60	100	100	135	153	210	273
Коэффициент расхода φ	0,078	0,09	0,072	0,109	0,09	0,069	0,1	0,1	0,08	0,06	0,089	0,06	—
Предельное давление (незапыленный поток, $t = 135\text{ }^{\circ}\text{C}$) p_B , Па	—	—	—	—	232	263	200	—	245	275	—	288	—
Число лопаток $z_{л.}$, шт.	8	8	8	8	8	10	10	12	12	12	12 ^{*2}	12	12
Производительность B , т/ч	3,6 ^{*3}	8,0 ^{*4}	5,2 ^{*3}	7,2 ^{*3}	8 ^{*3}	11,8 ^{*3}	17,2 ^{*3}	28,8 ^{*3}	25 ^{*3}	35 ^{*3}	44 ^{*3}	50 ^{*3}	90 ^{*5}
Частота вращения $n_{эд.}$, 1/мин	1470	1470	1470	1470	1500	980	980	735	750	600	590	500	490

^{*1} Характеристики мельниц приведены по рекламной информации разработчиков.

^{*2} Данная мельница имеет один ряд предвключенных бил.

^{*3} Указана сушильная производительность при $W^r = 56,5\%$, $W^{пл} = 16,5\%$, $Gr = 1,7$; $R_{90} = 60\%$; $R_5 = 20\%$, так как для этого топлива она ниже размольной.

^{*4} Производительность при $Gr = 1,2$, $R_{90} = 50\%$, $R_{200} = 25\%$, $R_{1000} = 1,5\%$, а для МВ 3400/900/490 — при работе на березовском угле.

^{*5} Производительность при работе на березовском угле.

Таблица 1.12. Мельницы валковые среднеходные [17]

Характеристика	Типоразмер СМ						
	MBC-90	MBC-105A	MBC-125A	MBC-140A	MBC-180	MBC-225	MBC-260
Диаметр размольного стола D_p , мм	900	1050	1250	1400	1800	2250	2600
Диаметр вала (наибольший) D_B , мм	690	800	950	1070	1360	—	—
Диаметр вала (средний) D_B^{CP} , мм	640	742	883	996	1268	—	—
Число валков z , шт.	2	2	2	2	2	—	—
Ширина бандажа вала b , мм	185	215	250	275	345	—	—
Диаметр сепаратора D_{ce} , мм	1650	2000	2400	2800	3350	—	—
Частота вращения размольного стола $n_{p,c}$, 1/мин	78,2	64,6	59,48	50,60	40,2	—	—
Мощность электродвигателя привода мельницы и вентилятора, находящихся на одном валу, $N_{гл. дв}$, кВт	75	125	200	320	320 ^{*1}	630	800
Синхронная частота вращения электродвигателя $n_{эл}$, 1/мин	1500	1000	1000	1000	750	—	—
Масса комплекта мелющих элементов $G_{м,э}$, кг	454	784	1226	1786	3160	—	—
Масса мельницы (без электродвигателя) G_m , кг	12 100	17 000	23 100	33 950	78 000	—	—
Минимальное расстояние между осями соседних мельниц ^{*2} A , м	3,4	4,0	4,2	4,8	6,2	—	—
Производительность ^{*3} B , т/ч	4,5	6,1	10,5	13,3	27,5 ^{*4}	35 ^{*6}	57 ^{*6}
Максимальная температура сушильного агента перед мельницей $t_{c,a}$, °C	350	350	350	350	400	—	—
Количество сушильного агента (при $t_{c,a} = 250$ °C) ^{*5} $V_{c,a}$, тыс. м ³ /ч	9—13	15—22	24—34	36—52	50—70	43,5	80
Тип вентилятора	BBCM-1Y	BBCM-2Y	BBCM-2Y	BBCM-2Y, BBCM-3Y	Под наддувом		

^{*1} Только мельницы.

^{*2} При их перпендикулярном расположении к фронту котла, обеспечивающем одновременный съём валков.

^{*3} По кузнецкому углю марки 2CC с $Gr = 1,6$, $R_{90} = 10$ %, коэффициентом износа $k_{из} = 0,8$.

^{*4} Для экибастузского угля с $Gr = 1,35$; $\rho_{гл}^{нас} = 1,0$ кг/м³, $A^c = 48$ %, $R_{90} = 15$ %, $k_{из} = 0,82$.

^{*5} Нижний предел количества сушильного агента указан для производительности 50 %, верхний — для максимальной.

^{*6} $Gr = 1,17$; $W^r = 9,6$ кг/м³, $A^r = 19,77$; $R_{90} = 20$ %.

Таблица 1.13. Число и тепловая мощность горелок в зависимости от их типа, расположения в топке, паропроизводительности котла и способа шлакоудаления [18, 19]

Производительность котла, т/ч	Тепловая мощность котла, МВт	Расположение вихревых горелок				Расположение прямоточных горелок						ВВС*
		Однофронтальное		Встречное		Однофронтальное		Встречное		Тангенциальное		
		ТШУ*	ЖШУ*	ТШУ	ЖШУ	ТШУ	ЖШУ	ТШУ	ЖШУ	ТШУ	ЖШУ	
75	58	2; 4 (15; 30)	2; 4 (15; 30)	4 (15)	2; 4 (15; 30)	2; 3 (25; 30)	—	—	—	4 (15)	4 (15)	—
120	93	4 (25)	4 (25)	4 (25)	4 (25)	2; 3 (25)	—	—	—	4 (25)	4 (25)	—
160	124	4; 6 (20; 35)	4 (36)	4; 6 (20; 35)	4 (35)	4—6 (25; 35)	—	—	4 (35)	4 (35)	4 (35)	5; 7 (20; 30)
210	155	4; 6 (25; 35)	4 (35)	4; 6 (25; 35)	4 (35)	4—6 (25; 35)	4 (35)	—	4 (35)	4 (35)	4 (35)	5; 10 (15; 30)
220	168	4; 6 (35)	4 (35)	4; 6 (35)	4 (35)	4—6 (25; 35)	—	8 (25)	4 (35)	4 (35)	4 (35)	5; 10 (25; 35)
320	235	6; 8 (35; 50)	4; 8 (35; 50)	6; 8 (35; 50)	4; 8 (35; 50)	6—8 (35; 50)	—	8 (35)	6 (50)	8 (35)	4; 8 (35; 50)	9; 11 (25; 30)
420	310	6; 8 (35; 50)	—	6; 8 (35; 50)	4; 8 (35; 50)	6; 8 (35; 50)	—	8; 16 (25; 35)	8 (35)	8; 16 (25; 35)	4; 8 (35; 70)	10; 12 (23; 28)
500	370	—	—	8; 12 (35; 50)	8 (50)	—	—	8; 16 (25; 50)	8 (50)	8; 16 (25; 50)	4; 8 (50; 100)	11; 13 (26; 31)
670	580	—	—	12; 16 (35; 50)	8; 16 (35; 75)	—	—	8; 16 (36; 75)	8 (75)	8; 16 (35; 50)	8; 16 (35; 75)	14; 16 (37,5; 43)
820	600	—	—	12; 16 (40; 50)	8; 16 (40; 75)	—	—	—	—	—	—	—
1000	810	—	—	12; 16 (50; 75)	8; 16 (50; 100)	—	—	16; 12 (50; 75)	8, 6 (50; 100)	16—24 (35; 50)	8; 16 (50; 100)	18 (45)
1650	1200	—	—	12; 24 (50; 100)	10; 16 (75; 125)	—	—	16; 24 (50; 75)	16 (75)	24 (50)	16 (75)	—
2650	2050	—	—	32; 48 (35; 50)	16; 24 (75; 125)	—	—	24 (75)	16 (125)	24; 32; 48 (50; 75; 100)	16 (125)	—
3950	3100	—	—	32; 48 (75; 100)	24; 32 (100; 125)	—	—	—	24 (125)	32; 48 (75; 100)	—	—

* ВВС — встречносмещенная схема расположения горелок в топке.

Примечание. В скобках указана тепловая мощность горелки Q_r , МВт, для максимального и минимального чисел горелок.

Таблица 1.21. Расчетные характеристики камерных топок с ТШУ [31]

№ п/п	Топливо	Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки α_T	Теплонапряжение объема q_V , кВт/м ³	Тонкость пыли, %		Потеря теплоты с механическим недожогом, %	
				R_{90}	R_{1000}	в ЗАГ $q_{4a.g}$	в топке q_4
1	АШ	1,2—1,25 ^{*1}	140	6—7	0	15	7—8
2	Т	1,2—1,25 ^{*1}	160	8—10	0	10	5
3	Каменные угли ($V^{daf} \geq 25\%$)	1,15—1,2 ^{*1}	175	20—25	0	8	1,0—1,5 ^{*2}
4	Отходы углеобогащения	1,15—1,2 ^{*1}	160	20	0	10	2—3 ^{*2}
5	Бурые угли с $A_{пр}^r \leq 1 \text{ кг} \cdot \%/ \text{МДж}$	1,2—1,25 ^{*3}	180	40—50	0,8—1,0	3—4	0,5
6	Бурые угли с $A_{пр}^r > 1 \text{ кг} \cdot \%/ \text{МДж}$	1,2—1,25 ^{*3}	180	40—50	0,8—1,0	5	1—2 ^{*2}
7	Многозольные бурые угли с теплотой сгорания летучих $Q_{лет} < 20 \text{ МДж/кг}$	1,2—1,25 ^{*3}	180	40—50	0,8—1,0	10	3—4
8	Торф	1,2	160	—	—	—	0,5—1,0
9	Сланцы	1,15—1,2 ^{*1}	120	35	0	3	0,5

*¹ Меньшее значение для газоплотных топок.

*² Меньшее значение для топлив с $A_{пр}^r \leq 1,4 \text{ кг} \cdot \%/ \text{МДж}$.

*³ Большее значение при газовой сушке и низкотемпературном сжигании.

Примечания: 1. Показатели табл. 1.21 справедливы для котлов $D \geq 10 \text{ кг/с}$, а пп. 1, 2 и 4 — для $D \geq 20 \text{ кг/с}$.

2. Для всех топок доля золы, уносимой газами, $a_{ун} = 0,95$, а потери с химическим недожогом $q_3 = 0$.

3. Показатели q_4 даны для нормативных топлив. При отклонении качества топлива $q_4 = (q_4)_{норм} [A_{пр}^r / (A_{пр}^r)_{норм}]$. В диапазоне нагрузок от 70 до 50 % номинальной q_4 возрастает от $(q_4)_{норм}$ до $1,5(q_4)_{норм}$.

4. Значение α_T учитывает воздух с газами рециркуляции и сушильным агентом при газовой сушке.

5. При сжигании твердого топлива в смеси с газом или мазутом α_T принимается как для твердого топлива; для низкорреакционных углей и доле газа (мазута) по теплоте менее 0,5 $q_4 = 1,2(q_4)_{норм}$, при доле более 0,5 — по твердому топливу; для высокорреакционных топлив q_4 принимается усредненным по теплоте.

6. Значения q_V даны по условиям горения.

Таблица 1.22. Допустимые значения теплового напряжения сечения топок и яруса горелок при сжигании пылевидных топлив [18, 19, 30]

Число ярусов горелок	Способ шлакоудаления	Топливо	q_F , МВт/м ² [Гкал/(м ² ·ч)]
1	ТШУ	Шлакующие каменные и бурые угли	2,3 (2,0)
		Нешлакующие угли (типа экибастузского)	3,5 (3,0)
1—2	ЖШУ	АШ, ПА, Т, 2СС	5,2 (4,5)
		Каменные угли Г, Д, ГСШ, 1СС, бурые угли	6,4 (6,5)
2—4	ТШУ	Нешлакующие типа экибастузского	6,4 (5,5)
		Шлакующие каменные и бурые угли	3,5 (3), $D \leq 1000 \text{ т/ч}$; 4 (3,5), $D \leq 1650 \text{ т/ч}$;
			4—4,6 (3,5—4,0), $D > 1650 \text{ т/ч}$

Таблица 1.31. Нормативны удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, использующих твердое топливо всех видов [7]

Тепловая мощность котлов Q , МВт (паро-производительность котла D , т/ч)	Приведенное содержание золы $A^{пр}$, кг · %/МДж	Котельные установки, введенные на ТЭС до 31 декабря 2000 г.			Котельные установки, введенные на ТЭС с 1 января 2001 г.		
		Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/т*	Массовая** концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³	Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/т*	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³
До 299 (до 420)	Менее 0,6	0,06	1,76	150	0,06	1,76	150
	0,6—2,5	0,06—0,20	1,76—5,86	150—500	0,06—0,10	1,76—5,86	150—500
	Более 2,5	0,20	5,86	500	0,10	5,86	500
300 и более (420 и более)	Менее 0,6	0,04	1,18	100	0,02	0,59	50
	0,6—2,5	0,04—0,16	1,18—4,70	100—400	0,02—0,06	1,59—1,76	50—150
	Более 2,5	0,16	4,70	400	0,06	1,76	150

* Топливо в условном исчислении.

** При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа).

Таблица 1.32. Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок [7]

Тепловая мощность котлов Q , МВт (паро-производительность котла D , т/ч)	Вид топлива	Котельные установки, введенные на ТЭС до 31 декабря 2000 г.			Котельные установки, введенные на ТЭС с 1 января 2001 г.			
		Массовый выброс NO_x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс NO_x кг/т*	Массовая** концентрация NO_x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³	Массовый выброс NO_x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс NO_x кг/т*	Массовая** концентрация NO_x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³	
До 299 (до 420)	Газ	0,43	1,26	125	0,043	1,26	125	
	Мазут	0,086	2,52	250	0,086	2,52	250	
	Бурый уголь	ТШУ	0,12	3,50	320	0,11	3,20	320
		ЖШУ	0,13	3,81	350	0,11	3,20	350
	Каменный уголь	ТШУ	0,17	4,98	470	0,17	4,98	470
ЖШУ		0,23	6,75	640	0,23	6,75	640	
300 и более (420 и более)	Газ	0,043	1,26	125	0,043	1,26	125	
	Мазут	0,086	2,52	250	0,086	2,52	250	
	Бурый уголь,	ТШУ	0,14	3,95	370	0,11	3,20	300
		Каменный уголь						
	ТШУ	0,20	5,86	540	0,13	3,81	350	
ЖШУ	0,25	7,33	700	0,21	6,16	570		

* Топливо в условном исчислении.

** При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы.

Таблица 1.33. Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, использующих твердые и жидкие топлива [17]

Тепловая мощность котлов Q , МВт (паропроизводительность котла D , т/ч)	Приведенное содержание серы $S^{пр}$, кг · %/МДж	Котельные установки, введенные на ТЭС до 31 декабря 2000 г.			Котельные установки, введенные на ТЭС с 1 января 2001 г.		
		Массовый выброс SO_x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO_x , кг/т	Массовая** концентрация SO_x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³	Массовый выброс SO_x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO_x , кг/т	Массовая** концентрация SO_x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³
До 199 (до 320)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000	0,5	14,7	1200
	Более 0,045	1,5	44,0	3400	0,6	17,6	1400
200—249 (320—400)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000	0,4	11,7	950
	Более 0,045	1,5	44,0	3400	0,45	13,1	1050
250—299 (400—420)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000	0,3	8,8	700
	Более 0,045	1,5	44,0	3400	0,3	8,8	700
300 и более (420 и более)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000	0,3	8,8	700
	Более 0,045	1,3	38,0	3000	0,3	8,8	700

* Топливо в условном исчислении.

** При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы.

Таблица 1.35. Рекомендуемые средние по сечению температуры газов [31]

Топливо — уголь, марка	Значение [ϑ_T''], °C		
	перед полурадационными ширмами		перед конвективным пароперегревателем в соединительном газоходе
	цельно-сварными	гладкотрубными	
Донецкие АШ, Т	1200	1150	1000
Донецкие Г, Д	1100	1100	950
Кузнецкий Г	1150	1100	950
Кузнецкие СС, Т	1200	1150	1000
Азейский Б	1200	1200	950
Кизеловский Г	1100	1100	1000
Экибастузский	1250	1250	1100
Подмосковный	1100	1100	1000
Назаровский	1050	1050	900
Ирша-Бородинский	1050	1050	900
Березовский	1050	1050	900
Ангренский	1050	1050	900
Фрезерный торф	1000	1000	900
Сланцы северо-западных месторождений	1000	1000	900
Тугайский Б	1070	1070	930

Примечания: 1. Указанные значения применимы при разверке температур газов по сечению до 100 °C. При большей разверке ϑ_T'' уменьшается.

2. Перед фестонированной частью конвективного пароперегревателя или фестоном температура может быть выше при условии, что перед плотными пучками она не будет превышать уровня, указанного в таблице.

3. Для топлив, не указанных в табл. 1.35, при $(\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2)/(\text{CaO} + \text{MgO} + \text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}) < 6$ или $\text{CaO} > 13\%$ $\vartheta_T'' \leq 1050$ °C при наличии ширм и не выше 950 °C в их отсутствие.

Таблица 1.36. Температура уходящих газов [31]

Топливо	Рекомендуемые значения ϑ_{yx} , °C, при температуре питательной воды $t_{пв}$, °C			
	150	215—235	265	
	Содержание серы (для мазута), %			
	до 1	1,1—2	2,1—3	> 3
Твердое топливо с приведенной влажностью				
$W_{пр}^r, 10^{-3} \times$ $\times \text{кг} \cdot \%/ \text{кДж}$:				
сухое, $W_{пр}^r < 0,7$	110—120	120—130	130—140	
влажное, $W_{пр}^r = 1—5$	120—130	140—150	150—160	
сильно влажное, $W_{пр}^r > 5$	130—140	160—170	170—180	
Мазут	140	150	160	165
Газ в отсутствие сернистых соединений	Не ниже 90			

Примечание. Значения температуры ϑ_{yx} и $t'_{ВП}$ (см. табл. 1.38) должны обеспечивать требования по защите воздухоподогревателя от низкотемпературной коррозии.

Таблица 1.62. Котлы водогрейные стальные стационарные* [8]

Параметр	Котлы, работающие в основном режиме	Котлы, работающие в основном или пиковом режиме
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	4,65; 7,56; 11,63; 17,45; 23,26; 34,89 (4; 6,5; 10; 15; 20; 30)	58,15; 116,3; 209,3 (50; 100; 180)
Температура воды на выходе из котла, °С	150	150, 200
Разность температур воды на выходе из котла и входе в котел, °С:		
при температуре воды на выходе из котла 150 °С:		
в основном режиме	80	80
в пиковом режиме	—	40
при температуре воды на выходе из котла 200 °С:		
в основном режиме	—	130
в пиковом режиме	—	90
Расчетное (избыточное) давление воды на входе в котел, МПа (кгс/см ²), не менее:		
при температуре воды на выходе из котла 150 °С	1,63 (16,3)	2,55 (25,5)
при температуре воды на выходе из котла 200 °С	—	3,1 (31,0)
Абсолютное давление воды на выходе из котла, МПа (кгс/см ²), не менее:		
при температуре воды на выходе из котла 150 °С	10,2	8,5
при температуре воды на выходе из котла 200 °С	—	28,5
Допустимый недогрев воды на выходе из котла, °С	30	20
Температура холодного воздуха, °С, не ниже	+10	+10

* Условные обозначения: КВ — котел водогрейный; Т — твердое топливо; М — жидкое топливо (мазут); Г — газообразное топливо (индекс типа топки не указывается); Р — слоевая топка (решетка); К — камерная топка; В — вихревая топка; Ц — циклонная топка; Ф — топка с кипящим слоем; Н — котел с наддувом; С — сейсмостойкое исполнение. Пример обозначения: КВ-ТС-30, КВ-ГМ-100С.

Примечание. По согласованию между заводом-изготовителем и потребителем допускается изготавливать котлы теплопроизводительностью, отличающейся до ±5 % от приведенной в таблице.

Таблица 1.63. Коэффициент полезного действия стальных водогрейных котлов при сжигании различного топлива [8]

Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	КПД, %					
	Камерное сжигание				Слоевое сжигание	
	Жидкое топливо	Газообразное топливо	Каменный уголь	Бурий уголь	Каменный уголь	Бурий уголь
От 4 до 30 (от 4,65 до 35)	87,0	89,0	—	—	83,0	81,0
От 50 до 180 (от 58,2 до 220)	90,0	91,0	88,0	87,0	85,0	83,0

Таблица 1.64. Стальные водогрейные котлы типа КВ-ГМ для работы на газообразном и жидком топливах [27]

Параметр	Марка котла, принятая заводом-изготовителем						
	КВ-Г-4-150	КВ-ГМ-4-150	КВ-Г-6,5-150	КВ-ГМ-6,1-150	КВ-ГМ-10-150	КВ-ГМ-20-150	КВ-ГМ-30-150
Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	4,65 (4)	4,65 (4)	7,56 (6,5)	7,56 (6,5)	11,63 (10)	23,3 (20)	34,9 (30)
Рабочее давление, МПа	0,8—1,4	1,0—2,5	0,8—1,4	1,0—2,5	2,5	2,5	2,5
Расход воды через котел, т/ч	49,5	49,5	80,4	80,4	123,5	247	378
Гидравлическое сопротивление котла, кПа	87	250	90	250	250	250	250
Топливо	Газ	Газ/мазут	Газ	Газ/мазут	Газ/мазут	Газ/мазут	Газ/мазут
Низшая рабочая теплота сгорания, МДж/м ³ /МДж/кг	36,1	36,1/40,3	36,1	36,1/40,3	36,1/40,3	36,1/40,3	36,1/40,3
Расход топлива, м ³ /ч/кг/ч	506	494/478	822,6	797/774	1260/1220	2520/2450	3860/3680
Объем топочной камеры, м ³	12,67	16,2	18,9	22,5	38,3	51,2	81,5
Тип, марка горелок	Подовые щелевые	РГМГ-4	Подовые щелевые	РГМГ-6,5	РГМГ-10	РГМГ-20	РГМГ-30
Число горелок, шт.	3	1	3	1	1	1	1
Давление газа/мазута перед горелкой, кПа	5	20/200	5	20/200	20/200	30/200	40/200
Площадь поверхности нагрева, м ²	86,75	86,75	149,5	199,3	295,1	507,1	718,5
Температура, °С:							
уходящих газов	140	135—215	146	130—220	145—230	155—242	160—250
воды на входе в котел	70	70	70	70	70	70	70
воды на выходе из котла	150	150	150	150	150	150	150
Расчетный КПД %:							
на газе	92,2	93,9	92,2	94,1	92	89	89
на мазуте	—	90,4	—	90,2	88	87	87
Габаритные размеры, мм:							
длина	4200	6415	5520	7855	6500	9700	11 800
ширина	4186	3510	4186	3510	3200	3200	3200
высота	4102	6705	4102	6705	7300	7300	7300
Масса в объеме поставки, кг	3818	8055	6045	10 937	18 400	26 200	32 400
Изготовитель	Монастырищенский машиностроительный завод				Дорогобужский котельный завод		

Параметр	Марка котла, принятая заводом-изготовителем						
	КВ-ГМ-30-150М КВ-ГМ-30-150МС	КВ-ГМ-50-150	КВ-ГМ-50-150С	КВ-ГМ-100-150	КВ-ГМ-100-150С	КВ-ГМ-180-150	КВ-ГМ-180-150 (модель БКЗ КВ-ГМ 180-150-2)
Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	34,9 (30)	58,2 (50)	58,2 (50)	116,3 (100)	116,3 (100)	210 (180)	210 (180)
Рабочее давление, МПа	1,03	0,98—2,45	1,03	0,98—2,45	1,03	0,8—2,4	2,4
Расход воды через котел, т/ч*	435	1230/618	1230/618	2460/1235	2460/1235	4420/2210	4420/2210
Гидравлическое сопротивление котла, кПа*	250	150/250	150/250	150/250	150/250	150/250	150/250
Топливо	Газ/мазут	Газ/мазут	Газ/мазут	Газ/мазут	Газ/мазут	Газ/мазут	Газ/мазут
Низшая рабочая теплота сгорания, МДж/м ³ /МДж/кг	36,1/40,3	36,1/40,3	36,1/40,3	36,1/40,3	36,1/40,3	36,1/40,3	36,1/40,3
Расход топлива, м ³ /ч/кг/ч	3860/3680	6260/5750	6260/5750	12 520/11 550	12 520/11 550	25 300/22 300	25 300/22 300
Объем топочной камеры, м ³	81,5	251	251	388	388	461	461
Тип, марка горелок	Комбинированные газомазутные	РГМГ-20	РГМГ-20	РГМГ-30	РГМГ-20	Вихревые газомазутные с паромеханическими форсунками	
Число горелок, шт.	6	2	2	3	4	6	8
Давление газа/мазута перед горелкой, кПа	40/200	40/200	40/200	40/200	40/200	20/200	20/200
Площадь поверхности нагрева, м ²	771,6	1473	1473	2710	2710	5979	5979
Температура, °С:							
уходящих газов	162—250	180—190	180—290	120—175	185—230	182—233	182—233
воды на входе в котел	70	70—110	70—110	70—110	70—110	70—110	70—110
воды на выходе из котла	150	150	150	150	150	150	150
Расчетный КПД, %							
на газе	91	92,5	93,8	93,0	93,0	88,8	91,7
на мазуте	88	91,1	92,2	92,0	92,0	87,3	90,8
Габаритные размеры, мм:							
длина	15 000	18 000	7000	18 000	10 500	12 200	14 400
ширина	12 000	12 000	6440	18 000	7800	6900	7300
высота	15 000	15 000	17 500	15 000	17 500	15 600	29 400
Масса в объеме поставки, кг	64 000	85 000	174 000	127 000	175 000	271 000	506 000
Изготовитель	Дорогобужский котельный завод			АО БЗЭМ		АО «Сибэнергомаш»	

* В числителе дано значение расхода воды для пикового режима, в знаменателе для основного.

Таблица 1.65. Стальные водогрейные котлы типа КВ-ТС Дорогобужского завода

Параметр	Марка котла, принятая заводом-изготовителем					
	КВ-ТС-4,0	КВ-ТС-6,5	КВ-ТС-10	КВ-ТС-20	КВ-ТС-30	КВ-ТС-50
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	4,65 (4,0)	7,56 (6,5)	11,63 (10)	23,26 (20)	34,89 (30)	58,15(50)
Расход топлива, кг/ч:						
ирша-бородинского бурого угля	1280	2060	—	—	9550	16 300
минусинского каменного угля	875	1420	2160	4320	6480	12 200
Расчетное давление воды (минимальное на выходе), МПа	2,5 (0,8)	2,5 (0,8)	2,5 (0,8)	2,5 (0,8)	2,5 (1,03)	2,5 (1,03)
Расход воды, т/ч	49,5	80	123,5	247	370	625/1250*
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,104	0,107	0,12	0,21	0,15	0,15
Глубина топочной камеры, мм	2496	3520	3904	6144	—	7104
Тип механической решетки	ТЛЗМ-1,87×3	ГЛЗМ-1,87×4	ТЧЗМ-2,7×4	ТЧЗМ-2,7×6,5	ТЧЗМ-2,7×8,0	ТЧЗМ-4,92×8,0
Длина цепной решетки, мм	3000	4000	4000	6500	8000	8000
Ширина цепной решетки, мм	1870	1870	2700	2700	2700	4920
Объем топочной камеры, м ³	16,3	22,7	38,5	61,6	185	445
Площадь поверхности нагрева собственно котла, м ² :						
радиационная	38,66	48,9	55,9	82,8	98,6	—
конвективная (включая фестон)	88,7	150,4	229	417	592	—
полная	127,36	199,3	284,9	509,8	690,6	—
Глубина конвективной шахты, мм	608	1056	768	1408	—	2495
Температура уходящих газов, °С	225	225	220	230	235	—
КПД (брутто), %, при сжигании:						
ирша-бородинского бурого угля	81,1	82,1	—	—	80,6	85,2
минусинского каменного угля	81,9	82,2	80,9	80,66	80,6	85,2
Общая длина котла, мм	5000	6700	6400	9600	11 700	24 840
Общая длина, включая площадки, мм	5000	6700	7600	10 800	24 840	24 840
Ширина котла (в свету между осями экранных труб), мм	2040	2040	2880	2880	3200	
Ширина котла, включая площадки, мм	4000	4000	5460	5460	5580	9600
Высота котла (от отметки 0 или 3600 мм до оси верхнего коллектора), мм	3840	3840	4250	4250	9695	11 425
Высота конвективной шахты (от ометки 0 или 3600 мм до оси верхнего коллектора), мм	3840	3840	6650	6650	7800	14 170
Масса транспортабельного блока или котла, кг	7600	10 300	15 700	22 700	29 900	129 000

* В числителе дано значение расхода воды для основного режима, в знаменателе для пикового.

Таблица 1.66. Стальные водогрейные котлы типов КВ-ТСВ и КВ-ТК [8, 27]

Параметр	Марка котла, принятая заводом-изготовителем						
	КВ-ТСВ-10	КВ-ТСВ-20	КВ-ТКВ-30	КВ-ТК-50	КВ-ТК-100-150-4	КВ-ТК-100-150-5	КВ-ТК-100-150
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	11,63 (10)	23,26 (20)	34,89 (30)	58,15 (50)	116,3 (100)	116,3 (100)	116,3 (100)
Расход топлива, кг/ч:							
ирша-бородинского бурого угля	3140	6290	—	—	—	—	—
минусинского каменного угля	—	—	9550	12 200	28 900 (экибастузский уголь)	19500 (нюрэнгринский и кузнецкий каменный угли)	29 500
Расчетное давление воды (минимальное на выходе), МПа	2,5 (0,8)	2,5 (0,8)	2,5 (1,03)	2,5 (1,03)	2,4	2,4	2,5
Расход воды, т/ч	123,5	247	370	625/1250*		1236/2460*	
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,11	0,19	0,15	0,15	0,25	0,263	0,263
Глубина топочной камеры, мм	3904	6144		4960		6800	
Тип механической решетки	ТЧЗМ-2,7×4	ТЧЗМ-2,7×6			Камерная топка		
Длина цепной решетки, мм	4000	6500	—	—	—	—	—
Ширина цепной решетки, мм	2700	2700	—	—	—	—	—
Объем топочной камеры, м ³	38,5	61,6	185	290	902	900	Примерно 900
Площадь поверхности нагрева собственно котла, м ² :							
радиационная	55,9	82,8	200	255	663	673	673
конвективная (включая фестон)	229	427	373		1830	1800	1462
полная	284,9	509,8	573	821	2493	2473	2135
Глубина конвективной шахты, мм	768	1408	—	3760	4500	4500	4500
Площадь поверхности нагрева воздухоподогревателя, м ²	364	728	1388	2136	8800	8520	8800
Температура горячего воздуха, °С	210	226	255—263	Примерно 350	400	356	352
Сопротивление тракта газов, кПа, при сжигании:							
ирша-бородинского угля	1,0	1,06	—	—	—	—	—
минусинского угля	—	—	1,27	1,27	0,75	0,40	0,75

Температура уходящих газов, °С	205	218	235	220	192	203	193
КПД (брутто), %, при сжигании:							
ирша-бородинского бурого угля	82,8	82,5	81,5	87—88	—	—	87,0
минусинского каменного угля	—	—	—	—	89,8	89,6	88,0
Общая длина котла, мм	6400	9600	—	—	—	—	—
Общая длина котла, включая площадки, мм	8400	12 520	15 500	16 000	18 000 по осям колонн		18 000
Ширина котла (в свету между осями экран-ных труб), мм	2880	2880	3200	3280	7100	12 300	12 300
Ширина котла, включая площадки, мм	5460	5460	5580	10 000	12 300	12 300	12 300
Высота котла (от отметки 0 или 3600 мм до оси верхнего коллектора), мм	4250	4250	9695	25 300	28 200	29 600	29 600
Высота конвективной шахты (от отметки 0 или 3600 мм до оси верхнего коллектора), мм	5650	5650	5900	27300	31 260	29 600	—
Масса транспортабельного блока или котла, кг	15 045	24 900	33 230	22 900	572 900	567000	590 000
Изготовитель	Дорогобужский котельный завод				ПО «Сибэнергомаш»		

* В числителе дано значение расхода воды для основного режима, в знаменателе для пикового.

Таблица 1.67. Технические характеристики котлов-утилизаторов АО «Подольский машиностроительный завод» [10]

Характеристика	Тип котла-утилизатора			
	П-83	П-86 (П-86-1)	П-87 (П-88)	П-90
Профиль (компоновка) котла	Горизонтальный	Вертикальный*	Горизонтальный	Вертикальный
Тип котла	Барабанный	Барабанный с принудительной циркуляцией в испарительном контуре	Барабанный	Барабанный с принудительной циркуляцией в испарительных контурах
Число корпусов	2	1	2	1
Число контуров давления	2	1	2	2
Температура газов на входе, °С	520	600*	540 (510)	540
Паропроизводительность по контурам давления, т/ч	169×2/42×2	72 (60)	230,3×2/54,4×2 (154×2/39,6×2)	242/56
Давление пара по контурам, МПа	8,0/0,7	2,5 (4,0)	8,0/0,65 (7,3/0,7)	8,0/0,65
Температура пара по контурам, °С	470/200	255 (450)	520/200 (481/227)	515/200
Аэродинамическое сопротивление газового тракта, Па	2900	2660 (3100)	2900	3060

* С дожигающим устройством.

Паротурбинные установки

Таблица 3.3. Технические характеристики конденсационных турбин ЛМЗ

Показатель	Турбина							
	К-1200-23,5-3	К-1000-5,9/50	К-800-23,5-5	К-500-23,5-4	К-300-23,5-3	К-210-12,8-3*	К-200-12,8-7	К-210-12,8-8
Мощность номинальная, МВт	1200	1074	800	525	300	210	200	210
Частота вращения, с ⁻¹	50	50	50	50	50	50	50	50
Параметры свежего пара:								
давление, МПа	23,5	5,88	23,5	23,5	23,5	12,8	12,8	12,8
температура, °С	540	274,3	540	540	540	540	540	535
Параметры пара после промежуточного перегрева:								
давление, МПа	3,5	0,51	3,3	3,75	3,65	2,34	2,4	2,43
температура, °С	540	260	540	540	540	540	540	535
Производительность нерегулируемого отбора пара на теплофикацию, ГДж/ч	188	838	586	293,3	—	—	—	—
Число отборов пара на регенерацию	9	8	8	8	8	7	7	7
Температура питательной воды, °С	274	218	274	276	275	242	247	248
Номинальная температура охлаждающей воды, °С	12	20	12	12	12	12	Воздушное охлаждение конденсатора	30
Давление в конденсаторе, кПа	3,5	4,9	3,4	3,3	3,4	3,9	9,8—3,1	8,7
Расход охлаждающей воды через конденсатор, 10 ³ м ³ /ч	108	170	73	51,5	36	25	—	—
Максимальный расход свежего пара, кг/с	1097,2	1630,5	736,1	458,3	270,8	186,1	186,1	186,1
Конструктивная схема турбины	1 ЦВД + 1 ЦСД + 3 ЦНД	2 ЦНД + 1 ЦВД + 2 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 3 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 2 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД
Конструктивная схема проточной части (число ступеней):								
ЦВД	8	2×5	1Р + 11	1Р + 11				
ЦСД	2×8	—	2×9	2×11	12×5	11	11	11
ЦНД	2×5	2×5	2×5	2×5	2×5	2×4	2×3	2×3
Число выходов пара	6	8	6	4	3	2	2	2
Длина рабочей лопатки последней ступени, м	1,2	1,2/1,0	0,96	0,96	0,96	0,765	0,55	0,755
Средний диаметр последней ступени, м	3,0	3,0/2,8	2,48	2,48	2,48	2,1	1,9	2,105
Длина турбины, м	47,9	51,6	39,7	29,95	21,3	20,31	19,22	19,22
Удельная масса турбины, кг/кВт	1,57	2,40	1,62	2,0	2,3	2,6	2,3	—

* В настоящее время ЛМЗ выпускает модернизированную турбину К-215-12,8, а также разработал турбину К-225-12,8 с длиной рабочей лопатки последней ступени 0,96 м.

Таблица 3.4. Технические характеристики конденсационных турбин «Турбоатома»

Показатель	Турбина							
	К-500-23,5-2	К-300-23,5	К-160-12,8	К-1000-5,9/25-1	К-1000-5,9/25-2	К-750-6,4/50	К-500-6,4/50	К-220-4,3-3
Мощность номинальная, МВт	500	300	160	1100	1114	808	547	235
Частота вращения, с ⁻¹	50	50	50	25	25	50	50	50
Параметры свежего пара:								
давление, МПа	23,5	23,5	12,8	5,88	5,88	6,37	6,45	4,31
температура, °С	540	560	565	274,3	274,3	280	280,4	254,9
Параметры пара после промежуточного перегрева:								
давление, МПа	3,65	3,53	2,8	1,12	1,14	0,49	0,29	0,265
температура, °С	540	565	565	250	250	263	263	240
Число отборов пара для регенерации	9	9	7	7	7	5	7	8
Температура питательной воды, °С	265	265	229	223	220	190	168	225
Номинальная температура охлаждающей воды, °С	12	12	12	15	15	15	12	5
Давление в конденсаторе, кПа	3,50	3,43	3,43	3,7—4,5	3,7	4,4	3,9	3,0
Расход охлаждающей воды через конденсаторы, 10 ³ м ³ /ч	2×25,74	34,805	20,812	159,92	169,8	122,6	4×20,72	36,55
Максимальный расход свежего пара, кг/с	458	264	143	1761	1761	—	798	395
Конструктивная схема турбины	1 ЦВД + 1 ЦСД + 2 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСНД + 1 ЦНД	1 ЦВСД + 1 ЦНД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 3 ЦНД	1 ЦВД + 3 ЦНД	1 ЦВД + 4 ЦНД	1 ЦВД + 4 ЦНД	1 ЦВД + 2 ЦНД
Конструктивная схема проточной части (число ступеней):								
ЦВД	1×10	1×11	1×7 + 1×8	1×7	2×7	2×6	2×5	1Р + 5
ЦСД	1×11	1×12 + 1×5	—	2×4	—	—	—	—
ЦНД	2×5	2×5	2×6	2×5	2×7	2×5	2×5	2×5
Число выходов пара	4	3	2	6	6	8	8	4
Длина рабочей лопатки последней ступени, м	1,03/1,05	1,05	0,78	1,45	1,45	1,03	0,852	1,03
Средний диаметр последней ступени, м	2,52	2,55	2,125	4,15	4,15	2,53	2,352	2,53
Длина турбины, м	29,5	39,5	14,44	56,8	50,7	40,6	40,0	23,3
Удельная масса турбины, кг/кВт	1,93	2,19	2,43	3,2	2,85	2,2	2,9	3,3

Таблица 3.5. Технические характеристики некоторых турбин с противодавлением

Показатель	Турбина			
	P-12-3,4/0,5	P-50/60-12,8/1,3	P-40-12,8/3	P-102/107-12,8/1,45-2*
Завод-изготовитель	КТЗ	ЛМЗ	ТМЗ	ТМЗ
Мощность, МВт:				
номинальная	12	52,7	40	102
максимальная	12,8	60	43	107
Частота вращения, с ⁻¹	50	50	50	50
Начальные параметры пара:				
давление, МПа	3,43	12,75	12,75	12,75
температура, °С	435	555	565	555
Давление пара за турбинной, МПа	0,5	1,3	3,1	1,45
Максимальный расход свежего пара, кг/с	33,4	130,6	131	211
Схема проточной части	1P + 7	1P + 16	1P + 8	1P + 12
Длина лопатки последней ступени, мм	—	122	—	127
Средний диаметр последней ступени, м	—	931	—	1127
Длина турбины, м	—	8,856	7,66	8,82
Удельный расход пара, кг/(кВт · ч)	9,33	7,4	11,4	7,77
Удельная масса турбины, кг/кВт	2,1	2,7	2,59	1,38

* Турбина имеет две модификации: P-105/125-12,8/3/0,8-П и Pп-80-12,8/0,8-3.

Таблица 3.6. Технические характеристики турбин ТМЗ

Показатель	Турбина						
	T-250/300-3,5* ¹	T-185/220-12,8-2* ²	T-110/120-12,8-5* ³	ПТ-140/165-12,8/1,45-2* ⁴	ПТ-50/60-12,8/0,7	T-55/65-12,8/0,6* ⁵	ТК-450-500-5,9/50
Мощность, МВт:							
номинальная	250	185	110	142	50	50	450
максимальная	300	215	120	167	60	60	500
Частота вращения, с ⁻¹	50	50	50	50	50	50	50
Начальные параметры пара:							
давление, МПа	23,5	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	5,87
температура, °С	540	555	555	555	555	555	274,3
Параметры пара после промежуточного перегрева:							
давление, МПа	3,68	—	—	—	—	—	0,97
температура, °С	540	—	—	—	—	—	260
Пределы изменения давления пара в регулируемом отборе, кПа:							
верхнем	59—196	59—290	59—245	59—245	59—245	59—245	59—294
нижнем	49—147	49—196	49—196	39—117	50—200	49—196	39—196
Максимальная тепловая нагрузка, ГДж/ч	1465	1170	770	586	160	420	2093

Показатель	Турбина						
	T-250/300-3,5 ^{*1}	T-185/220-12,8-2 ^{*2}	T-110/120-12,8-5 ^{*3}	ПТ-140/165-12,8/1,45-2 ^{*4}	ПТ-50/60-12,8/0,7	T-55/65-12,8/0,6 ^{*5}	ТК-450-500-5,9/50
Номинальный производственный расход отбираемого пара, кг/с	—	—	—	88,89	32,8	—	—
Температура питательной воды, °С	263	232	232	232	230	232	215
Давление пара за турбиной, кПа	5,8	5,0	5,6	6,2	5,4	5,1	9,06
Расход охлаждающей воды через конденсатор, т/ч	28 000	27 000	16 000	12 400	—	7000	66 000
Температура охлаждающей воды, °С	20	20	20	20	20	20	27
Максимальный расход свежего пара, кг/с	272	211	135	211	83,3	73,6	—
Конструктивная схема турбины	1 ЦВД + 2 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСНД	1 ЦВД + 1 ЦСНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 2 ЦНД
Конструктивная схема проточной части (число ступеней):							
ЦВД	1Р + 11	1Р + 12	2Р + 8	1Р + 12	2Р + 8	1Р + 8	2×6
ЦСД	11 + 6	9	14	—	—	—	2×6
ЦНД	2×3	2×3	2×2	12	15	16	2×3, 2×4
Число выхлопов	2	2	2	1	1	1	4
Длина лопатки последней ступени, мм	940	830	550	830	550	550	940
Средний диаметр последней ступени, мм	2,39	2,28	1,915	2,28	—	—	2,39
Удельный расход пара, кг/(кВт·ч)	3,6	4,25	4,3	5,55	5,48	4,9	6,84
Длина турбины, м	26,6	21,4	18,6	15,3	—	13,62	33,9
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	8145	8790	9080	9440	—	—	11 262

^{*1} В настоящее время ТМЗ выпускает модернизированную турбину Т-255/305-23,5-5. На ее базе спроектированы три модификации для дальнего теплоснабжения (с трехступенчатым нагревом сетевой воды до 150 °С) и для работы с пониженным коэффициентом теплофикации (нагрев воды до 106 °С).

^{*2} На базе турбины Т-185 /220-12,8-2 разработана модификация Тп-185/215-130-4 с длиной рабочей лопатки последней ступени 0,66 м для температуры охлаждающей воды 27 °С.

^{*3} Выпускается модификация Т-116/125-12,8-7 на повышенный расход свежего пара (141 кг/с) и пара отборов, а также серия модификаций Тп-115/125-12,8 для технического перевооружения ТЭЦ.

^{*4} Имеются две модификации ПТ-140/165-12,8/1,45-3 и ПТ-150/165-12,8/0,9-4 с длиной рабочей лопатки последней ступени 0,66 м для температуры охлаждающей воды 27 °С.

^{*5} Имеется модификация Т-60/65-12,8 на увеличенный расход свежего пара.

Таблица 3.7. Технические характеристики теплофикационных турбин ЛМЗ

Показатель	Турбина			
	T-180/210-12,8-1	T-180/215-12,8-2	ПТ-80/100-12,8/4,3	ПТ-60/75-12,8/1,3
Мощность, МВт:				
номинальная	180	180	80	60
максимальная	210	215	100	75
Частота вращения, с ⁻¹	50	50	50	50
Начальные параметры пара:				
давление, МПа	12,8	12,8	12,8	12,8
температура, °С	540	540	555	565
Параметры пара после промежуточного перегрева:				
давление, МПа	2,49	2,49	—	—
температура, °С	540	540	—	—
Пределы изменения давления пара в регулируемом отборе, кПа:				
верхнем	59—196	59—196	49—245	—
нижнем	49—147	49—147	29—98	70—250
Тепловая нагрузка, ГДж/ч	1089	1089	284	—
Номинальный расход отбираемого пара, кг/с:				
производственный	—	—	51,3	38,9
теплофикационный	128	128	—	—
Число отборов пара на регенерацию	7	7	7	7
Температура питательной воды, °С	248	248	249	247
Давление пара за турбиной, кПа	8,65	6,27	—	—
Расход охлаждающей воды через конденсатор, т/ч	22 000	22 000	8000	—
Расчетная температура охлаждающей воды, °С	27	20	20	—
Максимальный расход свежего пара, кг/с	186	186	130	—
Конструктивная схема турбины	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦСД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦНД	1 ЦВД + 1 ЦНД
Конструктивная схема проточной части (число ступеней):				
ЦВД	1Р + 11	1Р + 11	1Р + 16	1Р + 16
ЦСД (ЧСД)	11	11	1Р + 9	1Р + 8
ЦНД (ЧНД)	2×4	2×4	1Р + 2	1Р + 3
Число выходов пара	2	2	1	1
Длина рабочей лопатки последней ступени, мм	640	755	665	665
Средний диаметр последней ступени, мм	2090	2205	2000	—
Длина турбины, м	20 753	20 753	14 845	—
Удельный расход пара, кг/(кВт · ч)	3,65	3,65	5,6	—
Удельная масса турбины, кг/кВт	2,75	2,75	3,53	—
Удельная масса турбины с конденсатором, кг/кВт	4,07	4,07	4,32	—

Таблица 3.8. Параметры пара в камерах нерегулируемых отборов при номинальном режиме

Тип турбины	Номер отбора	Подогреватель	Давление, МПа	Температура, °С	Количество отбираемого пара, т/ч
К-1200-23,5-3 ЛМЗ	I	ПВД9	6,2	354	286
	II	ПВД8	3,9	295	309
	III	ПВД7	1,8	450	127
		Турбопривод ПН	1,8	450	176
	IV	Деаэратор	0,9	355	87
	V	ПНД5	0,4	280	118
	VI	ПНД4	0,25	218	106
	VII	ПНД3	0,12	150	92
	VIII	ПНД2	0,05	80	96
	IX	ПНД1	0,02	60	112
К-800-23,5-5 ЛМЗ	I	ПВД8	6,05	343	175
	II	ПВД7	3,78	286	211
	III	Турбопривод ПН	1,64	442	127
		ПВД6	1,64	440	107
	IV	Деаэратор	1,08	385	5,0
	V	ПНД4	0,58	311	91
	VI	ПНД3	0,284	231	87,6
	VII	Испаритель	0,114	147	—
		ПНД2	0,114	147	118,3
	VIII	ПНД1	0,021	60	87,6
К-500-23,5-4 ЛМЗ (при нагрузке 525 МВт)	I	ПВД8	6,13	346	101,7
	II	ПВД7	4,2	297	157,6
	III	ПВД6	1,87	446	88,5
	IV	Турбоприводы	1,187	383	97,7
		Деаэратор	1,187	383	19,0
	V	ПНД4	0,473	267	50,0
	VI	ПНД3	0,263	203	60,4
		Собственные нужды станции	0,263	203	35,0
		VII	ПНД2	0,107	122
	VIII	ПНД1	0,0187	58,5	50,6
К-1000-5,9/50 ЛМЗ	—	СПП	5,71	272	546,5
	I	ПВД7	2,43	223	344,1
	II	ПВД6	1,5	198	335,7
	III	Деаэратор	0,94	177	120,0
	IV	ПНД5	0,579	157	278,2
		Турбопривод ПН	0,548	250	149,0
	V	ПНД4	0,268	184	141,1
	VI	ПНД3	0,132	123	122,2
	VII	ПНД2	0,0672	89	154,5
	VIII	ПНД1	0,0268	67	177,7
К-300-23,5-3 ЛМЗ	I	ПВД8	6,25	349	64,9
	II	ПВД7	4,02	293	95,1
	III	ПВД6	1,56	402	37,2 + 1,6*
		Турбопривод	1,56	422	108
	IV	Деаэратор	1,03	366	14,4*
	V	ПНД4	0,50	276	37,9
	VI	ПНД3	0,23	230	23 + 6,0**
	VII	ПНД2	0,085	114	45,6 + 0,8*
	VIII	ПНД1	0,015	56	26,5

Тип турбины	Номер отбора	Подогреватель	Давление, МПа	Температура, °С	Количество отбираемого пара, т/ч
К-210-12,8-3 (6) ЛМЗ	I	ПВД7	3,855	403	30
	II	ПВД6	2,52	347	36
	III	ПВД5	1,187	477	18
		Деаэратор	1,187	477	18
	IV	ПНД4	0,627	393	21
	V	ПНД3	0,27	289	17
	VI	ПНД2	0,125	207	24
	VII	ПНД1	0,026	78	22
Т-180/210-12,8-1 ЛМЗ	I	ПВД7	4,12	386	31,8
	II	ПВД6	2,72	333	49,9
	III	ПВД5 + деаэратор	1,26	447	17,9 + 2,9
	IV	ПНД4	0,658	360	28,5
	V	ПНД3	0,259	249	21,8
	VI	ПНД2	0,098	152	7,8
	VII	ПНД1	0,049	98	1,6
Р-50/60-12,8/1,3-2 ЛМЗ	I	ПВД3	3,8	389	22,9
	II	ПВД2	2,25	324	22,5
	III	ПВД1	Зависит от включения деаэратора и ПНД станции		
К-500-23,5 «Турбоатом»	I	ПВД9	5,74	336	100
	II	ПВД8	4,07	294	143 + 4,05***
	III	ПВД7	1,7	432	77
	IV	Деаэратор	1,098	374	34,4
		Турбопривод ПН	1,098	374	98,9
	V	ПНД5	0,52	286	46,4
	VI	ПНД4	0,29	223	44,4
	VII	ПНД3	0,155	169	34
	VIII	ПНД2	0,082	113	7,1 + 5,85*
	IX	ПНД1	0,016	56	28,8
К-1000-5,9-25 «Турбоатом»	I	ПВД7	2,87	231,5	333,8
	II	ПВД6	1,22	207,7	275,3
		Турбопривод ПТН	1,065	250	124,9
	III	ПВД5	1,122	185	182,0
		Деаэратор ПНД4	1,122	185	176,2
	IV	ПНД4	0,582	189	161,7 + 5,2*
	V	ПНД3	0,312	135,2	275,1
VI	ПНД2	0,08	94,3	203,2 + 6,5*	
	VII	ПНД1	0,021	62,4	179,13
К-500-6,4/50 «Турбоатом»	I	Деаэратор	1,12	185	29,15
	II	ПНД5	0,619	160	125,1
	III	ПНД4	0,346	138	141,76
	IV	ПНД3	0,14	188	57,609
	V	ПНД2	0,065	120	56,9 + 5,6*
	VI	ПНД1	0,0258	66	76,359
К-220-43,1 «Турбоатом»	I	ПВД8	2,786	229,8	66,132
	II	ПВД7	1,93	210,7	65,61
	III	ПВД6	1,288	196,2	59,08
		Деаэратор	1,288	191,2	44,33
	IV	ПНД5	0,508	152,4	42,8 + 2,18*
	V	ПНД4	1,03	134,4	58,19
	VI	ПНД3	0,127	168	23,996
	VII	ПНД2	0,058	101	23,45 + 0,639
Т-220-43,1 «Турбоатом»	VIII	ПНД1	0,029	68,4	35,517

Тип турбины	Номер отбора	Подогреватель	Давление, МПа	Температура, °С	Количество отбираемого пара, т/ч
Т-250/300-23,5-2 ТМЗ	I	ПВД8	5,76	345	51,3
	II	ПВД7	4,07	300	93,9
		Турбопривод ПН	2,48	485	151
	III	ПВД6	1,69	435	35,3
	IV	Деаэратор	1,00	365	15,4
	V	ПНД5	0,559	340	19** + 12,5*
	VI	ПНД4	0,28	230	39
	VII	ПНД3	0,093	135	17,3
	VIII	ПНД2	0,027	—	—
IX	ПНД1	—	—	—	
Т-110/120-12,8-4 ТМЗ	I	ПВД7	3,32	379	17,5 + 2*
	II	ПВД6	2,28	337	27,8
	III	ПВД5	1,22	266	16,9
	IV	Деаэратор	1,22	266	6,6
		ПНД4	0,57	190	11,4 + 6,2*
	V	ПНД3	0,294	130	22,2
	VI	ПНД2	0,098	—	7,0
VII	ПНД1	0,037	—	0,6	
ПТ-140/165-12,8/1,45-2(3) ТМЗ	I	ПВД7	3,36	375	36,4
	II	ПВД6	2,28	325	36,4
	III	ПВД5	1,47	275	35,3 + 4,8*
	IV	Деаэратор	1,47	275	11,2
		ПНД4	0,53	183	32,1
	V	ПНД3	0,25	27	32,7
	VI	ПНД2	0,08	—	84
VII	ПНД1	0,02	—	—	
ПТ-80/100-12,8/1,3 ЛМЗ	I	ПВД7	4,41	420	26,0
	II	ПВД6	22,5	348	32,0
	III	ПВД5	1,27	265	10,5
	IV	Деаэратор	1,27	265	13,0
		ПНД4	0,39	160	28,0
	V	ПНД3	0,098	—	—
	VI	ПНД2	0,033	—	—
VII	ПНД1****	0,033	—	—	
ПТ-50/60-12,8/0,7 ТМЗ	I	ПВД7	3,41	396	10,9 + 1,5*
	II	ПВД6	2,17	347	14,8
	III	ПВД5	1,128	274	6,1
	IV	Деаэратор	1,128	274	4,2
		ПНД4	0,43	197	2,8 + 5,8
	V	ПНД3	0,27	138	10,7
	VI	ПНД2	0,098	—	3,5
VII	ПНД1	0,04	—	0,2	
Р-100-12,8/1,45 ТМЗ	I	ПВД3	3,4	385	34,0
	II	ПВД2	2,28	335	31,0
	III	ПВД1	1,47	284	38,2

* Пар из уплотнений.

** Пар из турбопривода.

*** Пар из деаэратора.

**** Последние выпуски без ПНД1.

Таблица 3.11. Характеристики

Марка конденсатора	Тип турбины	Число конденсаторов	Площадь поверхности охлаждения одного конденсатора, м ²	Размеры конденсаторных трубок, мм	
				Диаметр	Длина в одном конденсаторе
<i>Турбины</i>					
50-КЦС-3	К-50-8,8-1 (2)	1	3000	25×1	6650
50-КЦС-4	ПТ-50-8,8/1,3	1	3000	25×1	6650
50-КЦС-5	К-50-8,8-3	1	3000	25×1	6650
К2-3000-2	Т-50-12,8	1	3000	25×1	7330
60-КЦС	ПТ-60-12,8/1,3	1	3000	25×1	6600
80-КЦС	ПТ-80/100-12,8/1,3	1	3000	25×1	6600
100-КЦС-2 (4)	К-100-8,8-2 (6)	2	3000	25×1	6650
180-КЦС	Т-180/210-12,8	1	9000	28×1	9000
200-КЦС-2 (3)	К-200-12,8	2	4500	30×1	8065
300-КЦС-1 (3)	К-300-23,5	1	15 400	28×1	8930
500-КЦС-4	К-500-23,5-4	2	11 250	28×1	8930
800-КЦС-3 (4)	К-800-23,5-3 (4)	2	20 600	28×1	12 000
1200-КЦС-3	К-1200-23,5-3	2	12 800	28×1	12 000
1000-КЦС-1	К-1000-5,9/50	4	22 000	28×1	12 000
<i>Турбины</i>					
К-100-3685	К-100-8,8	2	3685	25×1	7350
К-150-9115	К-160-12,8	1	9115	28×1	8850
К-1020	К-220-4,3	2	10 120	28×1	8890
К-12150	К-220-4,3	2	12 150	28×1	8850
К-8170	К-220-4,3-2	2	8170	28×1	8890
К-1523,5	К-300-23,5	1	1523,5	28×1	8850
К-11520	К-500-23,5	2	11 520	28×1	8890
К-12150	К-500-65/50	4	12 150	28×1,5	8890
К-10120	К-500-65/50	4	10 120	28×1,5	8890
К-22550	К-500-5,9/1500	2	22 550	28×1	9800
К-16560	К-750-6,4/50	4	16 560	28×1	11460
К-16360	К-1000-5,9/1500-1	6	16 360	28×1	8890
К-33160	К-1000-5,9/1500-2	3	33 160	28×1	14 000
<i>Турбины</i>					
КГ2-6200	Т-110/120-12,8	2	3100	24×1	7500
К-2-6000-1	ПТ-140/165-12,8/15	1	6010	24×1	9000
КГ2-12000-1	Т-185/210-12,8	2	5080	24×1	9000
К2-14000-1	Т-250/300-23,5-2	1	13 800	24×1	9000
<i>Турбины</i>					
КП-540	К-6-35; ПТ-12-3,5/1,0М; ПТ-12-8,8/1,0	1	540	19×1	4000
КП-935	К-12-35М	1	935	22×1	5000
КП-935-1	ПТ-25-8,8/1,0М	1	935	22×1	5000
КП-1220	ПТ-12-35/1,3Т; ПТ-25-8,8/1,4	1	1220	22×1	5000

* Для номинальной конденсационной мощности турбины.

** Для максимальной конденсационной мощности турбины.

*** Для первого и второго конденсаторов по ходу воды.

конденсаторов паровых турбин

Число ходов по воде	Удельная паровая нагрузка, кг/(м ² · ч)	Кратность охлаждения всей конденсаторной группы	Температура охлаждающей воды, °С	Давление пара в конденсаторе, кПа	Гидравлическое сопротивление по водяной стороне, кПа
<i>ЛМЗ</i>					
2	46,7	57,1	10	2,95	35,3
2	55,0	48,5	20	5,98	35,3
2	46,7	57,1	10	3,43	35,3
2	46,7	50,0	15	3,92	37,3
2	60,0	44,4	15	3,92	35,3
2	73,3	36,4	20	5,88	35,3
2	46,7	57,1	10	3,43	35,3
2	51,2	47,7	20	6,27	48,1
2	44,4	62,5	10	3,43	37,3
2	37,2	62,8	12	3,43	47,1
1	39,6	57,7	12	3,50	44,1
1	35,8	50,7	12	3,43	58,8
1	35,7	48,8	12	3,38	58,8
1	36,1	53,5	20	5,09	70,2
<i>«Турбоатма»</i>					
2	36,2	61,4	10	2,95	32,4
2	36,3	62,9	12	3,43	39,2
2	36,0	60,4	12	3,43	39,1
2	31,5	72,5	12	5,09	39,2
2	44,0	50,9	5	2,94	39,1
2	37,0	61,7	12	3,43	42,2
2	41,7	53,6	15	4,42	39,3
2	36,3	53,8	18	4,90	35,6
2	40,6	51,6	12	3,92	35,7
2	39,1	53,8	22	5,88	42,2
2	38,3	48,3	15	4,41	50,52
1	34,3	47,4	15	3,92	68,21
2	34,7	49,2	15	3,92	74,38
<i>ТМЗ</i>					
2	45,3*	57,1*	20	5,6	59,96
2	53,2**	38,8**	20	7,3	54,91
1	42,6**	48,6**	20	5,0	74,53
2	38,7**	52,3**	20	6,4***	54,91
<i>КТЗ</i>					
2	46—89	60—41	20	5—9	29—44
2	45,0	81,0	20	5,0	49,0
2	80,0	45,0	20	9,0	49,0
2	39,0	79,0	40	14,0	42,0

Таблица 3.14. Приводные и приводимые агрегаты энергоблоков

Энергоблок с турбинами	Приводная турбина насоса	Завод-изготовитель турбины	Число на блок	Приводимые агрегаты		Приводная турбина воздухоподогревателя	Завод-изготовитель турбины	Число на блок
				Питательный насос	Бустерный насос			
К-300-23,5	P-12-1,5П	КТЗ ЛО «Пролетарский завод»	1	ПН-1135-340	—	—	—	—
	(ОР-1,2ПМ) P-12-1,4П		1	ПТН-1150-340-М	—			
К-500-23,5	К-11-1,0П	КТЗ	2	ПН-1500-350; ПН-950-350	ПД-1600-180М	—	—	—
К-800-23,5	К-17-1,5П (ОК-1,8ПУ-800)	»	2	ПН-1500-350	ПД-1600-180	P-6-0,9П (ОР-1,2-ПВ); К-7-1,0П (ОК-18ПВ-800) К-6-1,0П (ОК-18ПВ-1200)	КТЗ	2
К-1200-23,5	К-17-1,7П (ОК-18ПУ-1200)	»	3	ПН-1500-350	ПД-1600-180		»	2
К-1000-5,9/25	К-12-1,0П	»	2	ПТН-3750-100	—		»	3
Т-250/300-23,5	P-12-2,2П	ЛО «Пролетарский завод»	1	ПТН-1100-350-24	—	—	—	—

Примечание. Обозначение приводной турбины: первая буква — тип (К — конденсационная, Р — с противодавлением), первые две цифры — мощность, МВт, вторые — начальное давление, МПа; буква П — приводная; в скобках приведены заводские обозначения турбин.

Таблица 3.15. Основные технические характеристики и параметры турбин для привода питательных насосов

Показатель	P-12-1,5П	P-12-1,4П	К-11-1,0П	К-17-1,5П	К-17-1,7П	К-12-1,0П	P-12-2,2П
Номинальная мощность, кВт	12 500	12 500	11 350	17 150	17 100	11 600	12 000
Номинальная частота вращения, с ⁻¹	100	86,7	76,67	77,75	77,67	58,33	86,67
Диапазон изменения частоты вращения, с ⁻¹	87,7—100	—	44,3—78,3	44,3—78,3	44,3—78,3	41,3—58,3	—
Номинальные параметры перед стопорным клапаном:							
давление, МПа	1,52	1,44	1,01	1,44	1,65	0,97	2,2
температура, °С	450	443	377	432	445	248	501
Давление в конденсаторе, кПа	—	—	4,76	6,87	6,87	5,88	—
Противодавление, МПа	0,12	0,24	—	—	—	—	0,66
Температура охлаждающей воды, °С	—	—	15	15	15	22	—
Расход пара через стопорный клапан, кг/с	31,7	31,7	14,79	20,64	20,19	19,11	45,8
КПД от стопорного клапана приводной турбины, %	—	—	80,4	81,3	80,1	79,0*	—

* Внутренний относительный КПД.

Таблица 3.16. Основные технические характеристики и параметры турбин для привода воздуходувок

Показатель	Р-6-0,9П	К-7-1,0П	К-6-1,0П
Номинальная мощность, МВт	6440	6500	6300
Номинальная частота вращения, с ⁻¹	100	78,33	78,33
Диапазон изменения частоты вращения, с ⁻¹	50—100	42,5—78,3	42,5—78,3
Номинальные параметры перед стопорным клапаном:			
давление, МПа	0,88	0,89	0,76
температура, °С	360	375	355
Давление в конденсаторе, кПа	—	4,41	4,41
Противодавление, МПа	0,15	—	—
Температура охлаждающей воды, °С	—	15	16
Расход пара через стопорный клапан, кг/с	19,72	8,63	8,75
Внутренний относительный КПД, %	84,0	83,4	83,4

Таблица 3.17. Теплообменное оборудование, комплектующее паротурбинные установки*1

Оборудование	К-210(215)-12,8 ЛМЗ		К-300(310)-23,5 ЛМЗ		К-500-23,5-4 ЛМЗ	
	Типоразмер	Завод-изготовитель*2	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	200 КЦС-2	ЛМЗ	300 КЦС-3	ЛМЗ	500 КЦС-4	ЛМЗ
Основной эжектор конденсационной установки	ЭП-3-700-1 (2 шт.)	ЛМЗ	ЭВ-7-1000 (2 шт.)	ЛМЗ	ЭПО-3-150 (2 шт.)	ЛМЗ
Охладитель пара из концевых камер уплотнений (с эжектором)	ПН-100-16-4-III	ЛМЗ	ОВ-140М (ЭВ-1-230)	«Энергомаш»	ПС-220-1	ЛМЗ
Охладитель пара из промежуточных камер уплотнений*3	ПС-50-1 (КИ ₁)	«Энергомаш»	ПС-115	ЛМЗ	ПС-300-33-0,25 (ПНД2)	ЛМЗ
Подогреватели низкого давления:						
ПНД1	Встроен в конденсатор	—	ПН-550-25-1-IV*4	ТКЗ	ПНСВ-2000-1	ТКЗ
ПНД2	ПНСВ-800-2	ТКЗ	ПН-550-25-6-III*4	»	ПНСВ-2000-2	»
ПНД3	ПН-350-16-7-II	«Энергомаш»	ПН-550-25-6-II	»	ПН-1100-25-6-I	»
ПНД4	ПН-350-16-7-I	»	ПН-550-25-6-I	»	ПН-850-25-6-I	»
ПНД5	—	—	—	—	—	—
Охладитель конденсата ⁵	ПН-250-16-7-Псв (2 шт.)	—	ОВ-140М (Псв)	«Энергомаш»	(ПНД3, ПНД4)	—
Подогреватель с закачкой конденсата сливными насосами	КИ ₁ *6	—	ПНД2	—	—	—
Деаэратор	ДП-1000/100	«Сибэнерго-маш»	ДП-1000/100	«Сибэнерго-маш»	ДП-2000/150	«Сибэнерго-маш»
Подогреватели высокого давления:						
ПВД1	ПВ-775-265-13	ТКЗ	ПВ-1250-380-17-I	ТКЗ	ПВ-1800-37-2,0	ТКЗ
ПВД2	ПВ-775-265-31	»	ПВ-1700-380-45	»	ПВ-1800-37-4,5	»
ПВД3	ПВ-775-265-45	»	ПВ-1550-380-70	»	ПВ-1800-37-6,5	»
Подогреватели сетевой воды*7:						
основной (нижний)	—	«Энергомаш»	Псв	«Энергомаш»	Псв	«Энергомаш»
пиковый (верхний)	—	То же	Псв	То же	Псв	То же
Маслоохладитель	МП-165-150-II (2 шт.)	ЛМЗ	МП-330-300-I	ЛМЗ	МП-330-300-I (3 шт.)	ЛМЗ

Оборудование	К-800-23,5-5 ЛМЗ		К-1000-5,9/50 ЛМЗ		К-1200-23,5-3 ЛМЗ	
	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	800 КЦС-5	ЛМЗ	1000 КЦС-1	ЛМЗ	1200 КЦС-1	ЛМЗ
Основной эжектор конденсационного устройства	ЭВ-7-1000 (2 шт.)	ЛМЗ	ЭВ-7-1000 (4 шт.)	ЛМЗ	ЭВ-4-1100 (3 шт.)	ЛМЗ
Охладитель пара из концевых камер уплотнений (с эжектором)	ПС-220-1 (ЭВ-1-230)	ЛМЗ	ЭВ-1-230 (2 шт.)	ЛМЗ	ЭВ-1-275 (2 шт.)	ЛМЗ
Охладитель пара из промежуточных камер уплотнений*3	ПС-300-33-0,25 (ПНД2)	ЛМЗ	—	—	ОВ-140М	«Энергомаш»
Подогреватели низкого давления:						
ПНД1	ПНСВ-2000-1	ТКЗ	ПНСГ-2000-1А (2 шт.)	ТКЗ	ПН-2300-25-7-V	ТКЗ
ПНД2	ПНСВ-2000-2	»	ПНСГ-4000-ПА	»	ПН-2300-25-7-IV	»
ПНД3	ПН-1900-32-6-II	»	ПН-3200-30-16-1А	»	ПН-2300-25-7-III	»
ПНД4	ПН-1900-32-6-I	»	ПН-3200-30-16-1А	»	ПН-2300-25-7-II	»
ПНД5	—	—	ПН-3200-30-16-ПА	»	ПН-2300-25-7-I	»
Охладитель конденсата*5	ОВ-700 (ПНД3, ПНД4)	—	—	—	—	—
Подогреватель с закачкой конденсата сливными насосами	—	—	ПНД4	—	ПНД2	—
Деаэратор	ДП-2800/185 (2 шт.)	«Сибэнергомаш»	ДП-3200(2× ×1600)/185 (2 шт.)	«Сибэнергомаш»	ДП-2000/185 (2 шт.)	«Сибэнергомаш»
Подогреватели высокого давления:						
ПВД1	ПВ-1800-37-2,0 (2 шт.)	ТКЗ	ПВ-2500-97-18А	ТКЗ	ПВ-2500-380-17	ТКЗ
ПВД2	ПВ-1800-37-4,5 (2 шт.)	»	ПВ-2500-97-28А	»	ПВ-2500-380-37	»
ПВД3	ПВ-1800-37-6,5 (2 шт.)	»	—	—	ПВ-2500-380-61	»
Подогреватели сетевой воды*7:						
основной (нижний)	—	«Энергомаш»	ПСВ-500-14-23 (2 шт. 1-й ступени)	«Энергомаш»	ПСВ	«Энергомаш»
пиковый (верхний)	—	То же	ПСВ-500-3-23 (2 шт. 2-й ступени); ПСВ-500-14-23 (пиковый; 2 шт.)	То же	ПСВ	То же
Маслоохладитель	МП-330-300-I (3 шт.)	ЛМЗ	МП-330-300-I	ЛМЗ	МП-330-300-I (3 шт.)	ЛМЗ

Оборудование	Т-180/210-12,8-1 ЛМЗ		ПТ-60/75-12,8/1,3 ЛМЗ		ПТ-80/100-12,8/1,3 ЛМЗ	
	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	180 КЦС-1	ЛМЗ	60 КЦСТ-4	ЛМЗ	80 КЦСТ-1	ЛМЗ
Основной эжектор конденсационного устройства	ЭП-3-700-1 (2 шт.)	ЛМЗ	ЭП-3-700-1 (2 шт.)	ЛМЗ	ЭП-3-700-1	ЛМЗ
Охладитель пара из концевых камер уплотнений (с эжектором)	ПС-50-1	ЛМЗ	ПС-50-1 (ЭП-1-1100-1)	ЛМЗ	ПС-50-1	ЛМЗ
Охладитель пара из промежуточных камер уплотнений ^{*3}	ПСВ-90-7-15 (ПНД2)	«Энергомаш»	ПСВ-90-7-15	«Энергомаш»	ПН-130-16-4-III (ПНД2)	«Энергомаш»
Подогреватели низкого давления:						
ПНД1	ПН-350-16-7-1	То же	Встроен в конденсатор	ЛМЗ	Встроен в конденсатор	ЛМЗ
ПНД2	ПН-350-16-7-III	»	ПН-100-16-4-1	«Энергомаш»	ПН-130-16-10-II	«Энергомаш»
ПНД3	ПН-350-16-7-III	»	ПН-130-16-9-1	То же	ПН-200-16-7-1	То же
ПНД4	ПН-350-16-7-III	»	ПН-130-16-9-1	»	ПН-200-16-7-1	»
ПНД5	—	—	—	—	—	—
Охладитель конденсата ^{*5}	—	—	—	—	—	—
Подогреватель с закачкой конденсата сливными насосами	ПНД2, ПНД3, ПСГ1, ПСГ2	—	ПНД2	—	ПНД2, ПСГ1, ПСГ2	—
Деаэратор	ДП-1000/100	«Сибэнерго-маш»	ДП-225/65	«Сибэнерго-маш»	ДП-500/100	«Сибэнерго-маш»
Подогреватели высокого давления:						
ПВД1	ПВ-775-265-13	ТКЗ	ПВ-350-230-21-1	ТКЗ	ПВ-450-230-25	ТКЗ
ПВД2	ПВ-775-265-31	»	ПВ-350-230-36-1	»	ПВ-450-230-35	»
ПВД3	ПВ-775-265-45	»	ПВ-350-230-50-1	»	ПВ-450-230-50	»
Подогреватели сетевой воды ^{*7} :						
основной (нижний)	ПСГ-5000-3,5-8-1	ЛМЗ	ПСВ	«Энергомаш»	ПСГ-1300-3-8-1	ТМЗ
пиковый (верхний)	ПСГ-5000-3,5-8-1	»	ПСВ	То же	ПСГ-1300-3-8-1	»
Маслоохладитель	МП-165-150-1 (2 шт.)	»	МП-165-150-1 (2 шт.)	«Красный гидропресс»	МП-165-150-1	ЛМЗ

Оборудование	Р-50/60-12,8/1,3-2 ЛМЗ		Р-102/107-12,8/1,5-2 ТМЗ		ПТ-140/165-12,8/1,5 ТМЗ	
	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	—	—	—	—	К2-6000-1	ТМЗ
Основной эжектор конденсационного устройства	—	—	—	—	ЭП-3-2А (2 шт.)	»
Охладитель пара из концевых камер уплотнений (с эжектором)	ХЭ-65-350	ТМЗ	ХЭ-65-130	ТМЗ	ЭУ-120-1	»
Охладитель пара из промежуточных камер уплотнений ^{*3}	ПС-50-1	ЛМЗ	ПС-100-3	»	ПН-250-16-7-Псв (ПНД1)	»
Подогреватели низкого давления:						
ПНД1	—	—	—	—	ПН-350-16-7-1	«Энергомаш»
ПНД2	—	—	—	—	ПН-350-16-7-П	То же
ПНД3	—	—	—	—	ПН-400-26-7-П (2 шт.)	»
ПНД4	—	—	—	—	ПН-400-26-8-V (2 шт.)	»
ПНД5	—	—	—	—	—	—
Охладитель конденсата ^{*5}	—	—	—	—	—	—
Подогреватель с закачкой конденсата сливными насосами	—	—	—	—	ПНД2, ПНД3, ПСГ1, ПСГ2	—
Деаэратор	ДП-500/120	«Сибэнерго-маш»	ДП-1000/100	«Сибэнерго-маш»	ДП-1000/100	«Сибэнерго-маш»
Подогреватели высокого давления:						
ПВД1	ПВ-450-230-25	ТКЗ	ПВ-760-230-14	ТКЗ	ПВ-760-230-14	ТКЗ
ПВД2	ПВ-450-230-35	»	ПВ-800-230-21	»	ПВ-800-230-21	»
ПВД3	ПВ-450-230-50	»	ПВ-800-230-32	»	ПВ-800-230-32	»
Подогреватели сетевой воды ^{*7} :						
основной (нижний)	Нет	—	Нет	—	ПСГ-1300-3-8-1	ТМЗ
пиковый (верхний)	»	—	»	—	ПСГ-1300-3-8-1	»
Маслоохладитель	МП 165-150-1 (2 шт.)	ЛМЗ	Встроен в маслобак	ТМЗ	Встроен в маслобак	»

Оборудование	Т-110/120-12,8 ТМЗ		Т-185/220-12,8 ТМЗ		Т-250/300-23,5-3 ТМЗ	
	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	КГ2-6200-III	ТМЗ	КГ2-12000-1	ТМЗ	К-14000-1	ТМЗ
Основной эжектор конденсационного устройства	ЭП-3-2А (2 шт.)	»	ЭПО-3-135-1 (3 шт.)	»	ЭП-3-135 (2 шт.)	»
Охладитель пара из концевых камер уплотнений (с эжектором)	ХЭ-90-550	»	ЭУ-120-1	»	ЭУ-120	»
Охладитель пара из промежуточных камер уплотнений*3	ПН-100-16-4-III (ПНД1)	«Энергомаш»	ПС-250-30-0,5- I (ПНД1)	»	ПС-250-8-0,5 (ПСГ1)	»
Подогреватели низкого давления:						
ПНД1	ПН-250-16-7-IIIсв	То же	ПН-400-26-7-II	ТКЗ	ПН-400-26-2-IV	«Энергомаш»
ПНД2	ПН-250-16-7-IVсв	»	ПН-400-26-7-II	»	ПН-400-26-7-II	То же
ПНД3	ПН-250-16-7-IVсв	»	ПН-400-26-7-II	»	ПН-400-26-7-II	»
ПНД4	ПН-250-16-7-IVсв	»	ПН-400-26-8-VM	»	ПН-400-26-7-II	»
ПНД5	—	—	—	—	ПН-400-26-7-I	»
Охладитель конденсата*5	—	—	—	—	—	—
Подогреватель с закачкой конденсата сливными насосами	ПНД2, ПНД3, ПСГ1, ПСГ2	—	ПНД2, ПНД3, ПСГ1, ПСГ2	—	ПНД2, ПНД3, ПНД4, ПСГ1, ПСГ2	—
Деаэратор	ДП-500/120	«Сибэнерго-маш»	ДП-1000/100	«Сибэнерго-маш»	ДП-1000/100	«Сибэнерго-маш»
Подогреватели высокого давления:						
ПВД1	ПВ-450-230-25	ТКЗ	ПВ-760-230-14	ТКЗ	ПВ-900-380-18	ТКЗ
ПВД2	ПВ-450-230-35	»	ПВ-800-230-21	»	ПВ-1200-380-43	»
ПВД3	ПВ-450-230-50	»	ПВ-800-230-32	»	ПВ-900-380-66	»
Подогреватели сетевой воды*7:						
основной (нижний)	ПСГ-2300-2-8-I	ТМЗ	ПСГ-5000-3,5-8-II	ТМЗ	ПСГ-5000-3,5-8-1	ТМЗ
пиковый (верхний)	ПСГ-2300-2-8-II	»	ПСГ-5000-3,5-8-II	»	ПСГ-5000-3,5-8-1	»
Маслоохладитель	Встроен в мас-лобак	»	МБ-63-90 (3 шт.)	«Красный гидропресс»	МБ-63-90 (3 шт.)	«Красный гидропресс»

Оборудование	К-160/170-12,8 «Турбоатом»		К-220-4,3/50 «Турбоатом»		К-550-6,4/50 «Турбоатом»	
	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	К-9115	«Турбоатом»	К-8170, К-10120, К-12150*8	«Турбоатом»	К-10120 (4 шт.)	«Турбоатом»
Основной эжектор конденсационного устройства	ЭП-3-25/75 (2 шт.)	»	ЭП-3-25/75 (2 шт.)	»	ЭП-3-55/150 (3 шт.)	»
Охладитель пара из концевых камер уплотнений (с эжектором)	ЭП-1-80 (2 шт.)	»	ЭП-1-150	»	ЭП-1-150 (2 шт.)	»
Охладитель пара из промежуточных камер уплотнений*3	—	—	—	—	—	—
Подогреватели низкого давления:						
ПНД1	ПН-250-16-7-Шсв	«Энергомаш»	ПН-800-29-7-IA	«Энергомаш»	ПН-950-42-8А (2 шт.)	ТКЗ
ПНД2	ПН-250-16-7-П	То же	ПН-800-29-7-IIА	То же	ПН-1800-42-8-IA	»
ПНД3	ПН-250-16-7-1	»	ПН-800-29-7-IIIА	»	ПН-1800-42-8-IIА	»
ПНД4	ПН-250-16-7-1	»	ПН-800-29-7-IVА	»	ПН-1800-42-8-IIIА	»
ПНД5	ПН-250-16-7-1	»	ПН-800-29-7-VA	»	ПН-400-26-8-IVА	»
Охладитель конденсата*5	—	—	ОВ-150-3А (ПНД3)	»	ОКГ-500-25-15-IA (ПНД2)	ТКЗ
Подогреватель с закачкой конденсата сливными насосами	ПНД1, ПНД4	—	ПНД2, ПНД4	—	—	—
Деаэратор	ДП-500/100	«Сибэнерго-маш»	ДП-1000/100А	«Сибэнерго-маш»	ДП-2000(2××1000)/120А	«Сибэнерго-маш»
Подогреватели высокого давления:						
ПВД1	ПВ-425-230-13М	ТКЗ	ПВ-1600-92-15-2А	ТКЗ	—	—
ПВД2	ПВ-425-230-25М	»	ПВ-1600-92-20-2А	»		
ПВД3	ПВ-425-230-37М	»	ПВ-1600-92-30-2А	»		
Подогреватели сетевой воды*7:						
основной (нижний)	ПСВ	«Энергомаш»	ПСВ	«Энергомаш»	ПСВ промежуточного контура (4 шт.)	«Энергомаш»
пиковый (верхний)	ПСВ	То же	ПСВ	То же	ПСВ основного контура (4 шт.)	То же
Маслоохладитель	МБ-50-75	«Турбоатом»	МБ-90-135 (4 шт.)	«Турбоатом»	МБ-490-250 (3 шт.)	«Турбоатом»

Оборудование	К-750-6,4/50 «Турбоатом»		К-1100-5,9/25-2М «Турбоатом»	
	Типоразмер	Завод-изготовитель	Типоразмер	Завод-изготовитель
Конденсатор	К-11520 (4 шт.)	«Турбоатом»	К-33270 (2 шт.)	«Турбоатом»
Основной эжектор конденсационного устройства	ЭПО-3-220 (3 шт.)	»	ЭПО-3-50/150 (3 шт.)	»
Охладитель пара из концевых камер уплотнений (с эжектором)	ЭП-1-150 (2 шт.)	»	ЭУ-15	»
Охладитель пара из промежуточных камер уплотнений ^{*3}	—	—	—	—
Подогреватели низкого давления:				
ПНД1	ПН-1200-42-4-IA (2 шт.)	ТКЗ	ПН-1200-25-6-IA (3 шт.)	ТКЗ
ПНД2	ПН-1900-42-4-IA	»	ПН-1200-25-6-IIA (3 шт.)	»
ПНД3	ПН-1900-42-4-IIA	»	ПН-3000-25-16-PIA	»
ПНД4	ПН-1900-42-13-PIA	»	ПН-3000-25-16-IVA	»
ПНД5	ПН-1900-42-13-IVA	»	—	—
Охладитель конденсата ^{*5}	—	—	ОКГ-500-25-15-IA (ПНД2) ОКГ-500-25-15-IA (ПНД4)	ТКЗ »
Подогреватель с закачкой конденсата сливными насосами	ПНД2, ПНД4	—	—	—
Деаэратор	ДП-2200/120А (2 шт.)	«Сибэнергомаш»	ДП-3200(2×1600)/185А (2 шт.)	«Сибэнергомаш»
Подогреватели высокого давления:				
ПВД1	—	—	ПВ-2500-97-10А (2 шт.)	ТКЗ
ПВД2	—	—	ПВ-2500-97-18А (2 шт.)	»
ПВД3	—	—	ПВ-2500-97-28А (2 шт.)	»
Подогреватели сетевой воды ^{*7} :				
основной (нижний)	—	—	—	«Энергомаш»
пиковый (верхний)	—	—	—	»
Маслоохладитель	МБ-490-250 (3 шт.)	«Турбоатом»	МБ-380-500 (3 шт.)	«Турбоатом»

^{*1} В таблице не указаны испарители, необходимость поставки и типоразмеры которых определяются, как правило, при проектировании электростанций с ПТУ в основном следующих типов: К-210(215)-12,8; К-300(310)-23,5; К-220-4,4; К-550-6,4; Т-110/120-12,8.

^{*2} Опущены буквы АО у названий заводов-изготовителей оборудования: АО «Сибэнергомаш» (г. Барнаул); АО «Энергомаш» (г. Саратов); см. также сноску на с. 233.

^{*3} В скобках обозначен подогреватель, перед которым по ходу питательной воды установлен данный теплообменник.

^{*4} Для ПТУ с комбинированной системой регенерации типоразмеры первых двух ПНД (смешивающих) следующие: ПНСГ-800-1 и ПНСГ-800-2.

^{*5} В скобках обозначен подогреватель, конденсат которого охлаждается в охладителе.

^{*6} Конденсаторы испарителей (схему включения см. на рис. 3.76, а).

^{*7} В графах, где отсутствуют типоразмеры, необходимые подогреватели выбираются проектировщиком электростанции.

^{*8} Модификация конденсатора выбирается в зависимости от температуры охлаждающей воды (5, 12 или 22 °С).

Таблица 3.18. Насосы конденсатно-питательного тракта паротурбинных установок

Насос	К-210-12,8-3 (6) ЛМЗ		К-300-23,5-3 ЛМЗ		К-500-23,5-4 ЛМЗ	
	Типоразмер	Число	Типоразмер	Число	Типоразмер	Число
Конденсатный первого подъема	КСВ-500-85	2	КСВ-500-85	3	КСВ-1000-95	2
Конденсатный второго подъема (третьего подъема)	КСВ-320-160	3	КСВ-500-150	3	КСВ-1600-90 (КСВ-1500-140)	2 (2)
Питательный	ПЭ-580-185/200	—	ПТН-1150-340М	—	ПН-1500-350	2
	ПЭ-720-185	—	ПН-1135-340 СВПЭ-320-550	—	ПН-950-350	2
Сливной (дренажный) *1	КС-80-155 (ПНД2)	—	КСВ-200-220 (ПНД2)	2	—	—
Конденсатный сетевых подогревателей *2	—	—	—	—	—	—
Насос	К-800-23,5-5 ЛМЗ		К-1000-5,9/50 ЛМЗ		К-1200-23,5-3 ЛМЗ	
	Типоразмер	Число	Типоразмер	Число	Типоразмер	Число
Конденсатный первого подъема	КСВ-1000-95	3	КСВА-1500-120	3	КСВ-1600-100	3
Конденсатный второго подъема (третьего подъема)	КСВ-1000-95 (КСВ-1500-140)	3 (3)	КСВА-1000-220	5	ЦН-1600-220	3 (3)
Питательный	ПН-1500-350	2	ПТ-3750-75	2	ПН-1500-350	2
Сливной (дренажный) *1	—	—	КСВА-650-135 (ПНД4, сепаратор) КГТН-850-400 *3	—	КСВ-500-220 (ПНД2)	—
Конденсатный сетевых подогревателей *2	—	—	—	—	—	—
Насос	Т-110/120-12,8-4 ТМЗ		Т-180/210(215)-12,8-1(2) ЛМЗ		Т-250/300-23,5-3 ТМЗ	
	Типоразмер	Число	Типоразмер	Число	Типоразмер	Число
Конденсатный первого подъема	КСВ-320-160	2	—	—	КСВ-500-85	3
Конденсатный второго подъема (третьего подъема)	—	—	КСВ-320-160	3	КСВ-500-220	2
Питательный	ПН *4	—	ПН *4	—	ПТН-1100-350-24	—
Сливной (дренажный) *1	КС-32-150 (ПНД2)	—	КС-80-150 (ПНД3)	КСВ-300-100	КС-80-155 (ПНД2)	2
	КС-80-155 (ПНД3)	—	—		КС-80-155 (ПНД3)	2
Конденсатный сетевых подогревателей *2	КСВ-320-160	3	КС-80-150	3	КСВ-320-160	5

Насос	К-220-4,3/50 «Турбоатома»		К-550-6,4/50-2 «Турбоатома»		К-1100-5,9/25-2 «Турбоатома»	
	Типоразмер	Число	Типоразмер	Число	Типоразмер	Число
Конденсатный первого подъема	КСВ-475-245	3	КСВ-1500-120	3	КСВ-1850-95	3
Конденсатный второго подъема (третьего подъема)	—	—	ЦН-1500-240	3	ЦН 1850-170	3
Питательный	ПЭ-850-65	3	СПЭ-1650-75	3	ПТ-3750-100* ⁵ ПЭ-150-85	2
Сливной (дренажный)* ¹	КСВ-200-210 (ПНД2)	1	КСВ-200-210	2	КСВ-360-160 (ПНД1)	3
	8КСД-6×3 (ПНД4)	1			КСВ-630-125 (ПНД3)	3
Конденсатный сетевых подогревателей* ²	—	—	—	—	КСВ-200-220	2

*¹ В скобках обозначен подогреватель, дренаж которого закачивается насосом.

*² Указано суммарное число насосов у обоих подогревателей. У нижнего сетевого подогревателя устанавливается столько же насосов или на один больше, чем у верхнего.

*³ Насос для откачки конденсата СПП с гидроприводом.

*⁴ Выбирается проектной организацией (как правило, ПЭ-580-200).

*⁵ С бустерным насосом.

Таблица 3.19. Основные характеристики поверхностных подогревателей низкого давления системы регенерации паротурбинных установок

Типоразмер	Завод-изготовитель	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура пара, °С	Номинальный расход воды, кг/с	Гидравлическое сопротивление, МПа (число ходов воды)	Габаритные размеры, мм		Масса ПНД, т	
							Высота	Диаметр корпуса	сухого	полностью заполненного водой
ПН-100-16-4-I	«Энергомаш»	100	1,7	240	72,2	0,029 (4)	3500	1020	2,9	5,3
ПН-100-16-4-III	То же	100	1,6	240	75,0	0,029 (4)	3645	1020	3,4	5,6
ПН-130-16-9-I	»	130	7,3	400	63,9	0,088 (6)	4585	1020	3,6	8,3
ПН-130-16-10-II	»	130	7,3	400	63,9	0,088 (6)	4680	1020	3,9	7,0
ПН-200-16-7-I	»	200	10,2	240	97,2	0,069 (6)	4820	1224	6,0	10,6
ПН-250-16-7-II	»	250	11,6	400	111,1	0,069 (6)	5560	1224	6,5	11,9
ПН-250-16-7-Псв	»	250	11,6	425	111,1	0,042 (4)	5560	1224	6,5	11,9
ПН-250-16-7-IIIсв (IVсв)	»	250	11,6	400	111,1	0,098 (6)	5275	1224	6,8	11,7
ПН-350-16-7-I	»	352 (24 ОП)	24,0	400	159,7	0,057 (4)	5777	1424	10,2	17,6
ПН-350-16-7-II	»	351 (29 ОК)	17,1	400	159,7	0,053 (4)	5777	1424	10,8	17,4
ПН-350-16-7-III	»	350	24,3	400	136,1	0,048 (4)	5777	1424	10,4	17,8
ПН-400-26-7-I	»	478 (98 ОП)	20,9	400	208,3	0,098 (4)	5985	1624	13,7	23,4
ПН-400-26-7-II	То же	400	26,8	400	208,3	0,044 (4)	5655	1624	12,3	21,9
ПН-400-26-8-V	»	400	15,5	400	208,3	0,044 (4)	5655	1624	12,5	23,1
ПН-550-25-1-IV	ТКЗ	580	19,4	285	216,7	0,098 (4)	6450	1632	17,4	31,0
ПН-550-25-6-III	»	580	31,6	285	216,7	0,098 (4)	6450	1632	17,6	31,0
ПН-550-25-6-II	»	578 (28 ОК)	26,3	285	183,3	0,098 (4)	6730	1632	18,1	32,3
ПН-550-25-6-I	»	580 (38,5 ОП)	23,9	320	183,3	0,098 (4)	6450	1632	17,0	30,6
ПН-850-25-6-I	»	870 (130 ОП)	32,4	350	241,7	0,12 (4)	7700	1832	22,5	38,0
ПН-1100-25-6-I	»	1117 (158 ОП, 120 ОК)	44,7	350	363,9	0,11 (4)	7950	2040	28,5	50,0
ПН-1900-32-6-II	»	1940	70,4	310	538,0	0,068 (4)	8970	2650	50,2	91,3
ПН-1900-32-6-I	»	1940	72,7	320	538,9	0,064 (4)	8970	2650	49,1	90,3
ПН-2300-25-7-V	»	2398	78,1	200	673,6	0,073 (4)	9455	2852	61,3	82,1
ПН-2300-25-7-IV	»	2395	70,9	200	673,6	0,069 (4)	9455	2852	61,8	82,7
ПН-2300-25-7-III	»	2395	70,9	150	789,4	0,087 (4)	8800	2852	61,7	108,4

Типоразмер	Завод-изготовитель	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура пара, °С	Номинальный расход воды, кг/с	Гидравлическое сопротивление, МПа (число ходов воды)	Габаритные размеры, мм		Масса ПНД, т	
							Высота	Диаметр корпуса	сухого	полностью заполненного водой
ПН-2300-25-7-II	ТКЗ	2300 (405 ОП, 195 ОК)	74,1	220	789,4	0,116 (4)	9150	2852	60,7	105,9
ПН-2300-25-7-I	»	2395 (350 ОК)	79,4	280	789,4	0,087 (4)	8800	2852	61,3	108,0
ПН-800-29-7-IA	«Энергомаш»	750	20,9	200	208,3	0,04 (4)	7500	1832	22,7	40,3
ПН-800-29-7-IIA	То же	800	36,3	200	216,7	0,035 (4)	7515	1824	19,9	36,1
ПН-800-29-7-IIIA	»	800	22,2	200	263,9	0,044 (4)	7515	1824	19,6	35,9
ПН-800-29-7-IVA	»	800	33,7	200	263,9	0,045 (4)	7515	1824	19,6	35,9
ПН-800-29-7-VA	»	800	23,7	200	291,7	0,049 (4)	7490	1824	19,5	35,7
ПН-950-42-8A	ТКЗ	950	22,9	170	350,0	0,014 (4)	9325	2032	36,1	70,7
ПН-1200-25-6-IA	»	1180	34,7	200	311,4	0,039 (2)	9640	2050	47,5	81,0
ПН-1200-25-6-IIA	»	1215	43,5	200	370,8	0,039 (2)	9653	2050	47,0	76,5
ПН-1200-42-4-IA	»	1200	37,9	150	422,5	0,021 (2)	10 450	2632	46,5	70,0
ПН-1800-42-8-IA	»	1800	45,1	170	700,0	0,058 (4)	9430	2632	62,5	114,0
ПН-1800-42-8-IIA	»	1800	48,0	195	700,0	0,059 (4)	9430	2632	61,4	110,0
ПН-1800-42-8-IIIA	»	1800	76,2	170	700,0	0,059 (4)	9430	2632	61,6	110,0
ПН-1800-42-8-IVA	»	1800	66,0	170	700,0	0,06 (4)	9430	2632	61,4	110,0
ПН-1900-42-4-IA	»	1900	118,3	145	733,9	0,021 (2)	10 280	3264	68,9	95,0
ПН-1900-42-4-IIA	»	1900	79,2	145	818,6	0,025 (2)	10 280	3264	68,2	95,0
ПН-1900-42-4-IIIA	»	1900	89,8	190	818,6	0,025 (2)	10 280	3264	68,2	95,0
ПН-1900-42-13-IVA	»	1900	70,8	190	1051,4	0,038 (2)	10 280	3280	70,0	95,0
ПН-3000-25-16-IIIA	»	3000	176,5	200	1112,5	0,0316 (2)	10 542	3060	98,9	165,0
ПН-3000-25-16-IVA	»	3000	115,8	200	1448,3	0,0495 (2)	10 542	3060	99,3	165,0
ПН-3200-30-16-IA	»	3200	90,2	200	1082,2	0,0284 (2)	11 000	3480	121,2	200,0
ПН-3200-30-16-IIA	»	3200	123,3	200	1430,6	0,056 (2)	11 000	3480	121,3	200,0

Примечания: 1. Числа в типоразмере означают: первое — площадь теплообменной поверхности, м², второе и третье — рабочее давление, кгс/см², соответственно воды в трубной системе и пара в корпусе, четвертое — номер модификации; буква А показывает, что данный ПНД применяется на АЭС.

2. Площади поверхности, указанные в скобках, относятся к зоне охлаждения пара (ОП) или конденсата (ОК) и входят в указанную площадь поверхности подогревателя.

3. Приведены максимальные значения расчетного теплового потока для установок, в которых используется данный подогреватель, при номинальном режиме работы.

Таблица 3.20. Основные характеристики подогревателей смешивающего типа
(завод-изготовитель — ТКЗ)

Типоразмер	Турбина	Расход, кг/с		Температура пара на входе, °С	Рабочее давление в корпусе, МПа	Размеры, мм		Масса подогревателя, т	
		конденсата	пара			Максимальная длина или высота	Диаметр корпуса	сухого	заполненного водой
ПНСГ-800-1	К-300-23,5	222,2	11,2	56,3	0,017	4870	2232	—	25,73
ПНСГ-800-2	К-300-23,5	222,2	15,8	134	0,086	Примерно 5200	2232	—	33,71
ПНСВ-800-2	К-210-12,8-3(6)	126,4	14,7	134	0,129	6000	2224	8,9	28
	К-300-23,5-3	194,4			0,082				
ПНСВ-2000-1	К-500-23,5-4	288,9	37,5	60,7	0,016	8950	3300	20,13	85,57
	К-800-23,5-5	500,0			0,021				
ПНСВ-2000-2	К-500-23,5-4	327,8	10,4	143	0,09	8980	3300	19,84	86,47
	К-800-23,5-5	527,8			0,107				
ПНСГ-2000-АП	К-1000-5,9/25	977,8	35,6	63,1	0,023	8100	2232	—	44
ПНСГ-2000-1А	К-1000-5,9/50	939,6	32,7	63,1	0,023	11 100	2438	—	68
ПНСГ-4000-IIА	К-1000-5,9/25	1041,3	50,0	94,8	0,086	13 600	Примерно 3600	—	166
ПНСГ-4000-1А	К-1000-5,9/50	997,3	52,0	86,4	0,062	13 600	Примерно 3600	—	166

Примечания: 1. Обозначения типоразмеров: буквы: ПН — подогреватель низкого давления, С — смешивающий, Г — горизонтальный, В — вертикальный; числа: первое — номинальный расход питательной воды (нагреваемого конденсата), т/ч, второе — номер подогревателя в тепловой схеме (нумерация — от конденсатора).

2. Подогреватели ПНСГ-800 предназначены для установки на действующих блоках 300 МВт.

3. Пробное гидравлическое давление равно 0,2 МПа.

Таблица 3.21. Основные характеристики охладителей конденсата (дренажа)

Характеристика	Типоразмер						
	ОВ-40М	ОВ-44	ОВ-140М	ОВ-150-3А	ОВ-320	ОВ-700	ОКГ-500-25-15-1А(1А)
Площадь поверхности теплообмена, м ²	40	44	140	150	320	630	505
Рабочее давление, МПа:							
воды в трубной системе	2,45	1,08	2,45	2,5	2,3	2,5	2,5
конденсата в корпусе	0,59	0,15	0,3	0,3	0,3	0,5	1,5
Расход номинальный, кг/с:							
воды	44,4	20,0	177,8	86,1	251,4	472,2	723,6
конденсата	26,5	9,0	177,8	38,9	166,7	388,9	133,3 (254,1)
Температура, °С:							
воды	150	73	37	—	28,6	—	—
конденсата	164	101	45	104,5	37,5	39,5	—
Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа	—	0,01	—	0,01	—	0,0315	—
Диаметр корпуса, мм	630	630	826	1024	1320	1524	1800
Высота (длина для ОКГ), мм	4558	4755	4206	6325	5110	7445	4380
Масса охладителя, т:							
сухого	2,302	2,376	4,075	7,534	10,3	19,3	17,0
заполненного водой	3,437	—	5,85	11,25	—	30	27,6

Примечания: 1. Охладители ОВ-700 и ОКГ изготавливаются ТКЗ, остальные — АО «Энергомаш».

2. Все аппараты, кроме ОКГ, вертикальные.

3. Расчетный тепловой поток для ОВ-700 составляет 10,3 МВт.

Таблица 3.22. Основные характеристики поверхностных подогревателей высокого давления системы регенерации паротурбинных установок (завод-изготовитель — ТКЗ)

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура пара, °С	Номинальный расход воды, кг/с	Гидравлическое сопротивление, МПа	Габаритные размеры, мм		Масса подогревателя, т	
	полная	зоны ОП	зоны ОК					Высота	Диаметр корпуса	сухого	полностью заполненного водой
ПВ-350-230-21-III	303	—	67,2	20,1	355	104,2	0,21	6730	1532	19,0	27,6
ПВ-350-230-36-I	350	31,6	42,1	15,2	430	104,2	0,21	7000	1548	23,0	33,3
ПВ-350-230-50-I	350	31,6	42,1	16,9	475	104,2	0,21	7000	1564	25,7	36,6
ПВ-425-230-13-I	425	42,0	63,0	14,1	450	152,8	0,24	7390	1732	26,5	40,2
ПВ-425-230-25-IV	383	—	63,0	17,6	475	152,8	0,24	6795	1740	24,9	42,0
ПВ-425-230-37-I	425	42,0	63,0	13,3	500	152,8	0,24	7390	1760	32,1	46,0
ПВ-475-230-50-I	477	83,0	41,5	19,6	420	152,8	0,41	8250	1772	38,1	39,2
ПВ-450-230-25 (ПВД-550-230-25)	450	48,0	72,0	12,8	450	152,8	0,2	8050	1540	27,9	37,5
ПВ-450-230-35 (ПВД-550-230-35)	450	48,0	72,0	20,7	450	152,8	0,2	8050	1550	30,0	39,6
ПВ-450-230-50 (ПВД-550-230-50)	450	48,0	48,0	19,3	340	152,8	0,2	8050	1568	33,1	42,7
ПВ-775-265-13	775	82,5	92,8	19,5	480	194,4	0,24	9625	2244	51,0	79,9
ПВ-775-265-31-I	703	—	92,8	32,2	350	194,4	0,23	8780	2260	50,0	75,1
ПВ-775-265-45	775	82,5	51,6	20,7	405	194,4	0,23	9625	2290	63,5	93,5
ПВ-760-230-14-I	676	—	95,0	29,0	350	236,1	0,15	8370	2280	54,5	84,5
ПВ-800-230-21	800	84,5	63,4	27,9	375	236,1	0,11	9050	2280	63,0	90,3
ПВ-800-230-32	800	84,5	31,7	22,2	475	236,1	0,12	9050	2280	62,9	90,1
ПВ-900-380-18-I	992	101,0	152,0	27,2	475	263,9	0,14	8860	2464	76,5	106,5
ПВ-900-380-66-I	980	101,0	75,0	25,9	390	263,9	0,14	8860	2520	91,4	121,4
ПВ-1200-380-43-I	1203	125,0	188,0	46,9	335	263,9	0,18	8860	2680	92,1	127,1
ПВ-1250-380-21	1300	124,0	187,0	42,0	425	286,1	0,1	10 330	2664	100,3	140,0
ПВ-1550-380-70	1558	152,0	152,0	41,8	365	286,1	0,11	10 455	2960	159,3	222,3
ПВ-1700-380-51	1678	134,0	201,0	71,0	310	286,1	0,12	9855	3112	140,4	188,9
ПВ-1800-37-2,0	1782	108,0	126,0	69,1	450	472,2	0,07	11 175	2860	126,7	173,4
ПВ-1800-37-4,5	1890	—	126,0	88,5	300	472,2	0,06	11 305	2910	150,5	196,2
ПВ-1800-37-6,5	1782	98,6	81,4	57,9	350	472,2	0,15	11 395	2960	172,0	214,1
ПВ-2500-380-17	2505	235,0	250,0	67,0	450	508,3	0,32	13 750	3272	200,5	293,0
ПВ-2500-380-37	2531	141,0	270,0	92,5	295	508,3	0,24	13 750	3310	228,2	319,2
ПВ-2500-380-61	2579	188,0	121,0	80,0	355	508,3	0,25	13 750	3360	280,0	371,3
ПВ-1600-92-15-2А	1548	—	332,0	44,0	243	405,6	0,294	10 850	2672	93,0	138,0
ПВ-1600-92-20-2А	1548	—	332,0	35,7	243	405,6	0,294	10 850	2672	92,8	137,8
ПВ-1600-92-30-2А	1548	—	332,0	36,3	243	405,6	0,294	10 850	2672	92,7	137,7
ПВ-2500-97-10А	2370	—	345,0	164,0	216	907,2	0,25	14 090	3272	150,0	243,0
ПВ-2500-97-18А	2370	—	345,0	185,0	216	907,2	0,25	14 090	3272	150,0	243,0
ПВ-2500-97-28А	2370	—	345,0	292,0	216	907,2	0,25	14 090	3272	169,0	264,0

Примечание. Числа в типоразмере означают: первое — суммарная площадь поверхности, м², второе и третье — рабочее давление, кгс/см², соответственно воды в трубной системе и пара в корпусе (кроме ПВ-1800, для которых давление указано в мегапаскалях); буква А показывает, что данный ПВД применяется на АЭС.

Таблица 3.25. Основные характеристики деаэрационных колонок повышенного давления
(завод-изготовитель — АО «Сибэнергомаш»)

Показатель	Типоразмер							
	КДП-225	КДП-500	КДП-1000	КДП-1000А	КДП-1600А	КДП-2000	КДП-2200А	КДП-2800
Номинальная производительность, кг/с	62,5	138,9	277,8	277,8	444,4	555,6	611,1	777,7
Рабочее давление, МПа	0,59	0,59; 0,69	0,69	0,69; 0,76	0,69	0,69	1,18	0,74
Максимальное давление (при срабатывании предохранительных клапанов), МПа	0,725	0,85	0,85	0,85	0,76	0,85	1,475	0,85
Пробное гидравлическое давление, МПа	0,9	1,0	1,0	1,06	1,0	1,0	1,6	1,05
Рабочая температура, °С	158,08	158,08; 164,17	164,17	164,17; 167,5	164,17	164,17	187,1	167,5
Объем, м ³	8,0	8,5	17	17	58	32	53	49
Диаметр, мм	1826	2032	2432	2432	3400	3400	3400	3400
Высота, мм	3870	3625	4190	4124	7706	5066	6902	7166
Масса колонки, заполненной водой, т	3,285	3,9	7,0	6,7	20,0	12,754	26,0	19,3

Примечания: 1. Числа в типоразмере показывают номинальную производительность колонки, т/ч.

2. Деаэрационные колонки КДП-225, КДП-500, КДП-1000 комплектуются охладителями выпара ОВ-18 (КДП-1000 — двумя); для остальных типоразмеров охладители выпара выбираются проектной организацией.

Таблица 3.26. Основные характеристики деаэрационных баков повышенного давления
(завод-изготовитель — АО «Сибэнергомаш»)

Показатель	Типоразмер							
	БДП-65-1	БДП-100-1	БДП-120-1	БДП-120-2А	БДП-185-2А	БДП-150-1	БДП-185-1	БДП-120-1А
Типоразмер устанавливаемых колонок	КДП-225; КДП-500	КДП-1000 (КДП-500)	КДП-500	КДП-1000А	КДП-1600А	КДП-2000	КДП-2000 (КДП-2800)	КДП-2200А
Объем, м ³	78	113 (118)	150	150	210	176,4	217,6	150
Максимальная длина, мм	9100	13 500	17 000	17 000	23 415	20 120	24 270	17 340
Масса, т	16,95	23,95	28,6	29,8	53,0	34,1	39,9 (44,1)	45,3

Примечания: 1. Числа в типоразмере означают: первое — полезная вместимость бака, м³, второе — число колонок, устанавливаемых на баке; буква А указывает, что бак применяется на АЭС.

2. Наружный диаметр баков равен 3442, а толщина стенки — 16 мм, кроме БДП-120-1А, у которого диаметр составляет 3456 мм, а толщина стенки — 26 мм.

Таблица 3.27. Основные характеристики испарителей поверхностного типа
(завод-изготовитель — ТКЗ)

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Трубки греющей секции		Живое сечение перфорации промывочного устройства, %	Рабочее давление, МПа			Номинальная производительность по вторичному пару, кг/с	Габаритные размеры, мм, не более		Масса сухого аппарата, т
		Число, шт.	Длина, мм		максимально допустимое	вторичного пара (в межтрубной системе)	первичного пара (в корпусе)		Высота	Диаметр корпуса	
И-120-0,6-I	120	902	1590	2,2	0,59	0,20—0,40	0,12—0,25	Не более 1,7	10 000	2050	16
И-120-0,6-III				3,1	0,59	0,27—1,26	0,12—0,27	2,5—3,5			
И-120-1,6-II				2,4	1,57	0,50—1,57	0,27—0,63	2,5—5,0			
И-250-0,6-I	250	1736	1625	1,0	0,59	0,31—0,59	0,25—0,43	Не более 3,1	11 000	2850	30
И-250-0,6-II				2,0	0,59	0,20—0,59	0,12—0,36	3,3—5,0			
И-250-1,6-II				2,0	1,57	0,59—1,57	0,36—0,82	5,0—7,5			
И-350-0,6-I	350	1764	2290	1,6	0,59	0,35—0,59	0,25—0,42	Не более 5,0	11 500	2850	30
И-350-0,6-II				3,0	0,59	0,18—0,35	0,12—0,25	Не более 5,0			
И-600-0,6-I	600	1764	3590	1,6	0,59	0,35—0,59	0,25—0,48	Не более 5,0	13 000	2850	45
И-600-0,6-II				2,8	0,59	0,16—0,58	0,12—0,40	5,0—8,9			
И-600-1,6-II				2,8	1,57	0,58—1,57	0,40—0,98	8,9—13,3			
И-1000-0,6-I	1000	2726	3590	3,1	0,59	0,34—0,59	0,25—0,42	11,9—13,9	13 000	3450	63
И-1000-0,6-II				4,2	0,59	0,18—0,59	0,12—0,40	9,7—16,4			
И-1000-1,6-II				4,2	1,57	0,59—1,57	0,40—0,98	16,4—23,3			
И-490А*	491	1981	3100	Примерно 3,5	2,06/1,18	0,88	0,63	6,83	8600	2650	32,9
И-1000А**	1068	3279	4100	Примерно 4	2,2/1,2	1,2	0,9	6,1—20	11 525	3472	89,1

* Для К-550-6,4/50,

** Для К-750-6,4/50.

Примечания. 1. Числа в типоразмере означают: первое — площадь теплообменной поверхности, м²; второе — максимальное давление, МПа, третье — номер модификации (различаются живым сечением перфорации промывочных устройств); буква А показывает, что испаритель применяется на АЭС.

2. Площадь поверхности теплообмена рассчитана по внутреннему диаметру трубок.

3. В греющей секции испарителей для ТЭС применяются трубки диаметром 32×2,5 мм, как правило, из стали 20; в испарителях для АЭС — трубки диаметром 32×2 мм из нержавеющей стали.

Таблица 3.29. Технические данные вертикальных подогревателей сетевой воды (завод-изготовитель — АО «Энергомаш»)

Типоразмер	Расчетные параметры								Расчетный номинальный тепловой поток, МВт	Габаритные размеры, мм (см. рис. 3.82)		Масса, т
	пара			воды						Высота H	Диаметр корпуса D	
	Давление, МПа	Температура, °С	Номинальный расход, кг/с	Давление, МПа	Температура на входе/выходе, °С	Номинальный расход, кг/с	Скорость в трубах, м/с	Гидравлическое сопротивление, МПа				
ПСВ-90-7-15	0,25	126,8	7,5	1,57	70/110	97	1,95	0,025	16,3	5470	1020	4,2
	0,78	169,6	8,33	1,57	110 (70)/150	97 (49)	1,95 (2,0)	0,04 (0,03)	16,3	5470	1020	4,2
ПСВ-200-7-15	0,78	164,2	18,28	1,57	70/150	111	1,95	0,04	37,8	5760	1232	7,44
ПСВ-500-3-23	0,25	126,8	31,94	2,35	70/110	417	1,95	0,055	69,8	7960	1624	14,65
	0,39	142,9	28,47	2,35	95/130	417	2,0	0,055	61,0	7960	1624	14,65
ПСВ-500-14-23	0,78	169,6	34,03	2,35	110/150	417	2,0	0,06	69,8	7763	1640	16,03
	1,47	197,4	45,0	2,35	130/180	417	2,1	0,06	87,2	7763	1640	16,03

Примечания: 1. Числа в типоразмере означают: первое — площадь поверхности теплообмена (по наружному диаметру труб), m^2 ; второе и третье — рабочее давление соответственно в паровом и водяном пространстве, kg/cm^2 .

2. Для всех подогревателей указаны характеристики при числе ходов по нагреваемой воде, равном двум; для ПСВ-90-7-15 в скобках приведены характеристики при числе ходов по воде, равном четырем.

3. Все подогреватели рассчитаны на максимальную температуру пара, равную 400 °С.

4. Расчетные тепловые потоки соответствуют чистым поверхностям при расчетном давлении насыщенного пара.

Таблица 3.30. Технические данные теплофикационных установок турбин типов Т и ПТ мощностью 50/60—250/300 МВт

Характеристика	Типоразмер турбины						
	T-50/60-12,8	T-100/120-12,8-3	T-185/220-12,8-2	T-180/210-12,8-1, T-180/215-12,8-2	T-250/300-23,5-3	T-80/100-12,8/1,3	ПТ-140/165-12,8/1,5
Тепловая мощность отборов, МВт (Гкал/ч)	110 (95)	204 (175)	325 (280)*	302 (260)	407 (350)	122 (105)	134 (115)
Расход пара на подогреватели, кг/с (т/ч)	51 (185)	95 (340)	149 (535)	—	175 (630)	55 (200)	61 (218)
Номинальный (числитель) и максимальный (знаменатель) расход воды, м ³ /ч	$\frac{2300}{—}$	$\frac{3500}{4500}$	$\frac{6000}{7800}$	$\frac{6000}{7200}$	$\frac{6000}{8000}$	$\frac{—}{2300}$	$\frac{2300}{3000}$
Мощность турбины при номинальной тепловой мощности и номинальном расходе сетевой воды, МВт (числитель) в зависимости от температуры прямой и обратной сетевой воды, °С (знаменатель)	$\frac{58}{91—51}$ $\frac{55,5}{102—56}$ $\frac{53}{112—70}$	$\frac{110}{92—51}$ $\frac{108}{100—54}$ $\frac{107}{103—56}$	$\frac{179}{84—41}$ $\frac{175}{94—51}$ $\frac{168}{105—62}$	$\frac{185}{85—41}$ $\frac{180}{95—51}$ $\frac{177}{105—61}$	$\frac{255^{**}}{85—35}$ $\frac{253^{**}}{91—42}$ $\frac{250^{**}}{95—45}$	76 ^{***}	100 ^{***}
Пределы регулирования давления в верхнем (числитель) и нижнем (знаменатель) отопительном отборе, МПа	$\frac{0,06—0,25}{0,05—0,2}$	$\frac{0,06—0,25}{0,05—0,2}$	$\frac{0,06—0,3}{0,05—0,2}$	$\frac{0,06—0,2}{0,05—0,15}$	$\frac{0,06—0,2}{0,05—0,15}$	$\frac{0,05—0,25}{0,03—0,1}$	$\frac{0,09—0,25}{0,04—0,12}$
Тепловая мощность теплофикационного пучка, МВт (Гкал/ч)	5,8 (5)	10,4 (9)	11,6 (10)	11,6 (10)	—	35 (30)	—
Гидравлическое сопротивление одного подогревателя при номинальном (числитель) и максимальном (знаменатель) расходе воды, кПа	$\frac{56}{—}$	$\frac{68}{108}$	$\frac{93}{131}$	$\frac{97}{—}$	$\frac{100}{169}$	$\frac{—}{86}$	$\frac{56}{90}$

* При отключении ПВД тепловая мощность отборов увеличивается до 360—370 МВт.

** При расходе сетевой воды около 7000 м³/ч.

*** При отключенном производственном отборе.

Таблица 3.31. Оборудование теплофикационной турбины Т-250/330-23,5-3

Позиция на рис. 3.85	Оборудование	Число	Типоразмер
1	Сетевые насосы: первой ступени *	3	СЭ-5000-70
5	второй ступени **	3	СЭ-5000-160
2	Сальниковый подогреватель (на сетевой воде) ***	1	ПС-250-8-0,5
	Подогреватели сетевой воды *** :		
3	нижний	1	ПСГ-5000-2,5-8-I
4	верхний	1	ПСГ-5000-3,5-8-II
6	Конденсатный насос с электродвигателем АВ-113-4 **	5	КСВ-320-160
7	Охладитель на линии основного конденсата турбины *	3	1200ТНВ-1-25
8	Сборник дренажей ***	1	—

* Выбирается и заказывается проектной организацией.

** Заказывается проектной организацией по техническим условиям на турбину.

*** Оборудование, поставляемое комплектно с турбиной.

Таблица 3.32. Технические данные горизонтальных подогревателей сетевой воды (завод-изготовитель — ТКЗ)

Типоразмер	Расчетные параметры							Расчетный номинальный тепловой поток, МВт	Габаритные размеры, мм		Масса, т
	пара		воды				Длина		Диаметр корпуса		
	Давление, МПа	Номинальный расход, кг/с	Давление, МПа	Максимальная температура на входе, °С	Номинальный расход, кг/с	Скорость в трубах, м/с				Гидравлическое сопротивление, МПа	
ПСГ-800-3-8-I	0,03—0,25	16,1	0,88	120	347	1,59	0,035	34,9	7190	2120	19,1
ПСГ-1300-3-8-I	0,03—0,25	29,2	0,88	120	556	1,70	0,042	64,0	7790	2520	29,6
ПСГ-1300-3-8-II									8480		30,75
ПСГ-2300-2-8-I	0,03—0,20	47,2	0,88	115	972	2,05	0,067	101,8	9330	3028	48,6
ПСГ-2300-3-8-II	0,06—0,25			120					9130		47,75
ПСГ-5000-2,5-8-I	0,03—0,15	81,9	0,88	105	1667	2,22	0,097	191,9	12 720	3640	108,54
ПСГ-5000-3,5-8-I	0,06—0,20			115					11 620		98,55
ПСГ-5000-3,5-8-II	0,06—0,20			115					13 140		93,8

Примечания: 1. Числа в типоразмере означают: первое — площадь поверхности теплообмена, м²; второе и третье — рабочее давление соответственно в паровом и водяном пространстве, кгс/м².

2. Число ходов по нагреваемой воде равно четырем.

3. Максимальная температура греющего пара составляет 250 °С (для ПСГ-5000 — 300 °С).

4. Максимальный подогрев воды равен 50 °С.

5. Расчетные тепловые потоки соответствуют чистым поверхностям.

6. Максимальный расход пара и тепловой поток в 2 раза выше указанных значений; максимальный расход воды больше номинального в 1,3 (для ПСГ-5000) и в 1,6 раза (для ПСГ-800).

Таблица 3.33. Показатели режимов работы турбины ТК-450/500-5,9

Электрическая мощность генератора, МВт	Тепловая мощность отборов, МВт (Гкал/ч)	Температура воды на выходе/входе, °С	Расход пара на турбину, т/ч
428	600 (515)	163/45	3101
458	450 (386)	153/45	3132
476	350 (300)	153/45	3132
480	450 (386)	108/41	3147
512	120 (106)	95/30	3155
521	—	—	3155

Таблица 5.1. Одноступенчатые центробежные насосы типа К (ГОСТ 22247-96)

Типоразмер насоса	Подача V , м ³ /ч	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса η_e , %	Предприятие-изготовитель
К45/55 (3К-6)	30—61	58—45	4,5	2900	17	60	Катайский насосный завод (ПО «Уралгидромаш»), г. Катайск, Курганская обл.
К90/35 (4К-12)	90	35	5,5	2900	17	77	То же
К160/20 (6К-12)	126—182	22,5—17,5	4,5	1450	15	80	»
К290-30 (8К-12)	220—330	33—25	4,5	1450	40	82	»
К290/18 (8К-18)	220—330	20—15	4,5	1450	22	83	»

Примечания: 1. Обозначения типоразмера: К — консольный; первая цифра — V , м³/ч, вторая цифра — H , м.

2. В скобках указаны обозначения насосов до ввода ГОСТ 22247-96.

Таблица 5.2. Центробежные насосы двустороннего входа типа Д (ГОСТ 10272-87)

Типоразмер насоса*	Подача V , м ³ /ч	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса η_e , %	Предприятие-изготовитель
Д500-65 (10Д-6)	500	65	4,0	1470	132	76	Ливенский насосный завод (ПО «Ливгидромаш»), г. Ливны
Д800-57 (12Д-9)	800—650	57—35	5,0—3,8	1470	200—132	83—79	То же
Д1250-125 (14Д-6)	1250	125—105	7,0	1480	630—500	76	»
Д2000-100 (20Д-6)	2000	100	6,5	985	800	75	ПО «Насосэнерго-маш», г. Сумы
Д4000-22 (32Д-19)	4000	10—10,5	6,6	585	320	82	То же
Д6300-27 (32Д-19)	6300	27	10,0	730	630	78	»
Д12500-24 (48Д-22)	12 500	24	8,0	500	1000	88	НПО «Уралгидромаш», г. Сысерть

* Буква Д — двусторонний подвод жидкости. В скобках указаны обозначения насосов до ввода в действие ГОСТ 10272-87.

Таблица 5.3. Питательные электронасосы для котлов с давлением пара до 13,7 МПа

Типоразмер насоса	Подача V , м ³ /ч	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса η_e , %	Предприятие-изготовитель
ПЭ65-56	65	580	4	2965	158	63	ПО «Насосэнерго-маш», г. Сумы
ПЭ100-56	100	580	4	2965	232	66	То же
ПЭ150-56	150	580	5	2980	328	70	«Южгидромаш», г. Бердянск
ПЭ150-145	150	1580	8	2970	780	75	То же
ПЭ270-150	270	1630	11	2900	1420	75	»
ПЭ250-180	250	1970	12	2900	1640	75	»
ПЭ380-185	380	2030	12	2900	2500	77	ПО «Насосэнерго-маш», г. Сумы
ПЭ500-180	500	1970	15	2900	3150	78	«Южгидромаш», г. Бердянск
ПЭ580-185	580	2030	15	2904	3650	80	ПО «Насосэнерго-маш», г. Сумы
ПЭ720-185	720	2030	15	2900	4540	90	То же

Примечание. Насосы перекачивают воду с температурой до 160 °С.

Таблица 5.5. Конденсатные насосы (по ГОСТ 6000-88)

Типоразмер насоса	Подача V , м ³ /ч	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса η_e , %	Предприятие-изготовитель
Кс32-150	30	150	1,6	3000	22	60	Кагайский насосный завод (ПО «Уралгидромаш»), г. Кагайск, Курганская обл. ПО «Насосэнергомаш», г. Сумы То же » » » » » » » » » » » » » »
Кс50 (55—110)	50	55—110	1,6	1500	11,9—23,8	63	
Кс80-155	80	155	1,6	3000	52	65	
КсД120-55/3	120	55	1,6	1500	24,8	66	
КсД140-140/3	140	140	1,6	1500	77	62	
КсВ200-220	200	220	2,5	1500	164	73	
КсВ320-160	320	160	2,0	1500	186	75	
КсВ320-210	320	210	1,6	1500	255	75	
КсВ500-85	500	85	1,6	1000	154	75	
КсВ500-150	500	150	2,5	1500	272	75	
КсВ500-220	500	220	2,5	1500	400	75	
КсВ1000-95	1000	95	2,5	1000	342	76	
КсВ1500-120	1500	120	2,3	740	620	73	
КсВ1600-90	1600	90	2,8	1000	515	76	
КсВ2000-90	2000	90	2,7	1000	746	76	

Таблица 5.6. Сетевые насосы (по ГОСТ 22465-88)

Типоразмер насоса	Подача V , м ³ /ч	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса η_e , %	Предприятие-изготовитель
СЭ500-70	500	70	10	3000	120	82	ПО «Ливгидромаш» г. Ливны То же » ПО «Насосэнергомаш», г. Сумы То же » » » » » » » » » » »
СЭ800-60	800	60	5,5	1500	150	81	
СЭ800-100	800	100	5,5	1500	275	80	
СЭ1250-45	1250	45	7,5	1500	185	82	
СЭ1250-70	1250	70	7,5	1500	295	82	
СЭ2000-100	2000	100	22	3000	640	85	
СЭ2500-60	2500	60	12	1500	475	86	
СЭ2500-180	2500	180	28	3000	1460	84	
СЭ5000-70	5000	70	15	1500	1095	87	
СЭ5000-160	5000	160	40	3000	2350	87	
СЭ1250-140	1250	140	7,5	1500	580	82	

Примечания: 1. Температура перекачиваемой воды у насосов с подачей до 2500 м³/ч — 180 °С, а у насосов с подачей более 2500 м³/ч — 120 °С.

2. Давление на входе у насосов с подачей до 2500 м³/ч — 1,57 МПа, а у насосов с подачей более 2500 м³/ч — 0,98 МПа.

Таблица 5.7. Центробежные насосы типа В, применяемые в системах оборотного водоснабжения с градирнями (ГОСТ 22465-88)

Типоразмер*	Подача V , м ³ /с (м ³ /ч)	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса η_e , %
600В-1,6/100	1,52 (5500)	90	12	750	1620	88
800В-2,5/100	2,39 (8600)	90	12	600	2540	88
800В-2,5/40	2,62 (9400)	40	12	600	1300	87
1000В-4/63	3,41 (12 300)	60	12	500	3600	88
1000В/40	3,76 (13 500)	40	12	500	1810	87
1200В-6,3/100	6,09 (21 900)	88	12,5	375	7440	88
1200В-6,3/63	5,90 (21 200)	59	12	375	4180	89
1200В-6,3/40	5,34 (19 200)	25,6	8	300	1690	87
1600В-10/40	8,72 (31 300)	27,8	9	250	3000	88
2000В-16/35	15 (54 000)	55	—	250	9500	86

* Цифра перед буквой — диаметр напорного патрубка, мм; буква В — вертикальный; цифры после буквы в числителе — подача, м³/с; в знаменателе — напор, м.

Таблица 5.8. Осевые насосы

Типоразмер насоса	Подача V , м ³ /ч	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Потребляемая мощность N , кВт	КПД насоса η_e , %
О5-29,5	1100	7	5	1450	28,5	75
О5-47	2340—3996	8,8—7,3	6,7—9,5	960	68—99	80
О5-55	3708—6444	12,2—10	9,3—13,3	960	154—220	80
О6-55	2916—5580	6,8	8,5—11	960	67—112	80
Оп2-87	7560—13 332	13,3—9	12—10,7	585	262—510	80
Оп3-87	9000—13 680	22,5—15	11,8—14,2	730	565—812	80
Оп5-87	9360—13 680	11,6—7,2	9,4—11	585	286—423	80
Оп6-87	6480—12 960	7,5—3,9	9,5—13	585	103—276	80
Оп2-110	11 880—21 960	16,2—9,4	10—11,7	485	505—897	80
Оп3-110	14 400—21 600	23—15,5	12—14	585	935—1350	80—87,5
Оп5-110	14 760—23 760	11,5—8	10—12	485	450—725	80
Оп6-110	10 800—23 320	8,4—4,5	10,7—10,8	485	207—468	80
Оп2-145	21 940—37 160	16,3—9,4	10—12,5	365	820—1550	80
Оп5-145	25 920—41 040	12,5—7,7	11,2—13	365	795—1296	78—80
Оп6-145	18 720—36 160	8,3—4,5	10,7—11	365	338—796	80—84
Оп10-145	25 920—39 960	15,3—12,8	11—13	365	1350—1680	80—87
Оп2-185	31 860—54 900	16,6—9,2	8—9,5	250	1430—2620	80
Оп6-185	26 280—54 720	5,7—4,1	8,5—11	250	510—766	80—85
Оп10-185	49 320—74 880	24,5—17,8	15—18	333	3490—4350	80—87
Оп11-185	59 920—79 920	15,5—12,8	14—17	333	2785—3290	80—88
Оп10-260	102 240—152 640	23,1—21	17—18	250	8050—10 330	80—84
Оп11-260	109 800—163 440	17,1—15	15,8—18	250	6400—7950	80—84

Примечания: 1. В насосах типа Оп лопасти могут быть установлены под различным углом: указанный диапазон изменения параметров соответствует крайним значениям угла установки лопастей.

2. Все насосы изготавливаются НПО «Уралгидромаш», г. Сысерть.

Таблица 5.9. Багерные насосы ТЭС

Типо-размер*	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Допустимая вакуумметрическая высота всасывания, м	Максимальное давление на входе, МПа, не более	КПД, % (на входе)	Частота вращения, об/мин	Максимальная мощность, кВт
5ГрТ-8	150	35	7,8	0,35	66	1460	27,8
8ГрТ-8	400	38	7,0	0,38	67	985	79
12ГрТ-8	1330	58	7,0	0,58	69	735	380
20ГрТ-8	4000	70	6,5	0,70	73	500	1310
10ГруТ-8	740	38	8,0	0,38	65	735	147
16ГруТ-8	2140	58	7,2	0,58	68	585	618
10Гр-8-Т2	500—900	78—68	-1,0	—	60—65	985	255
12Гр-8-Т2	1000—1500	79—70	-1,0	—	55—54	985	440

* Первая цифра — 0,04 диаметра входного патрубка (1/25), мм; Гр — грунтовый; у — увеличенные проходные сечения; Т — тяжелое двухкорпусное исполнение; вторая цифра — 0,1*n_г*; Т2 — предназначен для перекачивания золы или шлаковой пульпы с температурой до 50 °С.

Таблица 5.10. Центробежные насосы типа АЦМК (ГОСТ 10407-88)

Тип насоса*	Мощность электродвигателя, кВт	Оптимальные параметры			
		<i>V</i> , м ³ /ч	<i>H</i> , м	КПД, %	<i>H_{кав}</i> , м
АЦМК 50-32-125/132/2	1,1	12	18	60	1,0
АЦМК 50-32-125/142/2	1,5	12,5	20	61	1,0
АЦМК 50-32-160/152/2	2,2	15	25	57	1,5
АЦМК 50-32-160/165/2	3,0	17,5	29	58	2,0
АЦМК 50-32-200/185/2	4,0	17,5	37	52	2,0
АЦМК 50-32-200/205/2	5,5	20	46	54	2,0
АЦМК 65-40-125/104/2	1,5	20	13	64	0,5
АЦМК 65-40-125/117/2	2,2	25	16	68	0,7
АЦМК 65-40-125/128/2	3,0	30	18	69	1,0
АЦМК 65-40-160/154/2	4,0	25	27	60	1,5
АЦМК 65-40-160/165/2	5,5	28	32	61	1,7
АЦМК 65-40-200/189/2	5,5	25	35	55	1,5
АЦМК 65-40-200/202/2	7,5	27	46	58	1,5
АЦМК 65-50-125/124/2	3,0	44	16	76	1,0
АЦМК 65-50-125/133/2	4,0	48	20	77	1,0
АЦМК 65-50-160/146/2	5,5	50	25	76	1,5
АЦМК 65-50-160/161/2	7,5	55	30	78	1,7
АЦМК 65-50-200/180/2	11,0	50	40	70	1,5
АЦМК 65-50-200/202/2	15,0	60	49	70	2,0
АЦМК 80-65-125/121/2	4,0	80	13	75	2,0
АЦМК 80-65-125/130/2	5,5	90	16	82	2,5
АЦМК 80-65-125/137/2	7,5	100	19	83	3,0
АЦМК 80-65-160/152/2	11,0	90	27	77	3,0
АЦМК 80-65-160/168/2	15,0	100	33	77	3,5
АЦМК 80-65-200/183/2	18,5	95	41	75	3,0
АЦМК 80-65-200/191/2	22,0	105	45	76	3,5
АЦМК 80-65-200/210/2	30,0	115	57	79	4,0

* А — агрегат; Ц — центробежный; М — моноблочный; К — консольный; первые две цифры — диаметр всасывающего патрубка, мм; вторые две цифры — диаметр напорного патрубка, мм; трехзначное число перед косой линией — номинальный диаметр рабочего колеса, мм; трехзначное число после косой линейки — фактический диаметр рабочего колеса, мм; последняя цифра за косой линией означает двухполюсный электродвигатель (2900 об/мин).

Таблица 5.11. Насосы типа ЦНСГ (ГОСТ 10401-88)

Тип насоса*	Номинальные параметры	Число ступеней								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЦНСГ-38	Подача, м ³ /ч	—	—	—	38	—	—	—	—	—
ЦНСГ-60		—	—	—	60	—	—	—	—	—
ЦНСГ-38	Напор, м	44	66	88	110	132	154	176	198	220
ЦНСГ-60		66	99	132	165	198	231	264	197	330
ЦНСГ-38	Мощность (с учетом 10 %-ного запаса), кВт	7,6	11,4	15,2	19	22,8	26,4	30,2	34	38
ЦНСГ-60		18	27	36	45	54	63	72	81	90
ЦНСГ-38	Масса, кг	200	228	256	284	312	340	368	395	424
ЦНСГ-60		235	269	304	339	389	425	462	498	535

* Центробежный насос секционный, горячий, цифры — номинальная подача, м³/ч.

Таблица 5.12. Вихревые (самовсасывающие) насосы для воды (ГОСТ 10392-89)

Типоразмер насоса	Подача V , м ³ /ч	Напор H , м	Высота всасывания, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность, кВт	КПД насоса η_e , %
ВК-1/16 (ВКС-1/16)	1,1—8,7	40—14	6,0	1450	1,2—0,65	25
ВК-2/26 (ВКС-2/26)	2,7—8,0	60—20	5,0	1450	4,6—2,0	30
ВК-4/24	5,7—15,3	70—20	4,0	1450	7,0—2,0	37
ВК-5/24	8,5—18,4	70—20	3,5	1450	8,3—4,0	35
ВК-10/45	18—40	85—30	3,0	1450	17—30	32

Примечание. Все насосы изготавливаются Ливенским насосным заводом (ПО «Ливгидромаш»).

Газодувные машины

Таблица 5.19. Тягодутьевые машины (ГОСТ 29310-92)

Тип машины	Подача V , тыс. м ³ /ч	Полное давление p , Па	Температура газа t , °С	КПД η , %	Частота вращения n , об/мин	Потребляемая мощность N , кВт	Предприятие-изготовитель
<i>Дутьевые вентиляторы</i>							
ВДОД-31,5	800/850	5550/6250	30	82,7	596	1540/2000	АО «Сибэнергомаш», г. Барнаул
ВДН-24Х2-11у	500/400	3620/2550	30	84	735/590	650/290	То же
ВДН-28-11у	430/345	4600/2950	30	85	740/590	1000/500	»
ВДН-26-11у	350/280	4600/2900	30	83	740/590	630/320	»
ВДН-24-11у	275/220	3900/2450	30	83	740/590	400/200	»
ВДН-22-11у	210/167	3250/2050	30	85	740/590	250/125	»
ВДН-20-11	222/173	4500/2700	30	82	980/740	400/170	»
ВДН20-11у	170/127	4270/2450	30	82	980/740	320/145	»
ВДН-18-11	156/120	3750/2200	30	83	980/740	250/105	»
ВДН-18-11у	117/88	3500/2000	30	82	980/740	200/85	»
ВДН-32Б	475/385	6100/4000	30	87	730/590	1250/725	»
ВДН-15	50	3450	30	84	980	58,5/27	АО «Энергомаш», г. Хабаровск
ВДН-12,5	24/18	2450/1900	30	84	980/740	100	АО «Бийскэнергомаш», г. Бийск
ВДН-11,2	17/13	1960/1130	30	83	980/740	16,4/13,2	То же
ВДН-9	9/7	1280/715	30	83	980/740	5,7/4,8	»
ВДН-8	6,2	1000/580	30	82	980/740	5,7/4,8	»
<i>Вентиляторы горячего дутья</i>							
ВГДН-15	50	1560	400	82	980	27,5	АО «Энергомаш», г. Хабаровск
ВГДН-12,5	27	1070	400	82	980	10	АО «Бийскэнергомаш», г. Бийск
ВГД-20у	146	2700	400	67	730	156	АО «Сибэнергомаш», г. Барнаул
ВГД-15,5у	85	2800	400	70	970	95	То же
ВГД-13,5у	60	2150	400	70	970	51	»
<i>Мельничные вентиляторы</i>							
ВМ-20А	150	12650	70	81	1480	660	АО «Энергомаш», г. Хабаровск
ВМ-17	58	900	70	82	1480	180	То же
ВМ-180/1100	180	12550	120	76	1480	800	АО «Сибэнергомаш», г. Барнаул
ВМ-160/850у	160	8800	60	72	980	540	То же
ВМ-75/1200-11у	43,6	2800	400	71	980	48	»
ВМ-50/1000-11у	53,6	5400	400	71	1480	112	»
ВВСМ-3у	60	4700	80	62	980	125	»
ВВСМ-2у	33	5040	80	62	980	73	»
ВВСМ-1у	14	5200	80	62	1480	33,5	»
<i>Дымососы</i>							
ДОД-43	1335/1520	3500/4500	100	82,5	370	1570/2500	АО «Сибэнергомаш», г. Барнаул
ДОД-41	1080/1220	3150/4100	100	82,5	370	1150/1880	То же
ДОД-31,5	725/850	3200/4350	100	82,5	496	790/1360	»
ДОД-28,5	585/680	3750/5120	100	82,5	596	745/1310	»

Тип	Подача V , тыс. м ³ /ч	Полное давление p , Па	Темпера- тура газа t , °С	КПД η , %	Частота вращения n , об/мин	Потребляемая мощность N , кВт	Предприятие- изготовитель
ДН-26×2	475	4600	100	83	744	790	АО «Сибэнергомаш», г. Барнаул То же »
ДН-22×2	285	3300	100	83	744	345	
Д-25×2-ШБ	650	3650	200	68	585	1290	
<i>Дымососы</i>							
Д-20×2	245	4000	200	70	730	460	АО «Красный котель- щик», г. Таганрог То же
Д-18×2	180	3230	200	70	730	270	
ДН-24	176/145	3820/2450	100	83	740/590	234/123	АО «Сибэнергомаш», г. Барнаул Артемовский машиностроитель- ный завод, г. Артем
ДН-21	138/105	5480/2870	100	85	980/740	262/105	
ДН-17	75/55	3600/1870	100	84	980/740	78,5/36	АО «Энергомаш», г. Хабаровск
ДН-12,5	26,7/19,8	1920/750	100	83	980/740	17,8/5,2	АО «Бийскэнерго- маш», г. Бийск
ДН-9	10/76	1000/570	100	83	980/740	3,5/1,5	То же

Таблица 5.23. Технические данные пароструйных эжекторов, выпускаемых НПО «Турбоатом» и АО ЛМЗ

Параметр	Номер ступени		
	1	2	3
Давление перед первой ступенью эжектирования сухого воздуха p_H , кПа	50		
Давление / температура пара перед соплами p_p/t_p , МПа/°С	0,5/160		
Объемный расход паровоздушной смеси V_H , м ³ /ч	3840		
Расход охлаждающей воды $G_{охл}$, т/ч	165		
Расход рабочего пара G_p , кг/ч	171	325	516
Диаметр критического сечения сопла d_p , мм	9	12,4	15,6
Диаметр цилиндрического участка камеры смешения d_3 , мм	73	55,2	35
Площадь поверхности холодильника F , м ²	14	9,63	7,55
Масса эжектора, кг	2750		

Таблица 5.24. Пароструйные эжекторы, предназначенные для отсоса парогазовой смеси из вакуумных аппаратов ЛМЗ (г. Санкт-Петербург)

Тип эжектора	Расход неконденсированных газов, кг/ч	Давление парогазовой смеси на входе, МПа	Расход рабочего пара, кг/ч	Давление рабочего пара, МПа	Площадь поверхности холодильника, м ²	Расход охлаждающей воды G_0 , т/ч	Масса, кг
ЭП-1-1100-1	150	0,02	1100	0,35	—	—	106
ЭП-1-2200-1	300	0,02	2200	0,35	—	—	154
ЭП-3-750	70	0,0035	750	0,35	30	150	2155
ЭПО-3-750	70	0,0035	750	0,35	30	150	1870
ЭПО-1-400	35	0,02	400	0,5	20	100	950

Таблица 5.25. Водовоздушные эжекторы ЛМЗ (г. Санкт-Петербург)

Тип эжектора	Расчетный расход воздуха G_B , кг/ч	Расход рабочей воды G_p , кг/ч	Давление рабочей воды p_p , МПа	Давление всасывания p_H , кПа	Температура отсасываемой смеси, °С	Диаметр рабочего сопла d_1 , мм	Диаметр камеры смешения d_3 , мм	Диаметр камеры смешения l_3 , мм	Расстояние от сопла до камеры смешения, мм
ЭВ-1-230	25	230	0,38	5,3	20	55	120	2500	120
ЭВ-7-1000	100	1000	0,38	5,3	20	45	80	2500	400
ЭВ-13-450	50	450	0,48	5,3	20	—	—	—	—
ЭВ-13-900	80	900	0,48	5,3	20	—	—	—	—
ЭВ-7-500	50	500	0,48	5,3	20	—	—	—	—
ЭВ-7-200	20	200	0,48	5,3	20	—	—	—	—

Таблица 6.14. Некоторые технические данные БРОУ и РОУ ЧЗЭМ [34]

Наименование изделия	Производительность, т/ч	Параметры свежего пара		Параметры редуцированного и охлажденного пара	
		p , МПа	t , °C	p , МПа	t , °C
БРОУ	1000	25	545	6—1,2	200
	600	23,5	540	3,9	380
	480—740	15,7—23,5	545	0,6—0,9	250
	375—580	15,7—25	545	0,6—0,9	200
РОУ	350	13,7	560	1,3	270
	300	9,8	482	4,0	371
	250	13,7	560	0,6	160
	230	9,8	540	1,8—2,0	250
	150	13,7	560	0,12—0,25	150
	100	9,8	540	2,9—3,3	380—420
	100	9,8	540	0,12—0,25	150—170
	30	9,8	540	0,12—0,25	150—170

Башенные градирни

Таблица 6.15. Основные технические данные башенных градирен

Тип	Площадь поверхности оросителя, м ²	Гидравлическая нагрузка тыс. м ³ /ч	Плотность орошения м ³ /(м ² ·ч)	Высота градирни, м	Высота подачи воды, м	Диаметр входного сечения башни, м
БГ-1600-70	1600	10—12	6—8	53,7	6,05	30,4
БГ-2100-70	2100	13,5—16	6—8	64,8	8,7	33
БГ-2600-70	2600	16,5—20	6—8	71	9,5	37,9
БГ-3200-73	3200	20—26	6—8	81	10	40,4
БЖГ-4000-72	4000	28—32	7—8	90	11	43

Таблица 6.16. Параметры конденсации пара при различных системах технического водоснабжения (по данным [28])

Показатель	Система водоснабжения			
	Прямоточная	Оборотная		
		Пруды-охлаждители	Башенные градирни	Радиаторные градирни
Среднегодовая температура охлаждающей воды, °С	11	16	22	31
Температура конденсации пара, °С	26	31	39	43
Давление в конденсаторе, кПа	3,4	4,5	7,1	8,7

Электрическая часть

Таблица 8.4. Технические данные турбогенераторов с частотой вращения 3000 об/мин при номинальной нагрузке

Мощность		КПД, %	Напря- жение, В	$\cos\varphi_{\text{ном}}^{*4}$	Масса, т (не более)		
активная P^{*1} , кВт	полная S^{*3} , кВ·А						
2500	3125	97	3150	0,8	12,5		
4000	5000	97,3	6300		15		
6000	7500	97,4			20		
12 000	15 000	97,65			27		
25 000 ^{*2}	31 250	97,8			10 500	—	
32 000	40 000	98,2	784				
63 000	78 750	98,3	140				
100 000	125 000	98,4	—				
110 000	137 500		145				
160 000	188 000	98,5	18 000			0,85	167
200 000 ^{*2}	235 000	98,6	15 750	269			
220 000	258 820			98,7	20 000		376
300 000 ^{*2}	353 000	420					
320 000	376 000	98,75	24 000				589
500 000	588 000						—
800 000	888 900	98,8		717			
1 000 000	1 111 000						
12 000 000	1 330 000						

^{*1} Активная электрическая мощность вырабатывается генератором для последующего преобразования в другие виды энергии (тепловую, механическую т.д.).

^{*2} ГОСТ 533-85 производство этих машин не предусматривает.

^{*3} Полная электрическая мощность определяет объем генератора и рассчитывается по формуле $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, где Q — реактивная мощность генератора.

^{*4} $\cos\varphi_{\text{ном}} = P_{\text{ном}}/S_{\text{ном}}$ определяет соотношение мощностей P и S при номинальной нагрузке.

Расширители непрерывной продувки

Название	Вместимость корпуса, куб.м.	Диаметр корпуса, м	Давление (рабочее / расчетное), МПа	Давление гидроиспытания, МПа	Температура (рабочая / расчетная), °С
Расширитель продувки РП-0,12-0,35	0,12	0,35	0,35 / 0,5	0,45	148 / 160
Расширитель продувки РП-0,18-0,45	0,18	0,45	0,9 / 1,14	1,43	180 / 232
Расширитель продувки РП-0,4-0,44	0,40	0,44	0,56 / 0,7	0,94	162,5 / 170
Расширитель продувки РП-0,5-0,7	0,50	0,70	0,1 / 0,6	0,6	121 / 160
Расширитель продувки РП-0,6-0,6	0,60	0,6	0,2 / 0,6	0,8	133 / 160
Расширитель продувки РП-1,4-0,7	1,40	0,7	0,6 / 0,6	0,8	165 / 170
Расширитель продувки РП-1,77-0,8	1,77	0,8	0,01 / 0,5	0,8	101 / 160
Расширитель продувки РП-2,6-1,0	2,60	1,0	0,01 / 0,35/вак	0,25	102,3 / 400
Расширитель продувки РП-4,0-1,3	4,00	1,3	0,12 / 1,2	0,75	123
Расширитель продувки РП-4,84-1,2	4,84	1,2	1,48 / 2,1	1,85	201 / 232
Расширитель продувки РП-5,0-1,4	5,00	1,4	0,15 / 0,8	1,33	127 / 300
Расширитель продувки РП-7,5-2,0	7,50	2,0	0,15 / 0,2	0,25	127
Расширитель продувки РП-7,68-1,6	7,68	1,6	0,002 / 0,5	0,7	100,2
Расширитель продувки РП-8,1-1,8	8,10	1,8	0,15 / 0,8	0,3	127 / 170
Расширитель продувки РП-10,5-1,8	10,50	1,8	0,12 / 0,23	0,63	123,2 / 125
Расширитель продувки РП-22-2,6	22,00	2,6	0,001 / 0,3	0,3	100 / 105

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.

◆ для газообразного топлива

определение диаметров трубопроводов ГРП, количество ниток ГРП

Определение расхода топлива

Часовой расход топлива (B) одним котлоагрегатом определяется по следующей общей формуле:

$$B = \frac{Q_{КА}}{Q^P \cdot \eta_{КА}} \cdot 100, \text{ кг/ч} \quad (6.1)$$

где $Q_{КА}$ - полное количество тепла, полезно отданного в котлоагрегат, кДж/ч;

Q^P - располагаемое тепло на 1 кг твердого или жидкого, или на 1 нм^3 газообразного топлива, кДж/кг или кДж/ нм^3 ;

$\eta_{КА}$ - коэффициент полезного действия брутто котлоагрегата, %;

$$Q_{КА} = G_{III} (h_{III} - h_{IV}) + G_{IV} (h_{IV} - h_{V}) + G_{VP} (h_{VP} - h_{IV}) + G_{VT.II} (h''_{VT.II} - h'_{VT.II}) + Q_{отд}, \quad (6.2)$$

где G_{III} - количество выработанного перегретого пара, кг/ч;

h_{III} - энтальпия перегретого пара, определяется по давлению и температуре свежего пара, кДж/кг;

G_{IV} - количество насыщенного пара, отданного помимо пароперегревателя, с теплосодержанием h_{IV} кДж/кг, определяемым по давлению в барабане котла, кг/ч;

G_{VP} - расход воды на продувку с энтальпией h_{VP} кДж/кг, определяемой по давлению в барабане котлоагрегата, кг/ч;

h_{IV} - теплосодержание питательной воды на входе в агрегат, кДж/кг;

$G_{VT.II}$ - расход пара через вторичный перегреватель при начальном теплосодержании $h'_{VT.II}$ кДж/кг и конечном $h''_{VT.II}$ кДж/кг;

$Q_{отд}$ - тепловосприятие воды или воздуха, подогреваемых в котлоагрегате и отдаваемых на сторону, кДж/ч.

При заданной величине продувки меньше 2 % расход тепла на подогрев продувочной воды не учитывается.

$$Q^P = Q^P + Q_{В.ВНЕШ} + Q_{ТЛ} + Q_{Ф} - Q_{К}, \text{ кДж/кг} \quad (6.3.1)$$

$$Q^P = Q^C_H + Q_{В.ВНЕШ} + Q_{ТЛ}, \text{ кДж/м}^3 \quad (6.3.2)$$

где Q_H^P и Q_H^C - низшие теплоты сгорания рабочей массы твердого, жидкого и сухой массы газообразного топлива, кДж/кг или кДж/нм³ ;

$Q_{в.внеш}$ - тепло, внесенное с поступающим в котлоагрегат воздухом при подогреве последнего вне агрегата отборным паром, отработанным теплом и т. п. кДж/кг, кДж/нм³ определяется по формуле

$$Q_{в.внеш} = \beta' \left[(H_B^0)' - H_{XB}^0 \right], \quad (6.4)$$

где β' - отношение количества воздуха на входе в воздухоподогреватель к теоретически необходимому:

$$\beta' = \alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл.у} + \Delta\alpha_{вп}$$

$(H_B^0)'$ и H_{XB}^0 - теплосодержание теоретически необходимого подогретого воздуха на входе в воздухоподогреватель и холодного воздуха, кДж/кг, кДж/нм³;

$(H_B^0)'$ и H_{XB}^0 - определяются по таблице П4.2 [7] для твердого и жидкого топлива и П4.3 [7] для газообразного топлива; температура холодного воздуха при отсутствии специальных указаний принимается равной 30⁰С;

$Q_{ТЛ}$ - физическое тепло топлива кДж/кг или кДж/нм³, рассчитывается по формуле:

$$Q_{ТЛ} = c_{ТЛ} \cdot t_{ТЛ},$$

где $c_{ТЛ}$ - теплоемкость рабочего топлива, кДж/кг*град или кДж/нм³*град;

$t_{ТЛ}$ - температура топлива, ⁰С.

Физическое тепло топлива учитывается только в тех случаях, когда оно предварительно подогревается за счет постороннего источника тепла (подогрев мазута, сушилки и т. п.), а также при сушке топлива по разомкнутому циклу. При отсутствии постороннего подогрева $Q_{ТЛ}$ учитывается только для топлив с влажностью

$$W^P \geq \frac{Q_{0\%}^P}{630}, \quad (6.5)$$

в этом случае принимается $t_{ТЛ} = 20^0$ С;

Q_{ϕ} - тепло, вносимое в агрегат с паровым дутьем (форсуночным паром), кДж/кг определяется по формуле

$$Q_{\phi} = d_{п} (h_{п} - 2380), \quad (6.6)$$

где $d_{п}$ и $h_{п}$ - удельный расход и теплосодержание пара, идущего на дутье или распыливание топлива, кг/кг и кДж/кг.

Параметры пара, поступающего на распыл мазута, обычно составляют 0,3÷0,6 МПа и 280÷350⁰С; удельный расход пара при номинальной нагрузке $d_{п} = 0,03 \div 0,05 \text{ кг} / \text{кг}$

Q_K - тепло, затраченное на разложение карбонатов при сжигании сланцев, кДж/кг определяется по формуле

$$Q_K = 40,6 \cdot CO_2^K, \text{ кДж} / \text{кг} \quad (6.7)$$

где CO_2^K - содержание CO₂, образующегося при разложении карбонатов, %.

Коэффициент полезного действия брутто

$$\eta_{КА} = 100 - \sum q \%, \quad (6.8)$$

где $\sum q$ - суммарная потеря тепла котлоагрегатом, определяется по формуле:

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{6\text{ шл}}, \% \quad (6.9)$$

q_2 - потеря тепла с уходящими газами,

$$q_2 = \frac{(H_{\text{вх}} - \alpha_{\text{вх}} \cdot H_{\text{хв}}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p} \% , \quad (6.10)$$

$H_{\text{вх}}$ - теплосодержание уходящих газов при избытке воздуха $\alpha_{\text{вх}}$ и температуре $\vartheta_{\text{вх}}$, кДж/кг или кДж/нм³;

$$\alpha_{\text{вх}} = \alpha_T + \Delta\alpha_{\text{шл}} + \Delta\alpha_{\text{пз}} + \Delta\alpha_{\text{эк}} + \Delta\alpha_{\text{вп}}$$

$$H_{\text{вх}} = H_G^0 + (\alpha_{\text{вх}} - 1) \cdot H_B^0 + H_{\text{зл}},$$

H_G^0 - энтальпия газов при $\alpha = 1$ и $\vartheta_{\text{вх}}$, кДж/кг, кДж/нм³;

H_B^0 - теплосодержание теоретически необходимого количества воздуха при температуре $\vartheta_{\text{вх}}^0$, кДж/кг, кДж/нм³;

H_G^0 и H_B^0 - определяются для принятого топлива.

Если приведенная величина уноса золы из топки

$$a_{\text{вн}} \cdot A^{\text{п}} > 1,4 \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДж}},$$

то к теплосодержанию дымовых газов добавлять теплосодержание золы, определяемое по формуле

$$H_{\text{зл}} = 0,01 a_{\text{вн}} A^{\text{п}} c_{\text{зл}} \vartheta \quad \text{кДж/кг},$$

где $c_{\text{зл}}$ - теплоёмкость золы, кДж/кг;

$a_{\text{вн}}$ - доля золы топлива, уносимая газами;

q_3 - потеря тепла от химического недожога, %;

q_4 - потеря тепла от механического недожога, %;

q_5 - потеря тепла от наружного охлаждения котлоагрегата, %;

$q_{6\text{ шл}}$ - потеря с физическим теплом шлака, % учитывается во всех случаях для топок с жидким шлакоудалением; при камерном сжигании с сухим шлакоудалением $q_{6\text{ шл}}$ учитывается только при

$$A^{\text{п}} > \frac{2,5 Q^{\text{п}}}{1000}$$

Потеря тепла определяется по формуле

$$q_{6\text{ шл}} = \frac{a_{\text{шл}} (ct)_{\text{шл}} A^{\text{п}}}{Q_p^p}; a_{\text{шл}} = 1 - a_{\text{вн}}, \quad (6.11)$$

где $(ct)_{\text{шл}}$ - теплосодержание шлака, кДж/кг.

Температура шлаков при сухом шлакоудалении принимается равной 600⁰С, а при жидком шлакоудалении – температура жидкоплавкого состояния золы t_3 плюс 100⁰С.

Таблица 6.1 – Теплотехнические характеристики твердых, жидких и газообразных энергетических топлив

Бассейн, месторождение	Марка, класс	Состав рабочей массы топлива, %							Выход летучих, V^r , %	Теплота сгорания, $Q_{\text{н}}^p$, кДж/кг	Коэффициент раз-молоспо-собности, k_{20}	Температурные характеристики золы, °C		
		W^p	A^p	S^p	C^p	H^p	N^p	O^p				t_1	t_2	t_3
Россия, Украина														
Донецкий	Д, Р	13,0	27,8	2,9	44,1	3,3	0,9	8,0	43,0	17250	1,28	1000	1200	1280
Донецкий	Д, отсеv	14,0	28,4	3,4	42,6	3,2	0,9	7,5	44,0	16710	1,25	1100	1250	1350
Донецкий	Д, конц.	14,0	24,9	2,6	46,4	3,4	1,0	7,7	42,0	17880	1,2	990	1100	1200
Донецкий	Г, Р	10,0	28,8	3,0	48,3	3,4	0,9	5,6	40,0	18920	1,25	1050	1200	1280
Донецкий	Г, отсеv	11,0	29,4	3,5	46,5	3,3	0,9	5,4	41,0	18210	1,35	1150	1250	1280
Донецкий	Г, конц.	13,0	14,8	2,4	57,8	3,8	1,1	7,1	39,0	23030	1,25	1000	1220	1280
Донецкий	Г, пром.	12,0	35,2	2,9	40,1	3,0	0,8	6,0	42,0	15740	1,2	1200	1340	1380
Донецкий	Г, шлам	20,0	33,6	2,5	35,5	2,6	0,7	5,1	42,0	13610	–	1180	1350	1400
Донецкий	Ж, Р	6,0	30,1	2,5	53,4	3,3	1,0	3,7	32,0	21140	1,5	1000	1200	1270
Донецкий	ОС, Р	5,0	26,6	2,8	59,5	3,1	1,0	2,0	19,0	23240	1,9	1100	1250	1300
Донецкий	ОС, пром.	12,0	37,0	2,6	41,1	2,7	0,8	3,8	20,0–33,0	16120	1,5	1050	1200	1250
Донецкий	ОС, шлам	15,0	34,8	2,4	40,6	2,6	0,8	3,8	20,0–33,0	15,91	1,5	1180	1350	1400
Донецкий	Т, Р	6,0	32,0	2,2	55,2	2,5	1,0	1,1	12,0	20600	1,8	1120	1200	1250
Донецкий	А, СШ	8,5	34,8	1,5	52,2	1,0	0,5	1,5	4,0	18230	0,95	1110	1210	1240
Донецкий	А, шлам	20,0	36,0	1,2	40,3	0,8	0,3	1,4	5,0	13630	0,95	1130	1240	1260
Украина														
Новомосковское	ЗБ, Д	25,0	15,0	1,4	44,4	3,2	0,8	10,2	43,0	16750	1,1	1080	1120	1130
Новомосковское	Д, Г	22,5	15,5	1,4	46,5	3,3	0,9	9,9	42,0	17580	1,1	1060	1120	1135
Привольнянское	Д	13,0	21,8	2,8	49,9	3,6	1,0	7,9	42,0	19680	1,3	1100	1200	1280
Северо-Александровские	Д, Г	14,0	21,5	3,0	48,2	3,3	1,0	9,0	41,0	18760	1,2	1150	1210	1250
Успенские 1-4	Д, Г	14,0	23,2	2,0	48,4	3,3	1,3	7,8	42,0	18460	1,25	–	–	–
Новосветловское	Г	11,0	22,3	3,1	52,0	3,7	1,1	6,8	44,0	20520	1,25	1150	1210	1250
Светлановский	Г	10,0	28,8	2,8	49,0	3,3	1,1	5,0	38,0	19480	1,2	1100	1250	1300
Чапаевский рудник	Г	11,0	22,3	3,0	53,4	3,7	1,1	5,5	40,0	21100	1,3	1180	1240	1300
Углерогский Восточный	Т, А	5,0	24,7	2,4	62,7	2,7	1,1	1,4	7,5	23700	1,6	1060	1250	1300
Ольховатский	А	5,0	24,7	2,2	64,1	2,2	1,2	0,6	7,0	23570	1,0	1040	1220	1300
Володарский рудник	А	7,5	20,4	1,8	68,1	0,9	0,5	0,8	3,0	23030	0,95	1100	1170	1230
Миусский 1-2	А	6,0	24,4	2,0	63,5	2,1	0,8	1,2	4,0–7,0	23450	1,0	1040	1220	1300

Бассейн, месторождение	Марка, класс	Состав рабочей массы топлива, %							Выход летучих, V^r , %	Теплота сгорания, $Q_{\text{н}}^p$, кДж/кг	Коэффициент раз-молоспо-собности, k_{20}	Температурные характеристики золы, °C		
		W^p	A^p	S^p	C^p	H^p	N^p	O^p				t_1	t_2	t_3
Россия														
Кузнецкий	Д, Р, СШ	11,5	15,9	0,4	56,4	4,0	1,9	9,9	40,5	21900	1,1	1160	1310	1440
Кузнецкий	Г, Р, СШ	8,5	16,9	0,4	60,1	4,2	2,0	7,9	39,5	23570	1,2	1170	1300	1390
Кузнецкий	Г, пром.	13,0	28,7	0,6	46,6	3,4	1,8	5,9	41,5	18090	1,5	1170	1270	1340
Кузнецкий	Г, шлам	21,5	10,2	0,5	54,3	3,9	1,6	8,0	40,5	20980	1,0	1110	1180	1220
Кузнецкий	1 СС, Р	9,0	18,2	0,4	60,8	3,6	1,5	6,5	31,0	23400	1,4	1190	1370	1440
Кузнецкий	2СС, Р	8,5	16,5	0,4	66,0	3,5	1,6	3,5	20,0	25330	1,4	1190	1370	1460
Кузнецкий	Т, Р, СШ	7,0	14,6	0,5	70,2	3,0	1,7	3,0	12,5	25120	1,4	1220	1350	1410
Кузнецкий	Ж, пром.	6,0	39,5	0,7	45,2	3,1	1,6	3,9	37,0	17710	1,2	1150	1300	1380
Кузнецкий	К, пром.	8,5	33,9	0,3	49,5	2,8	1,4	3,6	24,0	19010	1,3	1170	1340	1420
Кузнецкий	А, Р	10,0	16,2	0,4	68,8	1,5	0,8	2,3	5,0	24160	1,2	1160	1370	1460
Казахстан														
Карагандинский	К, Р	9,0	34,6	0,7	46,8	2,9	0,8	5,2	28,0	18130	1,4	1300	1480	>1500
Карагандинский	К, конц.	10,0	20,7	0,8	59,3	3,6	1,0	4,6	27,0	22900	1,4	1180	1400	1430
Куучекянское	2К, Р	7,0	40,9	0,6	44,1	2,8	0,8	3,8	21,0	16580	1,3	1270	>1500	>1500
Борлинское	2К, Р	7,5	40,7	0,6	41,8	2,8	0,7	5,9	31,0	16120	1,3	1270	>1500	>1500
Эквобастузский, 1-я гр.	СС, Р	6,5	36,9	0,7	44,8	3,0	0,8	7,3	25,0	17380	1,3	1270	>1500	>1500
Эквобастузский, 2-я гр.	СС, Р	5,0	45,6	0,6	38,4	2,7	0,8	6,9	25,0	14610	1,3	1180	>1500	>1500
Кушмурунское	2Б, Р	37,0	14,5	1,5	34,0	2,5	0,6	9,9	48,5	12230	0,9	1180	1280	1360
Приозерное	2Б, Р	36,0	14,7	0,6	34,7	2,5	0,5	11,0	48,2	12310	1,0	1200	1290	1370
Орловское	2Б, Р	34,0	19,1	0,9	32,2	2,2	0,6	11,0	45,0	11350	1,1	1200	1320	1380
Шоптыкольское	3Б, Р	18,0	24,6	0,5	41,6	3,0	0,6	11,7	41,0	15620	1,0	1200	1400	1490
Россия														
Подмосковный	2Б, Р	32,1	30,6	2,5	24,3	1,9	0,4	8,2	48,0	8670	1,75	1350	1500	1500
Интинское	Д, Р	11,5	28,8	2,5	44,2	2,9	1,5	8,6	40,0	16870	1,4	1050	1220	1300
Воркутинское	Ж, Р	8,0	29,4	1,0	52,6	3,3	1,5	4,2	33,0	20770	1,4	1050	1240	1360
Украина														
Вольнянское	Г, Р	10,0	27,0	2,8	49,8	3,3	0,9	6,2	39,0	19470	1,2	1100	1200	1230
Межреченское	ГЖ, Р	8,0	32,2	2,8	48,7	3,3	0,7	4,3	36,0	19380	1,3	1130	1200	1230

Бассейн, месторождение	Марка, класс	Состав рабочей массы топлива, %							Выход летучих, V^r , %	Теплота сгорания, Q_u^r , кДж/кг	Коэффициент воспламеняемости, k_{30}	Температурные характеристики золы, °C		
		W ^r	A ^r	S ^r	C ^r	H ^r	N ^r	O ^r				t ₁	t ₂	t ₃
Россия														
Кизеловский	Ж, Р	6,0	32,0	5,3	48,6	3,5	0,6	4,0	43,0	19680	1,0	1160	1330	1380
Кизеловский	Г, Р	7,5	37,9	4,3	41,5	3,2	0,5	5,1	45,0	16710	1,1	1280	1400	1460
Челябинский	ЗБ, Р	17,0	35,7	0,8	33,6	2,5	0,9	9,5	44,0	12560	1,3	1180	1370	1450
Волчанское	ЗБ, Р	22,0	35,1	0,2	27,5	2,1	0,5	12,6	47,0	9520	1,2	1180	1430	1500
Бабаевское	1Б, Р	56,0	10,1	0,9	23,2	2,1	0,2	7,5	65,0	8100	1,0	1160	1270	1340
Тульганское	1Б, Р	52,0	14,4	0,4	22,2	2,1	0,3	8,6	65,5	7450	1,0	1180	1330	1410
Грузия														
Ткибульское	Д, МСШ	13,0	34,8	2,0	37,3	3,1	0,5	9,3	46,0	14700	1,37	1460	1470	1480
Ткибульское	Г, Р	15,0	25,5	1,7	44,9	3,5	0,9	8,5	44,0	17080	1,35	1450	1470	1480
Тварчельское	Ж, пром.	11,5	35,0	1,3	42,5	3,2	0,9	5,6	36,0	16310	1,4	1450	>1500	>1500
Узбекистан														
Ангренское	2Б, СШ	34,5	14,4	1,3	39,1	1,9	0,2	8,6	33,5	13440	1,9	1160	1300	1320
Шаргунское	СС, СШ	6,0	17,4	0,7	65,0	3,4	0,5	7,0	22,0	25950	1,1	1100	1240	1290
Киргизия														
Кок-Янгах	Д, СШ	10,5	18,8	1,3	56,2	3,3	0,7	9,2	34,0	21310	1,35	1100	1440	1460
Таш-Кумыр	Д, СШ	14,5	25,7	1,1	44,6	2,9	0,7	10,5	41,0	16660	1,3	1275	1335	1360
Сулюктинское	ЗБ, СШ	22,0	16,4	0,5	47,7	2,5	0,4	10,5	33,0	17000	1,3	1120	1230	1250
Кзыл-Кия	ЗБ, СШ	28,0	13,0	1,2	45,4	2,4	0,5	9,5	35,0	16160	1,3	1100	1250	1260
Кара-Киче	ЗБ	19,0	8,1	0,8	55,0	3,1	0,6	13,4	37,0	19800	1,25	1150	1300	1315
Таджикистан														
Шураб 1/2	ЗБ, Р	21,0	25,3	0,9	40,8	1,8	0,4	9,8	37,0	14240	1,35	1150	1230	1290
Шураб 8	ЗБ, СШ	28,0	17,3	1,3	42,7	1,7	0,4	8,6	33,0	14570	1,3	1130	1180	1260
Россия														
Ирша-Бородинское	2Б, Р	33,0	7,4	0,2	42,6	3,0	0,6	13,2	47,0	15280	1,15	1180	1210	1230
Назаровское	2Б, Р	39,0	7,9	0,4	37,2	2,5	0,5	12,5	47,0	12850	1,0	1200	1220	1240
Березовское	2Б, Р	33,0	4,7	0,2	44,2	3,1	0,4	14,4	48,0	15660	1,3	1270	1290	1310
Боготольское	1Б	44,0	6,7	0,5	34,3	2,4	0,3	11,8	48,0	11810	1,25	1150	1170	1190
Абанское	2Б	33,5	8,0	0,4	41,5	2,9	0,6	13,1	48,0	14740	1,2	1140	1160	1180
Барандатское	2Б	37,0	4,4	0,2	41,9	2,9	0,4	13,2	48,0	14820	1,2	1300	1320	1340

Бассейн, месторождение	Марка, класс	Состав рабочей массы топлива, %							Выход летучих, V^r , %	Теплота сгорания, Q_u^r , кДж/кг	Коэффициент воспламеняемости, k_{30}	Температурные характеристики золы, °C		
		W ^r	A ^r	S ^r	C ^r	H ^r	N ^r	O ^r				t ₁	t ₂	t ₃
Россия														
Итатское	1Б	40,5	6,8	0,4	36,6	2,6	0,4	12,7	48,0	12810	1,2	1200	1220	1240
Черногорское	Д, Р, СШ	14,0	21,5	0,5	49,7	3,3	1,3	9,7	42,0	18840	1,05	1180	1210	1420
Черемховское	Д, Р, СШ	15,0	29,8	0,9	42,5	3,1	0,6	8,1	47,0	16410	1,3	1170	1320	1430
Азейское	ЗБ, Р	25,0	16,5	0,5	42,7	3,1	0,9	11,3	48,0	15990	1,1	1200	1340	1420
Казахское	Г, Р	5,0	14,3	0,4	65,0	4,8	1,0	9,5	46,0	25410	1,6	1130	1200	1240
Гусиноозерское	ЗБ, Р	26,0	18,5	0,4	39,4	2,8	0,6	12,3	43,0	14320	1,3	1150	1260	1330
Букачачинское	Г, Р	9,0	13,7	0,5	63,4	4,3	0,8	8,3	42,0	24570	1,35	1170	1300	1330
Татауровское	2Б, Р	33,0	10,7	0,2	41,1	2,8	0,7	11,5	45,0	14690	1,2	1140	1160	1180
Харанорское	1Б, Р	40,0	13,2	0,3	33,5	2,2	0,5	10,3	44,0	11390	1,15	1170	1270	1360
Тарбагатайское	ЗБ, Р	31,5	15,4	1,8	41,4	3,0	0,9	6,0	45,0	15780	1,1	1100	1300	1350
Артемовское	ЗБ, Р	23,0	33,1	0,3	29,4	2,5	0,6	11,0	50,0	11140	0,95	1290	>1500	>1500
Партизанское	Г, Р	5,5	34,0	0,4	49,8	3,2	0,8	6,3	36,0	19470	1,5	1220	>1500	>1500
Партизанское	Ж, Р	5,5	32,1	0,4	52,7	3,2	0,7	5,4	31,0	20520	1,5	1150	1400	1470
Партизанское	Т, Р	5,0	28,5	0,5	58,8	2,7	0,7	3,8	12,0	22190	1,5	1160	1310	1370
Ургальское	Г, Р	10,0	31,1	0,4	46,6	3,4	0,8	7,7	42,0	18040	1,3	1200	1500	>1500
Райчихинское	2Б, Р	37,0	13,9	0,3	34,9	2,1	0,5	11,3	43,0	11720	1,35	1150	1240	1340
Липовешское	Д, Р	8,0	36,8	0,4	41,7	3,2	0,5	9,4	50,0	16540	1,2	1450	>1500	>1500
Ретиховское	1Б, Р	36,0	25,0	0,3	25,9	2,1	0,5	10,2	56,0	9040	1,1	1170	1420	1500
Павловское	1Б, Р	41,5	19,6	0,4	25,7	2,3	0,3	10,2	58,0	9130	1,1	1180	1450	>1500
Бикинское	1Б, Р	41,0	23,0	0,3	23,8	1,9	0,6	9,4	53,0	7830	1,15	1240	1450	>1500
Сангарское	Д, Г, Р	10,0	16,2	0,4	58,3	4,3	0,8	10,0	50,0	23400	1,3	1130	1170	1200
Нерюнгринское	ЗСС, Р	10,0	19,8	0,2	60,0	3,1	0,6	6,3	20,0	22480	2,0	1240	1340	1400
Аркагалинское	Д, Р	17,0	17,4	0,3	48,9	3,3	0,7	12,4	41,0	18000	1,0	1120	1220	1360
Галимовское	А, Р	10,0	20,7	0,6	63,7	1,6	0,8	2,6	5,5	22480	1,8	1200	>1500	>1500
Анадырское	ЗБ, Р	22,0	13,3	0,6	47,9	3,7	0,7	11,8	47,0	17920	1,1	1250	1460	>1500
Сахалинское	Д, Р	11,0	24,0	0,3	49,4	3,8	1,1	10,4	49,0	19550	0,9	1140	1300	1360
Эстон-сланец	сланец	12,0	44,4	1,4	19,9	2,6	0,1	2,9	90	9000	2,5	1120	1400	1430
Кашпирское	сланец	14,0	58,9	2,4	10,9	1,4	0,3	3,8	80,0	4600	2,5	1110	1140	1170
Росторф	фрезторф	50,0	6,3	0,1	24,7	2,6	1,1	15,2	70,0	8120	-	1140	1280	1350

Марка топлива	Класс	Состав рабочей массы топлива, %							Теплота сгорания, Q_u^r , кДж/кг
		W ^r	A ^r	S ^r	C ^r	H ^r	N ^r	O ^r	
Мазут 40 н 100	низкосернистый	0,15	0,03	0,39	87,33	11,9	0,20 ^{*)}	41680	
Мазут 40 н 100	малосернистый	0,20	0,03	0,85	86,58	12,04	0,30 ^{*)}	40530	
Мазут 40 н 100	сернистый	0,49	0,05	1,8	85,71	1,45	0,50 ^{*)}	39570	
Мазут 40 н 100	высокосернистый	1,00	0,06	2,55	85,04	10,64	0,71 ^{*)}	39060	

^{*)} для расчетов принимать как кислород

Газопровод	Состав газа по объему, %									Теплота сгорания, $Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \text{кДж/м}^3$
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	CO_2	N_2	H_2S	
Уренгой – Надым – Пунга – Ухта	98,72	0,12	0,01	<0,01	–	–	0,14	1,0	–	35500
Уренгой – Ужгород	98,90	0,12	0,01	0,01	–	–	<0,06	0,9	–	35590
Уренгой-Сургут – Челябинск	98,24	0,29	0,20	0,09	0,04	–	0,14	1,0	–	35800
Н.Новгород-Иваново – Череповец	98,99	0,25	0,04	0,02	–	–	0,1	0,6	–	35750
Бухара – Урал	94,24	3,00	0,89	0,39	0,17	0,13	0,28	0,9	–	37560
Средняя Азия – Центр	94,08	2,80	0,73	0,30	0,07	0,02	1,00	1,0	–	36760
Саратов – Москва	90,29	2,80	1,10	0,75	0,34	0,20	0,32	4,2	–	37010
Мострансгаз (кольцо)	96,57	1,40	0,40	0,18	0,07	0,03	0,15	1,2	–	36300
Оренбург – Александров Гай	86,43	3,90	1,72	0,87	0,30	0,07	0,01	6,7	–	36800
Серпухов – Ленинград	89,70	5,20	1,70	0,50	0,10	–	0,10	2,7	–	37430
Промысловка – Астрахань	97,10	0,30	0,10	–	–	–	0,10	2,4	–	35040
Каменный Лог – Пермь	38,70	22,60	10,70	2,70	0,70	–	–	23,8	0,8	42370
Ярино – Пермь	38,00	25,10	12,50	3,30	1,30	–	–	18,7	1,1	46890
Кулешовка – Самара	58,00	17,20	7,40	2,00	0,50	–	0,80	13,6	0,5	41740
Безенчук – Чапаевск	42,70	19,60	12,60	5,10	1,30	–	1,00	16,9	0,8	46980
Гуймазы – Уфа	50,00	22,00	9,80	1,20	0,40	–	–	16,6	–	43040
Казань – Бугульма – Альметьевск	53,60	22,80	6,10	0,90	0,20	–	0,20	15,8	–	40610

Расчет и выбор оборудования при использовании жидкого топлива

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

Таблица 6.2 – Ёмкость мазутохранилища для ТЭС

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

$$V=20 \cdot n_{\text{Э}} \cdot B_{\text{Э}} \cdot t \cdot \gamma + 24 \cdot n_{\text{ПВК}} \cdot B' \cdot t' \cdot \gamma, \text{ м}^3 \quad (6.12)$$

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

$B_{\text{Э}}$ - 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 $t_{\text{ср}}^{\text{ХОЛ}}$, 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

$$Q = (n_{Э} \cdot B_{Э} + n_{ПВК} \cdot B') \cdot K_I \cdot \nu, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (6.13)$$

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;

ν - 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

$$Q_{ЦР} = 0,5 \cdot Q, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (6.14)$$

Таблица 6.3 – Технические характеристики насосов для перекачивания мазута

Типоразмер	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Мощность электродвигателя, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %
4 НК-5x1	50	60	17	3000	58
5 НК-5x1	70	108	55	3000	52
5 НК-9x1	70	54	22	3000	60
6 НК-6x1	90	125	75	3000	55
6 НК-9x1	120	65	40	3000	69
8 НД-6x1	202	100	55	3000	81
10 НД-6x1	485	54	75	3000	81
4 Н-5x2	53	108	22	3000	81
4 Н-5x4	62	212	55	3000	81
5 Н-5x4	98	320	110	3000	81
5 Н-5x2	100	183	75	3000	81
6 Н-7x2	149	200	110	3000	81
6 Н-10x4	190	240	160	3000	81
2 НВ-9x4	40	46	13	1500	47
12 НА-9x4	80	43	17	1500	73
12 НА-22x6	150	54	40	1500	74
20 НА-22x3	600	65	160	1500	72

Диаметр мазутопроводов из насосной в котельную

$$d_m = 18,8 \sqrt{\frac{0,75 \cdot Q}{W_M}}, \text{ мм} \quad (6.15)$$

где Q - расход мазута, м³/ч;

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

Таблица 6.4 – Трубы бесшовные из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей для трубопроводов ТЭС

Номинальное давление рабочего газа $P_{\text{раб}}$, МПа (кгс/см ²)	Температура стенки трубы t , °С	Условный пропуск трубы D_u , мм	Наружный диаметр трубы D_n , мм	Внутренний диаметр трубы D_v , мм	Толщина стенки трубы s , мм	Масса l м трубы, кг	Марка стали, ТУ на сталь	ТУ на трубы
4,4 (44)	340	10	16	12	2,0	0,69	Сталь 20, ТУ 14-3-460-75	ТУ 14-3-460-75
		20	28	22	3,0	1,85		
		25	32	26	3,0	2,15		
		32	38	32	3,0	2,59		
		50	57	50	3,5	4,72		
		65	76	69	3,5	6,41		
		80	89	81	4,0	8,58		
		100	108	96	6,0	15,45		
		150	159	145	7,0	28,11		
		200	219	201	9,0	49,94		
		250	273	253	10,0	69,52		
		300	325	299	13,0	107,19		
		350	377	351	13,0	126,50		
		400	426	396	15,0	164,80		
		450	465	433	16,0	192,06		
600	630	596	17,0*	257,50	16ГС, ГОСТ 19282-73	ТУ 3-923-75		
600	630	580	25,0	375,00				
700	720	676	22,0*	382,14				

Расчет и выбор оборудования при использовании твердого топлива

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

$$F_H = \frac{V}{K \cdot H_M \cdot \gamma_U}, \text{ м}^2 \quad (6.16)$$

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

$$V = 24(B_{Э} n_{Э} + B_{ПВК} n_{ПВК}) t, \text{ т} \quad (6.17)$$

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 $H_M = 17$ м, колесными скреперами – $H_M = 20$ м.

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

$$\rho_U = (1,1 \div 1,2) \rho_{ТН}, \text{ т/м}^3, \quad (6.18)$$

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

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

$$F_{БР} = (1,3 \div 1,5) F_H, \text{ м}^2. \quad (6.19)$$

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:

$$Q_{\text{ЧАС}} = 1,1 \cdot (B_{\text{Э}} \cdot n_{\text{Э}} + B_{\text{ПВК}} \cdot n_{\text{ПВК}}), \text{ т / ч} \quad (6.20)$$

Ширина ленты конвейера определяется по формуле:

$$b = \sqrt{\frac{Q_{\text{ЧАС}}}{K_{\varphi} \cdot K_{\beta} \cdot W \cdot \gamma_{\text{Т.Н.}}}}; \text{ м} \quad (6.21)$$

где 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 6.5 – 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. 6.6.

Таблица 6.6 – 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

Таблица 6.7 – 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 сыпания топлива через края ленты.

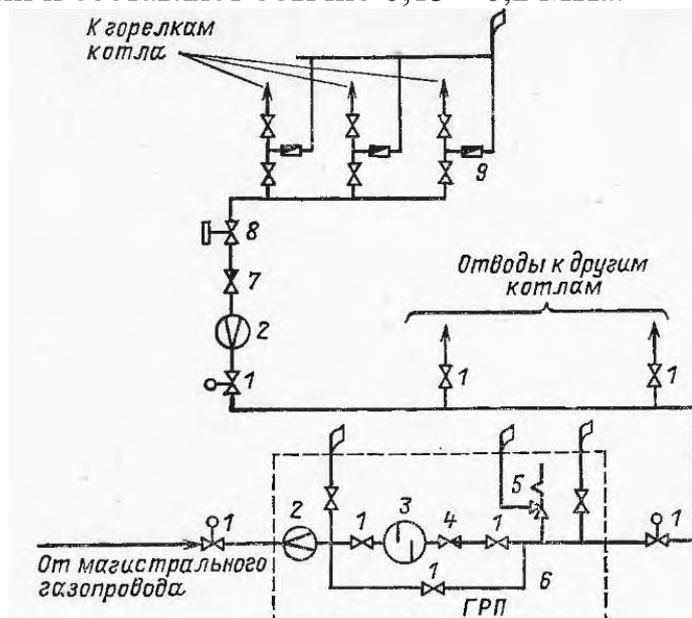
Выбор оборудования системы пылеприготовления.

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.

Расчет и выбор оборудования при использовании газообразного топлива

Тепловые электростанции снабжаются газом от газораспределительных станций (ГРС) через газораспределительные пункты (ГРП) (рис. 6.1.) Последние вместе с системой газопроводов составляют газовое хозяйство ТЭС. На газомазутных конденсационных электростанциях мощностью до 1200 МВт и газомазутных ТЭЦ с расходом пара до 4000 т/ч может быть один ГРП, а на остальных электростанциях их количество должно быть не менее двух. Производительность ГРП на электростанциях, где газовое топливо является основным, рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, - по расходу газа для летнего режима ГРП размещают в отдельных зданиях или под навесами на территории электростанции. К каждому ГРП газ подводится по одному газопроводу (без резервного) от расположенной вне территории электростанции ГРС. Давление газа перед ГРП 0,6--1,1 МПа, а после ГРП требуемое его значение определяется потерями давления до самого удаленного от ГРП котла и необходимым давлением газа перед горелками и составляет обычно 0,13-- 0,2 МПа.



1- запорная задвижка, 2 - расходомер, 3-фильтр, 4 - регулятор давления, 5- предохранительный клапан, 6 - байпасная линия, 7 - регулятор расхода газа; 8- импульсный отсечный быстродействующий клапан, 9 - пробковый кран.

Рисунок 6.1 – Схема газового хозяйства ТЭС.

В ГРП имеются рабочие нитки газопровода, нитки малого расхода, включаемые при малом потреблении газа, и резервная нитка с ручным управлением арматурой. На рабочих нитках и нитках малого расхода устанавливают автоматические регуляторы давления и защитные регуляторы, действующие по принципу «после себя». Защитные регуляторы настраивают на повышенное давление по сравнению с рабочим и при работе в расчетном диапазоне полностью открыты

В пределах ГРП и до котлов прокладка газопроводов наземная. Подвод газа от каждого ГРП к магистрали котельного отделения и от нее к котлам не резервируется и может выполняться однопиточным. Газовый распределительный коллектор котлов прокладывается вне здания котельного отделения.

При заполнении газом газопроводы должны продуваться им через сбросные свечи до вытеснения всего воздуха, а при освобождении от газа продуваться воздухом до вытеснения всего газа. Эти требования обусловлены тем, что при объемной концентрации природного газа в воздухе 0,05--0,15 (5--15%) образуется взрывоопасная смесь. Из сбросных свечей газ выпускается в места, откуда он не может попасть в здания и где исключена возможность его воспламенения от какого-либо источника огня. На газопроводах устанавливается только стальная арматура.

Расчетный внутренний диаметр газопровода можно определять по формуле:

$$d_p = \sqrt[7]{\frac{AB\rho_0 Q^m}{\Delta P_{уд}}} \quad (6.22)$$

где d_p – расчетный внутренний диаметр, см;

A – коэффициент, зависящий от категории сети. Для сети низкого давления $A = 10^6/(162\pi^2) = 626$, для сети среднего и высокого давления $A = \frac{P_0}{P_m 162\pi^2}$, откуда $P_0 = 0,101325$ МПа, P_m – усредненное абсолютное давление газа в сети, МПа;

B, n, m – коэффициенты, зависящие от материала газопровода. Для стальных труб $B = 0,022$, $m = 2$, $n = 5$, для полиэтиленовых – $B = 0,0446$, $m = 1,75$, $n = 4,75$;

Q_0 – расчетный расход газа, м³/ч, при нормальных условиях;

$\Delta P_{уд}$ – удельные потери давления (Па/м – для сетей низкого давления, МПа/м – для сетей среднего и высокого давления), определяемые по формуле:

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \quad (6.23)$$

где $\Delta P_{доп}$ – допустимые потери давления (Па – для сетей низкого давления, МПа – для сетей среднего и высокого давления);

L – расстояние до самой удаленной точки, м.

Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший больший – для стальных газопроводов и ближайший меньший – для полиэтиленовых.

Потребление воды на ТЭС

Выработка энергии на паротурбинных электростанциях связана с большими расходами воды и в первую очередь на конденсацию пара в конденсаторах турбин. Удельный расход воды на КЭС в зависимости от начальных параметров составляет летом $0,125 \div 0,42 \text{ м}^3/\text{кВт} \times \text{ч}$, в зимний период $0,09 \div 0,3$. Если принять расходы воды на конденсатор турбин за 100 %, то расходы воды другими потребителями ТЭС составляют следующие значения, %:

<i>Назначение</i>	$W_{\text{тех.вод.}}, \%$
Конденсация пара.....	100
Охлаждение турбогенераторов и крупных электродвигателей.....	2,5-4,0
То же масла, циркулирующего в масляной системе, турбоагрегата и питательных насосов.....	1,2-2,5
То же подшипников вспомогательных механизмов.....	0,3-0,8
Гидротранспорт золы и шлака.....	0,1-0,5
Восполнение внутренних утечек в основном цикле электростанции...	0,04-0,1
Охлаждение подшипников питательных и главных циркуляционных насосов АЭС.....	0,3-0,5
Теплообменники контура расхолаживания реактора.....	0,5-0,6
Охлаждение бассейна выдержки отработавшего ядерного топлива.....	1,0-1,2
То же бассейна перегрузки ядерного топлива.....	0,3-0,5
То же продувки реакторов и парогенераторов АЭС.....	0,3-0,5
Не спринклерные устройства	0,3-0,6

1. Выбор системы.

На ТЭС применяются следующие системы технического водоснабжения: прямоточная, обратная с естественными и искусственными водоёмами-охладителями, градирнями или брызгальными установками, комбинированная.

В качестве источника водоснабжения могут быть реки, озёра, моря, наливные водохранилища.

В тех случаях, когда дебит реки (расход воды в реке) превышает в 2-3 раза потребности станции в технической воде, применяют прямоточную систему водоснабжения.

Обратная система применяется при недостаточном дебите естественного источника водоснабжения или при значительном его удалении от станции.

Комбинированная система состоит из прямоточной и обратной систем, применяется редко.

2. Выбор циркуляционных насосов.

2.1 Определение потребности ТЭС в технической воде.

Суммарный расход воды на устанавливаемые турбоагрегаты рассчитывается по летнему режиму работы при условии обеспечения номинальной электрической мощности и покрытия летних тепловых нагрузок, так как в летний период пропуск пара в конденсатор наибольший и температура охлаждающей воды наивысшая.

Для электростанций с поперечными связями с турбинами типов «К» и «Т» расход циркуляционной воды (W_K) принимается по техническим условиям на

поставку турбин, составляемых заводами-изготовителями при конденсационном режиме.

Для электростанций с турбинами типов «ПТ» расходы охлаждающей воды принимаются по среднему летнему режиму отборов пара на производство, но не ниже 60% от расхода воды при конденсационном режиме. Во всех случаях для первых двух турбин с производственным отбором расчётные расходы принимаются по конденсационному режиму.

Расход технической воды на ТЭС определится по из выражений:

- для ТЭС с турбинами «Т» и «К»

$$W_{\text{тех.вод.}} = \sum (W_K + W_{\text{ГО}} + W_{\text{МО}} + W_{\text{ПОДШ}}), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (7.1.1)$$

где W_K – расчётный расход охлаждающей воды при конденсационном режиме турбоагрегатов по техническим данным завода-изготовителя;

$W_{\text{ГО}}$ – расход технической воды на охлаждение газоохладителей;

$W_{\text{МО}}$ – расход технической воды на маслоохладители;

$W_{\text{ПОДШ}}$ – расход технической воды на охлаждение подшипников и механизмов ТЭС.

- для ТЭС с турбинами «ПТ»

$$W_{\text{тех.вод.}} = 2W_K + 0,6W_K (n_T - 2) + \sum (W_{\text{ГО}} + W_{\text{МО}} + W_{\text{ПОДШ}}), \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (7.1.2)$$

2.2. Определение напора циркуляционных насосов

- Прямоточное водоснабжение.

Высота подъёма воды $H_{\Gamma} = (8 \div 12)$ м.вод.ст.

Общий потребный напор циркуляционного насоса можно подсчитать по формуле

$$H_{\text{цн}} = H_{\Gamma} + \sum h_C, \text{ м.вод.ст.}, \quad (7.2)$$

где H_{Γ} – геодезическая высота подачи воды от уровня воды в приёмном колодце до уровня воды в сливном колодце, м.вод.ст. Принимается $H_{\Gamma} = (3 \div 10)$ м.вод.ст.

$$H_{\Gamma} = H_{\text{П}} - H_C, \text{ м.вод.ст.}, \quad (7.3)$$

где H_C – разность отметок верхней точки конденсатора и уровня воды в сливном колодце (до 8,5 м.);

$\sum h_C$ – сумма гидравлических сопротивлений водоводов.

Принимается $\sum h_C = (4 \div 6)$ м.вод.ст.

- Оборотное водоснабжение.

В системе с обратным водоснабжением напор циркуляционного насоса определяется с учётом потребного свободного напора воды перед брызгальными соплами

$$H_{\text{цн}} = H_{\Gamma} + \sum h_C + h_{\text{БР}}, \text{ м.вод.ст.} \quad (7.4)$$

где H_{Γ} – геодезическая высота подачи воды от уровня воды в приёмном колодце до верха разбрызгивающего сопла. Принимается $H_{\Gamma} = (3 \div 4)$ м.вод.ст.,

$h_{\text{БР}}$ – свободный напор воды перед брызгальными соплами (не более 4 ÷ 5 м.вод.ст.).

Потребный напор циркуляционных насосов в системах обратного водоснабжения может достигать 25 м.вод.ст.

2.3 Определение количества циркуляционных насосов

На электростанциях с поперечными связями циркуляционные насосы устанавливаются в центральных насосных станциях.

Количество циркуляционных насосов в центральных насосных станциях следует принимать не менее четырёх с суммарной подачей, равной расчётному расходу охлаждающей воды. Насосы устанавливаются без резерва. Установка резервного насоса предусматривается только при водоснабжении морской водой.

При проектировании блочных электростанций установку циркуляционных насосов, как правило, следует предусматривать в блочных насосных станциях. На каждый корпус или поток конденсатора, как правило, устанавливается один насос, при этом число насосов на турбину должно быть не менее двух, а их суммарная подача должна быть равна расчётному расходу охлаждающей воды на блок.

Оборотное водоснабжение

При обратном техническом водоснабжении общее количество воды, состоящее из циркулирующего в замкнутом контуре и расхода на другие нужды станции, может быть подсчитано по формуле для прямоточного водоснабжения.

В системе с обратным водоснабжением напор циркуляционного насоса определяется с учётом потребного свободного напора воды перед брызгальными соплами

$$H_{\text{цн}} = H_{\Gamma} + \sum h_{\text{с}} + h_{\text{БР}}, \text{ м.вод.ст.} \quad (7.5)$$

где H_{Γ} - геодезическая высота подачи воды от уровня воды в приёмном колодце до верха разбрызгивающего сопла, $H_{\Gamma} = (3 \div 4)$ м.вод.ст.;

$h_{\text{БР}}$ – свободный напор воды перед брызгальными соплами (не более $4 \div 5$ м.вод.ст.).

Потребный напор циркуляционных насосов в системах обратного водоснабжения достигает до 25 м.вод.ст.

На электростанциях с блочными схемами при обратном водоснабжении циркуляционные насосы устанавливаются так же, как и при прямоточном водоснабжении.

При проектировании неблочных электростанций установку циркуляционных насосов следует предусматривать в центральных насосных станциях или в главном корпусе.

Тип насосов выбирается по необходимому напору и производительности, определяемой полным расходом воды на техническое водоснабжение.

В качестве циркуляционных насосов обычно устанавливаются насосы типа ОПВ и ОВ.

Выбор насосов добавочной воды

Расход воды на восполнение безвозвратной убыли складывается из потерь на испарение в охладителях циркуляционной воды, расхода на водоподготовку, на охлаждение подшипников и на гидрозолошлакоудаление

$$W_{\text{пот}} = W_{\text{исп}} + W_{\text{хов}} + W_{\text{подш}} + W_{\text{ГЗУ}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (7.6)$$

где $W_{\text{исп}}$ – потери на испарение. Количество воды, теряемое в охладительном устройстве вследствие испарения, практически равно количеству пара, поступающего в конденсаторы турбин

$$W_{\text{исп}} \approx G_{\text{к}} \text{ м}^3/\text{ч} \text{ (т/ч);}$$

$W_{\text{хов}}$ – расход воды на водоподготовку для восполнения потерь в схемах подпитки котлов и подпитки теплосети ($\text{м}^3/\text{ч}$);

$W_{ГЗУ}$ – расход воды на гидрозолошлакоудаление (берётся из расчёта ГЗУ);

$W_{ПОДШ}$ – расход воды на охлаждение подшипников и механизмов ТЭС

$W_{ПОДШ} = (0,3 \div 0,8) \% W_K, \text{ м}^3/\text{ч}$

$W_K, \text{ м}^3/\text{ч}$ – расчётный расход охлаждающей воды при конденсационном режиме турбоагрегатов по техническим данным завода-изготовителя;

Насосы добавочной воды устанавливаются на насосной станции в количестве трёх: два рабочих и один резервный, каждый производительностью 50%.

Трубопроводы добавочной воды, как правило, следует проектировать в одну нитку, при этом на площадке ТЭС следует предусматривать ёмкость запаса воды на период ликвидации аварии в системе подачи добавочной воды или подвод воды от резервного источника.

Выбор градирен

Градирни – это теплообменные устройства с испарительными или поверхностными теплообменниками. Наибольшее распространение получили испарительные плёночные градирни башенного типа с естественной тягой, т.к. за счёт большой поверхности контакта водной плёнки с воздухом плёночные градирни имеют меньшую удельную площадь ($f_{уд}$) при равной охлаждающей способности. В этих градирнях вытяжная башня выполняется из монолитного железобетона гиперболической формы.

Основной характеристикой градирни является плотность орошения, которая характеризует отношение расхода циркуляционной воды к площади оросителя

$$F = \frac{W_{ТЕХ.В}}{q}, \text{ м}^2, \quad (7.7)$$

где q – плотность орошения, $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, принимается по таблице 6.15 Приложения 5.

Основной размер градирни – площадь оросительного устройства (в горизонтальном сечении). В современных градирнях она составляет от 1600 до 6400 м^2 . Разработана мощная градирня площадью орошения в 9400 м^2 . Высота и выходной диаметр вытяжных башен приведены в таблице 6.15 Приложения 5.

Градирни выбирают по наименее благоприятному летнему режиму работы турбин и устанавливаются в количестве не менее двух. При комбинированной системе водоснабжения допускается установка одной градирни.

Схема технического водоснабжения с градирнями предусматривает обычно центральную насосную станцию, расположенную у постоянного торца машинного зала главного корпуса ТЭС. В насосных станциях крупных ТЭС с градирнями применяют как обычные центробежные, так и осевые вертикальные насосы, создающие давление воды в 2-2,5 МПа. Там же устанавливают и дополнительные насосы меньшей подачи для охлаждения технической водой газо- и маслоохладителей и др. вспомогательного оборудования станции.

Необходимая площадь водохранилища может быть приближенно определена как

$$F_{пр} = f_{уд} \cdot N_{ст} \text{ км}^2/\text{МВт}, \quad (7.8)$$

где $f_{уд}$ – удельная площадь водохранилища, $\text{км}^2/\text{МВт}$;

$N_{ст}$ – установленная электрическая мощность электростанции, МВт.

Значение удельной площади водохранилища зависит от тех же факторов, что и температура воды в водохранилище, и изменяется в широких пределах – от $3 \cdot 10^{-3}$ до $8 \cdot 10^{-3} \text{ км}^2/\text{МВт}$.

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

$$h_{тр} = P_n \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \left(\frac{M_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \right) \sqrt[3]{\frac{N}{V_{сек} \cdot \Delta T}}}, \text{ м} \quad (8.1)$$

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. 8.1).

Таблица 8.1 – 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
0^0	-	1,12	1,14	1,0	1,04	1,1	1,16
8^0	1,02	1,13	1,2	1,0	1,0	1,04	-
16^0	-	-	-	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 40^0 с.ш., Бурятии и Читинской области;

б) 200 – для Европейской территории бывшего СССР: районов России южнее 50^0 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 52^0 с.ш. за исключением попадающих в эту зону перечисленных выше районов и Украины;

г) 160 – для Европейской территории бывшего СССР и Урала севернее 52^0 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 52^0 с.ш. – 180, а южнее 50^0 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.

n - безразмерный коэффициент, определяется в зависимости от параметра v_M

В зависимости от скорости выхода газов из трубы m определяется по табл. 2.
Таблица 8.2 – Зависимость коэффициента m от скорости выхода газов из трубы

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

$$W_0 = \frac{V_{сек}}{N \cdot F_y} = \frac{4 \cdot V_{сек}}{N \cdot \pi \cdot d_0^2}, \text{ м/с} \quad (8.2)$$

где $V_{сек}$ – секундный расход удаляемых газов, м³/с;

N - число труб, шт.;

d_0 - диаметр устья, м.

$$V_{сек} = \frac{V_d \cdot n_{кот}}{3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (8.3)$$

где V_d - расход газов у дымососов котлоагрегата, м³/ч

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

После расчёта W_0 проверить соответствие высоты дымовой трубы скорости по таблице 8.3.

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

Таблица 8.3 – Оптимальные скорости газов на выходе из дымовой трубы

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. 8.4.

Таблица 8.4 – 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. 8.5).

Таблица 8.5 – 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	6×670	Твёрдое, газомазутное	2	180	7,2
1200	4×950	—«—	2	180	7,2
1800	6×950	—«—	2	250	8,4
2400	8×950	—«—	2	250	9,6
3000	6×1650	Каменный уголь	3	250	9,6
4000	8×1650	—«—	4	250	9,6
4000	8×1650	Бурый уголь	4	180	8,4
3200	4×2650	Каменный уголь, газомазутное	2	320	7,8
3200	4×2650	Бурый уголь	4	180	8,4
4800	6×2650	—«—	6	250	9,6
3600	4×950+3×2650	Каменный уголь, газомазутное	2	320	7,8

$$v_M = 0,653 \sqrt{\frac{V_{\text{СЕК}} \cdot \Delta T}{h}} \quad (8.4)$$

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,

$$\Delta T = J_D - t_{\text{ЖМ}}, \text{ } ^\circ\text{C};$$

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_{SO_2} - предельно допустимая концентрация сернистого ангидрида SO_2 (так как основное количество серы, около 99 %, сгорает до SO_2 , выброс ее в атмосферу определяется по этому окислу),

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

ПДК_{NO_2} - предельно допустимая концентрация двуокиси азота NO_2 ,

$$\text{ПДК}_{\text{NO}_2} = 0,1 \text{ мг/м}^3;$$

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

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot S^P \cdot V_{\text{СЕК}} \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \text{ г/с} \quad (8.5)$$

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

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

$$V_{\text{СЕК}} = \frac{B \cdot n_{\text{кот}}}{3600}, \text{ кг/с} \quad (8.6)$$

где 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. 8.6);

Таблица 8.6 – Доля окислов серы, улавливаемых летучей золой в газоходах котла

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 $\eta'_{SO_2} = 0$.

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

Коэффициент 2 в формуле учитывает соотношение молекулярных масс SO_2 (64) и S (32).

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

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot K \cdot B_{CEK} \cdot Q_P^H \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_3 \cdot 10^{-3}, \text{ г/с} \quad (8.7)$$

где β_1 - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива (содержание N^{Γ}) и способ шлакозолоудаления, определяется по табл. 8.7.

Таблица 8.7 – Определение безразмерного коэффициента β_1

Топливо	Содержание N^{Γ} , %	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

$$N^{\Gamma} = \frac{N^{\Gamma} \cdot 100}{100 - W^P - A^P} = \frac{0,6 \cdot 100}{100 - 8,5 - 22,9} = 0,87\%, \quad (8.8)$$

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

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

$$K = \frac{12 \cdot G_K}{200 + G_K}, \quad (8.9)$$

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 8.8 – Унифицированный ряд типоразмеров дымовых труб

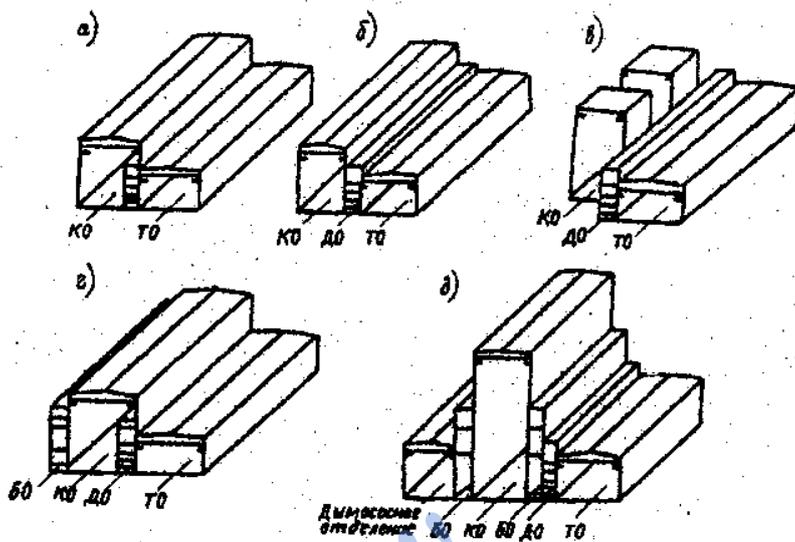
Высота труб, м	Диаметр на выходе d_0 , м															
	0,75	0,90	1,05	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	3,0	3,6	4,2	4,8	6,0	7,2	8,4	9,6
20	1	1	1	1	1											
25		1	1	1	1											
30			1	1	1	1	1									
35				1	1	1	1									
40				1	1	1	1	1	1							
45				1	1	1	1	1	1							
50					1	1	1	1	1							
60					1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

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

Компоновка главного корпуса

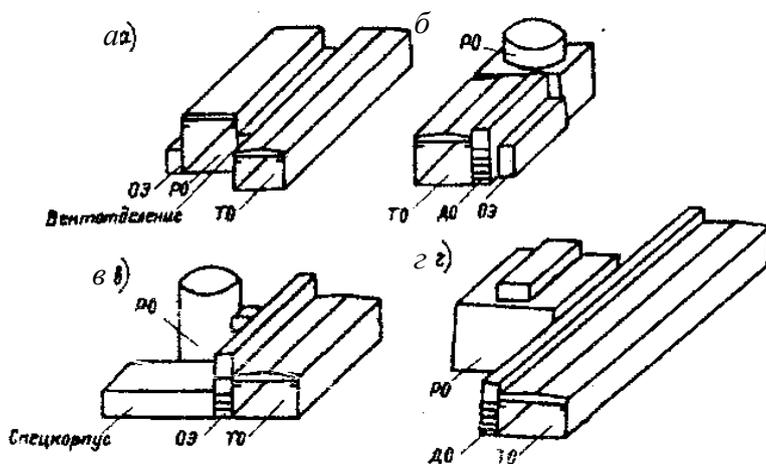
Объемно-планировочные решения главных корпусов ТЭС и АЭС

Главный корпус тепловой электростанции в общем случае состоит из котельного, деаэрационного (или бункерно-деаэрационного) и турбинного отделений (КО, ДО или БДО и ТО), а главный корпус атомной электростанции – из реакторного, деаэрационного и турбинного отделений (РО, ДО и ТО), а также из вентиляционного отделения (ВО) и отделения электроустройств (ЭО) (рис. 9.1 и 9.2).



а - двухпролетная со встроенной в КО деаэрационной этажеркой; б - трехпролетная с ДО или БДО продольно-сомкнутая; в - то же с разрывным «полуостровным» КО башенного типа; г - трехпролетная со встроенной в КО деаэрационной этажеркой; д - шестипролетная с двумя ВО и закрытым отделением электрофильтров

Рисунок 9.1 - Примеры компоновок главного корпуса тепловых электростанций



а - продольно-сомкнутая с реактором ВВЭР-440; б - моноблок с реактором ВВЭР-1000; в - моноблок со спецкорпусом с реактором ВВЭР-1000; г - продольно-сомкнутая с реактором РБМК-1000 и РБМК-1500

Рисунок 9.2 – Примеры компоновок главного корпуса атомных электростанций

Объемно-планировочные решения главного корпуса ТЭС и АЭС определяются технологическим процессом и зависят от многих факторов, основные из которых следующие:

для ТЭС:

- вид топлива (твердое, жидкое, газообразное),
- способ доставки топлива (железнодорожный, автомобильный, водный, трубопроводный и т. д.),
- тип электростанции (КЭС или ТЭЦ),
- мощность, тип и количество котлов и турбоагрегатов,
- климатические условия района строительства;

для АЭС:

- тип и мощность реактора (ВВЭР, РБМК, БН, газоохлаждаемые),
- тип электростанции (КЭС, ТЭЦ, АСТ),
- мощность, тип и количество агрегатов,
- система обеспечения безопасности.

К главным корпусам ТЭС и АЭС предъявляются следующие общие требования:

- безопасность;
- надежность, прочность и долговечность;
- удобство эксплуатации;
- эстетичность;
- экономичность.

Этим требованиям при проектировании главных корпусов (прежде всего требованию экономичности) отвечают следующие условия:

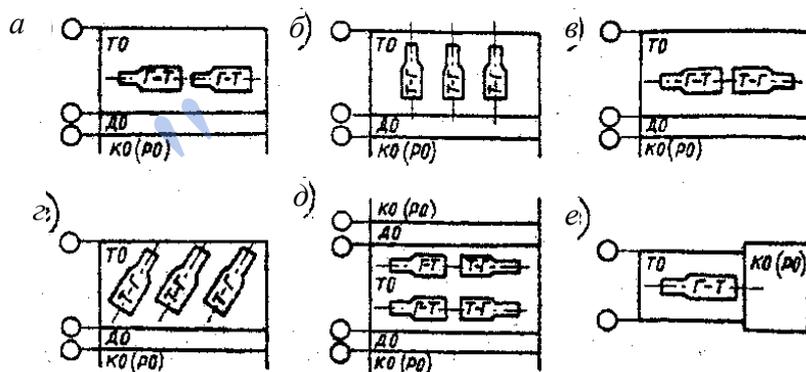
- простота объемно-планировочного решения и уменьшение ступенчатости главного корпуса;
- простота планировочного решения и по возможности единая длина различных отделений;
- модульная разбивка пролетов, шагов колонн и высот этажей;
- расположение температурных швов на расстояниях, кратных длине технологической секции;
- установка тяжелого оборудования на пониженных отметках;
- возможность выполнения строительно-монтажных работ прогрессивными методами и ввода в эксплуатацию отдельными блоками;
- возможность расширения главного корпуса;
- обеспечение минимальных удельных площадей застройки и строительного объема здания ($\text{м}^2/\text{кВт}$ и $\text{м}^3/\text{кВт}$).

Плановая компоновка главного корпуса

При разработке компоновки главного корпуса прежде всего необходимо решить вопрос о его составе - количестве отделений и их взаимном расположении. Как известно из опыта проектирования, этот вопрос решается неоднозначно даже при одном и том же типе основного оборудования и виде топлива. Например, главные корпуса ГРЭС в зависимости от вида топлива, оборудования и климатических условий могут иметь от двух до шести отделений (см. рис. 9.1), а ТЭЦ - от одного до четырех отделений.

Взаимное расположение отделений главного корпуса также может быть различным: сомкнутое длинными сторонами (рис. 9.1, *а, б* и 9.2, *а, з*), разрывное для некоторых из отделений по отношению к другим (см. рис. 9.1, *в* и 9.2, *в*). Общая тенденция в проектировании главных корпусов – сократить количество отделений или максимально их сблокировать. В любом случае необходимо учитывать конкретные условия и накопленный опыт проектирования и эксплуатации ТЭС и АЭС.

Плановая компоновка турбинного отделения (или машинного зала) зависит прежде всего от компоновки в нем турбоагрегатов, которые могут располагаться продольно (см. рис. 9.3, *а*) или поперек (рис. 9.3, *б*) турбинного отделения, а также под углом (рис. 9.3, *з*), зеркально (рис. 9.3, *в* и *д*) и т. д. У каждой из этих компоновок есть свои достоинства и недостатки, но однозначного решения также нет. Считается, что при критических и сверхкритических параметрах пара, когда стоимость главного паропровода становится решающим фактором, более выгодна поперечная компоновка, а при низких параметрах пара – продольная компоновка турбоагрегатов. Тем не менее из-за ограничений технического характера (например, из-за ограничения пролета турбинного отделения до 54 м) встречаются и другие компоновки. В частности, при мощности агрегатов свыше 500 МВт даже при сверхкритических параметрах пара применяется их продольное расположение в турбинном отделении.



а - продольное в один ряд («цугом»); *б* - поперечное; *в* - продольное зеркальное; *з* - под углом; *д* - продольное двухрядное; *е* - поперечное (по отношению к РО) и продольное (по отношению к продольной оси ТО) в моноблоке

Рисунок 9.3 – Схемы размещения турбоагрегатов в турбинном отделении главного корпуса

Для определения плановых и высотных размеров отделений главного корпуса требуется установить габариты и массу основного и вспомогательного оборудования, условия их монтажа, эксплуатации и ремонта. Для заданного или принятого основного тепломеханического оборудования - типа котла (парогенератора) или типа реактора - необходимо подобрать соответствующее электромеханическое (турбогенератор) и вспомогательное оборудование. Для каждого вида оборудования необходимо определить основные габаритные (установочные) размеры, общую и монтажную массу наиболее тяжелых частей. Все эти данные приводятся в упорядоченной табличной форме с принятыми для дальнейшего расчета обозначениями и размерностями.

Размеры пролетов отделений главного корпуса можно принимать в соответствии с габаритами и компоновкой оборудования по проектам ТЭС и АЭС с аналогичным типом оборудования или пользуясь приведенными ниже соотношениями, которые получены на основании анализа построенных электростанций.

Пролет турбинного отделения при продольном расположении турбоагрегата с подвесным конденсатором в зависимости от мощности принимается в пределах

$$L_{\text{то}} \approx (3,0-4,5) \cdot B_{\text{ф}}, \quad (9.1)$$

а при поперечном расположении агрегата

$$L_{\text{то}} \approx L_{\text{та}} + (7,0-10,0), \quad (9.2)$$

где $B_{\text{ф}}$ - ширина фундамента турбоагрегата, м;

$L_{\text{та}}$ - длина турбоагрегата, м.

Пролет котельного отделения с котлами на газомазутном топливе принимается в пределах

$$L_{\text{ко}} \approx (1,3-1,5) \cdot D_{\text{к}}, \quad (9.3)$$

а с котлами на пылеугольном топливе

$$L_{\text{ко}} \approx (1,5-2,0) \cdot D_{\text{к}}, \quad (9.4)$$

где $D_{\text{к}}$ - глубина котла, м.

Пролет центрального зала реакторного отделения АЭС можно принять по аналогам в соответствии с типом реактора и габаритами его шахты:

- для реактора ВВЭР-440 $L_{\text{ро}} \approx 39,0$ м, а при наличии защитной оболочки $D_{\text{ро}} = 45$ м (диаметр обстройки РО в плане 77 м);
- для реактора ВВЭР-1000 $D_{\text{ро}} = 45$ м (размер обстройки РО в плане 66 × 66 м);
- для реактора РБМК-1000 и РБМК-1500 $L_{\text{ро}} = 24$ м (пролет центрального зала РО).

Для других типов реакторов размер пролета реакторного отделения принимается по конструктивным чертежам в соответствии с габаритами шахты реактора и условиями обслуживания (эксплуатации).

Пролет деаэрационного отделения $L_{\text{до}}$ может изменяться от 7,5 до 12 м в зависимости от типа оборудования и компоновки помещений на этажах. Чаще всего $L_{\text{до}} = 12$ м, на АЭС с реакторами РБМК пролет деаэрационного отделения увеличен до 13,5 м, а на ТЭС при совмещенном бункерно-деаэрационном отделении может достигать 15 м.

Все пролеты отделений главного корпуса после их предварительного определения в соответствии с Единой модульной системой (ЕМС) в строительстве следует принять кратными 3 м (как исключение разрешается принимать пролеты кратными 1,5 м).

В продольном направлении необходимо назначить шаг колонн $B_{\text{к}}$, который может быть 6 или 12 м, причем $B_{\text{к}} = 6$ м в настоящее время принимается только для маломощных ТЭС с агрегатами мощностью $N_{\text{та}} \leq 200$ МВт и в котельных отделениях ГРЭС с подвесными котлами.

При определении общей длины каждого отделения главного корпуса необходимо учитывать блочную компоновку станции, наличие монтажных площадок и устройство температурно-деформационных швов. Длина технологической секции $L_{\text{тс}}$ при продольном расположении турбоагрегата определяется его длиной, а при поперечном - его шириной с учетом размещения

вспомогательного оборудования, подвода циркуляционных трубопроводов к конденсаторам и их обслуживания.

В любом случае длина технологической секции $L_{тс}$ должна быть кратна шагу колонн B_k .

Количество и размеры монтажных площадок на различных электростанциях могут значительно отличаться из-за различного использования свободной площади в турбинном отделении на отметках пола и обслуживания турбоагрегатов. При продольном расположении турбоагрегатов длина монтажной площадки может приниматься не менее $2B_k$, а при поперечном - около половины длины технологической секции на каждые четыре агрегата.

Температурный шов необходимо устраивать в тех случаях, когда общая длина отделения превышает максимально допустимый размер по условиям температурных деформаций для заданного климатического района строительства. Так, для основной территории европейской части России и Беларуси длина температурной секции не должна превышать 174 м при железобетонном каркасе и 216 м – при металлическом. Если температурный шов необходим, то его надо совместить с границей технологической секции с учетом примыкания к данному отделению соседних с ним отделений главного корпуса.

Плановую компоновку главного корпуса требуется представить схематически на чертеже в масштабе 1 : 1000 - 1 : 500, на котором указываются: продольные и поперечные координационные оси, расположение, размеры и привязка к осям основного оборудования, колонн, температурных швов, монтажных площадок, транспортных въездов и проездов, технологических и температурных секций. Пример компоновки главного корпуса приведен на рис. 2.5.

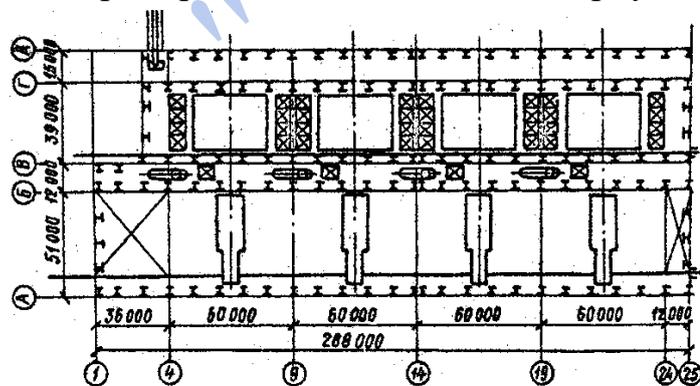


Рисунок 9.4 – Пример плановой компоновки главного корпуса тепловой электростанции

Высотная компоновка главного корпуса

Для каждого отделения главного корпуса высотная компоновка определяется прежде всего габаритами и размещением оборудования, условиями его эксплуатации и монтажа, а также выбором отметки пола по отношению к планировочной отметке. Учитывая большое разнообразие состава и компоновок главных корпусов ТЭС и АЭС, ниже рассмотрим примеры четной компоновки только турбинного, деаэрационного, котельного и реакторного отделений, как наиболее характерных для любых типов станций.

Определение отметки пола. В зависимости от типа турбины и конденсатора турбинное отделение может быть с конденсационным подвалом или без него. Исходными размерами для высотной компоновки турбинного отделения являются отметка обслуживания турбоагрегата $\downarrow_{\text{обсл}}$, высота его фундамента $H_{\text{ф-та}}$ и заглубление его подошвы относительно отметки пола $H_{\text{з.ф.}}$.

При наличии конденсационного подвала отметка его пола $\downarrow_{\text{п}}$ может быть принята как

$$\downarrow_{\text{п}} = \downarrow_{\text{обсл}} - H_{\text{ф-та}} + H_{\text{з.ф.}}, \quad (9.5)$$

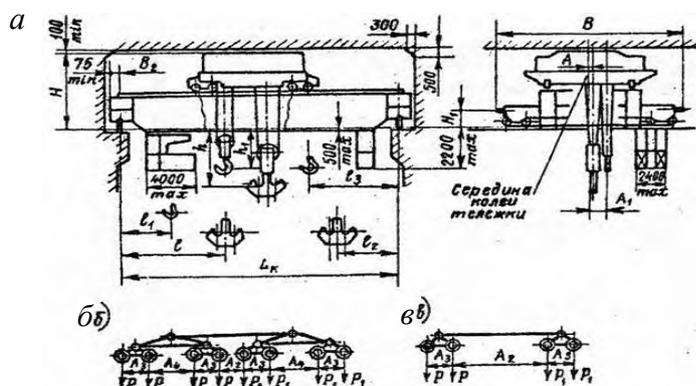
где все размеры и отметки берутся в метрах.

Эту отметку пола следует уточнить по высотному габариту теплообменного оборудования турбины, которое располагается на своих фундаментах под площадкой обслуживания. В случае недостаточной высоты отметка пола принимается ниже, чем она была определена первоначально по зависимости (9.5).

Высота турбинного отделения над отметкой обслуживания определяется условиями монтажа и эксплуатации основного и вспомогательного оборудования.

Количество и грузоподъемность кранов в турбинном отделении выбираются исходя из максимальной массы монтажных узлов турбоагрегата (ротора и статора), а также общего количества обслуживаемых агрегатов. Учитывая, что стоимость мостовых кранов большой грузоподъемности достаточно высокая, часто для подъема ротора применяют два спаренных крана меньшей грузоподъемности с общей траверсой, а для монтажа статора иногда предусматривают специальный портал козлового типа над каждым турбогенератором, поэтому к выбору грузоподъемности и количества кранов турбинного отделения в каждом конкретном случае следует подходить индивидуально.

После выбора кранового оборудования необходимо установить габаритные размеры, которые потребуются для высотной и поперечной компоновки турбинного отделения (рис. 9.5), высоту крана $H_{\text{кр}}$, расстояние по высоте от головки рельса до максимального верхнего положения основного крюка $h_{\text{кр}}$, высоту приближения крана к стропильным конструкциям A_1 , вынос моста крана за ось рельса B_2 , допустимое приближение моста крана к колонне, минимальное приближение основного крюка к оси кранового рельса.



a – габаритные размеры; *б* – 16-колесный кран; *в* – 8-колесный кран

Рисунок 9.5 – Схема для определения основных параметров мостовых электрических кранов

Определение высоты подъема, отметок головки рельса и подкрановой консоли. Необходимая расчетная высота подъема над отметкой обслуживания определяется как сумма высот наибольшего габарита оборудования (сепаратора-пароперегревателя СПП, подогревателей высокого или низкого давления - ПВД и ПНД), стропов и запаса:

$$H_{\text{под}} = H_{\text{об}} + H_{\text{стр}} + H_{\text{зап}}, \text{ м}, \quad (9.6)$$

где $H_{\text{об}}$ - максимальное значение из $H_{\text{СПП}}$, $H_{\text{ПВД}}$ и $H_{\text{ПНД}}$;

$H_{\text{стр}}$ можно принять ориентировочно равным диаметру СПП, ПВД и ПНД;

$H_{\text{зап}} = 0,5 \text{ м}$.

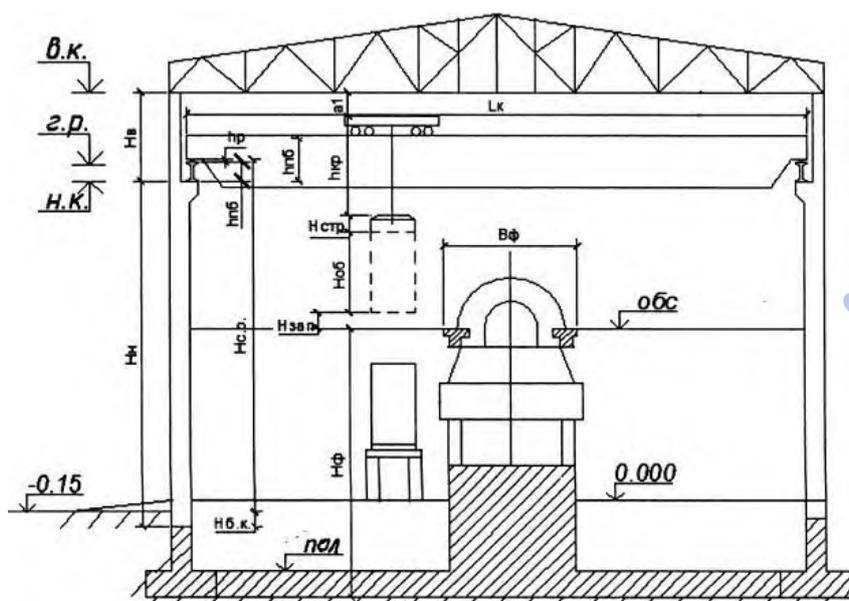


Рисунок 9.6 – Определение габаритных размеров турбинного отделения

Отметка головки рельса $\downarrow \text{г.р.}$ в общем случае определяется от-меткой обслуживания $\downarrow \text{обсл.}$, расчетной высотой подъема $H_{\text{под}}$ и расстоянием по высоте от головки рельса до верхнего положения основного крюка крана $h_{\text{кр}}$ (см. рис. 9.6) и в первом приближении может быть вычислена как

$$(\downarrow \text{г.р.}) = \downarrow \text{обсл.} + H_{\text{под}} + h_{\text{кр}}, \quad (9.7)$$

Для определения отметки подкрановой консоли по грузоподъемности кранов необходимо выбрать соответствующий тип кранового рельса и подкрановую балку, отложить их высоты h_p :

$$(\downarrow \text{п.к.}) = (\downarrow \text{г.р.}) - h_p - h_{\text{пб}} - h_{\text{ор}} - h_{\text{оп}}, \text{ м} \quad (9.8)$$

и затем окончательно принять отметку подкрановой консоли $\downarrow \text{п.к.}$ с учетом ЕМС как ближайшее большее значение по высоте, кратное 300 мм (как исключение - кратное 150 мм).

После этого можно уточнить окончательное значение отметки головки рельса

$$\downarrow \text{г.р.} = \downarrow \text{п.к.} + h_{\text{п.б}} + h_p + h_{\text{ор}} + h_{\text{оп}}, \text{ м} \quad (9.9)$$

В формулах (9.8) и (9.9) $h_{\text{ор}}$ - нижняя выступающая часть торцевых опорных ребер, принимаемая равной 20–40 мм, а $h_{\text{оп}}$ - толщина опорной плиты подкрановой консоли, которую можно принять равной 20 мм. Если подкрановой балки для выбранного крана и шага колонн нет в справочнике, то её высоту можно определить приближенно:

$$h_{п.б} \approx \left(\frac{1}{5} \cdots \frac{1}{6} \right) B_k \text{ при } B_k = 6 \text{ м}$$

$$h \approx \left(\frac{1}{7} \cdots \frac{1}{8} \right) B_k \text{ при } B_k = 12 \text{ м,}$$

округлив полученное значение до 100 мм.

Определение высоты колонны и предварительное назначение размеров ее сечений. Отметка верха колонны ↓в.к определяется отметкой головки рельса, высотой крана $H_{кр}$ и допустимым приближением его к стропильным конструкциям a_1 (см. рис. 9.6):

$$\downarrow \text{в.к} = \downarrow \text{г.р} + H_{кр} + a_1, \text{ м} \quad (9.10)$$

По найденному значению отметка верха колонны окончательно принимается с учетом ЕМС как ближайшее большее значение, кратное 300 мм (или 150 мм).

Тогда высота верхней части колонны

$$H_B = \downarrow \text{в.к} - \downarrow \text{п.к}, \text{ м;} \quad (9.11)$$

высота нижней части колонны

$$H_H = \downarrow \text{п.к} + H_{б.к}, \text{ м} \quad (9.12)$$

где $H_{б.к} = 0,6-1,0$ м - заглубление базы колонны ниже отметки планировки 0,00.

Полная высота колонны:

$$H_K = H_B + H_H. \quad (9.13)$$

Высота сечения верхней части колонны H_B назначается в зависимости от шага колонн и грузоподъемности крана $Q_{кр}$.

При шаге $B_k = 6$ м и $Q_{кр}$ до 125 тс включительно, а также при шаге $B_k = 12$ м и $Q_{кр}$ до 100 тс рекомендуется предварительно принимать высоту сечения верхней части колонны $h_B = 450$ мм, а при больших грузоподъемностях кранов $h_B = 600$ мм.

Привязка колонны к координационной оси a зависит от высоты сечения верхней части колонны h_B и грузоподъемности крана и может приниматься $a = 250$ мм (а иногда и $a = 500$ мм). В практике проектирования главных корпусов ТЭС и АЭС часто встречаются нулевые привязки $a = 0$ при различной высоте сечения верхней части колонны h_B , если удовлетворяется условие свободного прохода крана.

Высота сечения нижней части колонны h_H , приближенно определяется формулой

$$h_H \approx a + \lambda_1, \text{ м,} \quad (9.14)$$

где a - привязка колонны к координационной оси;

λ_1 - привязка оси подкрановой балки и рельса к оси колонны по ряду А.

Знак приближенного равенства в (2.5) означает, что величина h_H далее уточняется при окончательном назначении формы и размеров поперечного сечения нижней части колонны. Так, например, в стальном каркасе для двухветвевой нижней колонны, составленной из двух двутавров, величина h_H определится как:

$$h_H = a + \lambda_1 - 0,5b_{п}, \quad (9.15)$$

где $b_{п}$ - ширина полки двутавра наружной ветви колонны (рис. 9.7).

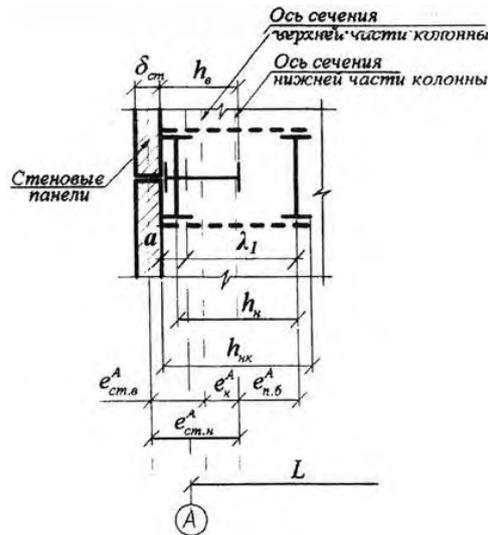


Рисунок 9.7 – Сечения верхней и нижней части колонны

Принятые сечения колонны проверяются по условию прохода крана и условию жесткости колонны. Для свободного прохода крана должно соблюдаться соотношение:

$$h_{\text{н}} - h_{\text{в}} - B_2 \geq 0,075 \text{ м}, \quad (9.16)$$

где B_2 - вынос моста крана за ось подкрановой балки.

Условие жесткости для верхней и нижней частей колонны

$$\frac{h_{\text{в}}}{H_{\text{н}}} \geq \frac{1}{12} \text{ и } \frac{h_{\text{н}}}{H_{\text{н}}} \geq \frac{1}{22}. \quad (9.17)$$

Если не выполняется условие свободного прохода крана (9.16), то необходимо увеличить размер привязки оси подкрановой балки λ_1 , а если не выполняется условие жесткости (9.17), то, вероятнее всего, потребуется увеличить высоту сечения.

После окончательного выбора размеров сечений колонн и привязок к ним осей подкрановых балок слева λ_1 и справа λ_2 можно определить требуемый пролет крана:

$$L_{\text{кр}} = L_{\text{то}} - (\lambda_1 + \lambda_2), \text{ м}. \quad (9.18)$$

Котельное отделение

Исходными размерами для высотной компоновки котельного отделения являются высота котлоагрегата (отметка его верха в установленном состоянии), принимаемая по справочной литературе, и отметка пола, которая, как правило, всегда равна планировочной отметке или просто условному нулю, т. е. $\downarrow \text{п} = 0,0$.

В котельном отделении в отличие от турбинного условия ремонта котлоагрегатов не требуют кранов большой грузоподъемности. Весь объем ремонтных работ осуществляется во внутреннем пространстве котла и в прилегающих к нему с внешней стороны монтажных зонах котельного отделения таким образом, что перемещать грузы или элементы над самим котлоагрегатом не требуется, поэтому превышение мостовых кранов в котельном отделении принимается по условиям безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов (рис. 9.8).

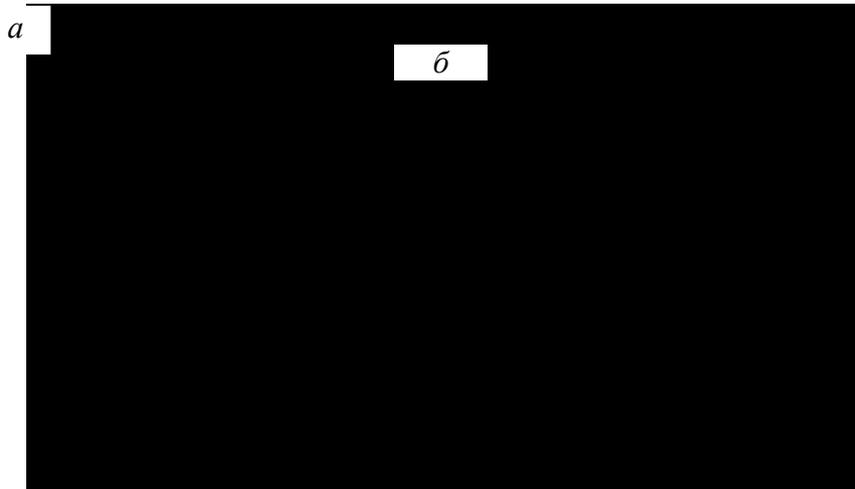


Рисунок 9.8 – Определение основных габаритных размеров котельного отделения

В соответствии с этими требованиями применительно к котельным агрегатам (в зависимости от их конструкции) расстояние от отметки площадки обслуживания наверху котла до низа моста крана должно быть не менее 2100 мм, а расстояние от верха любых выступающих элементов котла (барабана, коллектора или арматуры) до крюка крана в его самом верхнем положении должно быть не менее 400 мм.

Таким образом, отметку головки рельса и подкрановой консоли, м, можно определить (см. рис. 9.5 и 9.8) из соотношений:

$$\left. \begin{aligned} (\downarrow \text{г.р})' - \downarrow \text{к} - 0,5 &\geq 2,1 \\ (\downarrow \text{г.р})' - \downarrow \text{к} - h_{\text{э.к}} &\geq 0,4 \end{aligned} \right\}$$

где 0,5 м - высота главной балки моста ниже отметки $\downarrow \text{г.р}$;

2,1 м - расчетная высота с учетом роста монтажника;

$h_{\text{э.к}}$ - высота выступающих элементов котла.

В случае применения подвесных котлов, которые крепятся к мощным хребтовым балкам, опирающимся на консоли колонн котельного отделения (рис. 9.8, а), отметку головки рельса необходимо определять с учетом высоты этих балок:

$$(\downarrow \text{г.р})' = \downarrow \text{к} - H_{\text{х.б}} + 0,5 + 2,1, \quad (9.19)$$

где $H_{\text{х.б}}$ - высота хребтовых балок, принимаемая по справочникам.

Отметка подкрановой консоли определяется так же, как и в турбинном отделении, т. е.:

$$\downarrow \text{п.к} = (\downarrow \text{г.р}) - h_{\text{р}} - h_{\text{п.б}}, \text{ м}, \quad (9.20)$$

а затем по (9.9) аналогично уточняется и отметка головки рельса.

Отметка консолей колонн для опирания хребтовых балок подвесных котлов определяется по отметке верха котла $\downarrow \text{к}$ и высоте подвесок $H_{\text{под}}$ (см. рис. 9.8):

$$\downarrow \text{п.к} = \downarrow \text{к} + H_{\text{под}} \quad (9.21)$$

Деаэрационное и бункерное отделения

Деаэрационное отделение входит в состав главного корпуса практически каждой электростанции (в тепловых электростанциях на твердом топливе часто встречается совмещенное бункерно-деаэрационное отделение). На рис. 9.9 приведены примеры компоновки деаэрационного отделения для газомазутной ТЭЦ (рис. 9.9, а), встроенного

в котельное отделение (рис. 9.9, б), совмещенного бункерно-деаэрационного отделения (рис. 9.9, в), моноблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 (рис. 9.9, з) и АЭС с реактором РБМК (рис. 9.9, д). Исходными данными для высотной компоновки деаэрационного отделения являются отметка пола 1-го этажа, количество этажей, отметка установки деаэратора и его габариты. Чаще всего применяется пятиэтажная компоновка деаэрационного отделения, но принцип высотной компоновки сохраняется общий.

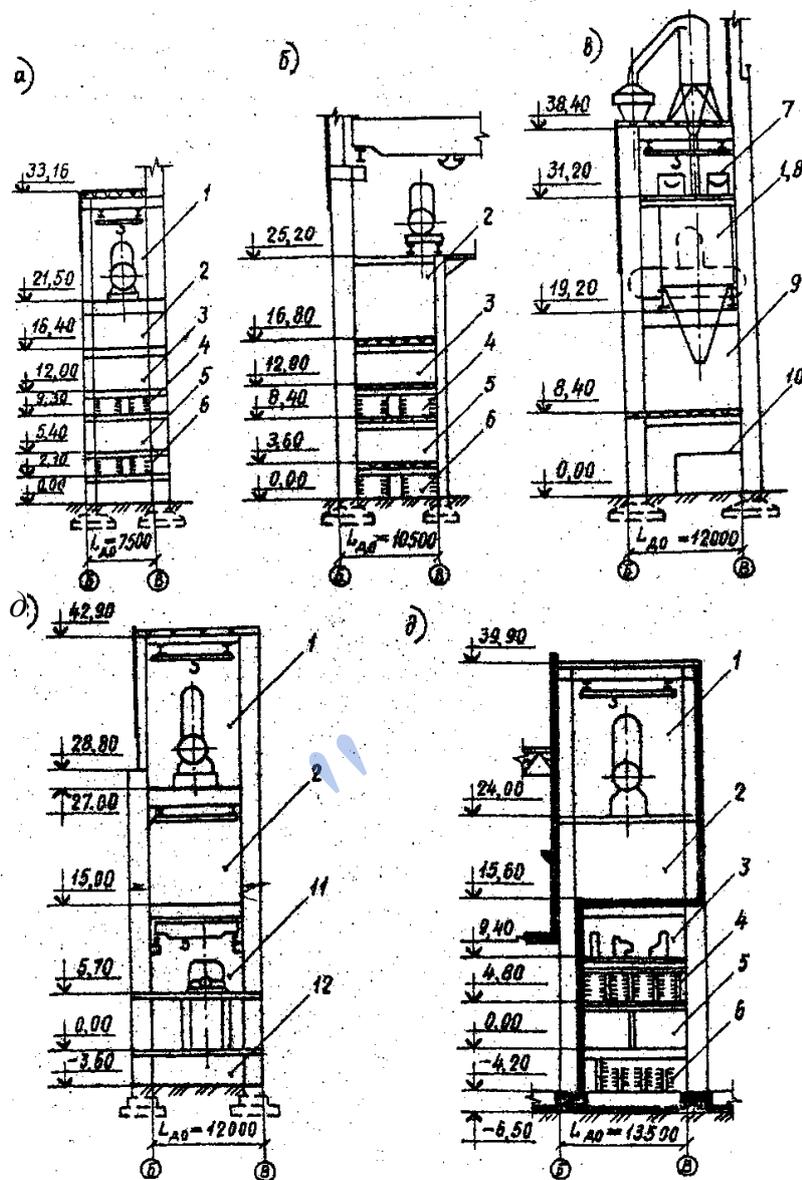


Рисунок 9.9 – Примеры компоновки деаэрационных отделений

Отметка пола 1-го этажа, как правило, совпадает с отметкой пола котельного отделения (на ТЭС) или турбинного отделения (на АЭС). На этой отметке располагаются помещения кабелей 6 или конденсатных и питательных насосов 11, 12. На отметке обслуживания турбо- агрегата обычно располагается помещение БЩУ 3, а под ним – помещения кабелей 4 и РУСН 5. Над БЩУ находятся трубопроводные коридоры 2 и 9, а над ними помещение деаэраторов 1. На твердотопливных станциях деаэраторы 1 располагаются на одной отметке с бункерами угля и угольной пыли 8, над которыми проходят ленточные транспортеры 7, а на отметке пола устанавливается угле- размольное оборудование 10.

Отметка перекрытия под деаэрактор, с одной стороны, определяется высотой помещения БЩУ (в свету около 3–4 м) и условием размещения трубопроводов, связывающих котельное или реакторное отделение с турбинным, а также высотой конструкций перекрытия над ними (с учетом устройства биологической защиты над БЩУ на одноконтурных АЭС). С другой стороны, отметка установки деаэратора обосновывается сложным термодинамическим расчетом его превышения относительно питательного насоса. В данном курсовом проекте эта отметка может быть принята без расчета по аналогам станций с таким же тепломеханическим оборудованием. Высота деаэраторного помещения определяется габаритами деаэратора и условиями его обслуживания подвесным краном (см. рис. 9.9). При этом отметка низа стропильных конструкций или верха колонны

$$\downarrow \text{в.к.д.о} = \downarrow \text{п5} + H_{\text{ф.д}} + H_{\text{д}} + H_{\text{стр}} + H_{\text{кр}} + h_{\text{мп}}, \text{ м} \quad (9.22)$$

где $\downarrow \text{п5}$ - отметка перекрытия под деаэрактор (5-й этаж);

$H_{\text{ф.д}}$ - высота фундаментной рамы деаэратора;

$H_{\text{д}}$ - высота деаэратора, которая определяется по табл. П1.9;

$H_{\text{кр}}$ - высота крана от верхнего положения крюка до низа подвесных монорельсов;

$h_{\text{мп}}$ - высота подвесных балок (монорельсов).

Учитывая, что колонны деаэраторного отделения несут наибольшую нагрузку по сравнению с другими отделениями, их сечения принимают сплошными, а высоту сечений – постоянной и большей, чем для колонн турбинного отделения, но не меньшей, чем для колонн котельного отделения. Для опирания подкрановой балки со стороны турбинного отделения обычно предусматривают соответствующую консоль на колонне деаэраторного отделения или отдельную, стоящую рядом крановую колонну.

Выбор стропильных конструкций и предварительное назначение размеров колонн и ригелей

Выбор стропильных конструкций и связей. Если тип стропильных конструкций не задан, то можно принимать любые фермы и балки, подходящие для данных пролетов. При этом следует иметь в виду, что по технико-экономическим соображениям максимальный пролет для железобетонных ферм ограничен 36 м, стальных ферм - 54 м. Наиболее эффективной является конструкция покрытия из унифицированных стальных ферм и комплексных кровельных плит покрытия из стального профилированного настила по серии УМК-02, предназначенных для крупноблочного монтажа [1, 3], но могут применяться и одиночные фермы.

Выбрав схему и конструкцию фермы и покрытия, необходимо определить ее основные размеры: пролет $L_{\text{ф}}$, высоту фермы в середине пролета $h_{\text{ф.ср}}$ и на опоре $h_{\text{ф.оп}}$, уклон верхнего и нижнего поясов, площади поперечного сечения поясов $A_{\text{фв}}$ и $A_{\text{фн}}$, которые потребуются для вычисления жесткостных характеристик стропильной фермы как эле- мента каркаса.

Схемы решетки стальных унифицированных ферм приведены на рис. 9.10.

Выбранную схему стропильной фермы со связями в верхнем и нижнем поясах и с вертикальными связями следует изобразить в пояснительной записке в масштабе

1 : 1000–1 : 5000. Пример конструкции покрытия с использованием унифицированных стальных ферм для крупноблочного монтажа показан на рис. 9.11.

Назначение размеров сечений колонн и ригелей. Наиболее рациональной как для стальных, так и для железобетонных колонн и ригелей является двутавровая форма сечения (рис. 9.12). Однако для нижних частей колонн, воспринимающих большую крановую нагрузку, целесообразно применять сечение в виде составного двутавра, в котором полкой может быть лист, швеллер, сварной или прокатный двутавр, в том числе широкополочный (рис. 9.12, в).

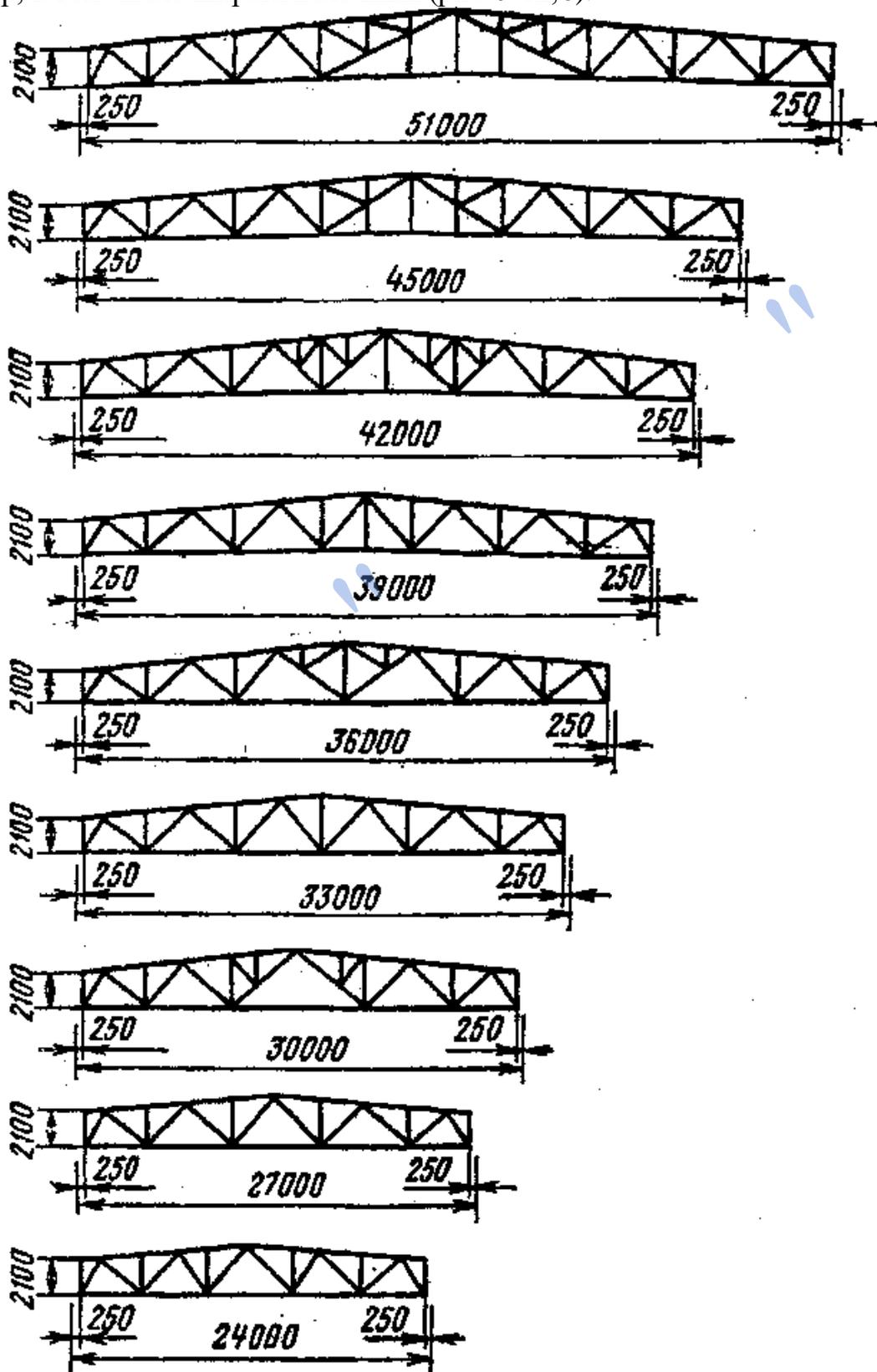
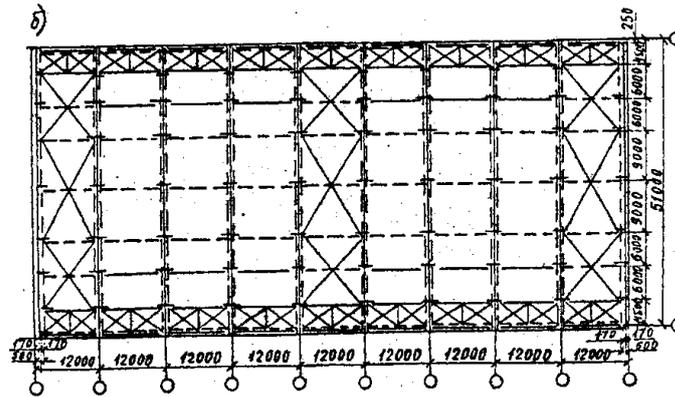
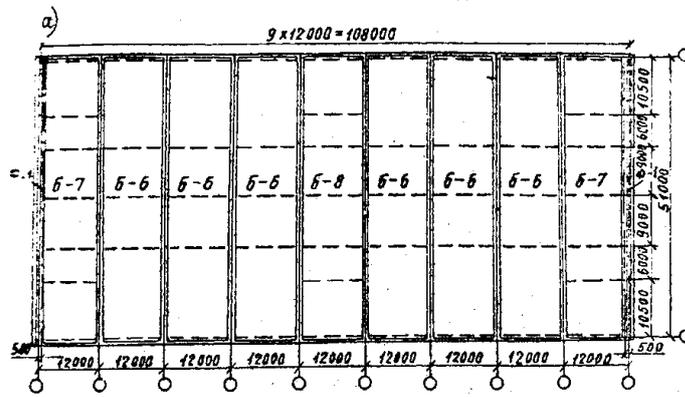
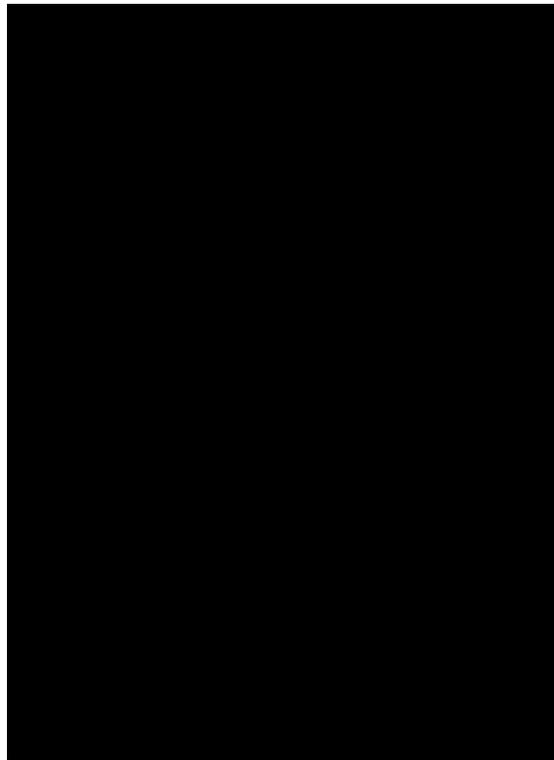


Рисунок 9.10 – Схемы решетки стальных унифицированных ферм



a – план на уровне верха покрытия; *б* – план на уровне нижних горизонтальных ферм связей

Рисунок 9.11 – Пример конструкции покрытия с использованием унифицированных стальных ферм для крупноблочного монтажа:



a - для унифицированных железобетонных колонн; *б* □ то же для балок и ригелей; *в* - для стальных колонн и ригелей

Рисунок 9.12 – Типовые сечения колонн и ригелей каркаса главного корпуса

Особенности построения конструктивной схемы каркаса главного корпуса

Главные корпуса практически всех ТЭС являются зданиями каркасного типа. Главный корпус АЭС сложнее и представляет собой систему сооружений, в общем случае образованных и каркасными конструкциями (турбинное отделение, деаэрационное отделение, этажерка электроустройств), и массивом реакторного отделения.

Пространственный каркас здания — это комплекс несущих конструкций, воспринимающий и передающий на фундаменты нагрузки от собственного веса элементов и ограждающих конструкций, технологического оборудования, нагрузки от кранового оборудования, атмосферные нагрузки и воздействия, температурные технологические воздействия, монтажные нагрузки, а также особые воздействия (землетрясение, ударная волна, авария). Каркас может выполняться из железобетона, смешанным и стальным. При этом стены отделений, выполняя только функции ограждения для обеспечения требуемого температурно-влажностного режима, возводятся с использованием навесных панелей облегченного типа.

Конструктивные схемы каркасов главных корпусов достаточно многообразны. В этих зданиях, по сравнению с обычными промышленными зданиями, влияние структуры технологического процесса на конструктивную схему каркаса наиболее существенно, поэтому конструктивная форма полностью определяется габаритами и расположением основного и вспомогательного оборудования, и спецификой его работы и, в связи с этим характеризуется большими пролетами и большой высотой отделений.

Основой несущего пространственного каркаса является система плоских поперечных рам, т. е. повторяющихся в продольном направлении элементов каркаса, расположенных с шагом B_k (шаг рам для зданий главных корпусов ТЭС и АЭС чаще всего принимается равным 12 м) и состоящих из колонн, ригелей покрытий (сквозных - ферм, или сплошных - балок) и ригелей междуэтажных перекрытий. Плоские поперечные рамы, в свою очередь, в продольном направлении связаны между собой продольными балками-распорками, связями между колоннами и фермами, подкрановыми балками, конструкциями покрытий и перекрытий и стеновым ограждением.

Большинство каркасов зданий главных корпусов проектируется так, что несущая способность и **жесткость поперек здания (поперечная жесткость)** обеспечиваются поперечными рамами, в которых колонны жестко заделаны в фундаменты и шарнирно или жестко соединены с колоннами в случае железобетонного каркаса. Для АЭС устойчивость здания главного корпуса в поперечном направлении обеспечивается еще и монолитным массивом реакторного отделения. **Продольная жесткость каркасов** обеспечивается с помощью балок-распорок, жестко соединенных с колоннами в случае железобетонного каркаса. Для металлического каркаса применяются шарнирные балки-распорки со связями. Кроме того, к элементам каркаса, обеспечивающим его **продольную жесткость**, относятся связи между колоннами (вертикальные) и фермами (вертикальные и горизонтальные), подкрановые конструкции, элементы междуэтажных перекрытий и кровельного покрытия. Таким образом, система этих элементов обеспечивает геометрическую неизменяемость и жесткость каркаса в продольном направлении при восприятии им усилий от ветрового давления на торцы здания и от продольных

крановых нагрузок. Кроме перечисленных элементов в составе каркаса обязательно имеются конструкции торцевого (а иногда и продольного) стенового фахверка, площадок, лестниц и других элементов здания.

Здание в продольном направлении, как отмечено выше, разделяется температурными и температурно-осадочными швами, расстояние между которыми назначается исходя из условий расположения основного оборудования и не должно превышать рекомендованных значений. Швы выполняются на спаренных колоннах.

Конструктивные схемы каркасов различаются видом сопряжений (жесткое или шарнирное) ригелей с колоннами. В этом смысле особенностью и существенным отличием каркасов главных корпусов ТЭС и АЭС от других промышленных зданий является наличие в составе поперечной рамы жесткой (жесткое соединение ригелей с колоннами) многоэтажной этажерки, составляющей основу для образования геометрически неизменяемой системы. В таком случае соединение сквозного ригеля (фермы) с колоннами, как правило, конструируется шарнирным, несмотря на значительные габариты отделений главного корпуса и применение кранов большой грузоподъемности. Шарнирное опирание ферм на колонны упрощает конструкции узлов крепления и способствует типизации ферм.

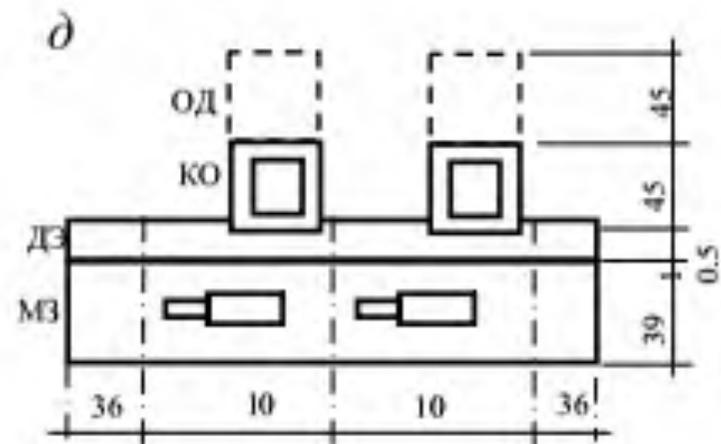
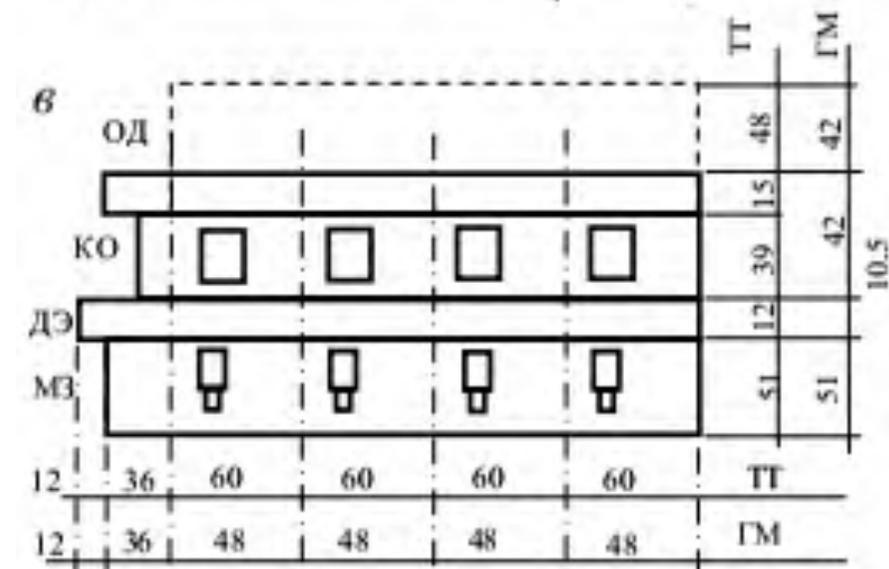
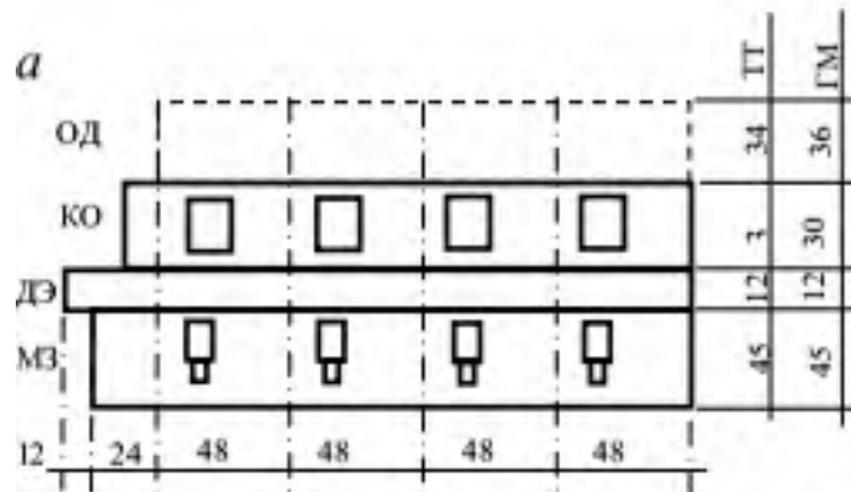
В учебном процессе при освоении методов проектирования конструкций каркасных зданий главных корпусов ТЭС и АЭС из всего сложного пространственного каркаса выделяются его наиболее характерные несущие элементы. Принято, что такими элементами, повторяющимися в продольном направлении и работающими каждый практически в одинаковых условиях, являются плоские поперечные рамы, испытывающие все перечисленные нагрузки и воздействия.

Таким образом, при разработке конструктивной схемы каркаса можно ограничиться рассмотрением только выделенного несущего элемента – плоской поперечной рамы, для чего необходимо выполнить следующее:

- установить основные геометрические размеры всех элементов рамы (пролеты отделений, отметки пола этажей и т. п.) в соответствии с технологическим заданием, в котором даются весогабаритные характеристики элементов основного и вспомогательного оборудования, данные о количестве мостовых опорных кранов, их грузоподъемности и режиме работы;
- определить тип отдельных элементов рамы (сквозные, сплошные, постоянного сечения или ступенчатые), далее принять форму и назначить предварительные размеры поперечного сечения;
- принять решение о конструктивном исполнении узловых соединений (жесткие или шарнирные узлы).

Все эти вопросы решаются при выполнении студентами первого раздела курсового проекта «Компоновка главного корпуса электро-станции».

Схемы компоновок главных корпусов ТЭС и АЭС



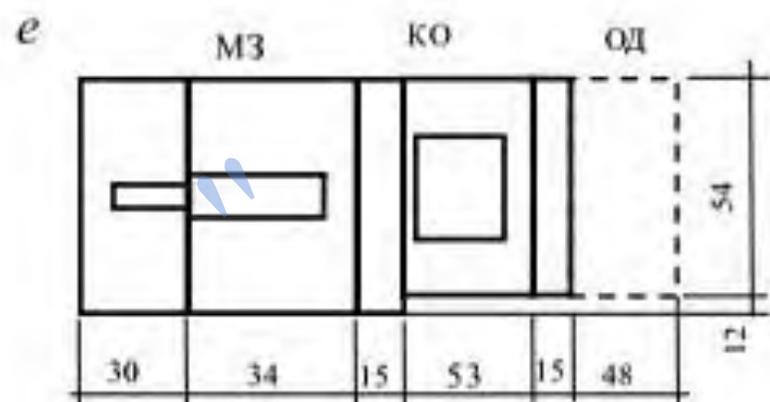
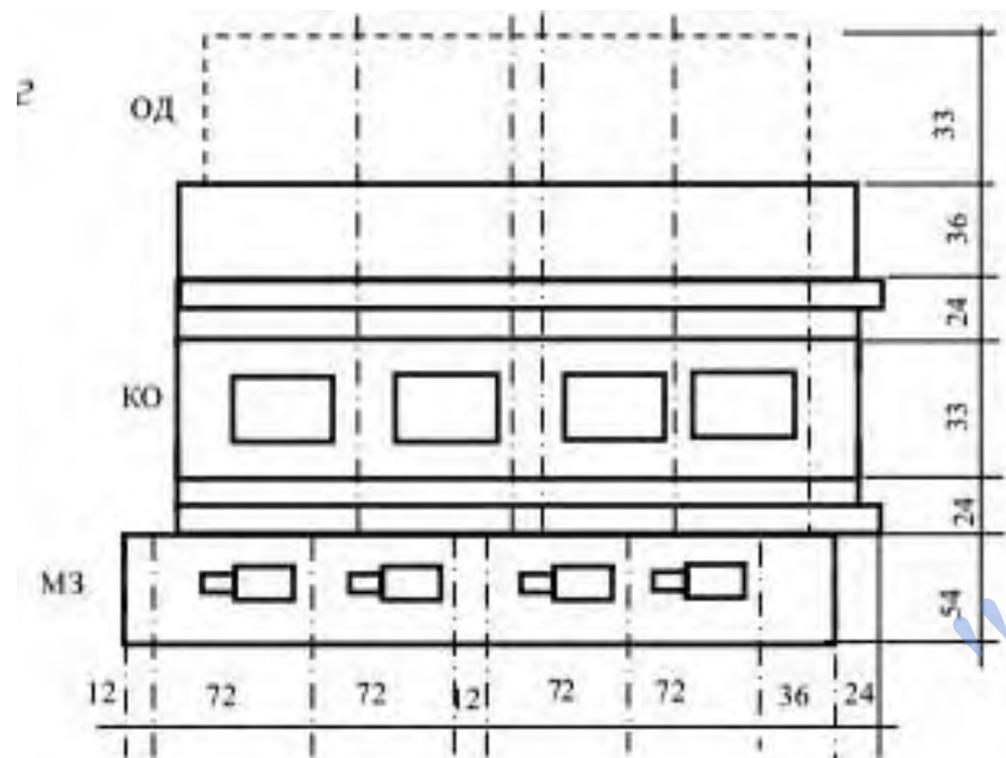


Рис. П2.1. Схемы компоновок главных корпусов КЭС (размеры в метрах):

a – с блоками 210 МВт; *б* – 300 МВт; *в* – 500 МВт; *г* – 800 МВт на твердом топливе; *д* – 800 МВт на газе и мазуте; *е* – 1200 МВт на газе и мазуте; ТТ – твердое топливо; ГМ – на газе и мазуте; КО – котельное отделение; МЗ – машинный зал; ДЭ – деаэрационная этажерка; ОД – отделение дымососов

a

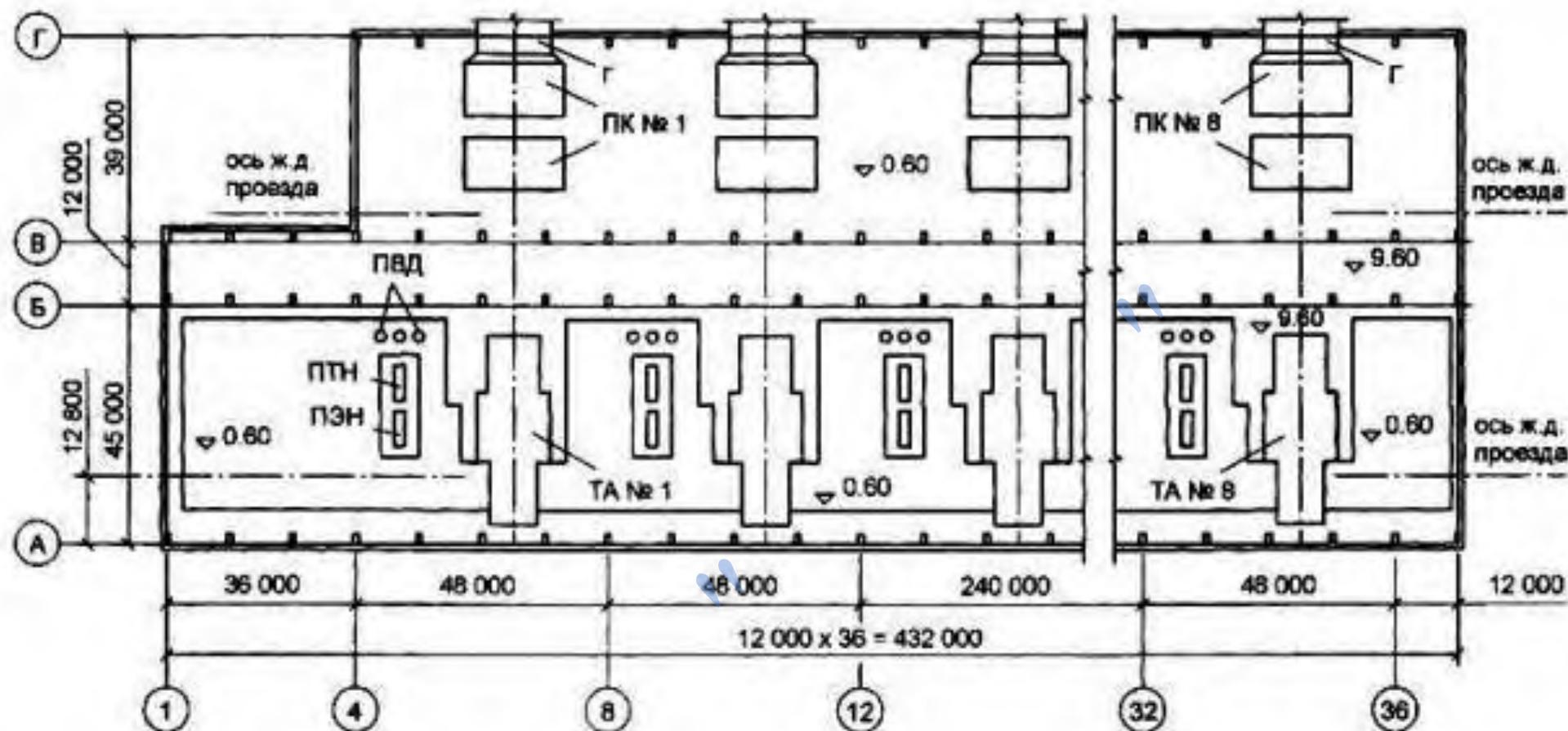
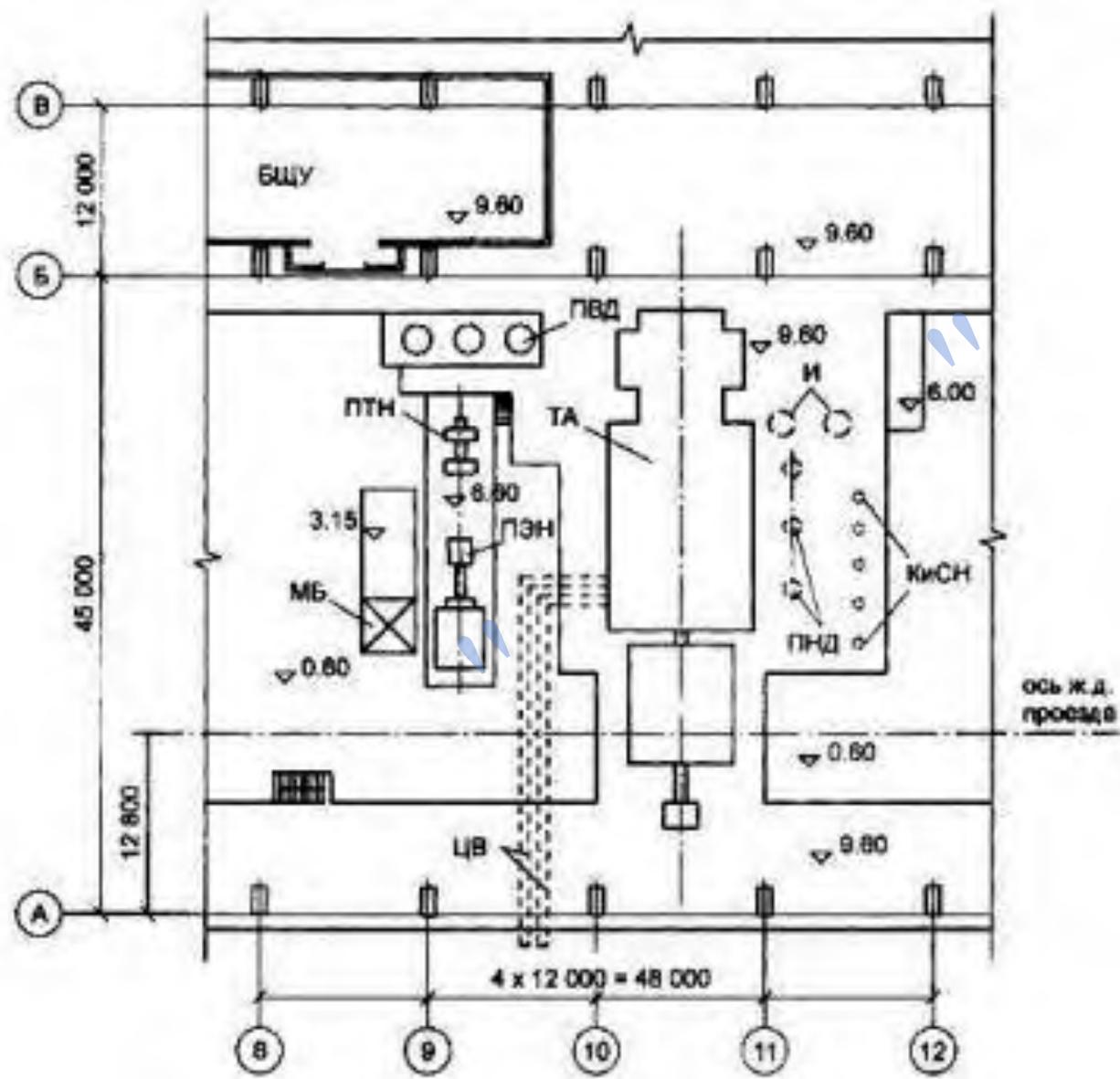


Рис. П2.2. Компоновка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 2400 МВт с энергоблоками 300 МВт:

a – план здания

б



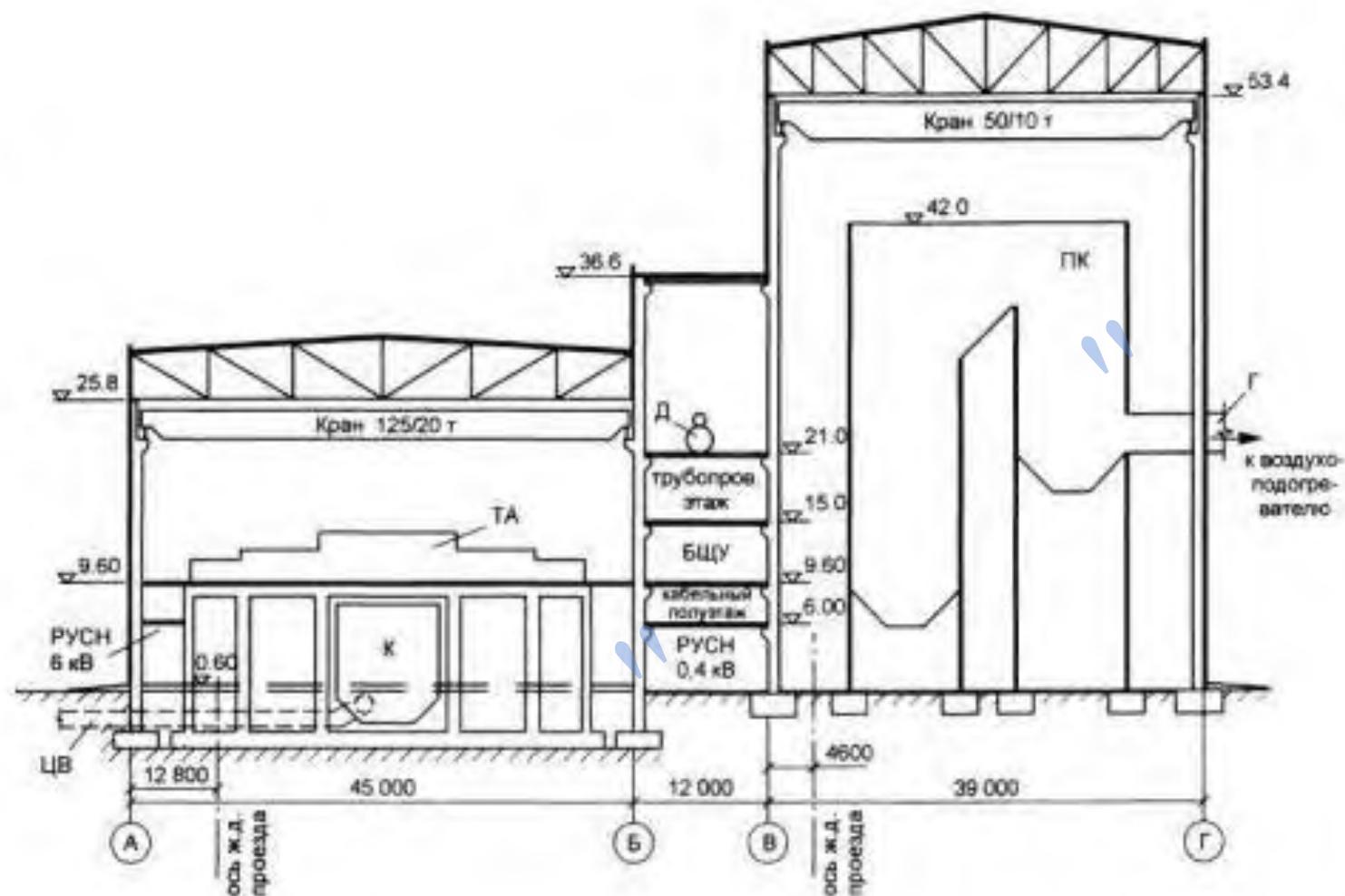


Рис. П2.2 (окончание). Компонировка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 2400 МВт с энергоблоками 300 МВт:
б – план ячейки турбоагрегата; *в* – поперечный разрез здания; ТА – турбоагрегат; ПВД – подогреватель высокого давления;
 ПТН – питательный турбонасос; ПЭН – питательный электронасос; Г – газоход; ПНД – подогреватель низкого давления;
 И – испаритель; КиСН – конденсатный и сливной насосы; БЩУ – блочный щит управления;
 ПК – паровой котел; ЦВ – циркуляционные водоводы; МБ – маслобак

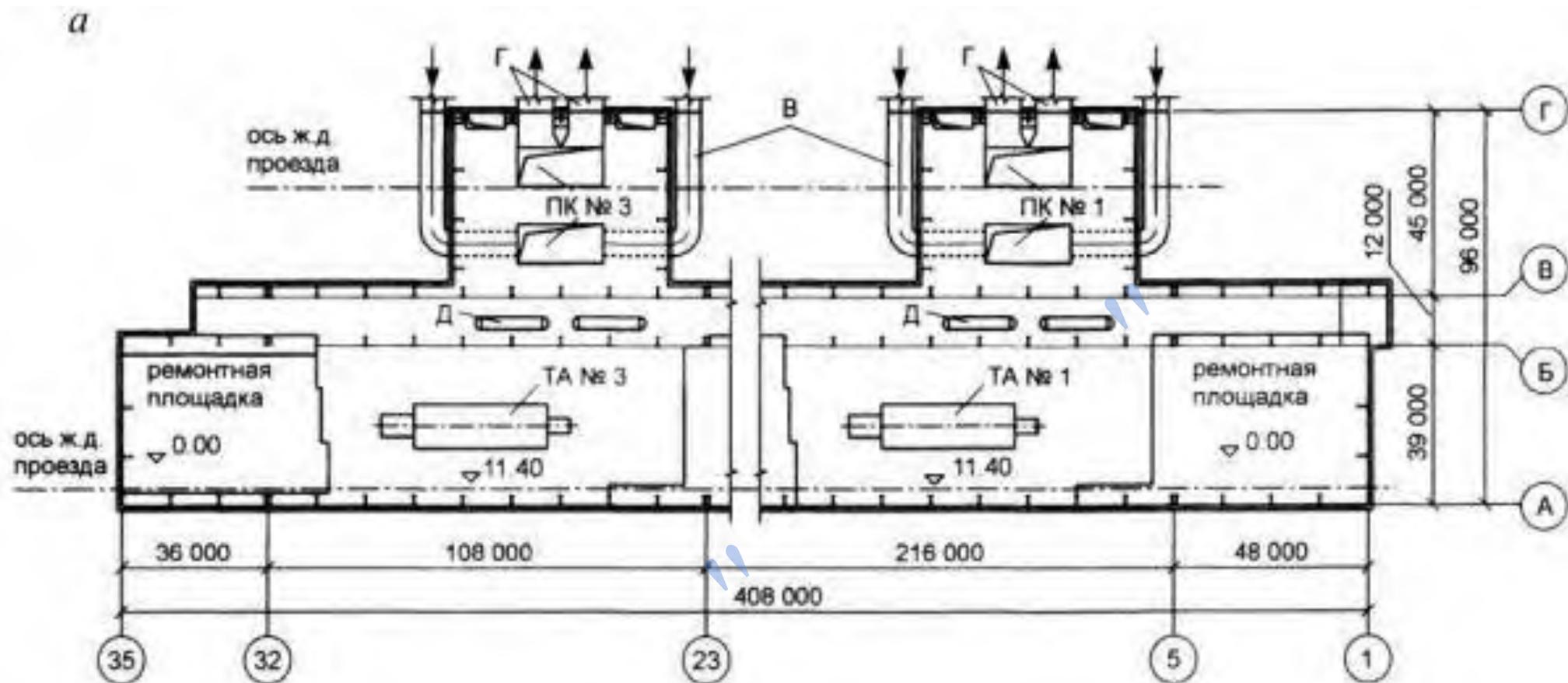
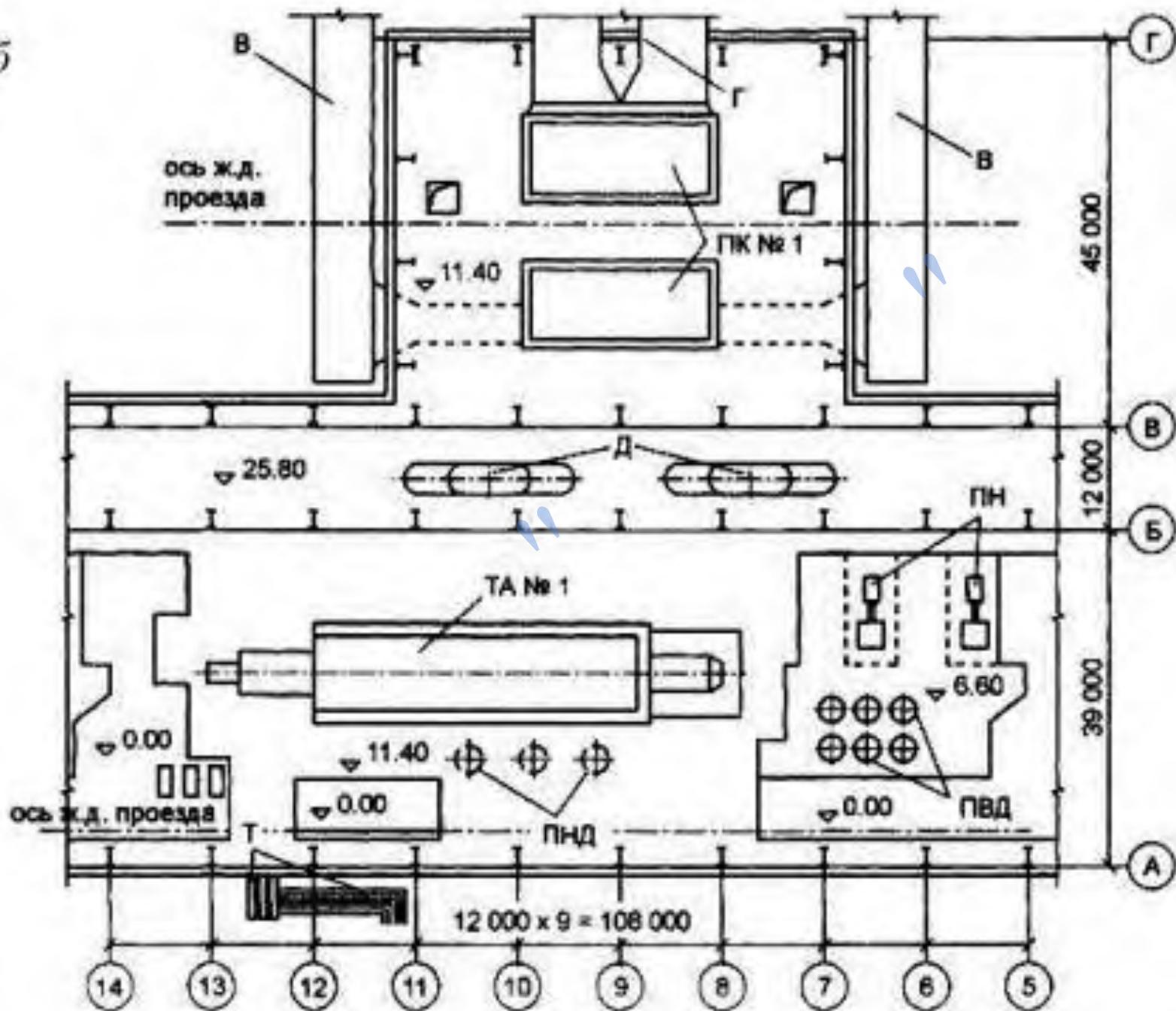


Рис. П 2.3. Компонировка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 2400 МВт с энергоблоками 800 МВт:
a – план главного корпуса

б



6

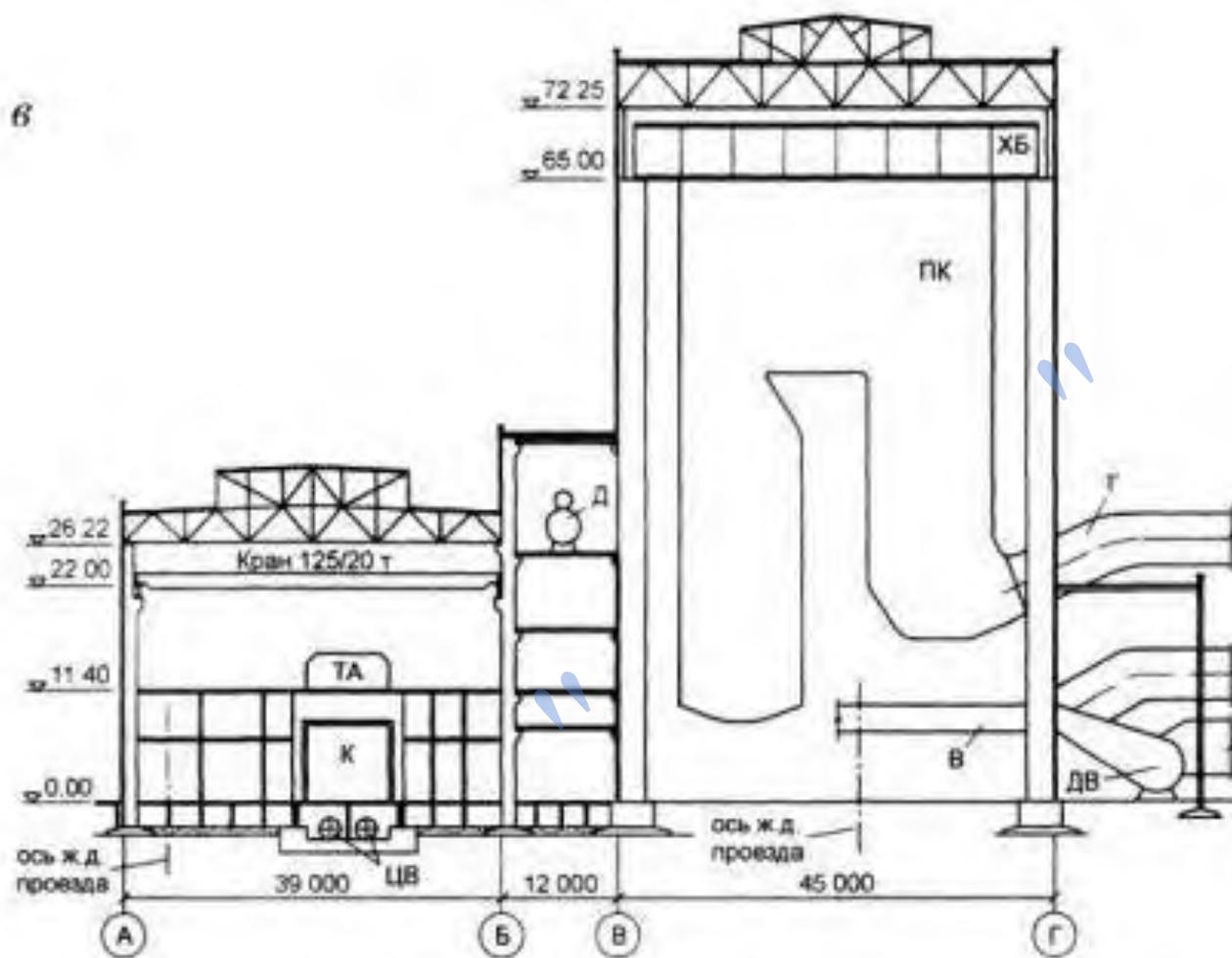
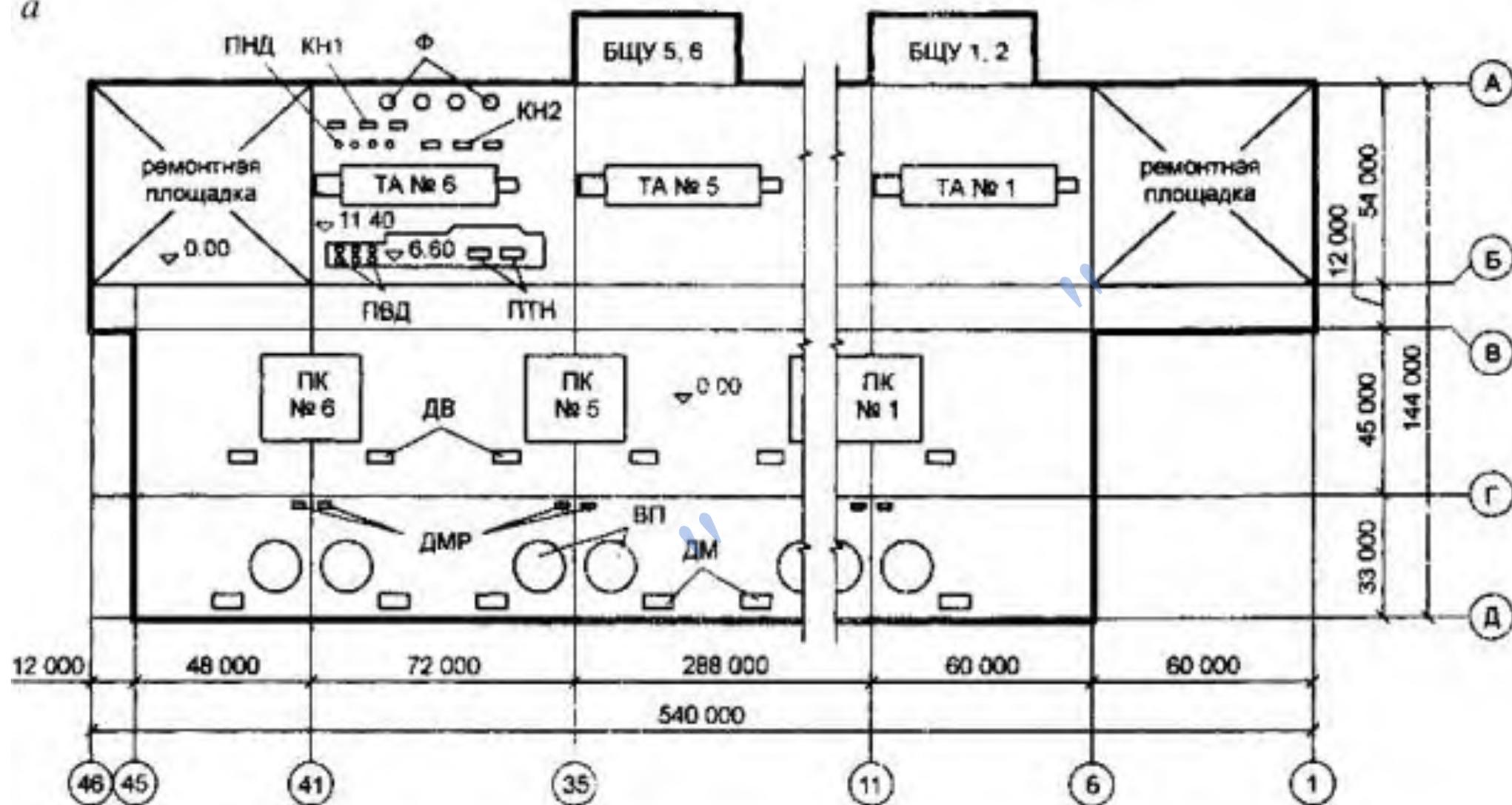


Рис. П 2.3 (окончание). Компоновка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 2400 МВт с энергоблоками 800 МВт:
б – план ячейки энергоблока; в – поперечный разрез здания; ТА – турбоагрегат; Д – деаэратор; ПК – паровой котел;
ПН – питательный насос; Г – газоход; В – воздуховод; ПВД – подогреватель высокого давления; ПНД – подогреватель
низкого давления; Т – токопровод к повышающему трансформатору и к трансформатору собственных нужд; ХБ – хребтовая
балка; ДВ – дутьевой вентилятор; ЦВ – циркуляционный водовод; К – конденсатор

a



б

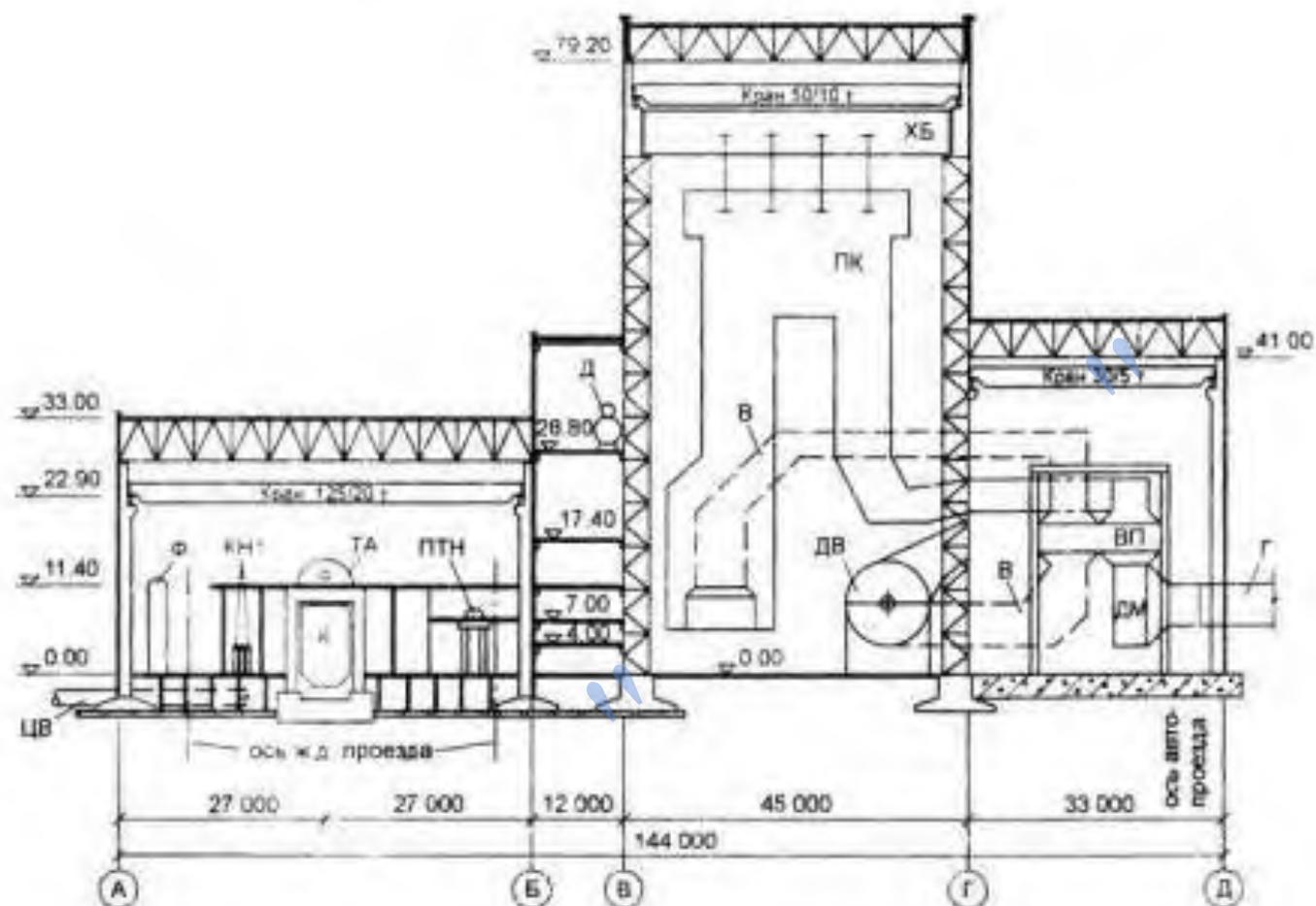


Рис. П 2.4. Компонировка главного корпуса газомазутной КЭС мощностью 4800 МВт с энергоблоками 800 МВт:

a – план здания; *б* – поперечный разрез здания; ТА – турбоагрегат; ПВД – подогреватель высокого давления; ПНД – подогреватель низкого давления; КН1 – конденсатный насос первой подъема; КН2 – конденсатный насос второй подъема; Ф – фильтр конденсатоочистки; ПТН – питательный турбонасос; ПК – паровой котел; ПВД – подогреватель высокого давления; ДВ – дутьевой вентилятор; ДМР – дымосос рециркуляции; ВП – воздухоподогреватель; БЩУ – блочный щит управления; ДМ – дымосос; Г – газоход; В – воздуховод; Д – деаэрактор; ЦВ – циркуляционный водовод; ХБ – хребтовая балка; К – конденсатор

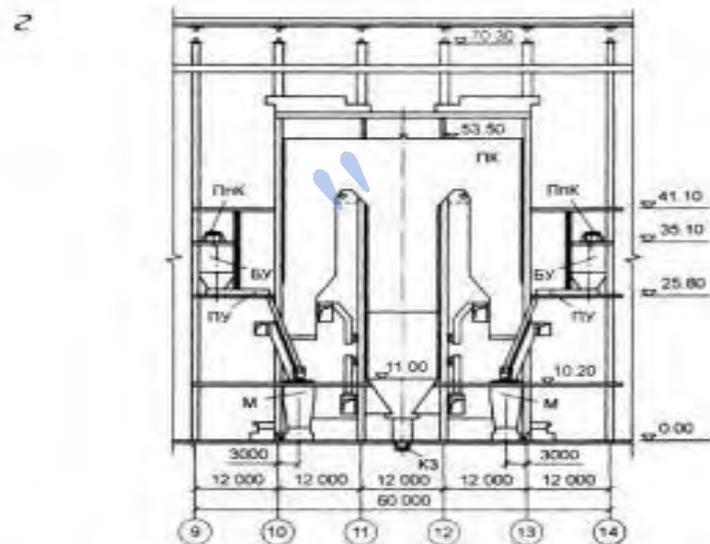
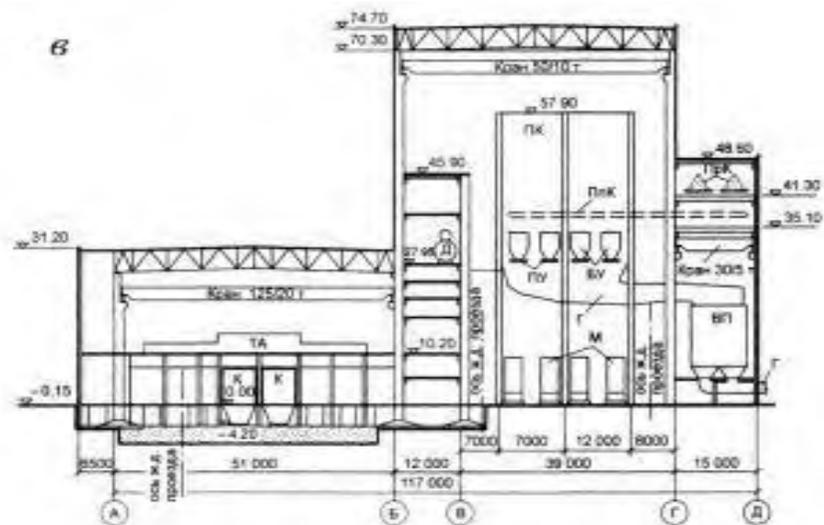
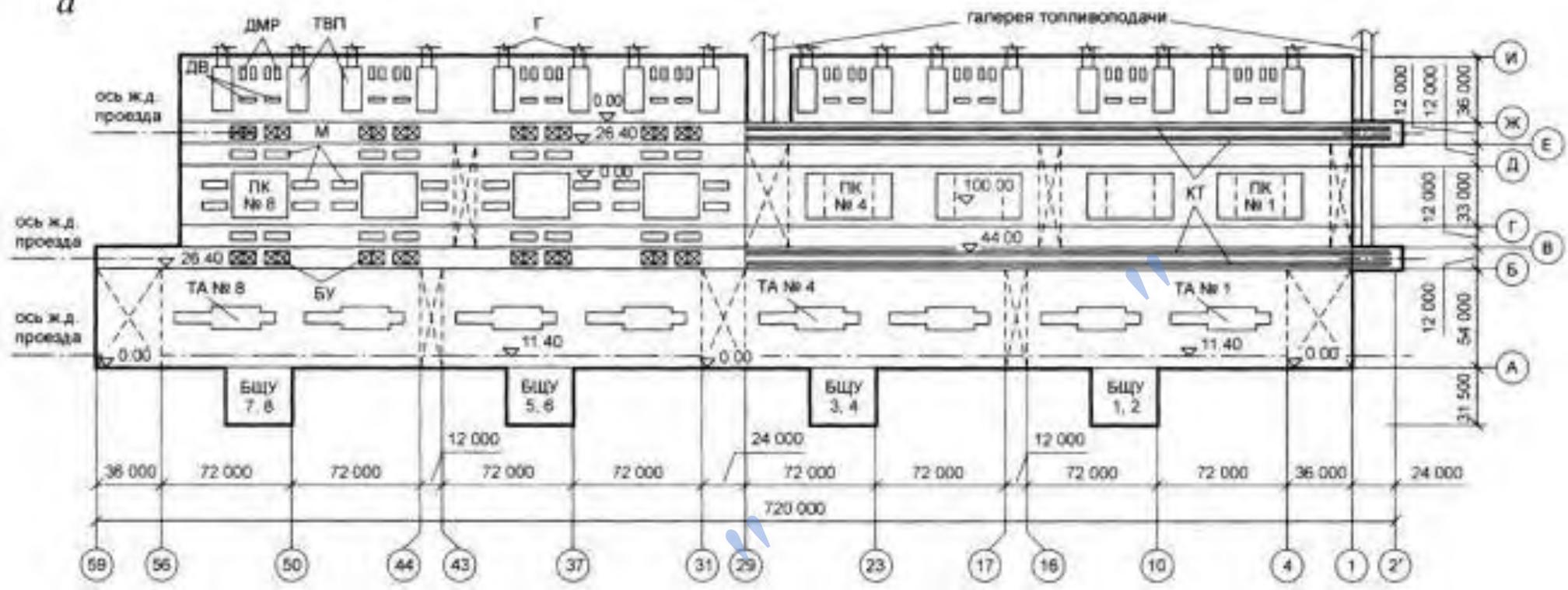


Рис. П2.5 (окончание). Компоновка главного корпуса пылеугольной КЭС мощностью 4000 МВт с энергоблоками 500 МВт:

- б – поперечный разрез здания; з – продольный разрез по котельному отделению;
 ТА – турбоагрегат; ПК – паровой котел; ПрК – продольный конвейер раздачи топлива по системам пылеприготовления энергоблоков; ПпК – поперечный конвейер подачи топлива в бункеры; ПНД – подогреватель низкого давления; ПВД – подогреватель высокого давления; ВП – воздухоподогреватель; ПТН – питательный турбонасос; М – мельница; БУ – бункер угля; БЩУ – блочный щит управления; Ф – фильтр конденсатоочистки

а



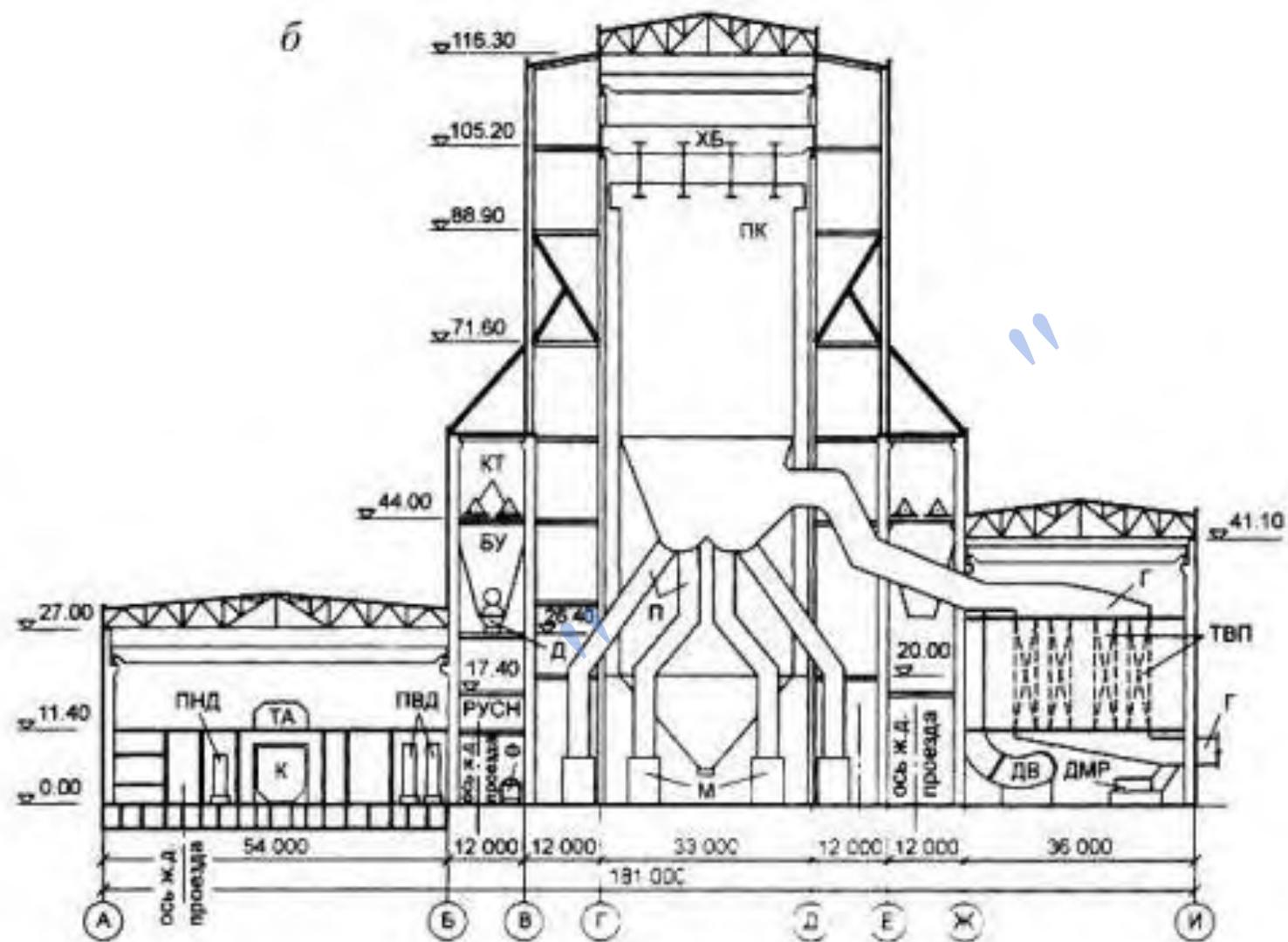


Рис. П2.6. Компонировка главного корпуса пылеугольной КЭС мощностью 6400 МВт с энергоблоками 800 МВт:
а – план здания; *б* – поперечный разрез здания

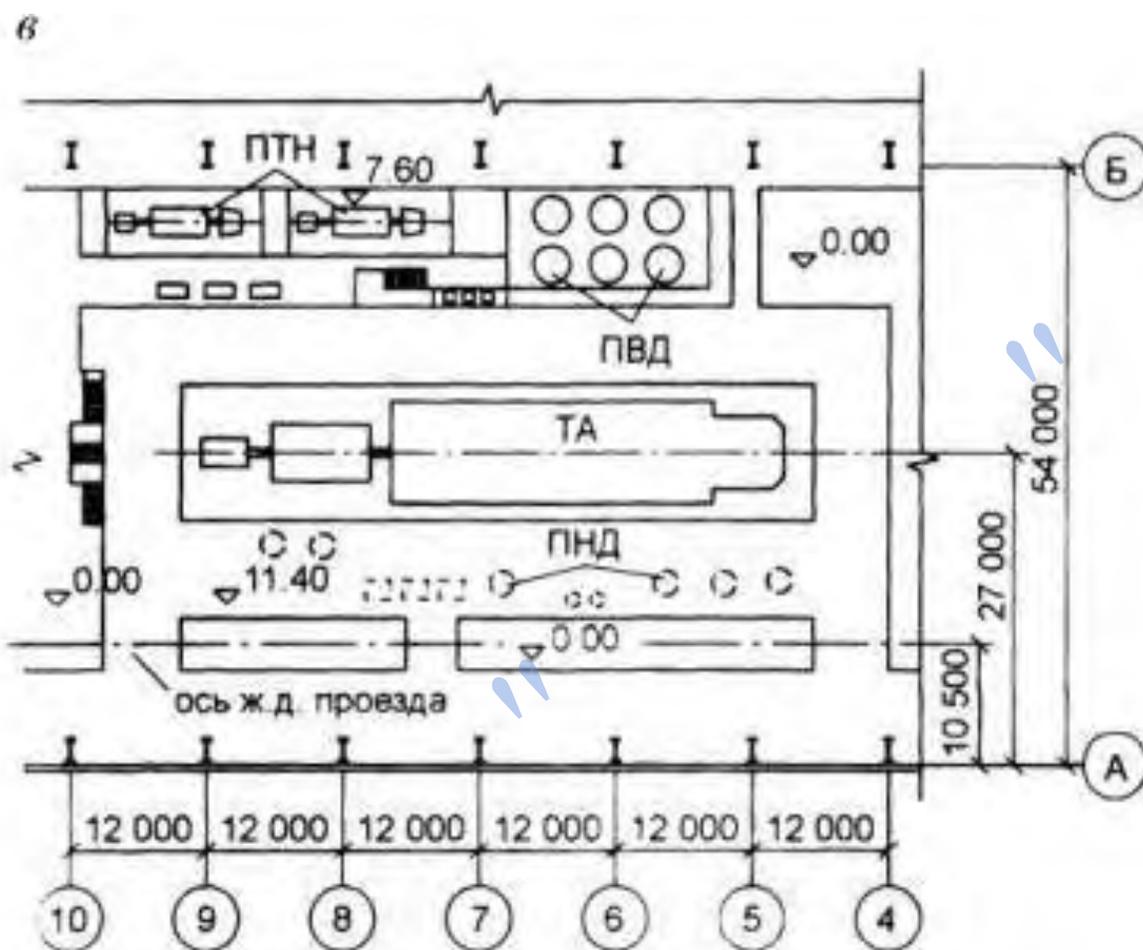


Рис. П2.6. (окончание) Компоновка главного корпуса пылеугольной КЭС мощностью 6400 МВт с энергоблоками 800 МВт:
 ПВД – подогреватель высокого давления; Д – деаэратор; К – конденсатор; Ф – фильтр конденсатоочистки;
 БУ – бункер угля; КТ – конвейер топливоподачи; М – мельница; П – пылевоздуховод; ПК – паровой котел;
 ДВ – дутьевой вентилятор; ДМР – дымосос рециркуляции; ХБ – хребтовая балка; РУСН – распределительное устройство
 собственных нужд; Г – газоход; ТВП – трубчатый воздухоподогреватель

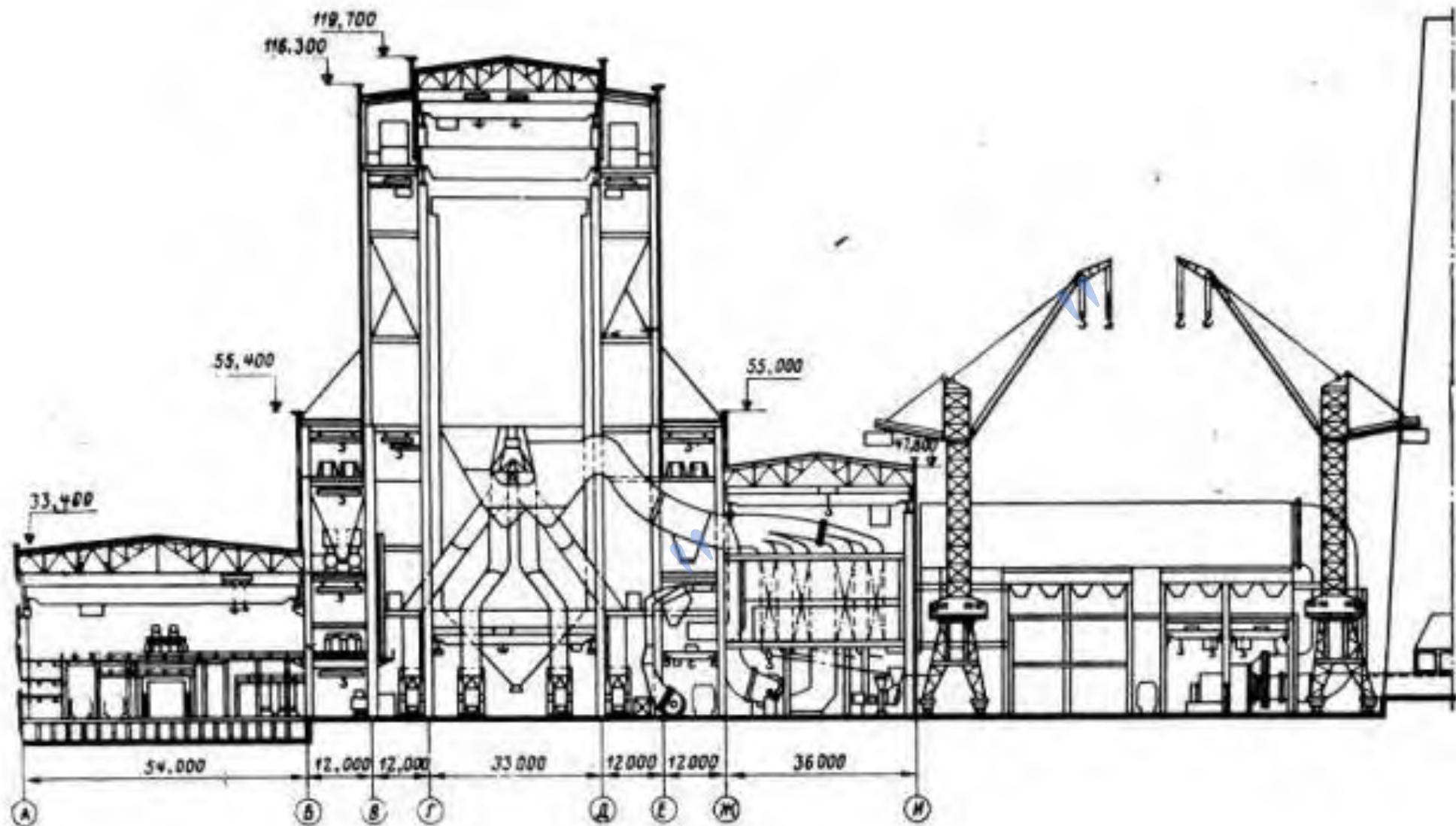
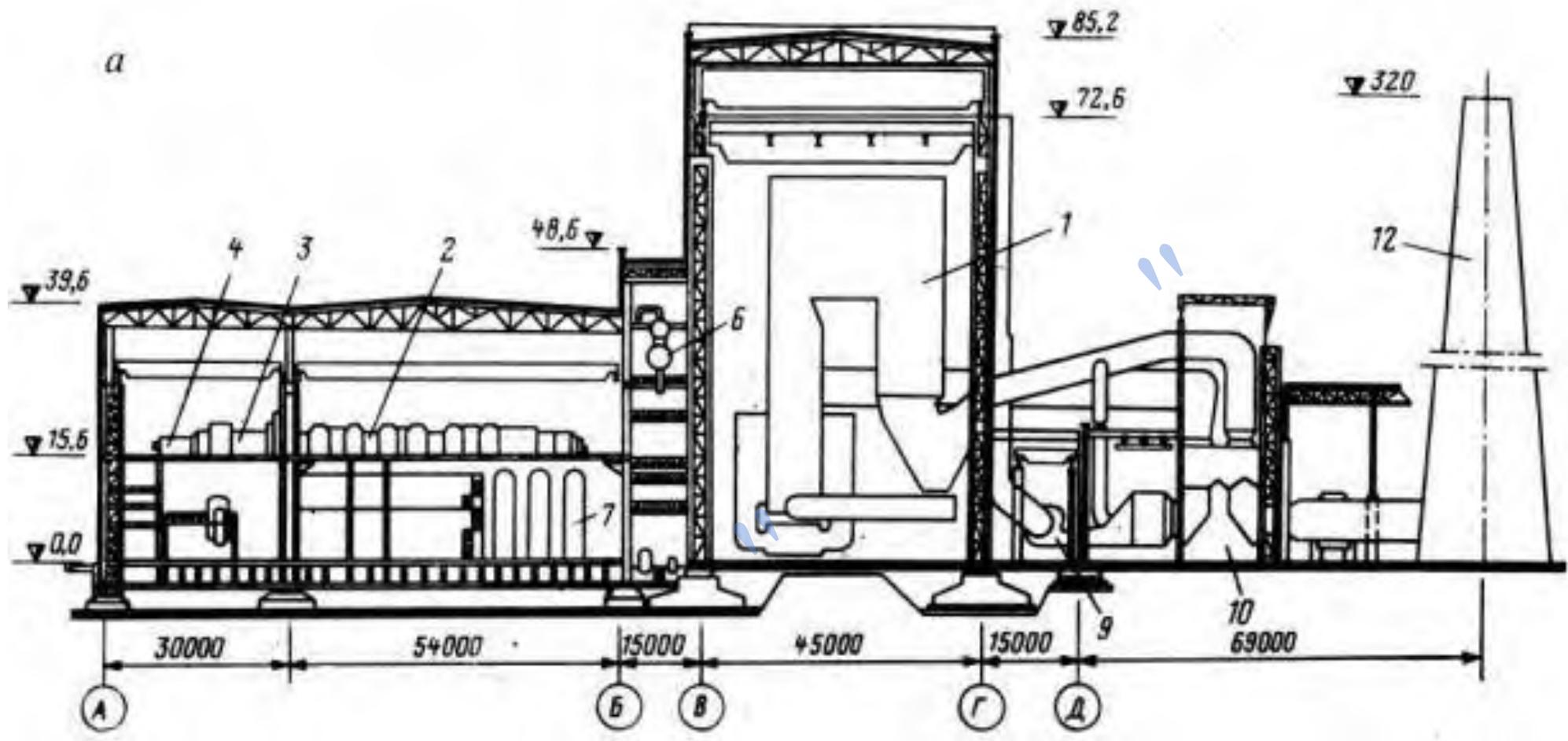


Рис. П2.7. Поперечный разрез главного корпуса пылеугольной ГРЭС с блоками 800 МВт (Березовская ГРЭС)



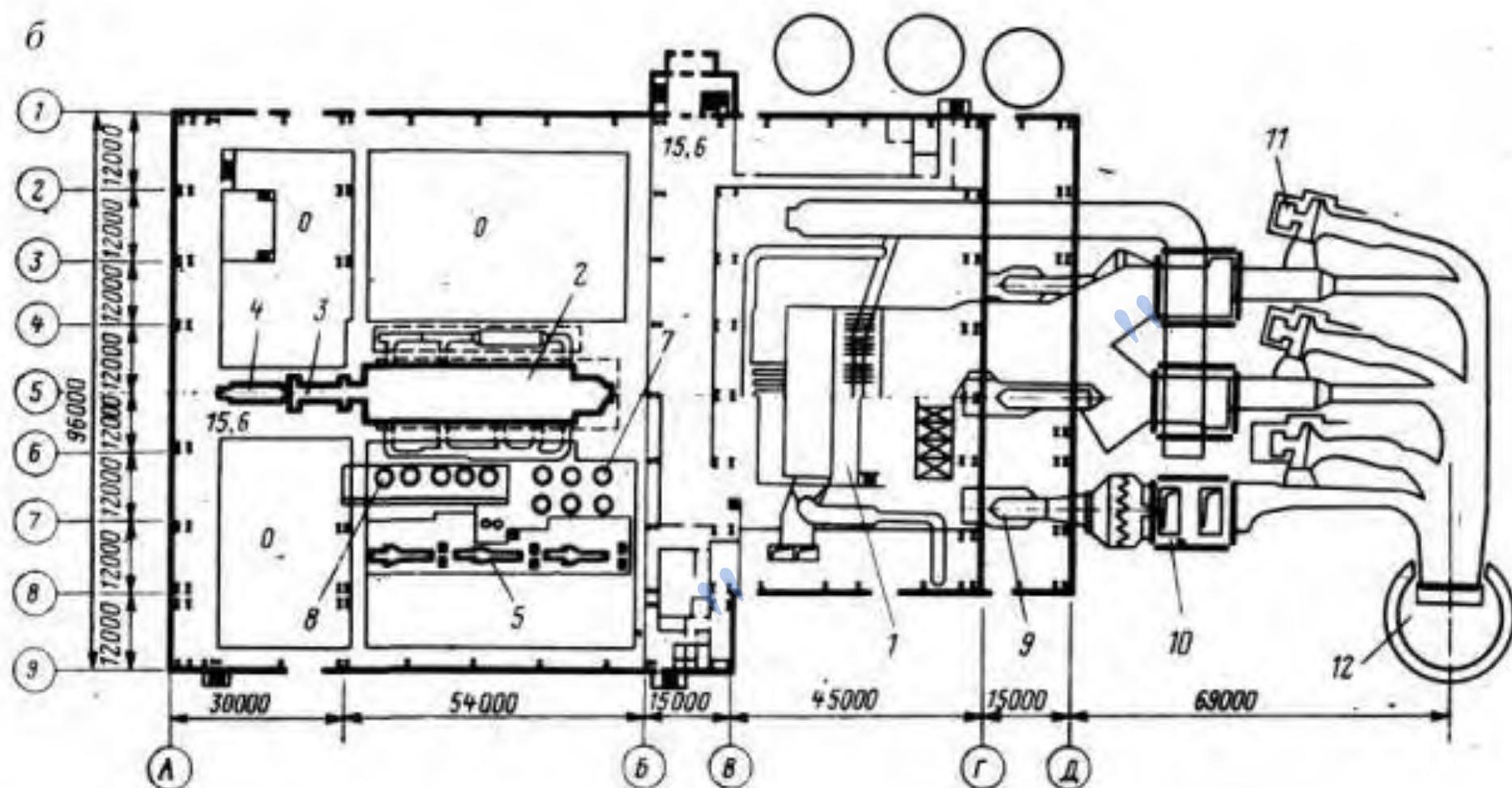
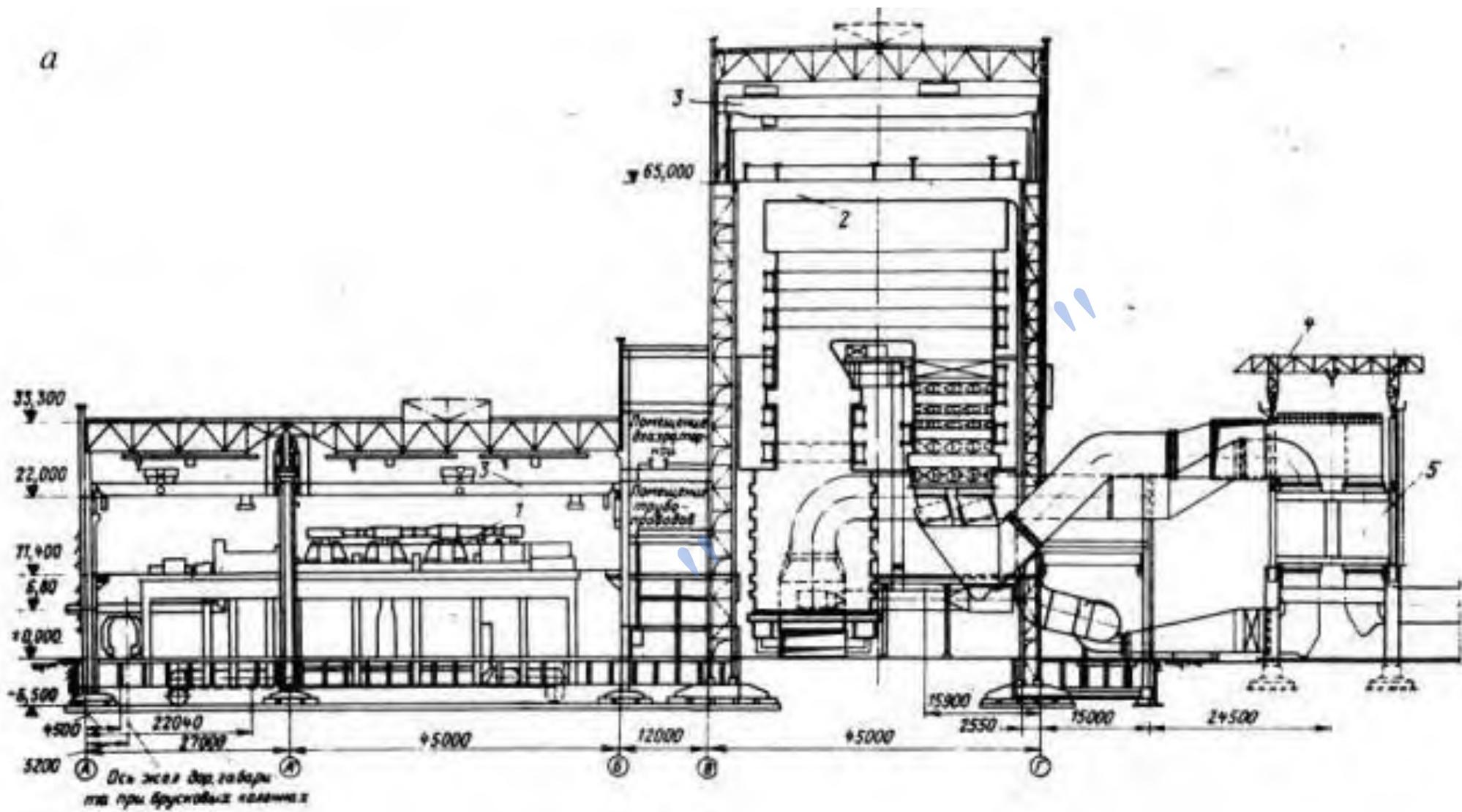
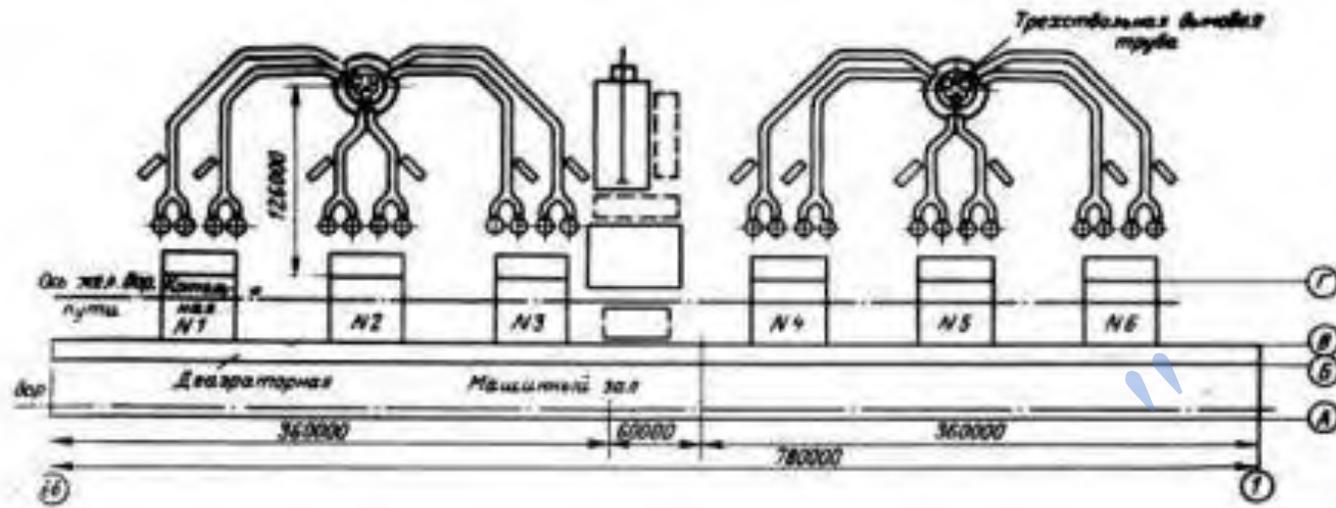


Рис. П2.8. Поперечный разрез (а) и план (б) главного корпуса газомазутной ГРЭС с блоками 1200 МВт (Костромская ГРЭС):
 1 – прямоточный однокорпусный котел; 2 – турбина; 3 – генератор; 4 – возбудитель; 5 – питательный турбонасос;
 6 – деаэратор; 7 – подогреватели высокого давления; 8 – подогреватели низкого давления; 9 – воздуходувка;
 10 – регенеративный вращающийся воздухоподогреватель; 11 – дымосос; 12 – дымовая труба

a



6



6

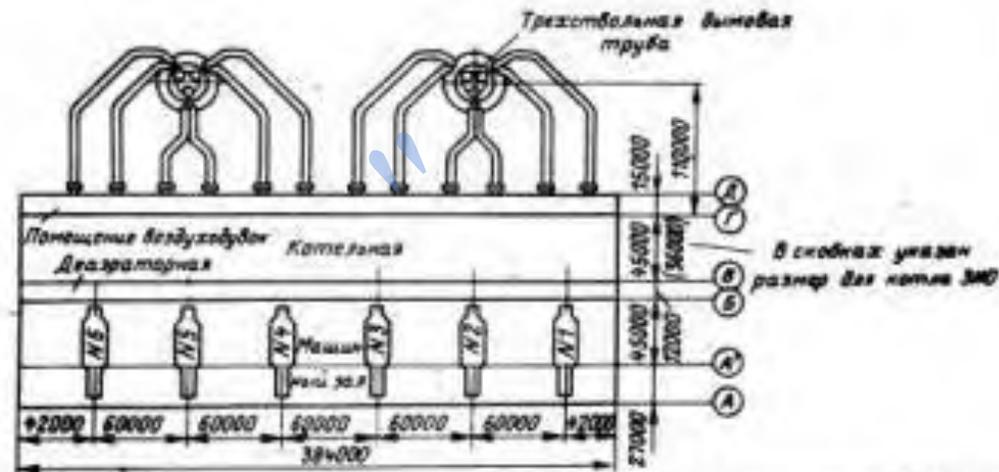


Рис. П2.9. Главный корпус газомазутной ГРЭС-2400 с блоками 800 МВт:

a – поперечный разрез; *б* – план с продольным расположением турбин; *в* – вариант с поперечным расположением турбин;
 1 – турбоагрегат; 2 – котел; 3 – краны мостовые; 4 – козловой кран грузоподъемностью 30 т; 5 – регенеративный воздухоподогреватель

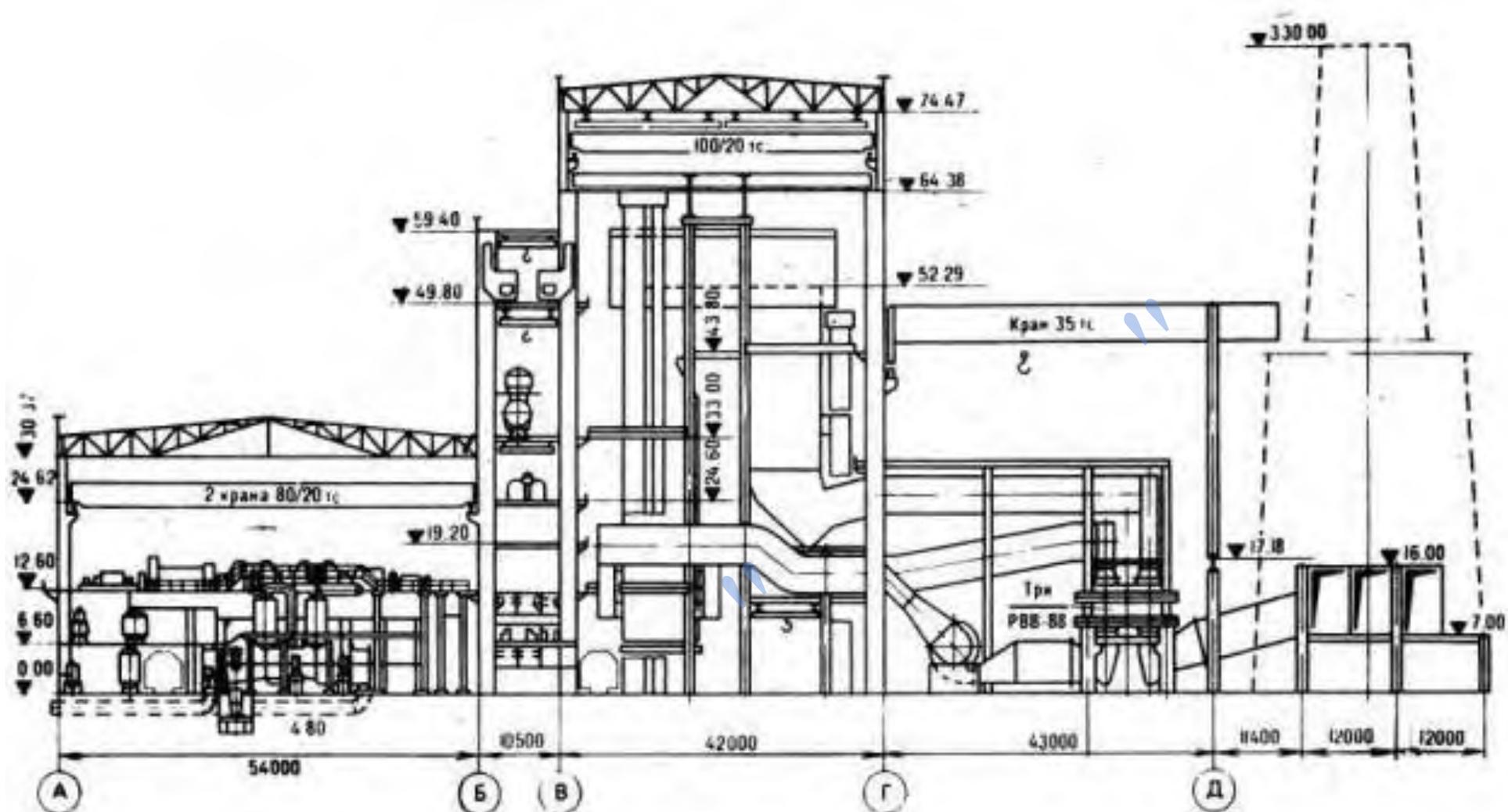


Рис. П2.10. Поперечный разрез главного корпуса газомазутной ГРЭС с блоками 500 МВт (Лукомльская ГРЭС)

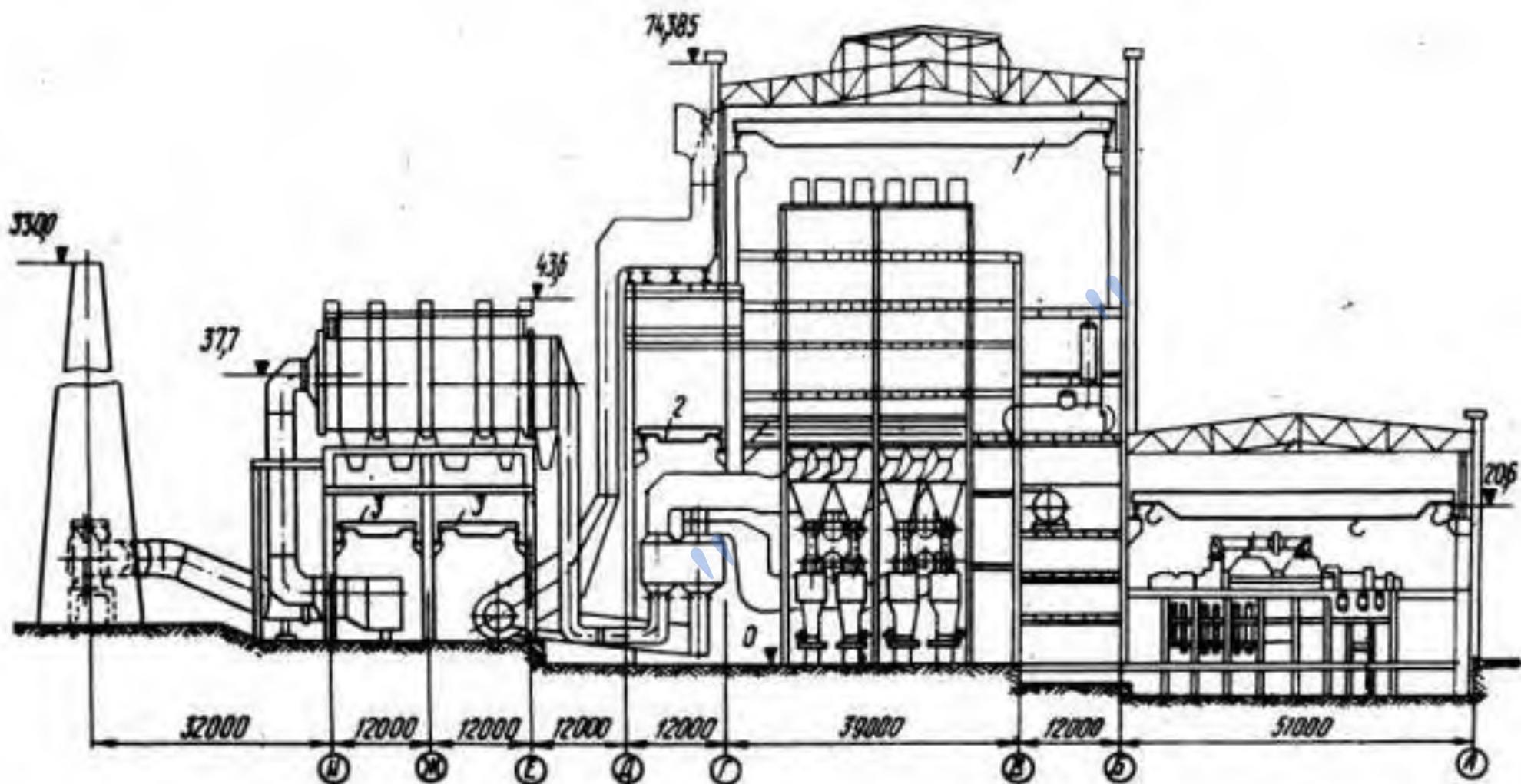


Рис. П2.11. Поперечный разрез главного корпуса пылеугольной ГРЭС с блоками 500 МВт (Троицкая ГРЭС)

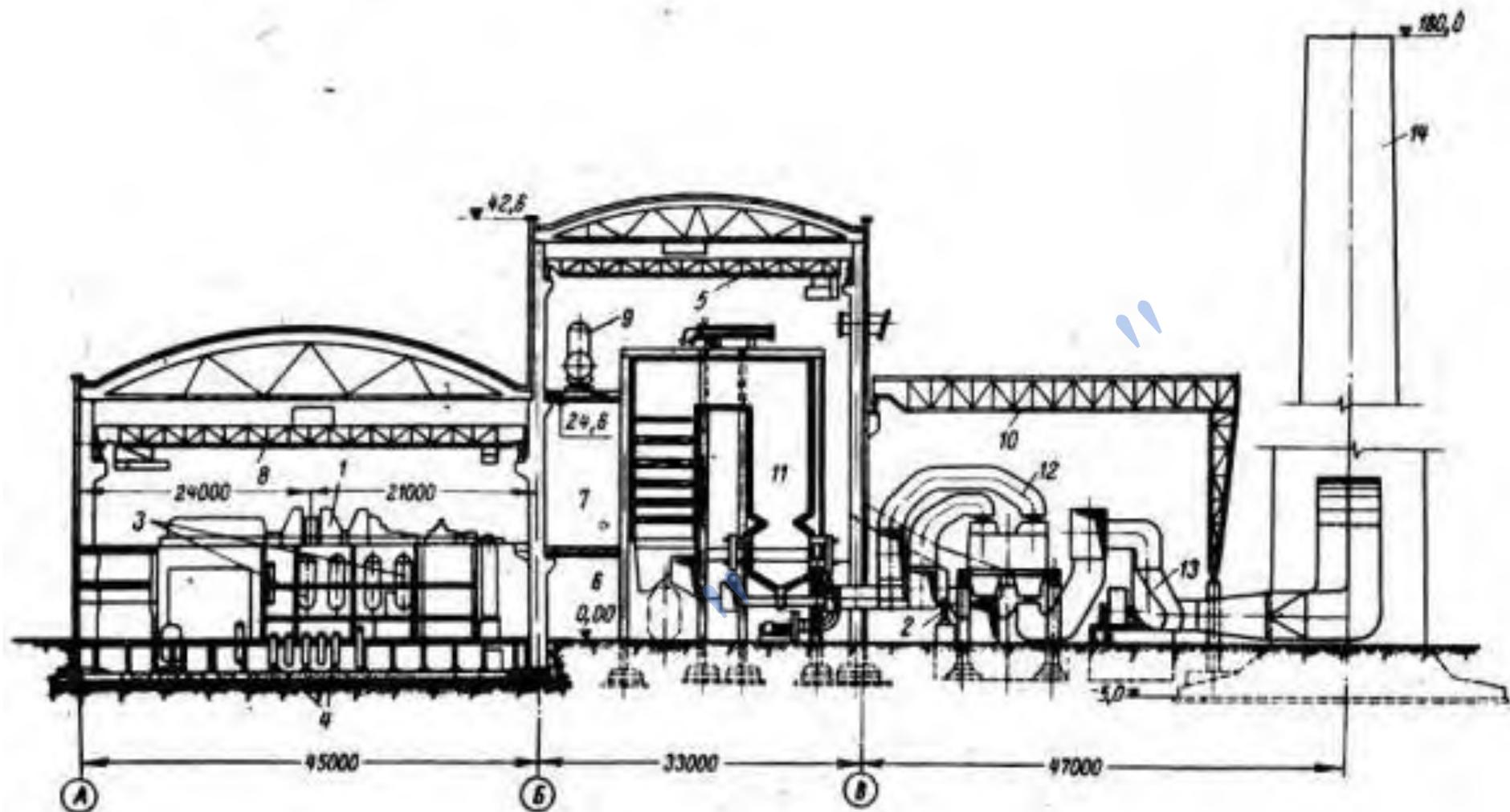


Рис. П2.12. Поперечный разрез главного корпуса газомазутной ГРЭС-2400 с блоками 300 кВт:
 1 – турбогенератор К-300-240; 2 – дутьевой вентилятор; 3 – ПНД; 4 – конденсатные и сливные насосы;
 5 – кран котельной 30 тс; 6 – РУСН; 7 – блочный пульт управления; 8 – кран машзала; 9 – деаэратор;
 10 – кран для дымососов 30 тс; 11 – котельный агрегат 1000 т/ч; 12 – регенеративные воздухоподогреватели;
 13 – дымосос; 14 – дымовая труба

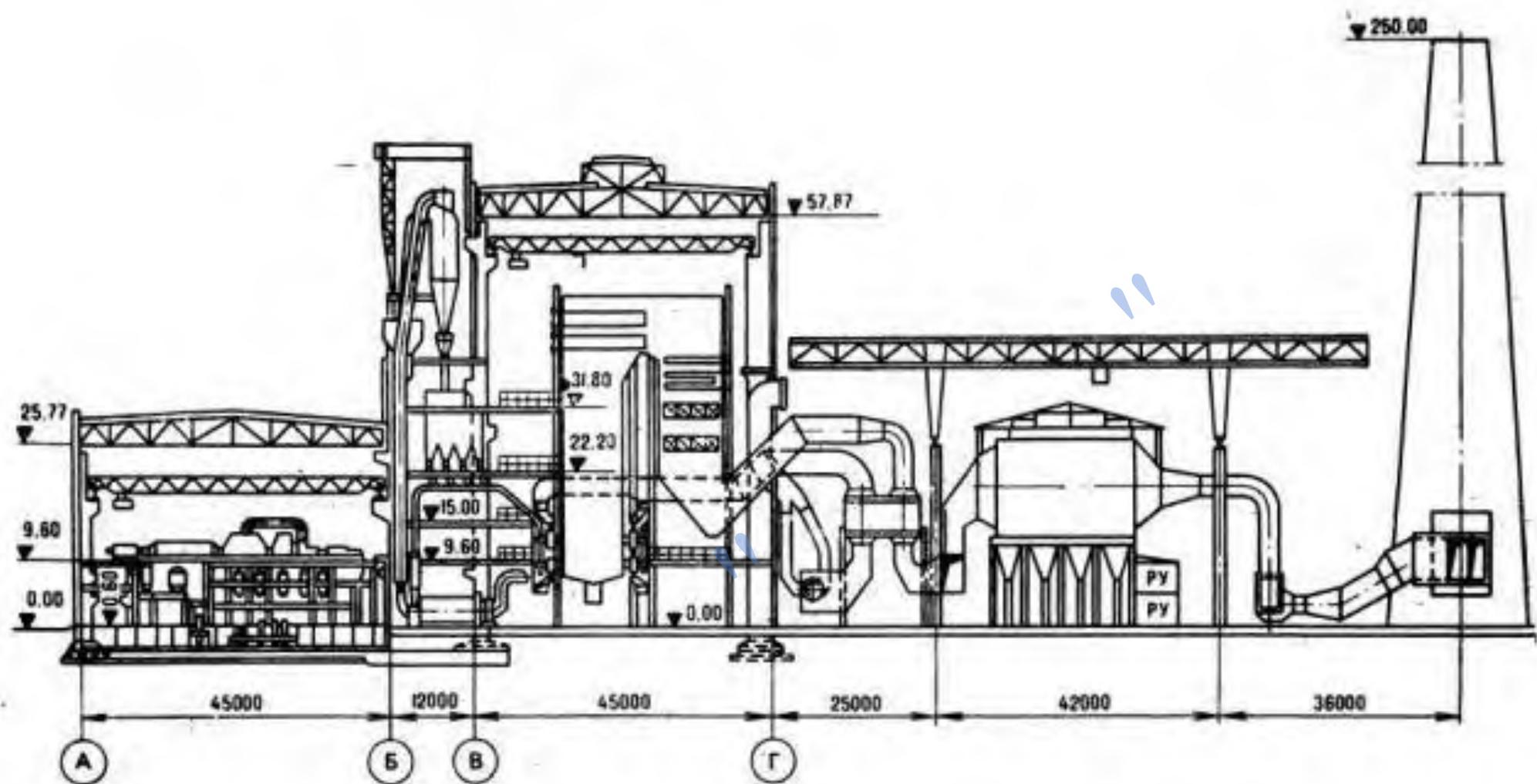


Рис. П2.13. Поперечный разрез главного корпуса пылеугольной ГРЭС с блоками 300 МВт (Ладыжинская ГРЭС)

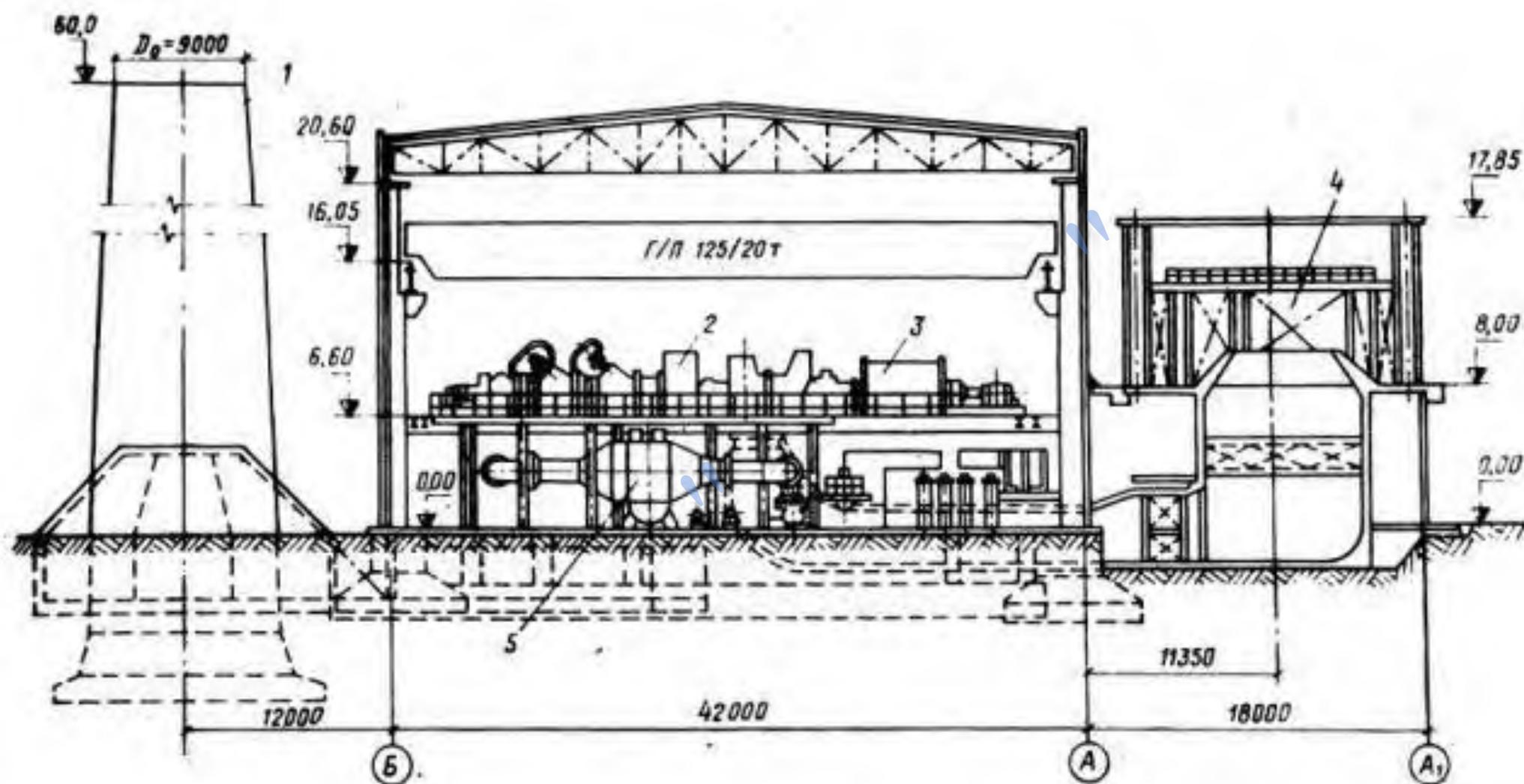


Рис. П2.15. Поперечный разрез главного корпуса газотурбинной ГРЭС с блоками ГТУ-100-750:
 1 – камера сгорания; 2 – газовая турбина ГТУ-100-750; 3 – генератор мощностью 100 МВт;
 4 – воздухозаборное устройство с шумоглушителем; 5 – камера сгорания

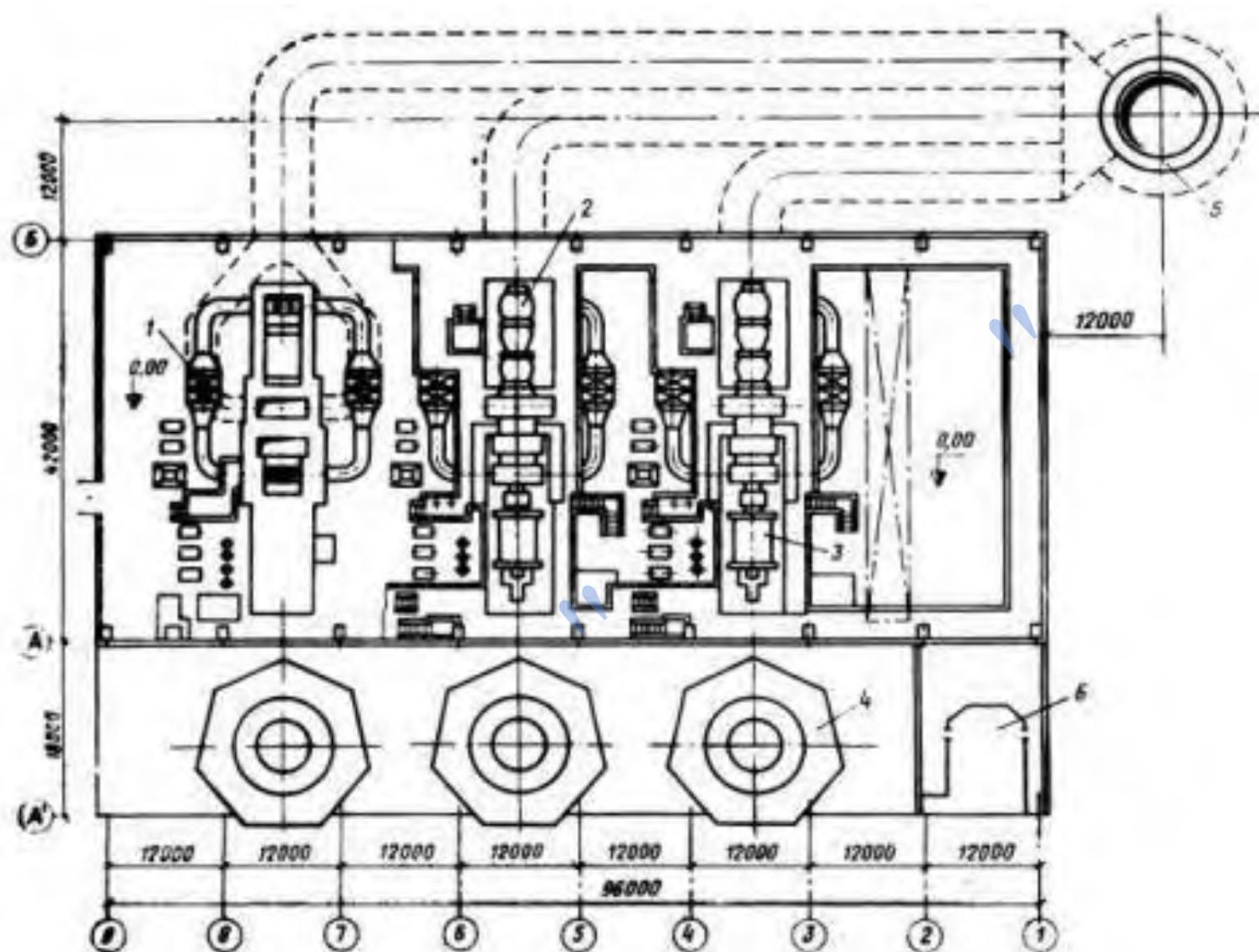


Рис. П2.16. План главного корпуса газотурбинной ГРЭС с блоками ГТУ-100-750:
 1 – камера сгорания; 2 – газовая турбина; 3 – генератор; 4 – воздухозаборное устройство с глушителем;
 5 – дымовая труба; 6 – щит управления