Министерство науки и высшего образования Российской Федерации Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого Институт энергетики и транспортных систем Кафедра «Атомная и тепловая энергетика»

	Раоота допущена к защите Заведующий кафедрой		
		А.А. Калютик	
	« <u> </u> »	2018 г.	
ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКА ПРОЕКТ ПРОМЫШЛЕННОООО «ПО «КИРИШИНЕО	Ю-ОТОПИТЕЛІ	ьной тэц для	
по направлению 13.03.01 «Т по образоват 13.03.01_01 «Промы	гельной программ	e	
Выполнил студент гр. 43221/1		И.Д. Налетов	
Руководитель доцент, к.т.н		Н.Т. Амосов	
Консультант по нормоконтролю		А.А. Уцеховский	

<u>САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ</u> <u>ПЕТРА ВЕЛИКОГО</u>

<u>ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ</u>

Кафедра «Атомная и тепловая энергетика»

	Утверждаю	
	«»	2018 г.
	Зав. кафедрой	
	1 / 1	(подпись)
ЗАДАНИ		
НА ВЫПОЛН		
ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФ		ΤΟЙ
		<u>.On</u>
<u>РАБОТЫ БАКА</u>	AJIADI'A	
Направление подготовки: 13.03.01 «Теп	-	
студенту: <u>гр. 43221/1 Налетов</u>	ву ивану дми	<u>итриевичу</u>
1. Тема проекта (работы): Проект про		
для ООО "ПО "Киришинефтеор		
2. Срок сдачи студентом законченного п):
3. Исходные данные к проекту (работе):		
4. Содержание расчетно-пояснительной		
(перечень подлежащих разработке воз	просов)	
Введение		
1. Разработка генерального плана ТЭЦ.		
2. Выбор основного и вспомогательного об	борудования.	
3. Разработка и расчет тепловой схемы.		
4. Разработка систем обеспечения работы	ТЭЦ.	
Заключение.		
Список использованной литературы.		
5. Перечень графического материала (с		
чертежей): 1. Генеральный план ТЭЦ. 2	2. Продольный ра	зрез главного
корпуса ТЭЦ (план). 3. Поперечный раз	рез главного корг	туса ТЭЦ
(компоновка) 4. Тепловая схема ТЭЦ.		
6. Дата выдачи задания:		
Руководитель:		Амосов Н.Т.
20 1011110 112111121 12 11211211121		
Задание принял к исполнению:	(дата, подпис	т ступента)
	(дата, подпис	ь студента)

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает в свой состав 77 страниц, 15 рисунков, 19 таблиц, 27 источников, 4 листа графического материала.

Ключевые слова: ТЭЦ, энергетика, нефтепереработка, тепловая энергия.

Аннотация: Обеспечение надежной и бесперебойной поставки тепловой энергии для стратегически важных промышленных предприятий — важнейшая задача энергетики. Нефтеперерабатывающий комплекс — один из основных потребителей тепловой энергии. В выпускной квалификационной работе бакалавра выполнен проект промышленно-отопительной ТЭЦ для ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» г. Кириши, разработаны генеральный план ТЭЦ, система обеспечения работы ТЭЦ, разработана и рассчитана тепловая схема ТЭЦ, выбрано основное и вспомогательное оборудование ТЭЦ, сделаны выводы по результатам проектирования и выполнены чертежи генерального плана ТЭЦ, продольного и поперечного разреза главного корпуса ТЭЦ, тепловой схемы ТЭЦ.

Key words: CHPP, power engineering (industry), oil refining, thermal energy.

Abstract: Ensuring reliable and uninterrupted supply of heat for strategically important industrial enterprises is an important task of energy. The oil refining complex is one of the main consumers of thermal energy. The final qualifying work of the bachelor completed the project of industrial heating CHPP for OOO "PO "Kirishinefteorgsintez" Kirishi, developed the master plan of the CHPP, the system for ensuring the operation of the CHPP, developed and calculated thermal scheme of the CHPP, selected the main and auxiliary equipment of the CHPP, made you-water on the design results and made drawings of the master plan of the CHPP, longitudinal and transverse section of the main building of the CHPP.

СОДЕРЖАНИЕ

Bı	ведение	<u>, </u>	6
1.	Разр	аботка генерального плана ТЭЦ	13
2.	Выб	ор основного и вспомогательного оборудования	15
	2.1.	Производственные и коммунально-бытовые потребители	16
	2.2.	Выбор турбогенераторов	22
	2.3.	Выбор котельных установок	24
	2.3.1	. Выбор пиковых водогрейных котлов	24
	2.3.2	. Выбор паровых котлов	25
	2.4.	Описание и характеристика устанавливаемого оборудования	25
	2.4.1	. Характеристика турбины ПТ-80/100-12,8/1,3	25
	2.4.2	. Характеристика пикового водогрейного котла КВ-ГМ-58,2	31
	2.4.3	. Характеристика парового котла Е-500-13,8 ГМН	33
	2.5.	Компоновка главного корпуса ТЭЦ	36
	2.6.]	Выбор вспомогательного оборудования	38
	2.6.1	. Выбор деаэраторов повышенного давления	39
	2.6.2	. Выбор атмосферных деаэраторов	41
	2.6.3	. Выбор питательных насосов	42
	2.6.4	. Выбор тягодутьевых установок	44
	2.6.5	. Расчет дымовой трубы	45
3.	Разр	аботка и расчет тепловой схемы	50
	3.1.	Разработка тепловой схемы	50
	3.2.	Расчет тепловой схемы	50
	3.3.]	Годовые показатели работы ТЭЦ	57
4.	Разр	аботка систем обеспечения работы ТЭЦ	59
		Система топливоснабжения ТЭЦ	
		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
	4.1.1		
	4.1.2		
	4.2. '	Гехническое водоснабжение	64

4.3.	Химводоподготовка	66
Заключ	чение	69
Список	с использованных источников	70
Прилоя	жение 1	73
Прилож	жение 2	74
Прилож	жение 3	75
- КопиаП	жение 4	76

Введение

Обеспечение тепловой и электрической энергией нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий — важнейшая задача энергетики, обеспечивающая колоссальные объемы потребления всех видов энергии. В этой связи, модернизация и развитие нефтеперерабатывающих комплексов требует поставки высокопотенциальных источников теплоты и огромного количества электроэнергии, продуцирование которых — задача промышленно-отопительных ТЭЦ.

Киришский НПЗ (ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез») был заложен в 1966 году и построен в рамках Всесоюзной ударной комсомольской стройки. Вот уже 52 года КИНЕФ — основная топливная артерия и крупнейший нефтеперерабатывающий завод Северо-Запада России, на сегодняшний день перерабатывающего завода: бензин (АИ-80, АИ-92, АИ-95, АИ-98), дизельное топливо (летнее и зимнее), керосины (топливо для реактивных двигателей, авиационный керосин), ароматические углеводороды, жидкий парафин, аммиак, битум, топливо судовое, товарные ксилолы, мазут (в т.ч. топочный), линейный алкилбензол, серная кислота, сера, сжиженные газы, кровельные и гидроизоляционные материалы (изопласт, мостопласт, изоэласт) и пр. В рамках ужесточения стандартов по качеству продукции нефтегазового комплекса проводится регулярная модернизация оборудования и мероприятия по повышению продуктивности производства.

Новые мощности и модернизация производства позволят ООО «КИНЕФ» увеличить глубину переработки нефти, повысить качество продукции и эффективность производства: в 2013 году введен в эксплуатацию крупнейший в Европе комплекс по глубокой переработке нефти на базе гидрокрекинга вакуумного газойля, в 2015 году реконструированы установки гидроочистки дизельного топлива, автоматизирован ряд элементов производства, готовится проект комплекса по производству высокооктановых компонентов бензинов и другие мероприятия [1].

НПЗ потребляет тепловую энергию в виде пара и горячей воды на нужды производственного цикла — для нагрева и разделения нефти на фракции; привода насосно-компрессорного оборудования; вентиляционно-отопительной нагрузки производственных, технических, бытовых и административных помещений; горячее водоснабжение помещений и производства и электрическую энергию для питания технологических установок, привода механизмов и оборудования разной мощности, насосов системы пожаротушения, освещения, кондиционирования воздуха, компьютерных терминалов, бытовой техники и пр.

Основной производственный цикл НПЗ основывается на переработке нефти — комплексном процессе, состоящем из множества этапов и операций, который представляет собой разделение первичного продукта (нефти) на составляющие компоненты с последующей их обработкой. Подразделяют переработку на первичную — перегонка (ректификация/дистилляция) и вторичную — каталитический крекинг и риформинг, гидрокрекинг, висбрекинг, коксование:

• ректификация — нагрев нефти при атмосферном давлении, последовательное испарение составляющих ее компонентов (в зависимости от их температуры кипения) и конденсация уже отдельных веществ, позволяет получить: прямогонный бензин (нафта), промежуточные дистилляты (компоненты дизельного топлива, газойль, керосин), газы (метан, этан, пропан, бутан) и атмосферные остатки (мазут);

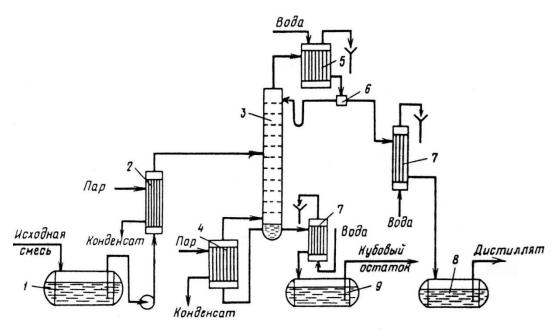


Рисунок 1 — Принципиальная технологическая схема ректификационной установки непрерывного действия (1 — емкость для исходной смеси; 2 — подогреватель; 3 — колонна; 4 — кипятильник; 5 — дефлегматор; 6 — делитель флегмы; 7 —холодильник; 8 — сборник дистиллята; 9 — сборник кубового остатка) [2]

• каталитический крекинг — вторичная переработка под действием температуры и давления высококипящих фракций нефти в бензиновые, более легкие (получение из тяжелых компонентов более легких);

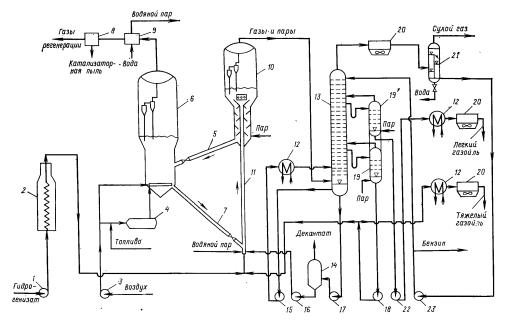


Рисунок 2 — Принципиальная технологическая схема установки каталитического крекинга с прямоточным реактором (1, 15–18, 22, 23 — насосы; 2 — трубчатая печь; 3 — воздуходувка; 4 — топка; 5 — линия транспорта закоксованного катализатора; 6 — регенератор; 7 — линия транс-

порта регенерированного катализатора; 8 — электрофильтр; 9 — котел-утилизатор; 10 — реактор-сепаратор: II — прямоточный реактор; 12 — теплообменники; 13 — ректификационная колонна; 14 — шламоотделитель; 19, 19' — отпарные колонны; 20 — аппараты воздушного охлаждения; 21 — газоводоотделитель) [3]

• каталитический риформинг – вторичная переработка нафты под действием температуры и катализатора, вызывающая разрыв длинной углеводородной цепи и образование ароматического углеводорода (бензол, ортоксилол, параксилол, толуол);

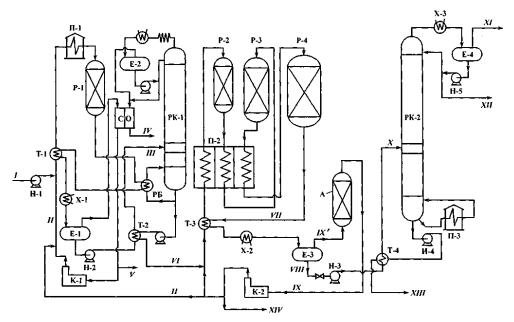


Рисунок 3 — Принципиальная технологическая схема установки каталитического риформинга (получение высокооктанового бензина) (P-1 — реактор гидроочистки; P-2, -3, -4 — реакторы риформинга; П-1, -2, -3 — трубчатые печи; РК-1, -2 — ректификационные колонны; А — адсорбер; СО — секция очистки газов; Е-1, -3 — сепараторы высокого давления; Е-2, -4 — сепарационные емкости колонн; Т — теплообменники; Х — холодильники; Н — насосы; К-1, -2 — компрессоры; **потоки:** 1 — бензин 85-180 °C; II — ВСГ; III — гидроочищенный катализат; IV, XI — углеводородные газы; V — отдув ВСГ; VI — гидроочищенный бензин на риформинг; VII — риформированный катализат; VIII — жидкая фаза; IX — ВСГ на очистку; X — нестабильный катализат риформинга; XII — сжиженный газ; XIII — стабильный высокооктановый бензин; XIV — товарный ВСГ) [4]

• гидрокрекинг – вторичная переработка под действием водорода, температуры и давления высококипящих фракций нефти в легкие, сопровождающаяся

гидроочисткой, расщеплением тяжелых молекул углеводорода и насыщением непредельных углеводородов кислородом;

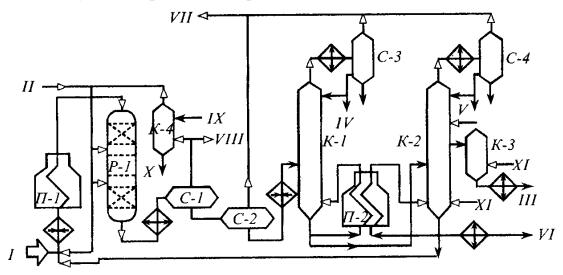


Рисунок 4 — Принципиальная технологическая схема установки одноступенчатого гидрокрекинга 68-2к (I — сырье; II — водородсодержащий газ; III — дизельное топливо; IV — легкий бензин; V — тяжелый бензин; VI — тяжелый газойль; VII — углеводородные газы на ГФУ; VIII — газы отдува; IX — регенерированный раствор моноэтаноламин; X — отработанный моноэтаноламин на регенерацию; XI — водяной пар) [5]

• висбрекинг – вторичная переработка под действием температуры и давления высококипящих фракций нефти и нефтяных остатков (гудрон) в котельные топлива (топочный мазут);

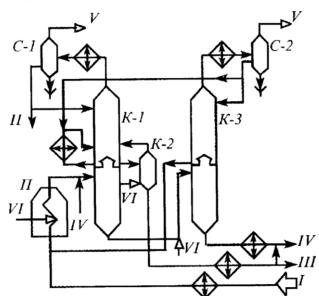


Рисунок 5 — Принципиальная технологическая схема установки висбрекинга гудрона (I — сырье, II — бензин на стабилизацию, III — керосино-газойлевая фракция, IV — висбрекинг остаток, V — газы на $\Gamma\Phi Y$, VI — водяной пар) [6]

• коксование – вторичная переработка под действием температуры в отсутствии кислорода высококипящих фракций нефти и нефтяных остатков в нефтяной кокс и газойлевые фракции [7].

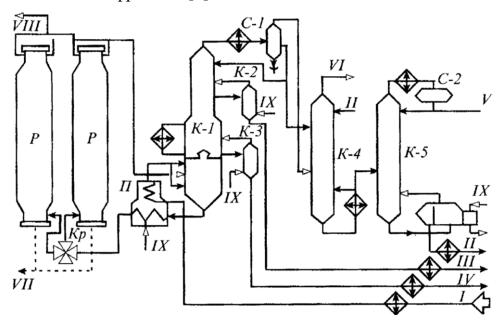


Рисунок 6 — Принципиальная технологическая схема двухблочной установки замедленного коксования (I — сырье; II — стабильный бензин; III — легкий газойль; IV — тяжелый газойль; V — головка стабилизации; VI — сухой газ; VII — кокс; VIII — пары отпарки камер; IX — водяной пар) [8]

При добыче нефть проходит первичную очистку — удаление твердых примесей (грунт, осадок, песок и т.п.), первичное обезвоживание, отделение попутного нефтяного газа, но для ее переработки необходима более детальная обработка до установленных предельно допустимых концентраций солей и воды: обессоливание и обезвоживание, в процессе которых нефть нагревается до температуры, ограниченной температурой начала деструкции, т.е. поддерживается термическая стабильность.

Эффективность использования источника теплоты достигается за счет неоднократного применения теплоносителя в различных установках (например, первичное использование — привод турбокомпрессора, вторичное — нагрузка отопления и вентиляции), что позволяет снизить его расход и экономические затраты. Важную роль играет возврат на ТЭЦ конденсата пара, что значительно снижает затраты на водоподготовку и расход теплоты на нагрев теплоносителя,

но, стоит учитывать, что для целесообразного использования конденсат должен соответствовать требованиям качества.

Состояние окружающей среды — важный фактор, оказывающий непосредственное влияние на функционирование ТЭЦ и НПЗ. Для контроля влияния производства на экологическое состояние региона проводится целый ряд мероприятий, направленных на мониторинг чистоты грунтовых вод, воздуха и почвы, которые являются критерием качества функционирования очистных систем.

Рост производственных мощностей и модернизация производства требуют надежного и бесперебойного источника энергии, что обуславливает необходимость строительства промышленно-отопительной ТЭЦ. В рамках данной выпускной квалификационной работы бакалавра необходимо спроектировать промышленно-отопительную ТЭЦ в г. Кириши, предназначенную для обеспечения энергетических потребностей ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез», города Кириши и района, а также прилегающих районов в рамках ЕЭС.

1. Разработка генерального плана ТЭЦ

Генеральный план (ГП) ТЭЦ представляет собой вид сверху площадки расположения станции, на котором отображаются основные здания и сооружения, ограды станции и сооружений, транспортные узлы и дороги (автомобильные дороги, железнодорожные пути, пешеходные тротуары), линии электропередач и открытые водоводы.

К площадке строительства предъявляется ряд требований: разность высот не более 3-х метров; уклон естественного рельефа не более 0,04; запас по площади на случай возможного расширения станции.

Территориально площадка строительства выбирается исходя из необходимой близости к потребителю тепловой энергии – промышленному предприятию, соблюдения санитарных норм, учитывая «розу ветров».

«Роза ветров» промышленной зоны, в которой располагается производственная площадка, определяет местоположение станции относительно крупнейшего близлежащего населенного пункта — города Кириши (поскольку территориальное расположение станции продиктовано, прежде всего, близостью к потребителю тепловой энергии, строительство которого, в свою очередь, выполнено исходя из тех же требований по отношению к городу и «розе ветров», эти два фактора дают очевидно идентичный результат). «Роза ветров» диктует зависимость местоположения промплощадки и города так, что последний должен располагаться с наветренной стороны. Также особое внимание уделяется территориальной компоновке градирен, т.к. возможно обледенение корпусов и ЛЭП под действием влаги зимой и увлажнение сооружений в летнее время.

С логистической точки зрения, площадка ТЭЦ должна располагаться вблизи автомобильных и железных дорог.

Ориентация сооружений обусловлена необходимой близостью машинного зала к источнику водоснабжения, тогда как градирни располагаются не ближе 100 метров от постоянного торца главного здания так, чтобы последнее оказа-

лось с наветренной стороны. Топливное хозяйство, дымовые трубы, регенеративные воздухоподогреватели, вентиляторы располагаются со стороны котельного отделения. Выбор места расположения открытого распределительного устройства (ОРУ) и линий электропередач (ЛЭП) обусловлен необходимым удалением от градирен и удобством подключения к сети, преимущественно – со стороны турбинного отделения.

Административное здание (объединенный вспомогательный корпус – OBK), в котором располагается столовая, медицинский кабинет, архив, инженерные службы, административный персонал и руководство, соединяется с главным зданием станции подвесной галереей со стороны постоянного торца, тогда как со стороны временного торца выполняется резерв площади на случай расширения станции. Топливное хозяйство (в т.ч. газораспределительный пункт – ГРП, топливный резерв (мазут, дизель, уголь)) располагается на отдельно огороженной территории, при необходимости – за оградой основной площадки станции.

При составлении ГП необходимо учесть и заложить площади под стоянку автомобильного транспорта (сотрудников и посетителей) и различной техники станции (в т.ч. специальной), складских помещений, специальные зоны отдыха, места для курения, тротуары для пешеходов и выполнить необходимые мероприятия по благоустройству (озеленение, облагораживание, покрасочные работы, обеспечение системы ориентации на территории станции).

Стоит подчеркнуть, что, как и в случае с атомной электростанцией, целесообразно прокладывать пути следования летательных аппаратов таким образом, чтобы они не проходили над территорией проектируемой ТЭЦ, поскольку она является единственным источником бесперебойной подачи необходимой энергии для НПЗ, который является стратегически важным предприятием.

Таблица 2.1

2. Выбор основного и вспомогательного оборудования

Основное оборудование ТЭЦ (работающей по пароводяному циклу) – паровые (котельные установки – КУ) и пиковые водогрейные котлы (ПВК), паровые турбины (ПТ), электрические генераторы (ЭГ) и трансформаторы (ЭТ):

- паровой котел парогенератор, предназначенный для производства пара, используемого в паровых турбинах, может быть выполнен с естественной или принудительной циркуляцией в различных компоновках и вариативной паропроизводительностью;
- паровая турбина привод генератора на ТЭЦ, тепловой двигатель, преобразующий энергию пара в механическую работу, бывает различных видов (конденсационная, теплофикационная, противодавленческая, промышленная), включающая (или нет) систему регенерации, с регулируемыми или нерегулируемыми отборами и пр.;
- электрический генератор преобразователь механической энергии в электрическую, синхронизируется с сетью по частоте электрического тока, приводом генератора является паровая турбина с частотой 3000 (1500) об/мин;
- электрические трансформаторы электромагнитное устройство, предназначенное для преобразования электрического тока с одного напряжения в другое без изменения частоты.

Нагрузки промышленного предприятия и коммунально-бытовых потребителей по теплоте, численность населения региона строительства станции, климатические условия в течение года [10] приведены в таблице 2.1 (климатологические данные принимаем для города Кириши).

Климатические данные для города Кириши

Vanaveranyary	Условное обозна-	Значе-
Характеристика	чение	ние
Расчётный отпуск пара на производственно-технические	_ n	
нужды, $\frac{\kappa \Gamma}{c}$	D_{Π}^{P}	105

Продолжение таблицы 2.1

Vanavetanyaryyya	Условное обозна-	Значе-
Характеристика	чение	ние
Температура технологического пара, °С	$t_{\scriptscriptstyle \Pi}$	190
Энтальпия, $\frac{\kappa \mathcal{J} \pi}{\kappa \Gamma}$	i_{Π}	2823
Годовое время использования максимума технологической нагрузки, ч	$h_{_{I\!I}}$	6600
Доля возврата конденсата	$oldsymbol{eta}_{\!\scriptscriptstyle K}$	0,85
Температура, °С	$t_{\scriptscriptstyle m K}$	95
Энтальпия, $\frac{\kappa Д ж}{\kappa \Gamma}$	$i_{\scriptscriptstyle m K}$	398
Энтальпия холодной воды зимой (при температуре 5 °C и давлении 0,4 МПа), $\frac{\kappa Дж}{\kappa \Gamma}$	i_{x}	21,4
Расчетная нагрузка отопления и вентиляции промышленного предприятия, МВт	$Q_{\scriptscriptstyle OBII}^{\scriptscriptstyle P}$	130
Расчетная нагрузка ГВС промышленного предприятия, МВт	$Q^{\scriptscriptstyle P}_{\scriptscriptstyle \Gamma\Pi}$	21
Климатические условия города	-	Кириши
Расчётная температура наружного воздуха, °C	t_O^P	-29
Средняя температура за отопительный период, °C	t_0	-2,7
Расчётный тепловой поток на отопление, ^{Вт} / _{м²}	q_o	86
Средний тепловой поток на ГВС, $\frac{\text{Вт}}{\text{чел}}$	$q_{\scriptscriptstyle \Gamma}$	376
Продолжительность отопительного периода, ч	h_{O}	5352
Численность населения, чел [3]	m	51930
Система теплоснабжения	-	CT0
Топливо	-	ΓМ

2.1. Производственные и коммунально-бытовые потребители

Расчетная технологическая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях:

$$Q_{\Pi}^{p} = D_{\Pi}^{p} \cdot [i_{\Pi} - \beta_{K} \cdot (i_{K} - i_{X}) - i_{X}] \cdot (1 + q_{\Pi}) = 105 \cdot [2823 - 0.85 \cdot (398 - 21.4) - 21.4] \cdot (1 + 0.28) = 333.5 \text{ MBT} = 1200.6 \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{\tiny q}},$$
(1)

где: $q_{\rm n}$ – доля потерь теплоты в паровых сетях (принимается от 0,04 до 0,6).

Годовой отпуск теплоты промышленным потребителям:

$$Q_{\Pi}^{\Gamma} = 3,6 \cdot Q_{\Pi}^{p} \cdot h_{\Pi} = 3,6 \cdot 333,5 \cdot 6600 = 7,92$$
 млн ГДж. (2)

Расчетные тепловые нагрузки

Расчетная тепловая нагрузка отопления:

$$Q_0^{p} = q_0 \cdot m \cdot f \cdot (1 + k_1) =$$

$$= 86 \cdot 51930 \cdot 18 \cdot (1 + 0.25) = 100.5 \text{ MBT} = 361.8 \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{q}}, \tag{3}$$

где: q_0 — укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м² общей площади, $\frac{\text{Вт}}{\text{м²}}$; f — норма общей площади в жилых зданиях на 1 человека (может приниматься равной $18 \, \frac{\text{м²}}{\text{чел}}$); $A = m \cdot f$ — общая площадь жилых зданий, м²; k_1 — коэффициент, учитывающий долю теплового потока на отопление общественных зданий.

Расчетная нагрузка вентиляции:

$$Q_{\rm B}^{\rm p} = q_0 \cdot m \cdot f \cdot k_1 \cdot k_2 = 86 \cdot 51930 \cdot 18 \cdot 0,25 \cdot 0,6 = 12,1 \, {\rm MBT} = 43,6 \, \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{ч}}, \quad (4)$$
 где: k_2 – коэффициент, учитывающий долю теплового потока на вентиляцию общественных зданий (для зданий постройки после 1985 г. может приниматься 0,6).

Расчетная нагрузка горячего водоснабжения:

$$Q_{r}^{p} = q_{r} \cdot m = 376 \cdot 51930 = 19,5 \text{ MBT} = 70,3 \frac{\Gamma / J \times m}{4},$$
 (5)

где: q_{Γ} – укрупненный показатель среднего теплового потока на горячее водоснабжение на 1 человека, $\frac{\text{Вт}}{\text{чел}}$.

Расчетная нагрузка на коммунально-бытовых потребителей:

$$Q_{\rm K}^{\rm p} = Q_{\rm o}^{\rm p} + Q_{\rm B}^{\rm p} + Q_{\rm r}^{\rm p} = 100.5 + 12.1 + 19.5 = 132.1 \,{\rm MBr} = 475.7 \,\frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{\tiny u}}.$$
 (6)

Средние тепловые нагрузки

Средняя нагрузка отопления:

$$Q_0^{\text{cp}} = Q_0^{\text{p}} \cdot \frac{t_{\text{Bp}} - t_0}{t_{\text{Bp}} - t_0^{\text{p}}} = 100,5 \cdot \frac{18 - (-2,7)}{18 - (-2,9)} = 44,3 \text{ MBT} = 159,3 \frac{\Gamma \text{Дж}}{4},$$
 (7)

где: $t_{\rm Bp}$ — средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий (может приниматься 18 °C для жилых и общественных зданий и 16 °C для производственных зданий); $t_{\rm o}^{\rm p}$, $t_{\rm o}$ — расчетная для отопления и средняя за отопительный период температуры наружного воздуха.

Средняя нагрузка вентиляции:

$$Q_{\rm B}^{\rm cp} = Q_{\rm B}^{\rm p} \cdot \frac{t_{\rm Bp} - t_0}{t_{\rm Bp} - t_0^{\rm p}} = 12.1 \cdot \frac{18 - (-2.7)}{18 - (-2.9)} = 5.3 \text{ MBT} = 19.2 \frac{\Gamma / J_{\rm K}}{q}.$$
 (8)

Средняя нагрузка на ГВС:

$$Q_{\rm r}^{\rm cp} = Q_{\rm r}^{\rm p} = 19.5 \,\mathrm{MBr} = 70.3 \,\frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{\tiny q}}.$$
 (9)

Средняя за неотопительный период нагрузка по ГВС:

$$Q_{r,\pi}^{cp} = Q_r^p \cdot \frac{t_r - t_{x,\pi}}{t_r - t_y} \cdot \beta_K = 19.5 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0.85 = 13.3 \text{ MBT} = 47.9 \frac{\Gamma / J/K}{4}, \tag{10}$$

где: $t_{\rm r}$, $t_{\rm x}$, $t_{\rm xn}$ — температуры горячей, холодной (водопроводной) воды в отопительный и неотопительный период, соответственно (55 °C, 5 °C, 15 °C); $\beta_{\rm k}$ — коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотопительный период по отношению к отопительному (может приниматься 0.8 — для жилых и общественных зданий; 1.5 — для курортных и южных городов; 1 — для промышленных предприятий).

Средняя нагрузка коммунально-бытовых потребителей:

$$Q_{\rm K}^{\rm cp} = Q_{\rm o}^{\rm cp} + Q_{\rm B}^{\rm cp} + Q_{\rm r}^{\rm cp} = 44.3 + 5.3 + 19.5 = 69.1 \,\mathrm{MBr} = 248.8 \,\frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{H}}.$$
 (11)

Годовые расходы теплоты

Годовой расход теплоты на отопление:

$$Q_{\rm o}^{\rm r}=3.6\cdot Q_{\rm o}^{\rm cp}\cdot h_0=3.6\cdot 44.3\cdot 5352=0.854$$
 млн ГДж, (12)

где: h_0 — длительность отопительного периода, ч.

Годовой расход теплоты на вентиляцию:

$$Q_{\rm B}^{\Gamma} = 3.6 \cdot Q_{\rm B}^{\rm cp} \cdot h_0 \cdot \frac{z}{24} = 3.6 \cdot 5.3 \cdot 5352 \cdot \frac{16}{24} = 0.0681$$
 млн ГДж, (13)

где: z — время работы за сутки систем вентиляции общественных зданий (может приниматься 16), ч.

Годовой расход теплоты на ГВС:

$$Q_{\Gamma}^{\Gamma} = 3.6 \cdot \left(Q_{\Gamma}^{\text{cp}} \cdot h_0 + Q_{\Gamma \Lambda}^{\text{cp}} \cdot (8400 - h_0) \right) =$$

$$= 3.6 \cdot \left(19.5 \cdot 5352 + 13.3 \cdot (8400 - 5352) \right) = 0.522 \text{ млн } \Gamma \text{Дж.}$$

$$(14)$$

Годовой расход теплоты (итого):

$$Q_{\Sigma}^{\Gamma}=Q_{0}^{\Gamma}+Q_{B}^{\Gamma}+Q_{\Gamma}^{\Gamma}=0,854+0,0681+0,522=1,44$$
 млн ГДж. (15)

Отпуск теплоты по сетевой воде

Сетевая вода покрывает сантехническую нагрузку промышленного предприятия и коммунально-бытовую нагрузку.

Расчетная сантехническая нагрузка промышленного предприятия:

$$Q_{\rm c}^{\rm p} = Q_{\rm obn}^{\rm p} + Q_{\rm rn}^{\rm p} = 130 + 21 = 141 \,\text{MBT} = 507,6 \,\frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{\tiny q}}.$$
 (16)

Средняя нагрузка по отоплению и вентиляции промышленного предприятия:

$$Q_{\text{OB\Pi}}^{\text{cp}} = Q_{\text{OB\Pi}}^{\text{p}} \cdot \frac{t_{\text{Bp}} - t_0}{t_{\text{Bp}} - t_0^{\text{p}}} = 130 \cdot \frac{18 - (-2.7)}{18 - (-2.9)} = 57.3 \text{ MBT} = 206 \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{q}}.$$
 (17)

Средняя за неотопительный период нагрузка по ГВС промышленного предприятия:

$$Q_{\Gamma\Pi\Lambda}^{\Gamma} = Q_{\Gamma\Pi}^{p} \cdot \frac{t_{\Gamma} - t_{\chi\Lambda}}{t_{\Gamma} - t_{\chi}} \cdot \beta_{K} = 21 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,85 = 14,3 \text{ MBT} = 51,6 \frac{\Gamma / J \times K}{4}.$$
 (18)

Средняя за отопительный период нагрузка по ГВС промышленного предприятия:

$$Q_{\rm rn}^{\rm cp} = Q_{\rm rn}^{\rm p} = 21 \,\mathrm{MBr} = 75.6 \,\frac{\mathrm{ГДж}}{\mathrm{T}}.$$
 (19)

Годовая нагрузка по отоплению и вентиляции промышленного предприятия:

$$Q_{\text{овп}}^{\Gamma} = 3,6 \cdot Q_{\text{овп}}^{\text{cp}} \cdot h_0 = 3,6 \cdot 57,3 \cdot 5352 = 1,1$$
 млн ГДж. (20)

Годовой расход теплоты на ГВС промышленного предприятия:

$$Q_{\Gamma\Pi}^{\Gamma} = 3.6 \cdot \left(Q_{\Gamma\Pi}^{\text{cp}} \cdot h_0 + Q_{\Gamma\Pi\Lambda}^{\Gamma} \cdot (8400 - h_0) \right) =$$

$$= 3.6 \cdot \left(21 \cdot 5352 + 14.3 \cdot (8400 - 5352) \right) = 0.562 \text{ млн } \Gamma \text{Дж.}$$
 (21)

Годовой расход теплоты на сантехнические нужды промышленного предприятия:

$$Q_{\rm c}^{\rm r} = Q_{\rm obn}^{\rm r} + Q_{\rm rn}^{\rm r} = 1.1 + 0.562 = 1.66$$
 млн ГДж. (22)

Суммарная расчетная нагрузка по сетевой воде:

$$Q_{\text{CBH}}^{p} = Q_{\kappa}^{p} + Q_{c}^{p} = 132,1 + 141 = 273,1 \text{ MBT} = 639,7 \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{q}}.$$
 (23)

Расчетная нагрузка потребителей сетевой воды с учетом потерь в тепловых сетях:

$$Q_{\rm CB}^{\rm p} = (1+q) \cdot Q_{\rm CBH}^{\rm p} = (1+0.05) \cdot 273.1 = 286.7 \,\mathrm{MBT} = 1032 \,\frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{\tiny Y}}, \qquad (24)$$

где: q — доля потерь теплоты в тепловых сетях (может приниматься 0,04-0,06 при надземной прокладке и 0,02-0,04 при подземной прокладке (при условии изоляции прокладываемых трубопроводов пенополиуретаном с гидроизоляционной оболочкой из полиэтилена)).

Годовой отпуск теплоты:

$$Q_{\text{свн}}^{\Gamma} = Q_{\Sigma}^{\Gamma} + Q_{c}^{\Gamma} = 1,44 + 1,66 = 3,1$$
 млн ГДж. (25)

Годовой отпуск теплоты по сетевой воде с учетом потерь в тепловых сетях:

$$Q_{\rm CB}^{\scriptscriptstyle \Gamma} = (1+q) \cdot Q_{\rm CBH}^{\scriptscriptstyle \Gamma} = (1+0.05) \cdot 3.1 = 3.18$$
 млн ГДж [11]. (26)

Значения тепловых нагрузок потребителей выше рассчитаны для І-ого режима работы, значения для остальных режимов приведены в таблице 2.1.1.

II режим. Средняя нагрузка отопления:

$$Q_0^{II} = Q_0^I \cdot \frac{t_{\rm Bp} - t_{\rm XM}}{t_{\rm Bp} - t_0^p} = 100,5 \cdot \frac{18 - (-13)}{18 - (-29)} = 66,3 \text{ MBT} = 238,6 \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{q}}, \tag{27}$$

где: $t_{\text{xm}} = -13 \, ^{\circ}\text{C}$ – средняя температура наиболее холодного месяца.

Средняя нагрузка вентиляции:

$$Q_{\rm B}^{II} = Q_{\rm B}^{I} \cdot \frac{t_{\rm Bp} - t_{\rm XM}}{t_{\rm Bp} - t_{\rm 0}^{\rm p}} = 12,1 \cdot \frac{18 - (-13)}{18 - (-29)} = 7,98 \,\text{MBT} = 28,7 \,\frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{\tiny q}}. \tag{28}$$

Средняя нагрузка по ГВС:

$$Q_{r}^{II} = Q_{r}^{I} = 21 \text{ MBT} = 75,6 \frac{\Gamma / J \times M}{4}.$$
 (29)

III режим. Средняя нагрузка отопления:

$$Q_0^{III} = Q_0^I \cdot \frac{t_{\rm Bp} - t_0^p}{t_{\rm Bp} - t_0^p} = 100,5 \cdot \frac{18 - (-2,7)}{18 - (-2,9)} = 44,3 \text{ MBT} = 159,3 \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{q}}.$$
 (30)

Средняя нагрузка вентиляции:

$$Q_{\rm B}^{III} = Q_{\rm B}^{I} \cdot \frac{t_{\rm Bp} - t_0}{t_{\rm Bp} - t_0^{\rm p}} = 12,1 \cdot \frac{18 - (-2,7)}{18 - (-2,9)} = 5,33 \text{ MBT} = 19,2 \frac{\Gamma / J \times 1}{4}.$$
 (31)

Средняя нагрузка по ГВС:

$$Q_{\Gamma}^{III} = Q_{\Gamma}^{I} = 21 \text{ MBT} = 75.6 \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{Y}}.$$
 (32)

$$Q_0^{IV} = Q_{\rm B}^{IV} = 0. (33)$$

Средняя за неотопительный период нагрузка горячего водоснабжения:

$$Q_{\rm r, I}^{\rm cp} = Q_{\rm r}^{\rm cp} \cdot \frac{t_{\rm r} - t_{\rm x, I}}{t_{\rm r} - t_{\rm x}} \cdot \beta_{\rm K} = 21 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0.85 = 14.3 \text{ MBT} = 51.6 \frac{\Gamma \text{Дж}}{\text{\tiny q}}. \quad (34)$$

Таблица 2.1.1

Сводная таблица тепловых нагрузок

Наименование потребителя теплоты	Параметры теплоносителей	Единицы	потерь в наружных сетях			•
треоителя теплоты	лоносителеи	измерения	I	II	III	IV
		т/ч	378			
		т/год	2494800			
Производственный	Пар	МВт	333,5			
Производственный	Пар	ГДж/ч		1:	200,6	
		Годовая,		79	23960	
		ГДж		1)	23700	
Коммунально-быто-	_	МВт	132,1	120	70,7	19,5
вой	i	ГДж/ч	475,7	432,1	254,5	70,3
Отопление	Вода 150/70 °C	МВт	100,5	66,3	44,3	-
Отопление		ГДж/ч	361,8	238,6	159,3	-
Вентиляция		МВт	12,1	7,98	5,33	-
Бентизиция		ГДж/ч	43,6	28,7	19,2	-
		МВт		21		14,3
Горячее водоснабже-	Вода 60 °С	ГДж/ч		75,6		51,6
ние	Вода оо	Годовая,		662256		452016
		ГДж		00220		.02010
		МВт			141	
Сантехнические по-	_	ГДж/ч	ая, 2716675			
требители		Годовая,				
		ГДж				
Потребители теп-	-	МВт	286,7	268,7	263,7	241
лоты по сетевой воде		ГДж/ч	1032 967,2 949,5 86		867,5	

Примечания:

- 1. Температура водопроводной воды зимой -5 °C и летом -15 °C.
- 2. Температура конденсата (производственного), возвращаемого на ТЭЦ с промышленного предприятия, 95 °C. Доля возврата конденсата составляет 0,85.
- 3. Потребление производственного (технологического) пара непрерывно, что обусловлено особенностями функционирования промышленного предприятия (365 (366) дней в течение года круглосуточно). Коэффициент неравномерности суточного графика составляет 0,7.
- 4. Тепловая нагрузка по ГВС задается среднечасовой в разрезе недели (с учетом тепловых потерь в наружных трубопроводах). Неравномерность потребления горячей воды покрывается за счет баков-аккумуляторов горячей воды (поддержание температуры горячей воды выполняется паром).
- 5. Утечки в тепловых сетях предусматриваются и принимаются в объеме 30 т/ч зимой и 20 т/ч летом.
- 6. I режим максимально-зимний; II режим средний наиболее холодного месяца; III режим средний отопительного сезона; IV режим летний.
- 7. Значения тепловых нагрузок потребителей (промышленного и коммунально-бытового) рассчитаны выше для I-ого режима, для II-IV режимов приведены в таблице 2.1.1.

2.2. Выбор турбогенераторов

В качестве силовой установки предполагается использование турбогенератора, состоящего из паровой турбины и синхронного электрогенератора.

Выбор паровых турбин осуществляется по расчетным тепловым нагрузкам, характеристикам выбираемых паровых турбин и расчетным значениям коэффициентов теплофикации по пару и сетевой воде, которые могут быть в пределах $\alpha_{\Pi}^p = 0.7 \dots 1$ и $\alpha_{CB}^p = 0.4 \dots 0.7$:

$$\alpha_{\Pi}^{p} = \frac{D_{\Pi}^{\text{Typ}}}{D_{\Pi}^{p}}; \tag{35}$$

$$\alpha_{\rm cb}^{\rm p} = \frac{Q_{\rm cb}^{\rm Typ}}{Q_{\rm cb}^{\rm p}},\tag{36}$$

где: $D_{\Pi}^{\text{тур}}$ — расчетный отпуск пара из производственных отборов и противодавления выбранных турбин, кг/с; $Q_{\text{св}}^{\text{тур}}$ — расчетный отпуск теплоты из отопительных отборов и встроенных пучков конденсаторов выбранных паровых турбин, МВт.

Для выполнения соответствующих требований по надежности и величине коэффициентов теплофикации по пару и сетевой воде, принимая во внимание расчетный отпуск пара на производственно-технические нужды $D_{\Pi}^{p}=105\frac{\mbox{\tiny KF}}{\mbox{\tiny C}}$ и расчетную нагрузку потребителей сетевой воды с учетом потерь в тепловых сетях $Q_{\rm CB}^{p}=286,7$ МВт, в соответствии с величинами технологической и коммунально-бытовой нагрузок, выбираем для установки и эксплуатации две турбины типа ПТ-80/100-12,8/1,3. Тогда имеем:

$$\alpha_{\pi}^{p} = \frac{2.51,4}{105} = 0,979 \in [0,7;1];$$
 (37)

$$\alpha_{\text{CB}}^{\text{p}} = \frac{2.89}{286,7} = 0,621 \in [0,4;0,7],$$
 (38)

где: $D_{\Pi}^{\text{тур}} = D_{\Pi}^{\text{пт}} = 2 \cdot 51,4 = 102,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}; \quad Q_{\text{св}}^{\text{тур}} = Q_{\text{св}}^{\text{пт}} = 2 \cdot 89 = 178 \text{ МВт.}$ Необходимые условия соблюдаются, останавливаемся на выбранном оборудовании.

Основные технические характеристики выбранных паровых турбин приведены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 Технические характеристики паровой турбины ПТ-80/100-12,8/1,3

Электрическая мощность, МВт	Номинальная	80
электрическая мощность, мы	Максимальная	100
Начальные параметры пара	Давление, МПа	12,8
та вывлые параметры пара	Температура, °С	555
Расход пара на турбину, кг/с	Номинальный	124
тасход пара на туронну, кг/с	Максимальный	131
Номинальная нагрузка отбора	Производственного, кг/с	51,4
тюминальная нагрузка отоора	Отопительного, МВт	79
Нагрузка встроенного пучка, МВт		

2.3. Выбор котельных установок

Для обеспечения ТЭЦ теплоносителем (паром) предполагается использование парогенераторов – котельных установок с естественной системой циркуляции. Также подразумевается установка пиковых водогрейных котлов.

Паровые котлы и пиковые водогрейные котлы выбираются согласно требуемой паропроизводительности и теплопроизводительности (по соответствующим характеристикам котельных установок).

2.3.1. Выбор пиковых водогрейных котлов

Тепловая мощность пиковых водогрейных котлов:

$$Q_{\text{ПВК}}^{\text{P}} = Q_{\text{CB}}^{\text{p}} - Q_{\text{CB}}^{\text{тур}} = 286,7 - 178 = 108,7 \text{ MBT}.$$
 (39)

Для покрытия недостающей тепловой мощности, из соображений надежности и то, что избыточная теплопроизводительность ПВК должна быть минимальной, выбираем для установки и эксплуатации 2 ПВК КВ-ГМ-58,2-150 (в случае использования одного ПВК КВ-ГМ-116,3-150 его теплопроизводительность составляет 116,3 МВт, что незначительно ниже теплопроизводительности 2 ПВК КВ-ГМ-58,2-150 и значительно снижает надежность работы системы теплоснабжения, что недопустимо: «... при выборе основного оборудования ТЭЦ необходимо стремиться к уменьшению числа агрегатов (но не менее двух), за счет увеличения их единичной мощности...»). Тогда имеем:

$$Q_{\text{IIBK}}^{\text{Pp}} = 2 \cdot 58.2 = 116.4 \,\text{MBT} > Q_{\text{IIBK}}^{\text{P}} = 108.7 \,\text{MBT},$$
 (40)

где: $Q_{\Pi \text{BK}} = 58,2 \text{ MBt}$ — теплопроизводительность одного ПВК КВ-ГМ-58,2-150.

Основные технические характеристики выбранных пиковых водогрейных котлов приведены в таблице 2.3.1.1.

Таблица 2.3.1.1 Технические характеристики водогрейного котла КВ-ГМ-58,2-150

Номинальная тепло-	Температу			
производительность,	На входе На выходе		Топливо	
МВт (Гкал/ч)	на входс	На выходе		
58,2 (50)	70 – 110	150	ГМ	

2.3.2. Выбор паровых котлов

Суммарная минимальная паропроизводительность паровых котлов выбирается из расчета суммы максимального расхода пара в голову всех паровых турбин с коэффициентом 1,02 (для компенсации неучтенных потерь в цикле ТЭЦ):

$$D_{\Sigma K} = 1.02 \cdot \left(D_{0\Sigma}^{\text{typ}} + D_0^{\text{POY}} \right) = 1.02 \cdot (262 + 1.66) = 269 \frac{\kappa \Gamma}{c},$$
 (41)

где:

$$D_0^{\rm POY} = \left(D_{\Pi}^{\rm p} - D_{\Pi}^{\rm Typ}\right) \cdot \frac{i_{\Pi} - i_{\Pi \rm B}}{i_0 \cdot \eta_{\rm POY} - i_{\Pi \rm B}} = (105 - 2 \cdot 51.4) \cdot \frac{2823 - 990.2}{3489.5 \cdot 0.98 - 990.2} = 1.66 \frac{\rm KF}{\rm c}, (42)$$
 где: $i_{\Pi \rm B} = f(t_{\Pi \rm B}) = f(230 \, ^{\rm o}{\rm C})$ — энтальпия питательной воды; $i_0 = f(t_0; P_0) = 1.00 \, {\rm c}$

 $f(560\,^{\circ}\text{C}; 13.8\,\text{M}\Pi\text{a})$ – энтальпия свежего пара; η_{POY} – КПД РОУ.

Для обеспечения необходимой паропроизводительности, соблюдая принцип наименьшей возможной избыточной производительности, для установки и эксплуатации выбираем паровой котел E-500-13,8 ГМН в количестве двух штук с номинальной паропроизводительностью $139 \, \frac{\kappa \Gamma}{c}$ каждый, т.е. общая паропроизводительность паровых котлов составит $278 \, \frac{\kappa \Gamma}{c}$. Основные технические характеристики выбранных паровых котлов приведены в таблице 2.3.2.1.

Таблица 2.3.2.1 Основные технические характеристики парового котла E-500-13,8 ГМН

Номинальная паропроизво-		гры пара	Температура пита-	Топ-	КПД
дительность, кг/с	Давление,	Темпера-	тельной воды, °С	ливо	брутто, %
Antenbhoots, Kive	МПа	тура, °С	тельной воды,	ливо	opj110, 70
139	13,8	560	230	ГМ	93,5 – 94,3

2.4. Описание и характеристика устанавливаемого оборудования

2.4.1. Характеристика турбины ПТ-80/100-12,8/1,3

Турбина ПТ-80/100-12,8/1,3 ЛМЗ — паровая турбина Ленинградского Металлического Завода — одновальный двухцилиндровый агрегат с промышленным и отопительным (производственным и теплофикационным) отборами пара с номинальной и максимальной мощностью 80 МВт и 100 МВт, соответственно, с начальным давлением пара 12,8 МПа.

Стандартная комплектация турбинной установки:

- паровая турбина с системой автоматического регулирования, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, турбинными трубопроводами (внутри), фундаментными рамами, обшивкой турбины;
- масляное хозяйство: масляный бак, маслоохладитель, масляные насосы, эжекторы (основная, пусковая и циркуляционная система);
- система регенеративного подогрева питательной воды с подогревателями поверхностного типа (ПВД, ПНД), регулирующими п предохранительными клапанами, деаэратором;
- установка сетевых подогревателей в составе непосредственно сетевых подогревателей (2) с регулирующими клапанами;
 - насосное и электрическое оборудование паротурбинной установки;
- конденсатор и конденсаторная группа с задвижками на входе и входе по охлаждающей воде.

Основные параметры турбины ПТ-80/100-12,8/1,3 (номинальные значения) представлены в таблице 2.4.1.1.

Таблица 2.4.1.1 Основные параметры турбины (номинальные значения)

Название параметра, единица изм	Значение			
Расход отбираемого пара на	Расход отбираемого пара на номинальный			
производственные нужды, т/ч	максимальный	300		
Пределы изменения давления в регулируемом	верхнем	0,049 - 0,245		
отопительном отборе, МПа	нижнем	0,029 - 0,098		
Температура воды, °С	питательной	249		
температура воды, с	охлаждающей	20		
Давление производственного отбор	ра, МПа	1,28		
Максимальный расход свежего па	470			
Расход охлаждающей воды, т	8000			
Давление в конденсаторе, кГ	2,84			

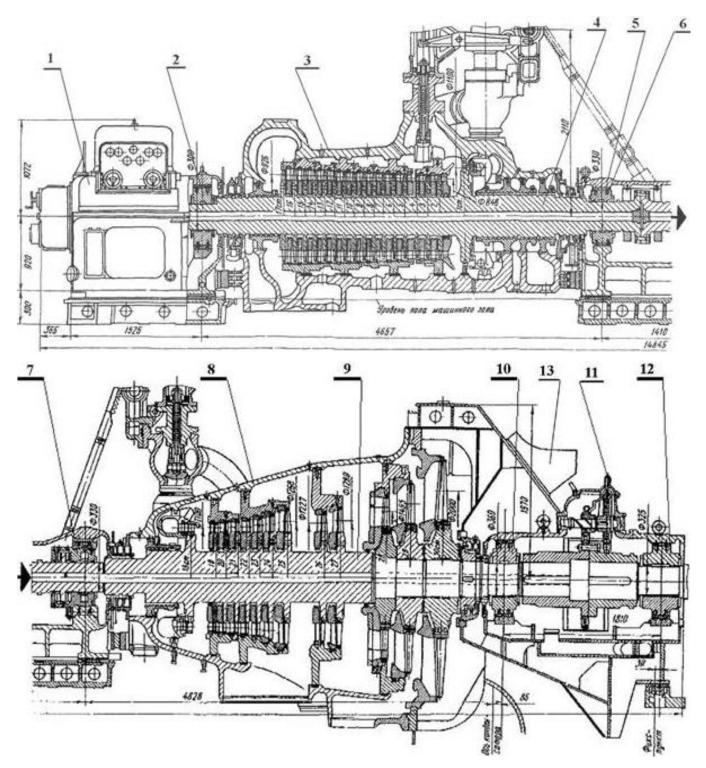


Рисунок 7 — Турбина паровая ПТ-80/100-12,8/1,3 ЛМЗ (продольный разрез) (1 — подшипник передний; 2 — вкладыш опорный № 1; 3 — ЦВД; 4 — подшипник средний; 6 — вкладыш опорный № 2; 7 — вкладыш опорно-упорный № 3; 8 — ЦНД; 9 — РНД; 10 — вкладыш опорный № 4; $11 - \mathrm{В\Pi Y}$; $12 - \mathrm{вкладыш}$ опорный № 5 (генератора); $13 - \mathrm{атмосферный}$ клапан — диафрагма)

Турбина рассчитана на работу в номинальном режиме с частотой тока в сети $50\,\Gamma$ ц, что соответствует скорости вращения ротора $3000\,$ оборотов в минуту.

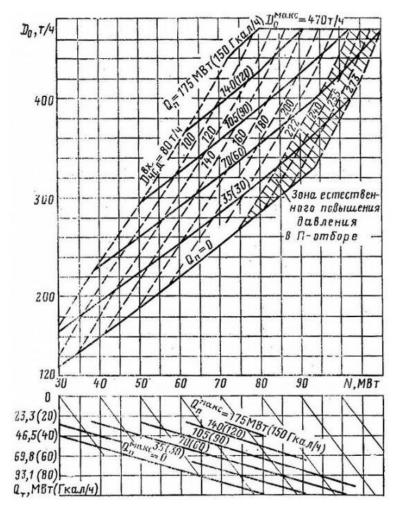


Рисунок 8 – Диаграмма режимов турбины ПТ-80/100-12,8/1,3

По перепускным трубам пар поступает из паровой коробки с автоматическим затвором к регулирующим клапанам турбины. Часть пара после ЦВД идет в регулируемый промышленный отбор с абсолютным давлением 1,28 МПа $(1,275\pm0,29\ \text{МПа})$, остальной пар поступает в ЦНД. Отопительные отборы (две штуки) осуществляются из соответствующих камер ЦНД – верхний (абсолютное давление $0,049-0,245\ \text{МПа}$) и нижний (абсолютное давление $0,029-0,098\ \text{МПа}$). Давление отопительного отбора регулируется с помощью регулирующей диафрагмы в камере верхнего отопительного отбора.

В проточной части ЦВД 16 ступеней давления и одновенечная регулирующая ступень. Проточная часть ЦНД подразделяется на 3 части: первая — до верхнего теплофикационного отбора — имеет регулирующую ступень и семь ступеней давления; вторая — между теплофикационными отборами — две ступени давления; третья — регулирующая ступень и две ступени давления.

Ротор ЦВД выполнен цельнокованным, как и первые 10 дисков ротора ЦНД, остальные 3 диска - насадные, а соединяются роторы ЦВД и ЦНД жестко (с помощью фланцев, откованных вместе с ротором). Ротор ЦНД с ротором генератора соединяется жесткой муфтой.

Между генератором и ЦНД расположено валоповоротное устройство, способное вращать ротор турбины с частотой вращения 3-4 оборота в минуту. Для интенсификации пуска турбины предусмотрен паровой обогрев шпилек и фланцев, а также подвод пара к уплотнениям.

На раме турбины со стороны генератора расположен фикспункт турбины, расширение агрегата при нагреве происходит в сторону переднего подшипника (в сторону головы турбины).

Турбина оснащена гидравлической системой автоматического регулирования с электрогидравлическим преобразователем (ЭГП), датчиком регулирования скорости — бесшарнирный регулятор РС-3000 и датчиком регулирования давления в отборах — сильфонные регуляторы давления. Предельно допустимой величиной повышения скорости вращения (при которой срабатывает первая ступень защиты) является скорость, составляющая 110-112 % от номинальной, дополнительная защита срабатывает при 114 %. Срабатывание регулятора безопасности или электромагнитного выключателя вызывает закрытие всех органов парораспределения турбины.

Сопловое распределение с четырьмя регулирующими клапанами реализовано как в ЦВД турбины, так и в ЦНД, управляется кулачковым распределительным устройством с сервомотором.

Турбина оснащена конденсационной установкой с конденсаторной группой (конденсатор со встроенным пучком охлаждения (3000 м²) для конденсации отработавшего в турбине и поступающего в конденсатор пара с последующим сохранением конденсата и полезным использованием теплоты пара для подогрева подпиточной воды во встроенном пучке (при работе на режимах по тепловому графику)), воздухоудаляющим устройством, конденсатным (2 конденсатных насоса (основной и резервный)) и циркуляционным (для подачи охлаждающей воды) насосом, эжектором циркуляционной системы (для заполнения системы водой перед пуском турбинной установки и удаления воздуха при его чрезмерных скоплениях в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и верхних водяных камерах маслоохладителей), водяными фильтрами и трубопроводами с арматурой.

Одним из важнейших элементов турбогенераторной установки является система регенерации – регенеративный подогрев питательной воды теплотой отработавшего в части ступеней турбины пара, отбираемого из нерегулируемых отборов турбины. Система регенерации состоит из батареи подогревателей высокого давления (ПВД) – 3 штуки, подогревателей низкого давления (ПНД) – 4 штуки и деаэратора – 1 штука. Из соображений безопасности, все подогреватели, кроме деаэратора, выполнены поверхностными (эксплуатация подогревателей смешивающего типа энергетически более эффективна, но сопровождается трудностями, связанными с возможным забросом питательной воды в проточную часть турбины, что может привести к останову турбины или аварии). Деаэратор – подогреватель смешивающего типа.

ПВД состоят из охладителя пара, охладителя дренажа и конденсатора пара, выполняются конструктивно вертикальными и требуют особого внимания из-за высокого давления по тракту питательной воды, потому сопровождаются рядом систем контроля и безопасности: выпускной и обратный клапан на входе и выходе по воде (автоматические), электромагнитный клапан (автоматический), трубопровод пуска и отключения подогревателей.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей выполнен каскадный (ПНД N = 2 – откачка конденсата выполняется сливным насосом).

Подогрев питательной воды происходит по классической схеме, последовательно в ПНД (4 подогревателя), деаэраторе (деаэратор повышенного давления) и ПВД (3 подогревателя), соответственно. Параметры регенеративных отборов представлены в таблице 2.4.1.2.

Таблица 2.4.1.2 Характеристика паровых отборов турбины ПТ-80/100-12,8/1,3

Отбор № (подогреватель)	Расход пара в отбор, т/ч	Параметры пара в камере отбора		
отоор же (подогревитель)	т асход нара в отоор, и т	Давление, МПа	Температура, °С	
1 (ПВД 3)	$26,3 \pm 3,0$	4,57	421	
2 (ПВД 2)	33,0	2,66	352	
3 (ПВД 1)	$10,5 \pm 5,1$	1,27	267	
4 (Деаэратор)	$13,9 \pm 1,7$	1,27	267	
5 (ПНД 4)	28,4	0,41	196	
6 (ПНД 3)	-	0,088	-	
7 (ПНД 2)	-	0,034	-	
8 (ПНД 1)	-	0,003	-	

Подогрев сетевой воды осуществляется в двух сетевых подогревателях, также в установку для подогрева сетевой воды входят конденсатные и сетевые насосы. Подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат, эффективная поверхность теплообмена которого составляет 1300 м², образованная трубами из латуни, развальцованными в трубных досках с обоих торцов [12]. Поскольку ТЭЦ – единственный поставщик тепловой энергии в районе, теплофикация и отопление (вентиляция) – чрезвычайно важная задача.

2.4.2. Характеристика пикового водогрейного котла КВ-ГМ-58,2

Водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 — водотрубный прямоточный водогрейный котел с П-образной сомкнутой компоновкой поверхностей нагрева, предназначен для получения горячей воды на нужды систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и коммунально-бытового потребителя. Технические характеристики водогрейного котла КВ-ГМ-58,2-150 представлены в таблице 2.4.2.1.

Таблица 2.4.2.1 Технические характеристики водогрейного котла КВ-ГМ-58,2-150

Расчетное (избыточное) давление воды на входе в котел, МПа	2,5
Минимальное (абсолютное) давление воды на выходе из котла, МПа	1,0
Гидравлические сопротивление, МПа (не более)	0,25
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %	20-100
Масса котла расчетная, кг	115800
Масса трубной системы, кг	57700
Расход воды в основной/пиковый режим, т/ч	618/1230
Расход топлива, $\text{нм}^3/\text{ч} - \text{газ}$, $\text{кг/ч} - \text{мазут}$	6250/5750
Средняя наработка на отказ, ч (не менее)	5000
Полный назначенный срок службы котла, лет (не более)	20 (100000 ч)
КПД котла, % (не более, газ/мазут)	94,3/92,7
Удельный выброс Nox (при $\alpha = 1,4$), мг/м ³ (не более)	300/380
Эквивалентный уровень шума в зоне обслуживания, ДБа (не более)	80
Температура наружной (изолированный) поверхности нагрева котла, °C	55

Конвективная поверхность нагрева водогрейного котла состоит из трех пакетов, расположенных в вертикальной полностью экранированной шахте. Боковые стены конвективного газохода закрыты трубами и являются стояками конвективных полусекций. Газоплотность котла обеспечивается обшивкой экранных труб с наружной стороны стальными листами.

КВ-ГМ-58,2-150 оборудован двумя горелками РГМГ-20 (либо двумя ПГМГ-30 с паромеханической форсункой) или четырьмя ГМГР-16. Горелки устанавливаются на воздушном коробе котла на фронтовом экране (горизонтальные коллекторы). Котлы, использующие в качестве топлива топочный мазут, оборудуются устройством газоимпульсной очистки для удаления наружных отложений с труд конвективной поверхности нагрева.

Нижние камеры фронтового, промежуточного, заднего экранов и боковые стены конвективного газохода, опирающиеся на портал, имеют опоры.

Обмуровка и теплоизоляция выполняется облегченной и не входит в поставочную комплектацию котла, а трубные элементы, их монтаж и поставка, согласуются с заказчиком.

Комплектация включает ряд обязательной к эксплуатации арматуры, горелочные и тягодутьевое устройства и оборудование (возможен рекомендательный характер), соответственно [13].

2.4.3. Характеристика парового котла Е-500-13,8 ГМН

Паровой котел E-500-13,8 ГМН ТКЗ — малогабаритный газоплотный с уравновешенной тягой однобарабанный котел с естественной циркуляцией и Побразной многоходовой компоновкой поверхностей нагрева производства Таганрогского Котельного Завода, предназначенный для генерации перегретого пара высокого давления (при сжигании природного газа и топочного мазута).

Газоплотность котла обеспечивается плавниковыми экранами и обмуровкой, которая также выполняет теплоизолирующую функцию. Газоходы изолируются специальными вулканитовыми плитами или рулонными материалами с дополнительным влагостойким покрытием.

В котле устанавливаются 8 газомазутных горелок в два яруса на задней стене с соплами вторичного дутья, таким образом организуется ступенчатое сжигание топлива для снижения выбросов и удовлетворения требованиям на эмиссию, в частности, оксида азота [14].

Экранирование стен топочной камеры, подъемного и опускного конвективного газоходов выполнено плавниковыми экранами (трубы, между которыми вварена полоса).

Воздух для подачи в котел подогревается в двух регенеративных воздухоподогревателях за пределами котла, снабженные паровой обдувкой для очистки поверхностей теплообмена. Теплообмен с рабочим телом происходит в подогревателях: ширмовый пароперегреватель — 2 ступени в подъемном газоходе, в опускном газоходе - конвективный пароперегреватель и водяной экономайзер — 3 и 2 ступени, соответственно. Предварительный подогрев воздуха осуществляется в калориферах и с помощью рециркуляции горячего воздуха.

Радиационный пароперегреватель расположен в средней части топочной камеры, на выходе из которой размещается ширмовый пароперегреватель, в конвективном горизонтальном газоходе монтируются пакеты конвективных пароперегревателей (4 ступени), в последнем элементе — опускной конвективной шахте — мембранный экономайзер на подвесных трубах.

Впрыском собственного конденсата осуществляется регулирование температуры перегретого пара и защита поверхностей нагрева пароперегревателя, установлены три ступени впрыска собственного конденсата.

В котле предусмотрены лазы для обслуживания и осмотра, система дробеочистки для поверхностей нагрева, необходимая арматура, устройства для забора проб и анализов,

Котел спроектирован с учетом компенсации температурных расширений, предусмотрены специальные линзовые компенсаторы и необходимые зазоры.

Все процессы, происходящие в котле (регулирование параметров перегретого пара, подача питательной воды и топлива, поддержание горения факела и уровня воды в барабане, загрязнение поверхностей теплообмена и их очистка, режим работы котла и др.), полностью автоматизированы [15]. Основные технические данные парового котла Е-500-13,8-560 ГМН представлены в таблице 2.4.3.1.

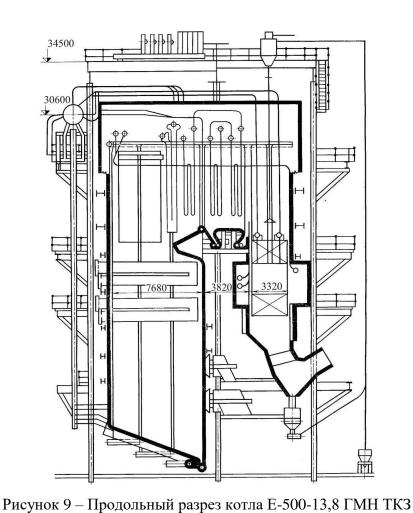


Таблица 2.4.3.1 Основные технические данные парового котла E-500-13,8-560 ГМН

Паропроизводительность, т/ч		500
Давление пара, МПа	ı	13,8
Температура пара, °С		560
КПД брутто, %		94,5 / 90,5
Габариты котла, м	ширина	14,6
	высота	41,6
	глубина	17,9
Основной вид топлива		природный раз, мазут
Общий вес металла,	Γ	2100

Паровой котел E-500-13,8-560 ГМН ТКЗ укомплектован дутьевым вентилятором ВДН-25, дымососом рециркуляции ГД-31 и дымососом ДОД-28,5 для возможности работы котла с уравновешенной тягой. Котел поставляется удобными транспортабельными блоками по согласованию с заказчиком.

2.5. Компоновка главного корпуса ТЭЦ

Главное здание ТЭЦ включает в свой состав котельное отделение, турбинное отделение, блочные щиты управления, непосредственно основное оборудование и вспомогательное, а также обслуживающее оборудование и служебные помещения [16].

Компоновку ТЭЦ принимаем закрытой. Главный корпус, габариты которого напрямую зависят от располагающихся в нем агрегатов и их количества, выполняется из сборного железобетонного каркаса, в основе которого колонны, опирающиеся на монолитный фундамент. Под сводом крыши корпуса как в турбинном, так и в котельном отделении монтируется мостовой кран с электрическим приводом. Далее все элементы корпуса монтируются так, чтобы при необходимости можно было совершать манипуляции мостовым краном. Ориентирован главный корпус турбинным отделением к источнику охлаждающей воды.

В котельном отделении размещаются парогенераторы (паровые котлы), пиковые водогрейные котлы, вспомогательное и обслуживающее оборудование.

В турбинном отделении (машинном зале) размещаются турбогенераторные установки (паровые турбины, генераторы), система регенеративного подогрева питательной воды, масляное хозяйство, система охлаждения электрического генератора и прочее вспомогательное и обслуживающее оборудование.

Между котельным и турбинным отделением располагается блочный щит управления (БЩУ).

Турбинное и котельное отделения разделяются по отметкам — различные участки по высоте (отметка обслуживания, потолок котла, горелки, вспомогательное оборудование, подвал, деаэратор и т.д.) и очередям — последовательно от источника водоснабжения ($A - B - B - \Gamma$). Турбинное отделение также подразделяется на верхнюю и нижнюю части, в которых, соответственно, располагаются турбоагрегаты и вспомогательное оборудование (система регенерации, масляное хозяйство, конденсатор турбины, насосы (питательные, конденсатные, масляные), трубопроводы охлаждающей воды и др. Для удобства передвижения

и повышения маневренности персонала на паровых котлах в котельном отделении предусматривается лифт, с помощью которого можно подниматься на фиксированные отметки. Ко всем важным узлам котла есть доступ и предусмотрены специальные лестницы и площадки.

Турбоагрегат в составе паровой турбины и электрического генератора размещается в турбинном отделении на отметке обслуживания поперечно относительно корпуса турбиной ближе к паровому котлу, а электрогенератором к открытому распределительному устройству (ОРУ) и внешней стене главного корпуса. Под турбоагрегатом располагается вспомогательное оборудование, доступ к которому осуществляется по специальным лестницам и площадкам. Под конденсатором турбины предусмотрена специальная монтажная площадка, на ней располагается множество элементов вспомогательного оборудования.

Вокруг паровой турбины (по бокам) ниже отметки обслуживания располагается система регенеративного подогрева в составе регенеративных подогревателей высокого и низкого давления, сетевые подогреватели размещаются с учетом трассировки трубопроводов.

Один из элементов системы регенеративного подогрева вынесен в отдельную часть между машинным и котельным отделением и располагается на отметке выше турбогенератора, что обусловлено необходимостью создания напора на всасе предвключенного (бустерного) и питательного насоса — деаэратор, размещается в деаэраторном отделении, верхнюю часть которого занимают деаэраторы питательной воды, а нижнюю — редукционная охладительная установка и быстродействующая редукционная охладительная установка (РОУ и БРОУ). Деаэраторное отделение также вмещает распределительное устройство собственных нужд (РУ СН).

Как под паровой котел, так и под турбоагрегат и все крупные узлы и элементы оборудования на этапе строительства закладывается железобетонный фундамент. Под каждый элемент фундамент проектируется индивидуально, он

зависит от габаритных размеров, массы, характера и степени важности оборудования. Отметка обслуживания турбоагрегата — верхняя часть фундамента. Все, что находится ниже отметки обслуживания в машинном зале — конденсаторное помещение, пол которого на расстоянии 9 метров от отметки обслуживания. Под конденсаторным помещением располагается подвал высотой 3,3 метра.

Главный корпус также делится на ячейки — зоны, занимаемые одним турбоагрегатом со всем его вспомогательным оборудованием и инфраструктурой, системой регенерации, конденсаторной установкой, площадками и др.

Нумерация оборудования ведется от постоянного торца — капитальной стены, второй торец главного корпуса временный, что упрощает (при необходимости) расширение станции. Со стороны временного торца главного корпуса не предусматривается расположение важных узлов и оборудования. Как было сказано выше, турбогенератор обращен электрический генератором к наружной стене главного корпуса, за которой располагается ОРУ и источник охлаждающей воды.

2.6. Выбор вспомогательного оборудования

Задача выбора вспомогательного оборудования ТЭЦ — определение типоразмеров, параметров и количества оборудования. Одним из основных требований к выбору оборудования является условие выполнения максимальной эксплуатационной нагрузки. Укрупненные единичные мощности оборудования снижают капитальные затраты на сооружение станции и эксплуатационные расходы [17].

Под вспомогательным оборудованием подразумевается: деаэратор питательной воды, деаэратор подпиточной воды, питательный насос и др.

Резервация вспомогательного оборудования предусматривается в случаях крайней необходимости и чрезвычайной важности соответствующего узла, если его неисправность может привести к выходу из строя другого оборудования или останова энергетической установки и прекращению отпуска тепловой и электри-

ческой энергии (поскольку на нефтеперерабатывающем предприятии производство — непрерывный процесс, отключение подачи теплоносителя и тепловой энергии недопустимо и повлечет за собой большие финансовые сатисфакции).

2.6.1. Выбор деаэраторов повышенного давления

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды должна покрывать максимально возможный расход питательной воды, а объем питательной воды в баках аккумуляторах должен обеспечивать запас на 5 минут работы котла на номинальной мощности [17].

Минимальная полезная вместимость деаэраторного бака:

$$V = \tau^{min} \cdot \frac{v \cdot D_{\Pi B}}{n \cdot 60} = 5 \cdot \frac{1.1 \cdot 396.4}{2 \cdot 60} = 18.2 \text{ m}^3, \tag{43}$$

где: τ^{min} — минимальное время запаса работы котла, обеспечиваемое баком аккумулятором основного деаэратора, мин; v — удельный объем, м 3 /кг; $D_{\Pi B}$ — расход питательной воды, т/ч; n — количество деаэраторов, штук.

Принимая во внимание необходимую производительность и объем деаэраторного бака аккумулятора питательной воды, выбираем деаэратор повышенного давления ДП-500/65 в количестве 2 штук (2 турбины, 2 котла). Основные технические характеристики деаэратора повышенного давления ДП-500/65 представлены в таблице 2.6.1.1.

Таблица 2.6.1.1 Основные технические характеристики деаэратора ДП-500/65

Номинальная производительность, т/ч	500
Давление рабочее избыточное, МПа (не более)	0,7
Температура рабочей среды, °С (не более)	164
Объем бака деаэраторного полезный, м ³ (не более)	65
Длина (L2), мм	9100
Наружный диаметр колонки (D1) / Бака (D2), мм	2032/3439
Расстояние между опорами (L1), мм	6000
Масса деаэратора сухого, кг (не более)	23400
Высота от оси деаэраторного бака (Н), мм	5021

Располагаемый полезный объем бака аккумулятора питательной воды способен покрывать необходимый запас питательной воды обоих выбранных паровых котлов, таким образом, надежность системы крайне высока, к тому же, все деаэраторы соединяются между собой общестанционными поперечными связями по всем потокам. Деаэраторы являются частью системы регенеративного подогрева питательной воды и питательной установки паровых котлов высокого давления.

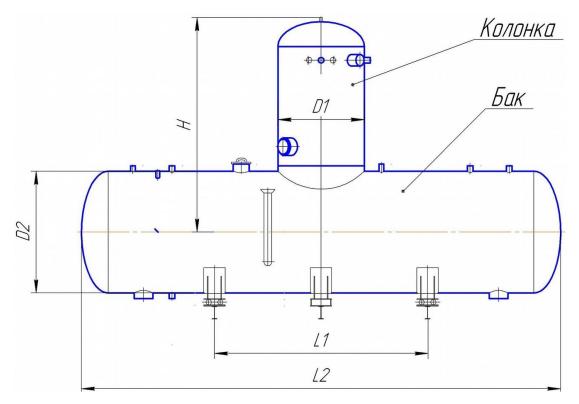


Рисунок 10 – Принципиальная схема деаэратора ДП-500/65 (Н – высота от оси деаэраторного бака, L1 – расстояние между опорами, L2 – длина деаэраторного бака, D1 – наружный диаметр деаэрационной колонки, D2 – наружный диаметр деаэраторного бака)

Основные функции, которые выполняет деаэратор питательной воды:

- часть системы регенеративного подогрева питательной воды смешивающий подогреватель;
- деаэрация поступающей на питание парового котла высокого давления питательной воды (давления 6 ата, температура 158,8 °C (до 164 °C)) с целью удаления коррозионно-активных и агрессивных газов (кислорода и углекислоты), которые являются причиной ускоренной коррозии элементов парового котла и паротурбинной установки;

• аккумулирования питательной воды в баке аккумуляторе питательной воды для обеспечения необходимого пятиминутного запаса работы парового котла.

При нормальном режиме работы деаэрационной установки, углекислота в составе питательной воды присутствует незначительно или отсутствует вовсе, содержание кислорода менее 10 мкг/кг, а запас по питательной воде превышает необходимые минимальные 5 минут.

Деаэратор – сложный и массивный теплообменный аппарат, его составные части: деаэрационная колонка, деаэраторный бак аккумулятор питательной воды, отдельные детали и комплектующие. Поскольку деаэратор – негабаритное изделие, поставляется в виде составных частей.

Стандартная комплектация деаэратора ДП-500/65: деаэрационная колонка типа КДП-500 (вертикальная), деаэраторный бак аккумулятор питательной воды БДП-65, охладитель выпара деаэратора OB-18.

Деаэраторы устанавливают на отметке выше отметки обслуживания, тем самым обеспечивая необходимый напор на всас в коллектор предвключенного и питательного насосов, на которые вода подается из нижней части деаэраторного бака.

Для обслуживания (промывки) и на случай аварийной ситуации предусмотрен слив воды из деаэраторного бака и его опорожнение в канализацию.

Устанавливается деаэратор на неподвижных опорах.

2.6.2. Выбор атмосферных деаэраторов

Задача атмосферного деаэратора — удаление коррозионно-активных газов, прежде всего, кислорода и углекислоты, из питательной воды водогрейных котлов (ПВК) и подпиточной воды системы.

Принимая во внимание необходимую производительность и объем деаэраторного бака аккумулятора питательной воды водогрейного котла, выбираем деаэратор атмосферный типа ДА-300/75. Основные технические характеристики атмосферного деаэратора ДА-300/75 представлены в таблице 2.6.2.1.

Таблица 2.6.2.1 Основные технические характеристики деаэратора ДА-300/75

Номинальная производительность, т/ч	300
Давление рабочее избыточное, МПа (не более)	0,02
Температура рабочей среды, °С (не более)	104,25
Объем бака деаэраторного полезный, м ³ (не более)	75
Диапазон производительности, %	30-120
Диапазон производительности, т/ч	90-360
Максимальный и минимальный подогрев воды в деаэраторе, °С	40 и 10

Стандартная комплектация деаэратора ДА-300/75: деаэрационная колонка типа КДА-300 (вертикальная), деаэраторный бак БДА-75, охладитель выпара деаэратора OBA-18, предохранительное устройство ДА-300.

Атмосферный деаэратор ДА-300/75 — двухступенчатый деаэратор, реализующий две схемы дегазации: струйную и барботажную (барботажное устройство в нижней части деаэрационной колонки).

Внешний вид атмосферного деаэратор не отличается от внешнего вида деаэратора повышенного давления: цилиндрический горизонтальный сосуд — бак аккумулятор, патрубки входа и выхода рабочей среды, трубопроводы и арматура, деаэрационная колонка приваривается вертикально сверху к деаэраторному баку. Устанавливается деаэратор на неподвижных опорах.

2.6.3. Выбор питательных насосов

Нормы проектирование промышленно-отопительных ТЭЦ, входящих в энергосистему, гласят, что суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае останова любого из них оставшиеся в работе насосы должны обеспечивать номинальную паропроизводительность всех котлов (резервный питательный насос находится на складе, не устанавливается на ТЭЦ). Расход питательной воды на котел Е-500-13,8-560 ГМН:

$$D_{\text{IIB}} = (1 + \alpha + \beta) \cdot D_{\text{Ka}} = (1 + 0.01 + 0.05) \cdot 500 = 530 \frac{\text{T}}{\text{q}}, \tag{44}$$

где: \propto - доля расхода питательной воды на продувку; β — доля расхода питательной воды на собственные нужды.

Объемный расход питательной воды:

$$D' = v_{\text{IIB}} \cdot D_{\text{IIB}} = 1.1 \cdot 530 = 578 \frac{M^3}{4}, \tag{45}$$

где: $v_{\text{пв}}$ – удельный расход воды, $\frac{\text{м}^3}{\text{т}}$.

По рассчитанным данным выбираем питательный насос: ПЭ 580-195.

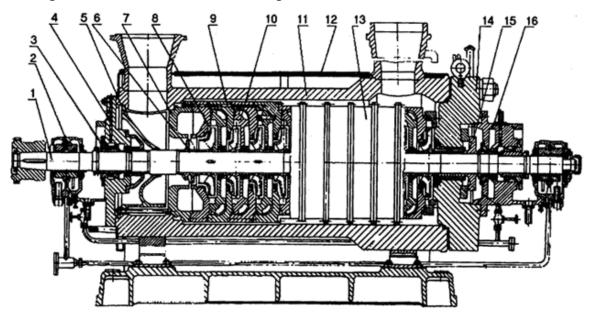


Рисунок 11 — Принципиальная схема насоса типа ПЭ (1 — вал, 2 — подшипник, 3 — торцовое уплотнение вала, 4 — входная крышка. 5 — подвод кольцевой, 6 — предвключенное колесо, 7 — крышка, 8 - рабочее колесо, 9 — секция, 10 — направляющий аппарат, 11 — корпус наружный, 12 — кожух насоса, 13 — корпус внутренний, 14 — крышка напорная, 15 — диск разгрузки, 16 — корпус концевого уплотнения)

Насос ПЭ 500-195 сконструирован горизонтальным и многоступенчатым. Основные характеристики питательного насоса ПЭ 500-195 представлены в таблице 2.6.3.1.

Таблица 2.6.3.1 Основные характеристики питательного насоса ПЭ 500-195

Подача, м ³ /ч	580
Напор, м	2150
Частота вращения, об/мин	2985
Мощность, кВт	5000
Габариты насоса, мм	3300x1550x1735
Габариты агрегата, мм	9240x2000x2130
Масса агрегата, кг	30090

2.6.4. Выбор тягодутьевых установок

Дымосос и дутьевой вентилятор необходимы для нормального функционирования и эксплуатации парового котла. Выбранный котел типа Е-500-13,8 ГМН работает с уравновешенной тягой и оборудован дутьевым вентилятором ВДН-25, дымососом рециркуляции ГД-31 и дымососом ДОД-28,5 для возможности работы котла с уравновешенной тягой. Основные технические характеристики выбранных тягодутьевых машин представлены в таблице 2.6.4.1.

Таблица 2.6.4.1 Основные характеристики тягодутьевых машин

Вентилятор дутьевой двустороннего	
Диаметр рабочего колеса, мм	2500
Номинальная производительность, м ³ /ч	520000
Частота вращения, об/мин	980
Мощность на валу, кВт	1320
Максимально допустимая частота вращения,	1000
об/мин	1000
Длина, мм	6930
Ширина, мм	4334
Высота, мм	5223
Масса, кг	26500
Средняя продолжительной безостановочной	12000
работы, ч	12000
Дымосос рециркуляции	ГД-31
Диаметр рабочего колеса, мм	3100
Номинальная производительность на всасы-	220000
вании, м ³ /ч	330000
Частота вращения, об/мин (не более)	750
Мощность на валу, кВт	800
Длина, мм	4022
Ширина, мм	6390
Высота, мм	4596
Масса, кг	12430

Продолжение таблицы 2.6.4.1

Дымосос	ДОД-28,5
Диаметр рабочего колеса, мм	2850
Номинальная производительность на всасывании, м ³ /ч	585000
Частота вращения, об/мин (не более)	600
Мощность на валу, кВт	1600/1250
Длина, мм	10822
Ширина, мм	6256
Высота, мм	6405
Масса, кг	46100

Центробежные дутьевые вентиляторы двустороннего всасывания типа ВДН-25 предназначены для подачи воздуха в топки котлов и способны преодолевать полное сопротивление газовоздушного тракта парового котла. Вентиляторы рассчитаны на продолжительные период работы в открытых и закрытых помещениях в различных климатических условиях. Применение дутьевых вентиляторов не по их непосредственному назначению не допускается [20].

Центробежные дымососы горячего дутья одностороннего всасывания ГД-31 предназначены для рециркуляции дымовых газов котлов на твердом и газомазутном топливе различной паропроизводительности [21].

Осевые двухступенчатые дымососы ДОД-28,5 предназначены для удаления дымовых газов из топок котлов на твердом топливе паропроизводительностью от 640 до 950 т/ч, оборудованных эффективно действующими электрофильтрами, а также для отсасывания дымовых газов от топок газомазутных котлов той же паропроизводительности [22].

2.6.5. Расчет дымовой трубы

Для расчета дымовой трубы задаем исходные данные — состав и расход топлива. Предполагается использование в качестве топлива на проектируемой ТЭЦ природного газа и топочного мазута. Химический состав топлива проектируемой ТЭЦ представлен в таблице 2.6.5.1.

Химический состав топлива проектируемой ТЭЦ

Природный	і газ	Топливный мазут			
Элемент (химическая	Содержание, %	Элемент (химическая	Содержание, %		
формула)		формула)			
Метан (СН4)	93,8	Углерод (С)	87		
Этан (С ₂ Н ₆)	3	Водород (Н2)	11,9		
Пропан (С ₃ Н ₈)	0,5	Cepa (S)	0,4		
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	0,3	Вода (Н ₂ О)	0,1		
Пентан (С ₅ H ₁₂)	0,2	Зольность (А _г)	0,5		
Азот (N ₂)	1,8	Влажность (W ^p)	0,1		
Углекислый газ (СО2)	0,4				

При нормальной номинальной нагрузке всех котлов расход топлива составляет: природный газ $-42250 \text{ м}^3/\text{ч}$, мазут -39220 кг/ч (77,3 м $^3/\text{ч}$).

Для расчета высоты дымовой трубы необходимо рассчитать продукты сгорания топлива, после чего считать высоту по топливу, продуцирующему большее количество продуктов сгорания.

Расчет по природному газу

Теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания 1 м³ газа:

$$V_{\rm B}^{0} = 0.0476 \cdot \left(\sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_{m} \cdot H_{n} \right) = 0.0476 \cdot \left(\left(1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 93.8 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 3 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0.5 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0.3 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0.2 \right) = 9.72 \frac{M^{3}}{M^{3}}. \tag{46}$$

Теоретический объем азота:

$$V_{N_2} = 0.79 \cdot V_{\rm B}^0 + \frac{N_2}{100} = 0.79 \cdot 9.72 + \frac{1.8}{100} = 7.67 \frac{M^3}{M^3}.$$
 (47)

Теоретический объем трехатомных газов:

$$V_{RO_2} = 0.01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m \cdot H_n) =$$

$$= 0.01 \cdot (0.4 + (1 \cdot 93.8 + 2 \cdot 3 + 3 \cdot 0.5 + 4 \cdot 0.3 + 5 \cdot 0.2)) = 1.04 \frac{M^3}{M^3}. \quad (48)$$

Теоретический объем водяных паров:

$$V_{H_2O} = 0.01 \cdot \left(H_2S + H_2 + \frac{\sum n}{2} \cdot C_m \cdot H_n + 0.124 \cdot d \right) =$$

$$= 0.01 \cdot \left(\frac{4}{2} \cdot 93.8 + \frac{6}{2} \cdot 3 + \frac{8}{2} \cdot 0.5 + \frac{10}{2} \cdot 0.3 + \frac{12}{2} \cdot 0.2 + 0.124 \cdot 10 \right) = 2.03 \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3}, (49)$$

где: d – влагосодержание газообразного топлива.

Полный удельный объем дымовых газов:

$$V_{\Gamma} = V_{N_2} + V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{B}^{0} \cdot (\alpha - 1) =$$

$$= 7,67 + 1,04 + 2,03 + 9,72 \cdot (1,07 - 1) = 11,4 \frac{M^3}{M^3}.$$
(50)

Полный выход дымовых газов:

$$V^{\text{полн}} = V_{\Gamma} \cdot G_{\Gamma} = 11,4 \cdot 42250 = 481650 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$
 (51)

Расчет по мазуту

Теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания 1 т мазута:

$$V_{\rm B}^{0} = 0.0889 \cdot (C + 0.375 \cdot S) + 0.265 \cdot H_{2} - 0.0333 \cdot O_{2} =$$

$$= 0.0889 \cdot (87 + 0.375 \cdot 0.4) + 0.265 \cdot 11.9 = 10.9 \frac{M^{3}}{KF}.$$
(52)

Теоретический объем азота:

$$V_{N_2} = 0.79 \cdot V_{\rm B}^0 = 0.79 \cdot 10.9 = 8.61 \frac{{\rm M}^3}{{\rm Kg}}.$$
 (53)

Теоретический объем трехатомных газов:

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{C + 0,375 \cdot S}{100} = 1,866 \cdot \frac{87 + 0,375 \cdot 0,4}{100} = 1,63 \frac{M^3}{K\Gamma}.$$
 (54)

Теоретический объем водяных паров:

$$V_{H_2O} = 0.111 \cdot H_2 + 0.0124 \cdot W^p + 0.0161 \cdot V_B^0 \cdot (\alpha - 1) + 1.24 \cdot W_{\Phi} =$$

$$= 0.111 \cdot 11.9 + 0.0124 \cdot 0.1 + 0.0161 \cdot 10.9 \cdot (1.2 - 1) = 1.36 \frac{M^3}{KF}.$$
 (55)

Полный удельный объем дымовых газов:

$$V_{\Gamma} = V_{N_2} + V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{B}^{0} \cdot (\alpha - 1) =$$

$$= 8,61 + 1,63 + 1,36 + 10,9 \cdot (1,2 - 1) = 13,8 \frac{M^3}{K\Gamma}.$$
(56)

Полный выход дымовых газов:

$$V^{\text{полн}} = V_{\Gamma} \cdot G_{\text{M}} = 13.8 \cdot 39220 = 541236 \frac{\text{M}^3}{\text{q}}.$$
 (57)

Полный выход дымовых газов при сжигании мазута, как и ожидалось, превышает выход дымовых газов при сжигании природного газа, поэтому дальнейший расчет ведется по мазуту.

Высота дымовой трубы:

$$h = P_n \cdot \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \left(\frac{M_{SO_2}}{\Pi \angle K_{SO_2}} + \frac{M_{NO_x}}{\Pi \angle K_{NO_x}}\right) \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{V_{CeK} \cdot \Delta T}}} =$$

$$= 1 \cdot \sqrt{200 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 2 \cdot \left(\frac{170}{0,5} + \frac{94,4}{0,85}\right) \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{300,6 \cdot 124,3}}} = 67,7 \text{ M}, \tag{58}$$

где:

- P_n коэффициент, учитывающий конструкцию трубы;
- А коэффициент, зависящий от ортографического положения ТЭЦ;
- F коэффициент, учитывающий скорость осаждения токсичных веществ в атмосфере;
- m коэффициент, зависящий от скорости выброса дымовых газов из устья трубы;
 - n число котлов на трубу;
 - $V_{\text{сек}}$ секундный расход дымовых газов:

$$V_{\text{Сек}} = \frac{V^{\text{ПОЛН}} \cdot n}{3600} = \frac{541236 \cdot 2}{3600} = 300,6 \frac{M^3}{c};$$
 (59)

• $B_{\text{сек}}$ – секундный расход топлива:

$$B_{\text{сек}} = \frac{G_{\text{M}} \cdot 2}{3600} = \frac{39220 \cdot 2}{3600} = 21.8 \frac{\text{K}\Gamma}{\text{c}}; \tag{60}$$

• ΔT — разница температуры уходящих газов и температуры самого жаркого месяца:

$$\Delta T = 147 - 22,7 = 124,3 \,^{\circ}\text{C};$$
 (61)

• M_{SO_2} , M_{NO_x} – выбросы оксидов серы и азота, соответственно:

$$M_{SO_2} = 2000 \cdot \frac{S}{100} \cdot B_{\text{cek}} \cdot (1 - \eta' \cdot SO_2) \cdot (1 - \eta'' \cdot SO_2) \cdot \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) =$$

$$= 2000 \cdot \frac{0.4}{100} \cdot 21.8 \cdot (1 - 0.02) \cdot (1 - 0) \cdot \left(1 - \frac{0.5}{100}\right) = 170 \frac{\Gamma}{c}, \tag{62}$$

$$M_{NO_{x}} = 0.034 \cdot \beta_{1} \cdot \beta_{2} \cdot K \cdot B_{\text{cek}} \cdot Q_{\text{H}}^{P} \cdot \left(1 - \frac{q_{4}}{100}\right) =$$

$$= 0.034 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 21.8 \cdot 40 \cdot \left(1 - \frac{0.5}{100}\right) = 94.4 \frac{\Gamma}{c}, \tag{63}$$

где: η' - доля сернистого газа, остающаяся в дымоходе; η'' - доля сернистого газа, остающаяся в золоуловителе; β_1 – коэффициент запаса; β_2 – коэффициент, зависящий от конструкции горелок; K – коэффициент, зависящий от паропроизводительности котла.

В соответствии с СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий» принимаем высоты дымовой трубы по унифицированному ряду – 75 метров [23].

Диаметр устья дымовой трубы:

$$d_{y} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\text{CEK}}}{\omega \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 300,6}{30 \cdot 3,14}} = 3,57 \text{ M}.$$
 (64)

В соответствии с СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий» принимаем диаметр устья дымовой трубы 3,6 метра — минимальный диаметр для монолитной железобетонной трубы (продиктован ограничением по оборудованию, с помощью которого возводится дымовая труба) [23].

3. Разработка и расчет тепловой схемы

3.1. Разработка тепловой схемы

Принципиальная тепловая схема (ПТС) составляется на основе произведенного выбора оборудования электростанции, наглядным представлением о структуре которой является чертеж. На принципиальной тепловой схеме отражается тепловое оборудование пароводяного тракта и трубопроводы, объединяющие его.

Приближенный состав ПТС: основные агрегаты и связывающие их линии пара и воды, регенеративные подогреватели высокого и низкого давления с охладителями пара и дренажа, сетевые подогреватели, деаэраторы питательной и подпиточной (добавочной) воды, конденсатные и дренажные насосы, линии основного конденсата и дренажей, добавочной воды, вспомогательные устройства и теплообменники, линии отвода пара из уплотнений турбин к различным подогревателям воды.

Проектируемая станция включает два паровых котла E-500-13,8-560 ГМН, подключенных к общему паропроводу, из которого пар поступает на 2 турбины ПТ-80/100-12,8/1,3 (турбина типа ПТ имеет 2 регулируемых отбора пара на промышленного потребителя и теплофикацию, подключенных к общестанционным коллекторам).

3.2. Расчет тепловой схемы

Необходимость в поставке теплоносителя и подаче теплоты продиктована производственной потребностью нефтеперерабатывающего завода — технологического потребителя теплоты в виде пара и потребителей теплоты на теплофикацию в виде горячей воды и предопределяет выбор ТЭЦ.

Расчет тепловой схемы

№ Наименование и обо	Наименование и обозначение расчетной величины	Единица	ица Расчетная формула		Режим				
п/п		измерения	т ис тетния формули	I	II	III	IV		
	Теплофикационна	ая установк	a		l				
1	Расход пара на ГВС	м ³ /ч	$G_{_{\Gamma \mathrm{B}}} = rac{Q_{_{\Gamma \mathrm{B}}}}{t_{_{\Gamma \mathrm{B}}} - t_{_{\mathrm{X} \mathrm{B}}}}$,	381,8		244,3		
2	Утечки теплосети	м ³ /ч	$G_{ m yT}$	30	30	30	30		
3	Суммарный расход подпиточной воды	м ³ /ч	$G_{\text{подп}} = G_{\text{г в}} + G_{\text{ут}}$	4	411,8		274,3		
4	Теплота подпиточной воды	МВт	$Q_{ ext{подп}} = G_{ ext{подп}} \cdot t_{ ext{подп}}$		28,8		-		
5	Нагрузка сетевых подогревателей	МВт	$Q_{ m c \pi} = Q_{ m ext{ iny}} - Q_{ m ext{ iny}}$	257,9	239,9	234,	9 -		
6	Нагрузка пикового водогрейного котла	МВт	$Q_{\Pi\Pi} = Q_{C\Pi} - Q_{O\Pi}$	121,7	63,1	-	-		
7	Расход пара основными сетевыми подогревателями	м ³ /ч	$D_{\text{o II}} = \frac{Q_{\text{c II}} - Q_{\text{II II}}}{(i_{\text{II}} - i_{\text{K}}) \cdot \eta}$	250,3	-	250,	3 -		
8	Расход пара на деаэратор подпиточной воды	м ³ /ч	$D_{\text{подп}} = G_{\text{подп}} \cdot \frac{t_{\text{подп}} - t_{\text{х o}} \cdot \eta}{(i_{\text{п}} - t_{\text{х o}}) \cdot \eta}$	59,1			39,4		
9	Расход химически очищенной воды на подпитку теплосети	м ³ /ч	$G_{\mathrm{x o}}^{\mathrm{подп}} = G_{\mathrm{подп}} - D_{\mathrm{подп}}$		352,7		234,9		

Продолжение таблицы 3.2.1

$N_{\underline{0}}$	H	Единица	De average a de average		Per	жим						
п/п	Наименование и обозначение расчетной величины	измерения	Расчетная формула	I	III	IV						
10	Температура сырой воды после ВВТ _{подп}	°C	$t''_{\text{сыр}} = \frac{G_{\text{подп}} \cdot (t'_{\text{подп}} - t''_{\text{подп}}) \cdot \eta}{1,25 \cdot G_{\text{x o}}^{\text{подп}}} + t'_{\text{сыр}}$									
11	Расход пара на ПВП $_{\rm xo}^{\rm nodn}$	т/ч	$D_{\text{пвп}}^{\text{x o}} = G_{\text{x o}}^{\text{подп}} \cdot \frac{t'_{\text{x o}} - t''_{\text{x o}}}{(i_{\text{п}} - i_{\text{k}}) \cdot \eta}$		21,6							
,	Суммарный расход пара в	нешним пот	ребителям			•						
12	Производство	т/ч	D_{Π}^{Π}		3	78						
	Расчет расходов пара на	собственны	е нужды									
Пред	дварительно выбираем расход пара на собственные нужды ТЭЦ рав	ным 5% расхо	одов пара 13 ат внешними потре	бител	ями (в	в I реж	симе, в					
	остальных – с предполагаемым уменьшением). В данном случае	на СН ТЭЦ р	расходуется пар 13 ат (деаэратор	6 ат и	пВП	подп х о						
	Паропроизводитель	ность котелі	ьной									
13	Полный расход пара 13 ат	т/ч	D_{13}		39	96,9						
14	Загрузка отбора 13 ат турбин ПТ	т/ч	$D_{ m nT}^{13}$	198,5								
15	Расход свежего пара на турбину ПТ	т/ч	$D_{ m \Pi T}^{ m CB}$	470				470		470		
16	Мощность турбогенератора ПТ	кВт	$N_{ m nt}$	120000								
17	Паропроизводительность котельной ТЭЦ	т/ч	$D'_{\kappa} = \frac{2 \cdot D_{\Pi \Upsilon}^{CB}}{0.98}$									

Нование и обозначение расчетной величины Баланс расширителей неп тупени (Давление пара 7 ат; энтальпия насыщенного т; энтальпия котловой воды при давлении в барабане 75,2 ккал/кг; энтальпия отсепарированной воды при давлении 7 ат 165,7 ккал/кг)	измере- ния рерывной г		I	II	III	IV							
тупени (Давление пара 7 ат; энтальпия насыщенного г; энтальпия котловой воды при давлении в барабане 75,2 ккал/кг; энтальпия отсепарированной воды при						- '							
тупени (Давление пара 7 ат; энтальпия насыщенного г; энтальпия котловой воды при давлении в барабане 75,2 ккал/кг; энтальпия отсепарированной воды при	рерывной 1												
г; энтальпия котловой воды при давлении в барабане 75,2 ккал/кг; энтальпия отсепарированной воды при	-	$i_{ ext{\tiny KB}} \cdot \eta - i_{ ext{\tiny CB}I}$											
75,2 ккал/кг; энтальпия отсепарированной воды при	-	$i_{\scriptscriptstyle \mathrm{K}\mathrm{B}}\cdot\eta-i_{\scriptscriptstyle \mathrm{C}\mathrm{B}I}$											
	_	~'		0,41									
давлении 7 ат 165,7 ккал/кг)		$\propto^{I} = \frac{i_{\text{K B}} \cdot \eta - i_{\text{C B }I}}{i_{\text{C}} - i_{\text{C B }I}}$		0,41									
I ступени (Давление пара 2 ат; энтальпия насыщен-		i m i											
ккал/кг; энтальпия котловой воды 165,7 ккал/кг; эн-	-	$\alpha^{II} = \frac{i_{\text{CB}} \cdot \eta - i_{\text{CB}II}}{i_{\text{CH}} - i_{\text{CB}II}}$	0,08										
парированной воды при давлении 2 ат 120 ккал/кг)		AC II AC B II											
одувочной воды, поступающее в расширитель I сту-	т/и	$G_{}^{I} = 0.01 \cdot D'_{}$		9 59									
пени (продувка котлов 1%)	1/ 1	опрод о,от в к		7,57									
во пара, выходящее из расширителя І ступени		$D_{\mathrm{cen}}^{I} = G_{\mathrm{прод}}^{I} \cdot \propto^{I}$		3,93									
одувочной воды, выходящее из расширителя I сту-	т/п	$G^{II} = G^I - D^I$		5 66									
(поступающее в расширитель II ступени)	1/4	Опрод — Опрод Осеп		3,00									
во пара, выходящее из расширителя II ступени	т/ч	$D_{\mathrm{cen}}^{II} = G_{\mathrm{npod}}^{II} \cdot \propto^{II}$											
одувочной воды, выходящее из расширителя II сту-													
	т/ч	$G_{ m cen}^{II}=G_{ m npog}^{II}-D_{ m cen}^{II}$		5,21									
нализацию после охлаждения до 50°С в теплообмен-													
B (000	арированной воды при давлении 2 ат 120 ккал/кг) дувочной воды, поступающее в расширитель I ступени (продувка котлов 1%) во пара, выходящее из расширителя I ступени одувочной воды, выходящее из расширителя I ступени (поступающее в расширитель II ступени) о пара, выходящее из расширителя II ступени	арированной воды при давлении 2 ат 120 ккал/кг) дувочной воды, поступающее в расширитель I ступени (продувка котлов 1%) во пара, выходящее из расширителя I ступени одувочной воды, выходящее из расширителя I ступоступающее в расширитель II ступени) о пара, выходящее из расширителя II ступени дувочной воды, выходящее из расширителя II ступени дувочной воды, выходящее из расширителя II ступени дувочной воды, выходящее из расширителя II ступени	арированной воды при давлении 2 ат 120 ккал/кг) дувочной воды, поступающее в расширитель I ступени пени (продувка котлов 1%) т/ч $G_{\rm прод}^I = 0.01 \cdot D'_{\rm K}$ о пара, выходящее из расширителя I ступени $D_{\rm cen}^I = G_{\rm прод}^I \cdot \infty^I$ о пара, выходящее из расширителя II ступени о пара, выходящее из расширителя II ступени т/ч $D_{\rm cen}^{II} = G_{\rm прод}^{II} - D_{\rm cen}^I$ дувочной воды, выходящее из расширителя II ступени т/ч $D_{\rm cen}^{II} = G_{\rm прод}^{II} \cdot \infty^{II}$ дувочной воды, выходящее из расширителя II ступени т/ч $D_{\rm cen}^{II} = G_{\rm прод}^{II} \cdot \infty^{II}$	арированной воды при давлении 2 ат 120 ккал/кг) дувочной воды, поступающее в расширитель I ступени (продувка котлов 1%) во пара, выходящее из расширителя I ступени дувочной воды, выходящее из расширителя I ступени $D^{I}_{\text{сеп}} = G^{I}_{\text{прод}} \cdot \propto^{I}$ додувочной воды, выходящее из расширителя I ступени $D^{I}_{\text{сеп}} = G^{I}_{\text{прод}} \cdot \propto^{I}$ додувочной воды, выходящее из расширителя II ступени $D^{I}_{\text{прод}} = G^{I}_{\text{прод}} - D^{I}_{\text{сеп}}$ дувочной воды, выходящее из расширителя II ступени $D^{I}_{\text{сеп}} = G^{I}_{\text{прод}} \cdot \propto^{II}$	арированной воды при давлении 2 ат 120 ккал/кг) дувочной воды, поступающее в расширитель I ступени (продувка котлов 1%) во пара, выходящее из расширителя I ступени опрожение в расширителя II ступени т/ч опрожение в расширителя II ступени опрожение в расширителя II ступени т/ч опрожение в расширителя II ступени т/ч	арированной воды при давлении 2 ат 120 ккал/кг) дувочной воды, поступающее в расширитель I ступени (продувка котлов 1%) т/ч $G_{\text{прод}}^{I} = 0.01 \cdot D'_{\text{к}}$ 9,59 пени (продувка котлов 1%) по пара, выходящее из расширителя I ступени $D_{\text{сеп}}^{I} = G_{\text{прод}}^{I} \cdot \infty^{I}$ 3,93 одувочной воды, выходящее из расширителя I ступени) по пара, выходящее из расширителя II ступени $D_{\text{сеп}}^{II} = G_{\text{прод}}^{I} - D_{\text{сеп}}^{I}$ 5,66 дувочной воды, выходящее из расширителя II ступени $D_{\text{сеп}}^{II} = G_{\text{прод}}^{II} \cdot \infty^{II}$ 0,453 дувочной воды, выходящее из расширителя II ступени $D_{\text{сеп}}^{II} = G_{\text{прод}}^{II} \cdot \infty^{II}$ 0,453							

№	Have coverage ve a feative very a great ve y partition very	Единица	Расчетная формула	Po		Режим		
Π/Π	Наименование и обозначение расчетной величины	измерения			II	III	IV	
	Добавок химически очищенной воды кот	глов (поступ	ает в деаэратор 6,0 ат)			ı		
25	Потеря конденсата на производстве (40% расхода пара 13 ат)	т/ч	$\Delta G_{\scriptscriptstyle m K}^{\scriptscriptstyle m II}=0$,4 \cdot $D_{\scriptscriptstyle m II}^{ m II}$		1	51,2		
26	Конденсат греющего пара деаэратора подпитки	т/ч	(см. п. 8)		59,1		39,4	
27	Непрерывная продувка котлов (сброс из расширителя II ступени)	т/ч	(см. п. 24)		5	5,21		
28	Внутристанционные потери пара и воды	т/ч	$\Delta G_{\text{п B}} = 0.02 \cdot D'_{\text{ K}}$		1	19,2		
29	Добавок химически очищенной воды в цикл ТЭЦ (сумма потерь)	т/ч	$G_{\mathrm{xo}}^{6} = \Delta G_{\mathrm{K}}^{\Pi} + D_{\mathrm{подп}} + G_{\mathrm{cen}}^{II} + \Delta G_{\mathrm{\PiB}}$	234,7			215	
30	Расход сырой воды на приготовление добавка	т/ч	$G_{\text{сыр}} = 1,25 \cdot G_{\text{x o}}$	293,4			268,8	
31	Расход пара на подогрев сырой воды в ПВП	т/ч	$D_{\scriptscriptstyle \Pi m B \Pi}^{ m c s p} = G_{ m c s p} \cdot rac{t'_{ m c s p} - t''_{ m c s p}}{(i_{\scriptscriptstyle \Pi} - I_{\scriptscriptstyle K}) \cdot \eta}$	8,08		7,41		
	Баланс деаэрат	ора 1,2 ат						
32	Количество производственного конденсата, поступающего в деаэратор 1,2 ат с $t = 95$ °C (60% количества производственного пара)	т/ч	$\Delta G_{\rm gp}^{1,2}=0.6\cdot D_{\rm ff}^{\rm ff}$		2	26,8		
33	Добавок XOB, поступающей в деаэратор 1,2 ат	т/ч	$G_{\rm xo}^{1,2}$	20				
34	Расчетная сумма тепловых потоков, входящих в деаэратор 1,2 ат (кроме греющего пара)	Мкал/ч	$\sum q_{\scriptscriptstyle \mathrm{T} \; \Pi}^{\scriptscriptstyle \mathrm{BX} \; 6} = \sum G_{\scriptscriptstyle \mathrm{HOT}}^{\scriptscriptstyle \mathrm{BX} \; 6} \cdot t_{\scriptscriptstyle \mathrm{HOT}}^{\scriptscriptstyle \mathrm{BX} \; 6}$	16176				
35	Расчетный суммарный вес потоков, входящих в деаэратор 1,2 ат (кроме греющего пара)	т/ч	$\sum G_{\text{not}}^{\text{BX}} = \Delta G_{\text{дp}}^{1,2} + G_{\text{x o}}^{1,2}$		2	46,8		

№	Havy covanavy a v afaayayayya naayanya y na yyyyyy	Единица	Do averyyo g do mayyo		жим		
Π/Π	Наименование и обозначение расчетной величины	измерения	Расчетная формула	I	II	III	IV
36	Учтенная теплота	Мкал/ч	$\sum Q_{ ext{not}}^{ ext{yqT}} = \sum G_{ ext{not}}^{ ext{yqT}} \cdot (t''_{ ext{дp}} - t_{ ext{not}}^{ ext{yqT}})$	9979,2			
37	Расход пара на деаэратор	т/ч	$D_{\rm Ap}^{\rm дo6} = \frac{\sum G_{\rm not}^{\rm BX} \cdot t_{\rm Ap} - \sum t_{\rm not}^{\rm BX} \cdot \eta - \sum Q_{\rm not}^{\rm yqt}}{i_{\rm n} \cdot \eta - t_{\rm Ap}}$	0,689			
38	Суммарный расчетный расход пара 1,2 ат из отборов турбин (внешние потребители + собственные нужды ТЭЦ)	т/ч	$D_{\text{сум}}^{\text{отб}} = D_{\text{пвп}}^{\text{сыр}} + D_{\text{др}}^{\text{доб}}$	8,77			8,1
	Баланс деаэра	гора 6 ат					
39	Добавок XOB, поступающей в деаэратор 6,0 ат	т/ч	(см. п. 29)	234,7			215
40	Расчетная сумма тепловых потоков, входящих в деаэратор 6 ат (кроме греющего пара)	Мкал/ч	$\sum q_{\scriptscriptstyle \mathrm{T}\mathrm{\Pi}}^{\scriptscriptstyle \mathrm{BX}\mathrm{6}} = \sum G_{\scriptscriptstyle \mathrm{\Pi}\mathrm{O}\mathrm{T}}^{\scriptscriptstyle \mathrm{BX}\mathrm{6}} \cdot t_{\scriptscriptstyle \mathrm{\Pi}\mathrm{O}\mathrm{T}}^{\scriptscriptstyle \mathrm{BX}\mathrm{6}}$	24701			22653
41	Расчетный суммарный вес потоков, входящих в деаэратор 6,0 ат (кроме греющего пара)	т/ч	$\sum G_{ ext{not}}^{ ext{BX}} = \Delta G_{ ext{Ap}}^6 + D_{ ext{cen}}^{II}$	235,2			215,5
42	Расход пара 13 ат на деаэратор 6 ат	т/ч	$\Delta D_{\rm dp}^6 = \frac{\sum G_{\rm nor}^{\rm BX~6} \cdot t_{\rm dp} - t_{\rm nor}^{\rm BX~6} \cdot \eta}{i_{\rm n} \cdot \eta - t_{\rm dp}}$	30,5			24,6
	Итоги рас	чета					
43	Суммарный расчетный расход пара 13 ат внешними потребителями и собственными нуждами ТЭЦ	т/ч	$D_{ ext{cym}}^{10} = D_{\pi}^{\Pi} + D_{ ext{dp}}^{6}$	408,5			402,6
44	Действительная загрузка отбора 13 ат турбин ПТ	т/ч	(см.п.14)		19	98,5	
45	Действительный расход свежего пара на турбину ПТ	т/ч	(см.п.15)		4	70	

No	Наимамарамия и оборманамия разметной размении и	Единица	Распетная формула	Режим	
п/п	Наименование и обозначение расчетной величины	измерения	Расчетная формула	I II III	IV
46	Мощность турбогенератора ПТ	кВт	(см.п.16)	120000	
47	Действительная паропроизводительность котельной ТЭЦ	т/ч	(см.п.17)	959,2	

3.3. Годовые показатели работы ТЭЦ

Годовая выработка электрической энергии

Средневзвешенные значения удельной выработки электрической энергии на технологическом и отопительном теплопотреблении:

$$\mathfrak{I}_{\Pi}^{cp} = \frac{\mathfrak{I}_{\Pi}^{\Pi T} \cdot D_{\Pi}^{\Pi T} + \mathfrak{I}_{\Pi}^{P} \cdot D_{\Pi}^{P}}{D_{\Pi}^{Typ}} = \frac{85,9 \cdot 51,4 \cdot 2}{51,4 \cdot 2} = 85,9 \frac{\kappa B_{T} \cdot q}{\Gamma Д ж};$$
(65)

$$\mathfrak{g}_{\text{CB}}^{\text{cp}} = \frac{\mathfrak{g}_{\text{CB}}^{\text{IIT}} \cdot Q_{\text{CB}}^{\text{IIT}}}{Q_{\text{CB}}^{\text{Typ}}} = \frac{143,5 \cdot 2 \cdot 89}{2 \cdot 89} = 143,5 \frac{\kappa \text{BT} \cdot \text{Y}}{\Gamma \text{Дж}},\tag{66}$$

где: $\mathfrak{I}_{\Pi}^{\Pi T}$ — среднегодовая удельная выработка электроэнергии (технологическое потребление) для ПТ-80/100-12,8/1,3 при $p_{\Pi}=1$,3 МПа; $\mathfrak{I}_{CB}^{\Pi T}$ — среднегодовая удельная выработка /электроэнергии (отопительное теплопотребление) для ПТ-80/100-12,8/1,3 при $\alpha_{CB}^{p}=0$,522.

Выработка электроэнергии на технологическом теплопотреблении (пар):

$$\Im_{\Pi} = \Im_{\Pi}^{\Pi T} + \Im_{\Pi}^{P} = \Im_{\Pi}^{cp} \cdot \alpha_{\Pi}^{\Gamma} \cdot Q_{\Pi}^{\Gamma} \cdot k_{aB} \cdot k_{p} \cdot \frac{D_{\Pi}^{\Pi T} + D_{\Pi}^{P}}{D_{\Pi}^{Typ}} =
= 85,9 \cdot 0,932 \cdot 7,92 \cdot 0,98 \cdot 0,93 \cdot \frac{102,8}{102,8} = 577,9 \, \Gamma B_{T} \cdot \Psi.$$
(67)

Выработка электроэнергии на отопительном теплопотреблении (пар):

$$\beta_{CB} = \beta_{CB}^{\Pi T} = \beta_{CB}^{cp} \cdot \alpha_{CB}^{\Gamma} \cdot Q_{CB}^{\Gamma} \cdot k_{aB} \cdot k_{p} \cdot \frac{Q_{CB}^{\Pi \Pi}}{Q_{CB}^{Typ}} =$$

$$= 143.5 \cdot 0.862 \cdot 3.18 \cdot 0.98 \cdot 0.93 \cdot \frac{178}{178} = 358.5 \, \Gamma B_{T} \cdot \Psi, \tag{68}$$

где: $\alpha_{\rm n}^{\rm r}$ — годовой коэффициент теплофикации по пару при $\alpha_{\rm n}^{\rm p}=0,979; \ \alpha_{\rm cB}^{\rm r}$ — годовой коэффициент теплофикации по сетевой воде при $\alpha_{\rm cB}^{\rm p}=0,621; k_{\rm aB}, k_{\rm p}$ — коэффициенты аварийного и ремонтного простоя (среднегодовые значения ориентировочно принимаются равными соответственно 0,98 и 0,92...0,94).

Общая выработка электрической энергии:

$$\theta = \theta_{\pi} + \theta_{CB} = 577.9 + 358.5 = 936.4 \,\Gamma \text{BT} \cdot \text{ч}.$$
(69)

Годовой расход условного топлива на отпуск электрической энергии:

$$B_{3} = b_{3} \cdot 3 \cdot (1 - 0.01 \cdot 3_{CH}) =$$

$$= 0.154 \cdot 936.4 \cdot (1 - 0.01 \cdot 7.25) = 133.8 \text{ T.y.t.}, \tag{70}$$

где: b_9 — удельный расход топлива на отпуск электрической энергии от ТЭЦ с высокими параметрами пара; $\mathfrak{I}_{\text{сн}}$ — удельный расход электрической энергии на собственные нужды ТЭЦ.

Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты:

$$B_{\rm T} = b_{\rm T} \cdot (Q_{\rm II}^{\rm r} + Q_{\rm CB}^{\rm r}) = 36.5 \cdot (7.92 + 3.18) = 405.2 \text{ T.y.t.},$$
 (71)

где: $b_{\rm T}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ с высокими параметрами пара.

Общий расход условного топлива:

$$B = B_{\rm s} + B_{\rm T} = 133.8 + 405.2 = 536.3 \text{ T.y.t.}$$
 (72)

Таблица 3.3.1

Сводная таблица годовых показателей ТЭЦ

Наименование показателя	Единицы из-	Режим			
Паименование показателя	мерения	I	II	III	IV
Годовая выработка энергии на техноло-гическом теплопотреблении	ГВт∙ч	577,9			
Годовая выработка энергии на отопительном теплопотреблении	ГВт·ч	358,5	335,9	329,8	301,3
Средневзвешенное значение удельной выработки электроэнергии на технологическом теплопотреблении	кВт·ч/ГДж	85,9			
Средневзвешенное значение удельной выработки электроэнергии на отопительном теплопотреблении	кВт·ч/ГДж	143,5			
Годовой расход условного топлива на отпуск электрической энергии	т.у.т.	133,8	117,5	115,4	105,8
Годовой расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	т.у.т.	405,2	389,2	384,9	364,7

4. Разработка систем обеспечения работы ТЭЦ

4.1. Система топливоснабжения ТЭЦ

4.1.1. Газовое хозяйство

Газовое хозяйство ТЭЦ представляет собой совокупность системы газопроводов и газораспределительного пункта (ГРП), газ на который поступает от газораспределительных станций (ГРС).

Прокладка газопроводов и выбор количества установок регулирования давления газа — одна из задач проектирования ТЭЦ, Прокладка газопроводов по ГРП и на территории станции (вплоть до котельной) осуществляется наземной.

Давление газа в трубопроводе от ГРС до ГРП может составлять 0,6-1,1 МПа, после чего его снижают до величины, определяющейся значением потерь давления в газопроводе до самого удаленного от ГРП котла с условием сохранения необходимого давления газа перед горелками: 0,15-0,2 МПа.

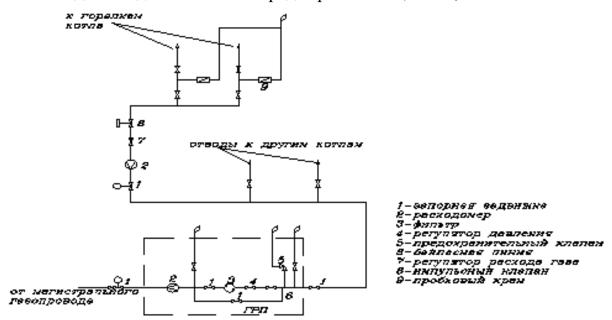


Рисунок 12 – Принципиальная схема газового хозяйства ТЭЦ [24]

В ГРП закладываются: рабочие нитки газопровода, резервная нитка с ручным управлением арматурой, нитки малого расхода на случай малого потребления газа. Защитные регуляторы, действующие по принципу «после себя», настраиваются на повышенное давление (по сравнению с рабочим) и полностью открыты при работе в расчетном диапазоне, устанавливаются на рабочие нитки и нитки малого расхода вместе с автоматическими регуляторами давления. Подвод

газа от ГРП к общей газовой магистрали котельного отделения не резервируется, выполняется однониточным, как и от магистрали к котлам. Газораспределительная магистраль котельного отделения — газовый распределительный коллектор котлов прокладывается вне здания котельного отделения. На газопроводах используется стальная арматура.

Функция ГРП на ТЭЦ — снижение давления поступающего на станцию газа до рабочего, его распределение после очистки на фильтрах, а также поддержание давления после регуляторов постоянным (рабочим), исключая возможное влияние колебаний давления в газопроводах до ГРП и расхода газа в котлах ТЭЦ.

ГРП располагается в отдельном здании в или вне основной территории ТЭЦ, имеет естественное и электрическое освещение, естественную принудительно постоянно действующую вентиляцию, поддерживающую режим непрерывного воздухообмена (не менее трехкратного в час), отопление на уровне температуры не ниже 5 °С. В помещении ГРП предусмотрены регуляторы давления, запорная и предохранительная арматура, контрольно-измерительные приборы, системы контроля концентрации газа и аварийного оповещения.

При включении подачи газа, газопроводы через специальные сбросные свечи должны продуваться до полного вытеснения воздуха и наоборот, при прекращении подачи газа газопровод продувается воздухом до вытеснения всего газа (поскольку при объемной концентрации природного газа в воздухе 5-15 % образуется взрывоопасная смесь), а от сбросных свечей газ отводится в безопасное место, исключающее попадание газа к оборудованию, источнику возможного воспламенения и зданиям.

4.1.2. Мазутное хозяйство

Доставка мазута на ТЭЦ происходит по трубопроводу с нефтеперерабатывающего завода или по железной дороге в цистернах. Мазутное хозяйство ТЭЦ представляет собой совокупность приемно-сливного устройства, мазутохранилища, мазутных насосов, установки ввода присадок и трубопроводов с арматурой.

Мазут — тяжелая фракция переработки нефти, в обычных условиях представляет собой вязкую густую массу, что обуславливает необходимость подогрева для каких-либо манипуляций, это реализуется подачей пара. На станцию планируется завозить топочный мазут марки М-100.

Таблица 4.1.2.1 Характеристики топочного мазута марки M-100

Плотность при 20 $^{\rm o}$ C, г/см $^{\rm 3}$	
Условная вязкость (при 80 °C), град	15,5
Температура вспышки, °С	
Содержание серы, %	
Содержание воды, %	
Теплота сгорания, ккал/кг	
Содержание механических примесей, %	
Зольность, %	

При транспортировке мазута по специальному трубопроводу напрямую с нефтеперерабатывающего завода, может быть реализована непрерывная подача топлива на горелки котлов, минуя мазутохранилища, но, поскольку мазут является резервным топливом, как правило, такого не практикуют. Для слива мазута из цистерн применяется разогрев «открытым паром» или горячим мазутом. Слив выполняется из нижнего отверстия цистерны в специальные межрельсовые лотки или «гусаки» отвода мазута в мазутохранилище. В случае слива в межрельсовые лотки, прежде чем попасть в трубопровод до приемной емкости, мазут проходит через грубую фильтр-сетку и гидрозатвор по уклону не менее 1 %, под лотками прокладывается система паропроводов, чтобы не допустить затвердевание мазута.

Транспортировка мазута происходит в стандартных цистернах грузоподъемностью 60 тонн (коэффициент неравномерности принимается 1,2), длина фронта разгрузки закладывается исходя из производительности работы котлов. Для станций с суммарной производительностью котлов менее 8000 т/ч согласно строительным нормам и правилам для растопочного/топочного мазута, длина

фронта разгрузки принимается равной 100 метров (не менее трети длины маршрута).

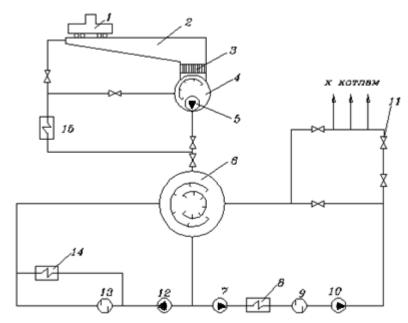


Рисунок 13 — Принципиальная схема мазутного хозяйства ТЭЦ (1 — цистерна; 2 — лоток приемно-сливного устройства; 3 — фильтр-сетка; 4 — приемный резервуар; 5 — перекачивающий насос; 6 — основной резервуар; 7 — насос первого подъема; 8 — основной подогреватель мазута; 9 — фильтр тонкой очистки мазута; 10 — насос второго подъема; 11 — регулирующий клапан подачи мазута к горелкам; 12 — насос рециркуляции; 13 — фильтр очистки резервуара; 14 — подогреватель мазута на рециркуляцию основного резервуара; 15 — подогреватель мазута на рециркуляцию приемного резервуара и лотка) [25]

Мазут — резервное топливо на ТЭЦ, поэтому необходимо обеспечить запас мазута на 10-суточный расход при номинальной работе всех агрегатов. Вместимость приемной емкости основного мазутохозяйства составляет 20% от емкости разгружаемых цистерн, а объем приемной емкости растопочного мазутохозяйства — $120 \, \text{м}^3$, в первом случае выполняется резервация перекачивающих насосов, во-втором — нет.

Вместимость мазутохранилища на десятисуточный расход топлива всей ТЭЦ:

$$V = \frac{B}{\rho} = \frac{24 \cdot 39220 \cdot 10 \cdot 2}{985} = 19113 \text{ m}^3.$$
 (73)

Оптимальная температура хранения мазута марки M-100 в металлических наземных резервуарах – 60-70 °C (принимая во внимание то, что среднегодовая

температура в г. Кириши составляет 4,1 °C, резервуары необходимо теплоизолировать). Мазут разогревается по специальному циркуляционному контуру и с помощью местных паровых разогревающих устройств.

Схема подачи, как и в случае газа, одноступенчатая, как в основном, так и в растопочном хозяйстве. Оборудования мазутного хозяйства должно обеспечивать непрерывную и достаточную подачу топлива в котельное отделение при работе всех котлом на номинальной производительности. Мазутные насосы в основном мазутохранилище резервируются, как правило, их количество равно 4 (2 основных, резервный и ремонтный). Схема мазутонасосной подразумевает поперечные связи между насосами, подогревателями и фильтрами. Подогреватели и фильтры тонкой очистки резервируются в мазутонасосной.

Мазут подается к паровым котлам из мазутонасосной по двум магистралям, каждая из которых покрывает 75% номинальной производительности (с учетом рециркуляции). По одному трубопроводу в котельное отделение поступает мазут из растопочного мазутохозяйства, его пропускная способность выбирается с учетом общего количества и мощности установок (энергоблоков) на ТЭЦ, режима ее работы в энергосистеме и индивидуальных параметров (при этом на ТЭЦ не допускается превышение 30% нагрузки растапливаемых котлов от их номинальной производительности (не более двух)).

Прокладка мазутопроводов выполняется наземная. В связи с особенностями мазута, мазутопроводы выполняются со спутниковыми обогревающими паропроводами (в случае прокладки на открытом воздухе и в холодных помещениях).

На ответвлениях от магистрального мазутопровода в котельном отделении устанавливается запорная арматуры с дистанционным электрическим и механическим приводом в удобных для обслуживания и эксплуатации местах. Для аварийных отключений на магистралях (мазутопроводах) (всасывающих и нагнетательных) устанавливается запорная арматура на расстоянии 50 метров от мазутонасосной.

4.2. Техническое водоснабжение

ТЭЦ на производственно-технологические нужды потребляет значительное количество воды, потому необходимо заложить систему технического водоснабжения. Потребителями технической воды на ТЭЦ являются: конденсаторы паровых турбин (для обеспечения конденсации рабочей среды в конденсаторе), маслоохладители турбин и вспомогательного оборудования, охладители воздуха возбудителей, охладители водорода и конденсата статоров электрогенераторов, система охлаждения подшипников механизмов, клининговая служба ТЭЦ. Вода на химводоочистку (сырая вода) поступает также из системы технического водоснабжения.

Принимая во внимание жесткую природоохранную политику, в том числе природоохранное законодательство, и СНИП, принимаем для системы технического водоснабжения оборотную систему с использованием башенных градирен — типовых водоохладителей, предназначенных для охлаждения большого количества воды направленным потоком атмосферного воздуха. Необходимость охлаждения теплой воды возникает в технологическом процессе из-за необходимости охлаждения узлов и агрегатов и для повышения эффективности работы энергетической установки.

Башенные градирни — охладительные башни — позволяют охладить большой объем воды без дополнительных затрат электрической энергии. Охлаждение воды в башенной градирне происходит восходящим потоком воздуха, который принимает часть теплоты и уносит ее вместе с паром, вода же подается через специальные желоба на уровень 7-10 метров, откуда крупными струями вода бьет по разбрызгивающим розеткам, после чего по многочисленным рейкам распределяется и стекает в сборный бассейн, откуда самотеком вода поступает в водозаборный колодец (бассейн) и циркуляционными насосами подается в конденсаторы турбин, замыкая круговой цикл.

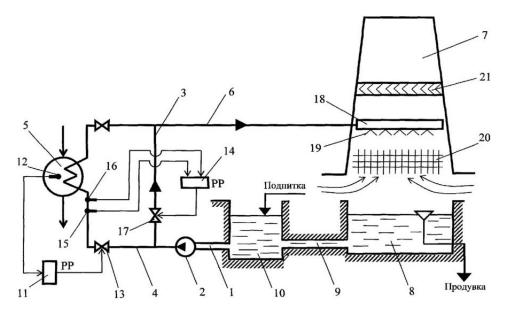


Рисунок 14 — Принципиальная схема системы оборотного технического водоснабжения (1 — самотечный водовод; 2 — циркуляционный насос; 3- рециркуляционный трубопровод; 4 — напорный трубопровод; 5 — конденсатор паровой турбины; 6 — сливной напорный трубопровод; 7 — вытяжная башня градирни; 8 — водосборный бассейн градирни; 9 — самотечный перепускной канал; 10 — водоприемный колодец; 11 — регулятор расхода циркуляционной воды; 12 — датчик давления в конденсаторе; 13 — регулирующий орган расхода циркуляционной воды; 14 — регулятор расхода циркуляционной воды по рециркуляционному трубопроводу; 15 — датчик расхода циркуляционной воды; 16 — датчик температуры циркуляционной воды на входе в конденсатор; 17 — регулирующий орган расхода циркуляционной воды на рециркуляционном трубопроводе; 18 — водораспределительный лоток; 19 — разбрызгивающие сопла; 20 — оросительное устройство; 21 — водоуловитель) [26]

Суммарный расход охлаждающей воды

Суммарный расход охлаждающей воды на установленные турбогенераторы рассчитывается по летнему режиму работы станции при условии обеспечения номинальной электрической мощности и покрытия летних тепловых нагрузок, так как в летний период пропуск пара в конденсатор наибольший и температура воды наивысшая (с точки зрения термодинамической эффективности, летний режим работы является самым убыточным, тогда как зимний — максимально продуктивный).

Суммарный расход охлаждающей воды на ТЭЦ:

$$W_{\text{T B}} = \sum (W_{\text{K}} + W_{\text{PO}} + W_{\text{MO}} + W_{\text{HO}}) =$$

$$= 14000 + 0.0325 \cdot 14000 + 0.0185 \cdot 14000 + 0.0055 \cdot 14000 = 14791 \frac{\text{M}^3}{\text{q}}, (74)$$

где: $W_{\rm K}$ — расход охлаждающей воды на конденсаторы ТЭЦ; $W_{\rm F0}$ — расход охлаждающей вода на газоохладители (может быть принято $(0,025-0,04)\cdot W_{\rm K}$, принимаем $0,0325\cdot W_{\rm K}$); $W_{\rm M0}$ — расход охлаждающей воды на маслоохладители (может быть принято $(0,012-0,025)\cdot W_{\rm K}$, принимаем $0,0185\cdot W_{\rm K}$); $W_{\rm n0}$ — расход охлаждающей воды на охлаждение подшипников (может быть принято $(0,003-0,008)\cdot W_{\rm K}$, принимаем $0,0055\cdot W_{\rm K}$).

4.3. Химводоподготовка

Сырая вода из источника водоснабжения непригодна для использования в технологических процессах, происходящих на ТЭЦ, поэтому необходимо проводить специальные подготовительные к использованию мероприятия: химическое очищение, обессоливание.

В качестве источника водоснабжения принимается река Волхов (берет свое начало в озере Ильмень (Новгородская область) и впадает в Ладожское озеро (Ленинградская область, Республика Карелия)), среднегодовой расход которой составляет 586 – 593 м³/с, что характеризует ее, как полноводную. Вода в реке Волхов, по оценке на 2007 год, загрязненная [27].

Состав речной воды непостоянен и зависит от множества факторов, в частности, от стоков и сбросов в реку. Целесообразно проведения полного и комплексного анализа речной воды для получения детальной характеристики ее состава и показателей.

На проектируемой ТЭЦ для снабжения паровых котлов рабочей средой предлагается схема трехступенчатого химического обессоливания: осуществление нагрева воды до 30 °C, освобождение воды от грубодисперсных и коллоидных частиц в осветлителе с последующим сливом в накопительный бак, откуда вода перекачивается в механические фильтры для удаления остатка грубодисперсных частиц с последующей обработкой в фильтрах химической очистки.

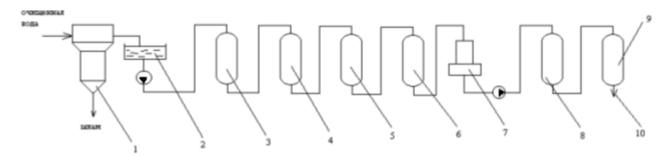


Рисунок 15 — Схема подготовки питательной (добавочной) воды (1 — осветлитель, 2 — бак осветлённой воды, 3 — механический фильтр, 4 — Н-катионитный фильтр I ступени, 5 — анионитный фильтр I ступени, 6 — Н-катионитный фильтр II ступени, 7 — декарбонизатор, 8 — анионитный фильтр II ступени, 9 — фильтр смешанного действия, 10 — выход ХОВ)

Химическая очистка – целая система, состоящая из нескольких фильтров с соответствующими наполнителями для максимально эффективной очистки и организации ионного обмена: сначала из состава воды удаляются ионы Ca, Mg, Na с их замещением на ионы Н, вода умягчается и снижается ее солесодержание, после чего в слабоосновных анионитовых фильтрах ионы Cl и SO₄ обмениваются на ионы гидроксогруппы ОН с последующим удалением СО₂ в декарбонизаторе, где также проводится удаление угольной кислоты (продувка воздуха через воду), что обусловлено необходимостью контролировать срабатывание анионитовых фильтров ІІ-й ступени. За декарбонизатором вода поступает на Н-катионитные фильтры для улавливания проскочивших I-ю ступень ионов Ca, Mg и Na, с дальнейшим обескремниванием (улавливанием SiO₂) в сильноосновных анионитных фильтрах. Функцию дополнительной очистки выполняет ФСД – фильтр смешанного действия, в котором перемешан анионит и катионит, тем самым происходит дополнительная очистка воды. Степень очистки зависит от параметров и типа парового котла, для водогрейного котла применяется более простая схема очистки – XBO с одноступенчатым химическим обессоливанием.

Еще одна важная задача функционирования системы XBO — очистка возвратного конденсата — производственного конденсата с промышленного предприятия (конденсатоочистка). Конденсатоочистка целесообразна, поскольку восполнение потерь рабочей среды требует значительных затрат, а очистка конденсата — эффективный способ рационализации и повышения эффективности.

Таблица 4.3.1

Установка очистки производственного конденсата (производительность до $100 \text{ м}^3/\text{ч}$) предназначена для непосредственной очистки горячего производственного конденсата (до 100 °C), который поступает с нефтеперерабатывающего завода — промышленного потребителя, конденсата дренажного бака и бака низких точек из главного корпуса. Очистка конденсата производится на угольный и Nакатионитовых фильтрах, а очищенный конденсат используется в качестве добавочной воды паровых котлов на подпитку регенеративного цикла, в конденсатор.

Требования по качеству питательной воды

Общая жесткость, $\frac{MK\Gamma - 9KB}{MK^3}$	0,2
Натриевые соединения, $\frac{MK\Gamma - 9KB}{MM^3}$	5
Кремниевая кислота, ^{мкг-экв} дм ³	15
Соединения железа, ^{мкг-экв} дм ³	10
Кислород, $\frac{MK\Gamma - 3KB}{MK^3}$	10
Удельная электропроводность, мкСм/см	0,3

Количество добавочной ХОВ ТЭЦ (І режим)

Потеря конденсата на производстве (40% расхода пара 13 ат):

$$\Delta G_{\kappa}^{\pi} = 0.4 \cdot D_{\pi}^{\pi} = 0.4 \cdot 378 = 151.2 \frac{T}{q}.$$
 (75)

Конденсат греющего пара деаэратора подпитки:

$$D_{\text{подп}} = G_{\text{подп}} \cdot \frac{t_{\text{подп}} - t_{\text{x o}} \cdot \eta}{(i_{\text{n}} - t_{\text{x o}}) \cdot \eta} = 411,8 \cdot \frac{158,8 - 80 \cdot 0,98}{(651,2 - 80) \cdot 0,98} = 59,1 \frac{\text{T}}{\text{q}}.$$
 (76)

Непрерывная продувка котлов (сброс из расширителя II ступени):

$$G_{\text{сеп}}^{II} = G_{\text{прод}}^{II} - D_{\text{сеп}}^{II} = 5,66 - 0,453 = 5,21\frac{\text{T}}{\text{u}}.$$
 (77)

Внутристанционные потери пара и воды:

$$\Delta G_{\text{п B}} = 0.02 \cdot D'_{\text{K}} = 959.2 \cdot 0.02 = 19.2 \frac{\text{T}}{\text{q}}.$$
 (78)

Добавка ХОВ в цикл ТЭЦ (суммарное покрытие потерь и утечек):

$$G_{\text{x o}}^{6} = \Delta G_{\text{K}}^{\Pi} + D_{\text{подп}} + G_{\text{сеп}}^{II} + \Delta G_{\text{п в}} = 151.2 + 59.1 + 5.21 + 19.2 = 234.7 \frac{\text{T}}{\text{U}}.$$
 (79)

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект промышленно-отопительной ТЭЦ. В ходе проектирования:

- 1. Выбрана площадка для строительства станции и разработан генеральный план проектируемой ТЭЦ;
- 2. В результате расчетов получены значения коэффициентов теплофикации по пару и сетевой воде, которые составили 0,979 и 0,621, соответственно;
- 3. Выполнена компоновка главного корпуса ТЭЦ;
- 4. Разработана тепловая схема станции. Мах тепловая нагрузка в зимнее время составила $1676,3 \frac{\Gamma Дж}{4} (465,6 \text{ MBT});$
- 5. Рассчитаны выбросы дымовых газов. Высота дымовой трубы составила 75 метров;
- 6. Разработаны схема химводоочистки, схема технического водоснабжения, системы топливоснабжения (топливное хозяйство);
- 7. Рассчитаны удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии от ТЭЦ, которые составили $0,154 \frac{\kappa \Gamma y T}{\kappa B_{T} \cdot Y}$ и $36,5 \frac{\kappa \Gamma y T}{\Gamma J ж}$, соответственно.

Список использованных источников

- 1. ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез». [URL]: www.kinef.ru (Дата обращения 18.05.2018);
- 2. Ректификация. Расчёт ректификационной колонны непрерывного действия для разделения бинарной смеси бензол-у. [URL]: www.works.doklad.ru/view/ixT1iBjuNBU.html (Дата обращения 18.05.2018);
- 3. Каталитический крекинг с одноступенчатым реактором. [URL]: www.stud-files.net/preview/578614/ (Дата обращения 18.05.2018);
- 4. Каталитический риформинг бензина. [URL]: www.studfiles.net/pre-view/4241621/page:25/ (Дата обращения 18.05.2018);
- 5. Гидрокрекинг. [URL]: www.studfiles.net/preview/2798922/page:11/ (Дата обращения 18.05.2018);
- 6. Висбрекинг. [URL]: www.studfiles.net/preview/2798922/page:5/ (Дата обращения 18.05.2018);
- 7. Костин А.А. Популярная нефтехимия. Увлекательный мир химических процессов / Костин Андрей. М.: Ломоносовъ, 2013. 176 с.;
- 8. Замедленное коксование. [URL]: www.studfiles.net/preview/2798922/page:6/ (Дата обращения 18.05.2018);
- 9. Кириши. Численность населения на 2017 год. [URL]: www.ru.wikipedia.org/wiki/Кириши (Дата обращения 20.05.2018 г.);
- 10. СП 131.13330.2012: «Строительная климатология». Климатологические данные города Тихвин.;
- 11. Амосов Н.Т. Теплофикация и теплоснабжение. Методические указания к расчетной работе. СПб.: СПбПУ, 2016.;
- 12. СТО 70238424.27.040.020-2009 «Турбина паровая ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ. Технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования.» 11.01.2010 г., г. Москва;
- 13. Котлы водогрейные КВ-ГМ-58,2-150, КВ-ГМ-116,3-150. Руководство по эксплуатации А-28000 РЭ. АО «ДОРОГОБУЖКОТЛОМАШ» 2017 г.

- 14. Гост 28269-89 «Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования (с изменением № 1)» от 01.01.1991 г. (дата обращения 01.06.2018 г.);
- 15. Номенклатурный каталог. ООО Таганрогский Котлостроительный Завод «Красный Котельщик» (ПАО «Силовые Машины»). 2017 г.;
- 16. Промышленные тепловые электростанции: Учебник для вузов / Баженов М.И. и др.; Под ред. Е.Я. Соколова. 2-е изд., перераб. М.: Энергия, 1979. 296с.;
- 17. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 1989.;
- 18. Котельное и теплообменное оборудование. Деаэраторы повышенного давления. Номенклатурный каталог ООО «ИНЕКС»;
- 19. Котельное и теплообменное оборудование. Деаэраторы атмосферные. Номенклатурный каталог ООО «ИНЕКС»;
- 20. Вентиляторы дутьевые двустороннего всасывания ВДН-25×2. Номенклатурный каталог вентиляторного завода «Укрвентсистемы»;
- 21. Дымосос ГД-31. Номенклатурный каталог «Сибирская ассоциация энергетического машиностроения»;
- 22. Дымосос ДОД-28,5. Номенклатурный каталог «Сибирская ассоциация энергетического машиностроения»;
- 23. СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий» 01.01.1987 г.;
- 24. Проект ТЭЦ с разработкой инвариантных САР. Топливное хозяйство электростанций. Газовое хозяйство. [URL]: www.studbooks.net/1817647/matematika_himiya_fizika/toplivnoe_hozyaystvo (Дата обращения 25.05.2018);
- 25. Проект ТЭЦ с разработкой инвариантных CAP. Топливное хозяйство электростанций. Мазутное хозяйство. [URL]: www.studbooks.net/1817648/matematika_himiya_fizika/mazutnoe_hozyaystvo_elektrostantsiy (Дата обращения 28.05.2018);

- 26. Система оборотного теплоснабжения электростанции с градирней. Патент от 10.04.2007 г. [URL]: www.freepatent.ru/patents/2350715 (Дата обращения 29.05.2018);
- 27. Река Волхов. [URL]: www.ru.wikipedia.org/wiki/Волхов (Дата обращения 30.05.2018).