

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Строительство парового котла ст. №12 производительностью 160 т/ч

Том 2 Общая пояснительная записка

79/17/ПИР-ОПЗ

Генеральный директор
ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ»

Пешков В.А

Главный инженер проекта
ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ»

Проскуряков В.А.

г. Павлодар 2025 год

Деятельность ТОО НПФ "СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ" осуществляется на основании Государственных лицензий:

- ГСЛ № 005175-1 от 5 июня 2001 года, выданной ГУ «Управление Государственного архитектурно-строительного контроля Павлодарской области».

- ГСЛ I Категория № 13004232 от 03 июня 2013 года, выданной «Агентство Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства» г. Астана.

Документация разработана в соответствии с нормами, правилами, инструкциями, стандартами и другими законодательными документами для строительства, действующими на территории Республики Казахстан, и обеспечивает безопасную эксплуатацию зданий и сооружений при соблюдении предусмотренных в проектной документации мероприятий.

Гл. инженер проекта

Проскуряков В.А.

Состав проекта

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	79/17-ПП	Паспорт проекта	ТОО НПФ «СКЭП»
2	79/17-ОПЗ	Общая пояснительная записка	ТОО НПФ «СКЭП»
3	79/17-ГП	Генеральный план	ТОО НПФ «СКЭП»
4		Графическая часть:	
4.1	79/17-ТМ	Тепломеханические решения:	ТОО НПФ «СКЭП»
4.2	79/17-АС	Архитектурно-строительные решения	ТОО НПФ «СКЭП»
4.3		Инженерное оборудование, сети и системы:	
4.3.1	79/17-ЭМ	Электротехнические решения	ТОО НПФ «СКЭП»
4.3.2	79/17-АТМ	Система автоматизации	ТОО НПФ «СКЭП»
4.3.3	79/17-ОВ	Отопление и вентиляция	ТОО НПФ «СКЭП»
4.3.4	79/17-ВК	Водопровод и канализация:	ТОО НПФ «СКЭП»
5	79/17-ПБ	Пожарная безопасность	ТОО НПФ «СКЭП»
6	79/17-ИТМ	Инженерно-технические мероприятия	ТОО НПФ «СКЭП»
7	79/17-ПОС	Проект организации строительства	ТОО НПФ «СКЭП»
8	79/17-СМ	Сметная документация	ТОО НПФ «СКЭП»
9	79/17-ОВОС	Оценка воздействия окружающей среды (ОВОС)	ТОО «Зеленый мост»
10		Экспертное заключение по техническому обследованию и оценки технического состояния строительных конструкций	ТОО "GlobalTech Engineering".

Оглавление

1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ	7
1.1 Наименование объекта строительства	7
1.2 Место реализации	7
1.3 Заказчик	7
1.4 Проектная организация.....	7
1.5 Источник финансирования.....	7
1.6 Исходные документы для разработки Проекта	7
1.7 Место размещения предприятия	8
1.8 Климатические условия площадки строительства.....	8
1.9 Инженерно-геологические и гидрогеологические условия площадки строительства	10
1.10 Основные технические решения	11
2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН	13
2.1 Общие указания.....	13
2.2 Генеральный план	13
2.3 Вертикальная планировка.....	14
2.4 Инженерные сети	14
2.5 Благоустройство и озеленение.....	14
2.6 Противопожарные и охранные мероприятия.....	15
3 ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	16
3.1 Основание для разработки рабочего проекта.....	16
3.2 Характеристика существующего состояния ТЭЦ	17
3.2.1 Тепловая схема ТЭЦ.....	22
3.2.2 Состояние основного оборудования ТЭЦ.....	23
3.2.3 Топливо.....	30
3.3 Водоподготовка	32
Существующая технология водоподготовки.....	33
3.4 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	35
3.5 Балансы тепла, пара	53
3.6 Компоновочные решения	63
3.7 Дымовая труба	65
3.8 Применение малоотходных и безотходных технологий, повторное использование тепла и стоков	66
3.9 Технические решения по сокращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду. Мероприятия по энергосбережению.....	67

3.10 Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению 68

**3.11 Спецификация оборудования
Таблица 29..... 72**

4 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ 77

4.1 Общие данные 77

4.1.1 Местоположение и характеристика строительного участка 77

4.1.2 Климатические условия площадки строительства 77

4.1.3 Инженерно-геологические, гидрогеологические условия площадки
строительства 78

4.1.4 Инженерно-строительные условия площадки 78

4.2 Архитектурно-планировочные и конструктивные решения..... 80

4.3 Материалы, применяемые в конструкциях 81

4.3.1 Материалы для стальных конструкций и соединений 81

4.3.2 Материалы для железобетонных и бетонных конструкций 82

4.3.3 Полы.....82

4.4 Защита строительных конструкций от коррозии 82

**4.5 Мероприятия по снижению отрицательного влияния свойств грунта
основания..... 83**

4.6 Мероприятия по снижению производственных шумов и вибрации 84

5 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ 87

5.1 Общие положения 88

5.2 Состав технологического оборудования, подлежащего автоматизации..... 89

5.3 Климатические условия площадки строительства..... 91

5.4 Назначение и цели создания системы..... 93

5.4.1 Назначение системы 93

5.4.2 Цели создания системы 93

5.5 Требования к системе..... 95

АСУ ТП обеспечивает решение следующих задач: 95

В АСУ ТП реализуются следующие функции: 96

5.6 Основные технические решения 97

5.6.1 Решения по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для
информационного обмена между компонентами системы, по взаимосвязям со
смежными системами 97

5.6.2 Решения по взаимосвязям АС со смежными системами, обеспечению ее
совместимости 98

5.6.3 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы 99

5.6.4 Решения по численности, квалификации и функциям персонала АС, режимам
его работы, порядку взаимодействия 101

5.6.5 Решения по характеристикам быстродействия АСУ ТП	102
5.6.6 Решения по математическому обеспечению ПТК	104
5.6.7 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте	110
5.6.8 Решения по информационному обеспечению	113
5.6.9 Решения по составу программных средств, языкам деятельности, алгоритмам процедур операций и методам их реализации	114
5.7 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие	116
5.7.1 Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ	116
5.7.2 Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала	117
5.8 Безопасность и надежность системы	118
5.9 Охрана окружающей среды	118
5.10 Противопожарные мероприятия	119
5.11 Нормативные ссылки	119
6 ИНЖЕНЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТИ И СИСТЕМЫ 122	
6.1 Основные сведения	122
6.1.1 Основание для разработки проекта	122
6.2 Инженерное оборудование, сети и системы	122
6.2.1 Отопление, вентиляция и кондиционирование	122
6.3 Помещение парового котла. Аварийная вентиляция	123
6.4 Помещение ТЩУ	123
6.5 Водопровод и канализация	125
6.5.1 Дымовая труба	125
7 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ 127	
7.1 Общие данные	127
7.2 Технические решения по электроснабжению потребителей 6 кВ.	129
7.3 Технические решения по электроснабжению потребителей 0,4 кВ	129
7.4 Освещение и сварочная сеть	130
7.5 Молниезащита и заземление.	131
7.6 Кабельное хозяйство.	132
7.7 Пожарная сигнализация ТЩУ.	132

1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ

1.1 Наименование объекта строительства

Строительство парового котла ст. №12 производительностью 160 т/ч.

1.2 Место реализации

Республика Казахстан, Актюбинская область, Актобе Г.А., г. Актобе, пр.312 Стрелковой дивизии, 60.

1.3 Заказчик

Акционерное общество «Актобе ТЭЦ».

1.4 Проектная организация

ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ», г. Павлодар. (Государственная лицензия №13004232 от 13 марта 2013 года на проектную деятельность 1 категории, выданная Агентством РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства).

1.5 Источник финансирования

Источник финансирования – собственные средства АО «Актобе ТЭЦ».

1.6 Исходные документы для разработки Проекта

Основанием для разработки Проекта являются:

1. Задание на проектирование Рабочего Проекта «Строительство парового котла ст. №12 производительностью 160 т/ч».
2. Договор на разработку Проекта «Строительство парового котла ст. №12 производительностью 160 т/ч.

Экспертное заключение по результатам экспертного обследования конструкций здания главного корпуса котельного отделения в осях «25-30/Ба-Га» Актобе ТЭЦ.

В качестве исходных данных для выполнения Проекта использовались следующие документы и материалы:

- Техническое предложение и документация завода-изготовителя оборудования ООО «Сибэнергомаш-БКЗ».
- Протоколы совещаний по разработке Проекта и исходные материалы, предоставленные Заказчиком;

- Проектные материалы существующей части главного корпуса Актобе ТЭЦ

1.7 Место размещения предприятия

Актобе ТЭЦ — тепловая электростанция в городе Актобе Актыбинской области Казахстана.

В настоящее время установленная электрическая мощность станции составляет 175 МВт, тепловая - 878 Гкал/ч.

Отпуск электрической энергии за 2023 год составил 874 833,5 тыс. кВтч., тепловой энергии – 1 798,497 тыс. Гкал.

Отпуск электрической энергии производится Единому Закупщику в лице ТОО «РФЦ по ВИЭ»

Отпуск тепловой энергии производится: горячая вода- АО «Aqtobe su-energy group» пар и горячая вода -АО «АЗХС», АО «ТНК «КАЗХРОМ».

1.8 Климатические условия площадки строительства

Климат района строительства относится к типу климатов степей бореального типа. Общими чертами климата района являются резкие температурные контрасты, холодная суровая зима и жаркое лето, быстрый переход от зимы к лету и короткий весенний период, неустойчивость и дефицитность атмосферных осадков, большая сухость воздуха, интенсивность процессов испарения, неустойчивость климатических показателей во времени (из года в год) и большое количество солнечного тепла. Для района характерным является изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды.

Климатическая характеристика и основные климатические параметры, характерные для района строительства, приводятся по данным многолетних наблюдений метеостанции г. Актобе, с учетом требований СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология».

Среднегодовая температура воздуха описываемой территории составляет +5,1 градуса.

Климат района строительства относится к типу климатов степей бореального типа. Общими чертами климата района являются резкие температурные контрасты, холодная суровая зима и жаркое лето, быстрый переход от зимы к лету и короткий весенний период, неустойчивость и дефицитность атмосферных осадков, большая сухость воздуха, интенсивность

процессов испарения, неустойчивость климатических показателей во времени (из года в год) и большое количество солнечного тепла.

Таблица 1. Климатические параметры периода года

Область, пункт	Температура воздуха					
	Абсолютная минимальная	наиболее холодных суток обеспеченностью		наиболее холодной пятидневки обеспеченностью		Обеспеченностью 0,94
		0,98	0,92	0,98	0,92	
	1	2	3	4	5	6
Актобе	-48.5	-22.2	-19.6	-19.0	-15.1	-18.2

Область, пункт	Среднее число дней с оттепелью за декабрь- февраль	Средняя месячная относительная влажность, %		Среднее количество (сумма) осадков за ноябрь-март, мм	Среднее месячное атмосферное давление на высоте установки барометра за январь, гПа
		в 15 ч наиболее холодного месяца (января)	за отопительный период		
Актюбинская область					
Актобе	2	75	78	131	996.2

Область, пункт	Ветер			
	преобладающее направление за декабрь-февраль	Средняя скорость за отопительный период, м/с	Максимальная из средних скоростей по румбам в январе, м/с	среднее число дней со скоростью ≥ 10 м/с при отрицательной температуре воздуха
Актюбинская область				
Актобе	Ю	2.5	7.3	4

Область, пункт	Температура воздуха, °С		Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца (июля), %	Среднее количество (сумма)осадков за апрель-октябрь, мм
	средняя максимальная наиболее теплого месяца года (июля)	абсолютная максимальная		
Актюбинская область				
Актобе	29.9	42.9	37	202

Область, пункт	Суточный максимум осадков за год, мм		Преобладающее направление ветра (румбы) за июнь-август	Минимальная из средних скоростей ветра по румбам в июле, м/с	Повторяемос ть штилей за год, %
	средний из максимальных	наибольший из максимальных			
Актюбинская область					
Актобе	27	59	СЗ	1.6	17

Таблица 2. Снежный покров (СП РК 2.04-01-2017)

Область, пункт	Высота снежного покрова, см			Продолжительность залегания устойчивого снежного покрова, дни
	средняя из наибольш их декадных за зиму	максималь ная из наибольш их декадных	максимальная суточная за зиму на последний день декады	
Актюбинская область				
Актобе	32,7	65,0	35,0	134

1.9 Инженерно-геологические и гидрогеологические условия площадки строительства

Площадка для строительства парового котла расположена на территории ТЭЦ в г.Актобе.

Поверхность земли ровная, наклонная на юг в долину реки Жинишке, протекающей в 500 м, притока реки Илек, протекающей в 1,0 км восточнее участка строительства. Абсолютные отметки поверхности земли составляют 210,00 - 211,00 м, относительные превышения в пределах участка составляют – 0,3-0,7 м.

В геологическом строении участка строительства принимают участие четвертичные аллювиальные отложения. С поверхности залегает насыпной грунт, представленный суглинком, мелким песком, щебнем, строительными обломками и мусором, мощностью до 3,0 м. Насыпной грунт нельзя применять в качестве основания для нового фундамента.

С глубины 2,0 – 3,0 м до глубины 7,5-8,0 м залегают четвертичные аллювиальные пески мелкие с включением гравия 20%, с прослоями песков средних, крупных и твердых суглинков до 40 см, рыхлого сложения, водонасыщенных с глубины 4,0 м. Мощность песков 4,0- 6,0 м.

С глубины 7,5 – 8,0 м до 14,0 м залегают аллювиальные легкие суглинки, твердые, коричневые, просадочные - 1 типа, с прослоями мелких песков мощностью до 5 см. Мощность суглинков до 6,5 м.

С глубины 14,0 м до 20,0 м залегают четвертичные аллювиальные мелкие пески, желтые, водонасыщенные, рыхлого сложения. Вскрытая мощность песков 6,0 м.

Гидрогеологические условия участков изучались при бурении скважин, а также при сборе и анализе архивных материалов.

Гидрогеологические условия площадки характеризуются как условно благоприятные условия для строительства.

Во время проведения инженерно-геологических изысканий первый от дневной поверхности водоносный горизонт вскрыт инженерно- геологическими скважинами на глубине 4,0 м от дневной поверхности. Возможен подъем воды на 0,5м.

Грунтовые воды по химическому составу сульфатно – кальциевые, пресные, с минерализацией до 1,0 г/л, обладают слабой агрессивностью.

Строительная площадка паводковыми водами не затапливается.

Сейсмичность района менее 6 баллов.

1.10 Основные технические решения

В связи с наметившимся с дефицитом паровой мощности (пар $P=9,8\text{МПа}$, $T=540^{\circ}\text{C}$), обусловленным физическим износом котельного оборудования высокого давления и риском его возможного выбывания, предусматривается установка парового котла ст. №12 производительностью 160т/ч по типу Е-160-9,8Г мощностью 160т/ч и параметрами пара ($P=9,8\text{МПа}$, $T=540^{\circ}\text{C}$).

Паровой котёл Е-160-9,8-540ГМ - однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, в газоплотном исполнении, с уравновешенной тягой предназначен для получения пара высокого давления при сжигании нефтяного попутного газа и природного газа (основное и резервное топливо).

Устанавливаемый котел – модернизированный, имеет более совершенные топочно-горелочную устройства и воздухоподогреватель. На котле изменено расположение горелочных устройств, теперь они располагаются на боковых поверхностях. Применен трехходовой трубчатый воздухоподогреватель. Для обеспечения нормативных выбросов оксидов азота (NO_x) организовано ступенчатое сжигание топлива за счет подачи части горячего воздуха, необходимого для выгорания топлива, через воздушные сопла верхнего дутья, расположенные выше газовых горелок, и применена система рециркуляции дымовых газов в воздухопроводы перед горелками. С этой целью с котлом устанавливается дымосос рециркуляции.

Топка, экранированная испарительными панелями, является первым (подъемным) газоходом. В верхней части топки располагается ширмовый пароперегреватель. Во втором (опускном) газоходе по ходу газов расположены III, IV и I ступени пароперегревателя и два блока экономайзера. В вынесенной колонке расположен трубчатый воздухоподогреватель. Между экранированным

газоходом и выносной колонкой установлен компенсатор тепловых перемещений.

Данный рабочий проект направлен на комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня производства существующего главного корпуса Актобе ТЭЦ, на основе внедрения новой техники с системой автоматизированного управления в целях замены устаревшего оборудования, и улучшения структуры производства.

2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1 Общие указания

Рабочий проект по установке парового котла ст. №12 выполнен в соответствии с Техническим заданием на проектирование.

В качестве исходных данных для выполнения рабочего проекта использовались инженерно-геодезические и инженерно-геологические изыскания, выполненные ТОО «Инжгеосистем» в 2024г.

Объект находится в городе Актобе, на территории существующего предприятия (ТЭЦ).

2.2 Генеральный план

Раздел генеральный план выполнен в пределах условной границы подсчета объемов работ.

На отведенном участке размещены:

- главный корпус водогрейного цеха;
- дымовая труба №4;
- дымовая труба;
- блок-контейнер с оборудованием для наблюдения и контроля за выбросами газов из дымовой трубы.

Размещение всех проектируемых объектов не влечет за собой переустройство или демонтаж существующих инженерных сетей, зданий и сооружений.

Новая дымовая труба примыкает к существующему зданию главного корпуса котельного цеха. При установке дымовой трубы не требуется расширения и реконструкции здания котельной.

Все размеры на чертежах указаны в метрах, привязка выполняется к существующему зданию главного корпуса котельного цеха.

Таблица 3. - Основные показатели по генеральному плану

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	Площадь проектируемого участка	га	40,1057	100%
2	Площадь застройки	м ²	89,9	
3	Площадь покрытий	м ²	-	-
4	Площадь озеленения	м ²	-	-

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	Процент застройки	%	0,2	
	Процент покрытий	%	-	
	Процент озеленения	%	-	

2.3 Вертикальная планировка

При выполнении работ все элементы благоустройства сохраняются в существующих высотных отметках.

Водоотлив поверхностный, уклоны существующие.

Устройство дымовой трубы и блок-контейнера выполняется на существующей ранее спланированной площадке. Подсыпка и подрезка грунта не требуется.

Дымовая труба выполнена в привязке с абсолютной отметкой чистого пола здания – 60,0м.

2.4 Инженерные сети

Для наблюдения и контроля выбросами газов из дымовой трубы устанавливается рядом с проектируемой дымовой трубой блок-контейнер с оборудованием. Контрольные кабели, выходящие из блок-контейнера расположены на теле трубы для связи с датчиками. Дата-кабель, передающий данные наблюдений, выполнен надземно и связывает блок-контейнер и главное здание. Электрическое питание для блок-контейнера путем прокладки кабеля энергоснабжения в траншее от точки подключения.

В проекте учтены габаритные расстояния, отвечающие нормативным требованиям между соседними инженерными сетями, а также между зданиями и сооружениями.

2.5 Благоустройство и озеленение

На предприятии имеются существующие внутривозрадные автомобильные дороги и площадки для проезда и доступа ко всем зданиям и сооружениям ТЭЦ.

Для следования пешеходов существуют придорожные тротуары.

Существующее озеленение на территории ТЭЦ выполнено с учетом зонирования.

Согласно техническому заданию на проектирование и технических решений по проекту, настоящим разделом не предусмотрено выполнение дополнительных мероприятий по благоустройству и озеленению.

Мусороудаление применяется существующее.

2.6 Противопожарные и охранные мероприятия

Ближайшая пожарная часть (ПЧ №1) расположена на расстоянии 4 км от проектируемого объекта. Время движения автомобилей противопожарной охраны составляет 5 минут.

Доступ автомобилей противопожарной охраны к проектируемому объекту выполнен со всех сторон.

Для проезда по территории и подъезда к проектируемому объекту используются существующие внутриплощадочные автомобильные дороги и площадки.

Проектируемый объект расположен на огражденной территории. Доступ к территории осуществляется через КПП. Дополнительных охранных мероприятий проектом не предусматривается

3 ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1 Основание для разработки рабочего проекта

Установка парового котла высокого давления на АО «Актобе ТЭЦ» связана с необходимостью обновления физически изношенного, морально устаревшего и отработавшего ресурс оборудования.

Календарный срок службы паровых котлов составляет от 35-45 лет. Все котлы высокого давления, установленные на ТЭЦ, введены в эксплуатацию в 1965 – 1966 году. Календарный срок службы составил – 60 лет. Число часов наработки котлов составляет более $330 \div 370$ тыс. часов.

Паровые котлы среднего давления, установленные на ТЭЦ, имеют еще больше число часов наработки – от 345 до 380 тыс. часов. Котлы вводились в эксплуатацию с 1945г. до 1958 года. Таким образом, срок службы котлов от 67 лет, до 80 лет.

Все паровые котлы на станции выработали свой ресурс. Необходима поэтапная замена всего оборудования станции.

АО «Актобе ТЭЦ» является единственным источником централизованного теплоснабжения города и промышленных предприятий. Сохранение действующего энергоисточника, повышение мощности и эффективности его работы является целью данного Проекта.

В соответствии с Заданием на разработку Рабочего проекта предусматривается установка нового парового котла высокого давления. Производство работ будет вестись в условиях действующего производства.

Паровой котел типа Е-160-9,8-540Г производства ООО «Сибэнергомаш - БКЗ» номинальной паровой производительностью $D=160$ т/час, с номинальными параметрами пара - давлением $P=9,8$ МПа, температурой $t=540$ °С, устанавливается в Главном корпусе ТЭЦ.

Параметры вновь устанавливаемого оборудования и схема его подключения к существующей части ТЭЦ обеспечивают параллельную работу с существующим оборудованием с поперечными связями по основным и вспомогательным технологическим трубопроводам, и коммуникациям.

С установкой нового оборудования в минимально необходимом объеме выполняется расширение, реконструкция, сооружений, технологических схем и систем.

Режим работы ТЭЦ сохраняется и предусматривает комбинированную выработку электрической и тепловой энергии.

Расчетные тепловые нагрузки ТЭЦ приняты в соответствии с прогнозируемыми тепловыми нагрузками, предоставленными Заказчиком, и представлены в таблице 4

Таблица 4

Тепловая нагрузка ТЭЦ

№ п/п	Наименование	Разм.	Режим	
			Максимально-зимний	Летний
			-29,9°С	>8°С
1	Суммарная тепловая нагрузка в горячей воде, всего, в том числе:	Гкал/ч	517,1	58,8
	- Отопление	Гкал/ч	433,9	0
	- Вентиляция	Гкал/ч	9,7	0
	- ГВС	Гкал/ч	73,5	58,8
2	Отпуск пара на производство: Р= 1,3 МПа, 300°С	т/ч	50,0	50,0
3	Возврат конденсата пара с производства	т/ч	0	0

3.2 Характеристика существующего состояния ТЭЦ

Проектное задание на строительство Актюбинского завода ферросплавов (АЗФ) и Актюбинской ТЭЦ было утверждено Техническим советом Наркома черной металлургии СССР 17.11.1939г.

Строительство ТЭЦ началось в начале 1941 года. Станция должна была, работая на бурых углях Берчогурского месторождения, обеспечивать электрической и тепловой энергией АЗФ.

Актюбинская ТЭЦ в январе 1943 года дала первый промышленный ток для нужд АЗФ. Электрическая мощность станции составляла 50 МВт. Основным и вспомогательным оборудованием были использованы демонтированные агрегаты с ТЭЦ Харьковского тракторного завода, Киевской ГРЭС-2 и Ленинградской электростанции (год выпуска 1936-1937гг.). Состав основного оборудования - 7 паровых котлов и 4 турбогенератора. В 1960г. ТЭЦ, находящаяся в структуре АЗФ на правах цеха, была передана с баланса завода на баланс вновь созданного Энергоуправления, в составе которого в последующем проработала до сентября 1996г.

С 1962 по 2023 год на станции осуществлялся ввод нового и проводилась поэтапная замена морально и физически устаревшего старого оборудования.

Так в период с 1962г. по 1966г. на станции были введены в эксплуатацию четыре паровых котла высокого давления и две турбины (электрическая мощность 50 МВт).

К концу 60-х годов основное оборудование станции, введенное в эксплуатацию при строительстве ТЭЦ, практически полностью выработало свой ресурс. Так самостоятельная работа котлов высокого давления при существующей высокой жесткости исходной воды, поступающей на ТЭЦ, была невозможна.

В 1987г. была произведена замена отработавшей свой ресурс турбины ст.№6.

В 1991 – 1992гг. были заменены конденсационные турбоагрегаты ст.№1 и №2 на противодавленческие.

В 1994г. был обновлен турбоагрегат ст.№5, затем был демонтирован турбоагрегат ст.№4. Данная реконструкция привела к снижению установленной мощности станции до 73МВт. В период с 1980 по 1995гг. были введены в эксплуатацию: шесть водогрейных котлов (один - ПТВМ-100 и пять - КВГМ-100), химводоочистка подпитки теплосетей и аккумуляторные баки, расширено мазутное хозяйство, значительное развитие получили тепловые сети. Повысив, таким образом, надежность теплоснабжения города, станция утратила возможность круглогодично стабильно генерировать установленную электрическую мощность.

С вводом в эксплуатацию в 2002 году турбоагрегата ст.№4, установленная электрическая мощность ТЭЦ выросла с 73 до 102 МВт.

После выведения из эксплуатации (май 2005г.) водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№1, установленная тепловая мощность ТЭЦ составила 1139 Гкал/ч. В 2012 году, согласно Программе модернизации, производится демонтаж турбоагрегата ст. №3. Установленная мощность станции - 88 МВт, тепловая - 878 Гкал/ч. В 2016 году вводится в эксплуатацию новый турбоагрегат ПТ-30/40-3,01,0 с номинальной мощностью 30 МВт. Турбина вводится в конденсационном режиме. Установленная мощность станции - электрическая - 118 МВт, тепловая - 878 Гкал/ч.

В 2023 году введена в эксплуатацию газотурбинная установка с котлом – утилизатором. Электрическая мощность ГТУ - 57 МВт.

В настоящее время установленная мощность АО «Актобе ТЭЦ» составляет:

- электрическая - 175 МВт;
- тепловая - 878 Гкал/ч.

В 2023 году отпуск электрической энергии составил - 874 833,5 тыс. кВтч, тепловой энергии – 1 798,497 тыс. Гкал.

Отпуск электрической энергии производится Единому Закупщику в лице ТОО «РФЦ по ВИЭ»

Отпуск тепловой энергии производится: горячая вода - АО «Aqtobe su-energy group» пар и горячая вода - АО «АЗХС», АО «ТНК «КАЗХРОМ».

Основное оборудование ТЭЦ

Состав и характеристики основного существующего оборудования АО "Актобе ТЭЦ" приведены в таблицах 3.2 ÷ 3.5.

Таблица 5

Паровые котлоагрегаты среднего давления

№ п/п	Тип, марка	Год ввода в экпл.	Завод-изготовитель	Производительность, т/ч	Давление пара, кгс/см ²	Температура пара, °С	Наработка на 01.01.24г., час
1	Риллей – Стокер – 110, ст.№4	1945 г.	США	110	35	420	396 204,50
2	Риллей – Стокер – 110, ст.№5	1952 г.	США	110	35	420	379 915,00
3	ТП-150, ст.№6	1955 г.	Таганрогский котлостроительный з-д (ТКЗ), Россия,	150	35	420	372 304,00
4	ТП-150, ст.№7	1958 г.	Таганрогский котлостроительный з-д (ТКЗ), Россия,	150	35	420	345 318,50
	Всего:			520			

Таблица 6

Паровые котлоагрегаты высокого давления

№ п/п	Тип, марка	Год ввода в экспл.	Завод- изготовит ель	Производит ельность, т/ч	Давление пара, кгс/см ²	Темпера тура пара, °С	Наработка на 01.01.24г., час
1	БКЗ-160- 100ГМ, ст.№8	1965 г.	Барнаулс кий котельный з-д (БКЗ), Россия	160	100	540	329 859
2	БКЗ-160- 100ГМ, ст.№9	1965 г.	Барнаулс кий котельный з-д (БКЗ), Россия	160	100	540	357 174
3	БКЗ-160- 100ГМ, ст.№10	1965 г.	Барнаулс кий котельный з-д (БКЗ), Россия	160	100	540	353 678
4	БКЗ-160- 100ГМ, ст.№11	1966 г.	Барнаулс кий котельный з-д (БКЗ), Россия	160	100	540	371 733,5
	Всего:			640			

Таблица 7

Водогрейные котлы

№ п/п	Тип, марка	Год ввода в экспл.	Завод- изготовитель	Теплопроизво дительность, Гкал/ч	Расход сетевой воды, т\час	Наработка на 01.01.24г., час
1	КВГМ-100, ст.№2	1986 г.	Дорогобужский котельный завод, Россия	100	1235	35 418,5
2	КВГМ-100, ст.№3	1986 г.	Дорогобужский котельный завод, Россия	100	1235	40 529,5
3	КВГМ-100, ст.№4	1987 г.	Дорогобужский котельный завод, Россия	100	1235	46 488,5
4	КВГМ-100,	1987 г.	Дорогобужский	100	1235	45 801,50

№ п/п	Тип, марка	Год ввода в экспл.	Завод- изготовитель	Теплопроизво- дительность, Гкал/ч	Расход сетевой воды, т/час	Наработка на 01.01.24г., час
	ст.№5		котельный завод, Россия			
5	КВГМ-100, ст.№6	1985 г.	Дорогобужский котельный завод, Россия	100	1235	12 652,00
	Всего:			500		

Таблица 8

Турбоагрегаты

№ п/п	Тип, марка	Год ввода в экспл.	Завод-изготовитель	Мощ- ность,	Параметры свежего пара			Наработка на 01.01.24г. час
					Расход	Давле- ние	Темпера- тура	
					т/ч	кгс/см ²	°С	
1	Турбоагрегат Р-6-30/10 ст.№1	1991г.	Калужский турбинный завод (КТЗ), Россия	6	120	29	400	206 500
2	Турбоагрегат Р-6-30/10 ст.№2	1992г.	Калужский турбинный завод (КТЗ), Россия	6	120	29	400	207 699
3	Турбоагрегат ПТ-30/40-3,0/1,0 ст.№3	2016г.	ЗАО "Теплоэнергосервис", г. Екатеринбург, а/я 522	30	350	29	400	62 068,5
4	Турбоагрегат ПТ-29/35-3,0/1,0 ст.№4	2002г.	Калужский турбинный завод (КТЗ), Россия	29	270	30	400	164 908,5
5	Турбоагрегат Р-22-90/31 ст.№5	1993г.	Харьковский турбинный завод (ХТЗ), Украина, г. Харьков	22	380	90	535	186 498
6	Турбоагрегат ПТ-25-90/10 ст.№6	1987г.	Калужский турбинный завод (КТЗ), Россия	25	180	90	535	274 890,5
7	Газотурбинная установка, в составе:							
7.1	Турбина "Siemens", генератор ABB	2023г	Германия, Мюнхен	57				2 909,5
7.2	Котел-утилизатор паровой Е-74,5-3,1-420 (ПК-151)	2023г	Россия. АО "Подольский машиностроительный завод"					77,0
	Всего:			175				

3.2.1 Тепловая схема ТЭЦ

Тепловая схема станции АО "Актобе ТЭЦ" выполнена с поперечными связями по основным и вспомогательным технологическим трубопроводам.

Исходя, из основных параметров паровых котлов станция разделена на два блока. Блок котлов среднего давления, включающий в себя котлоагрегаты ст. №4, 5, 6, 7 и блок котлов высокого давления с котлоагрегатами ст. №8, 9, 10, 11.

Паропроводы котлов среднего давления объединены в общий коллектор. Сам коллектор разделен на секции запорной арматурой. От общего парового коллектора среднего давления пар подается к турбинам ст. №1, 2, 3, 4. Кроме того, имеется возможность работы котла ст. №4 в блоке с турбиной ст. №2, а котлов ст. №5, 6 с турбиной ст. №3.

Паропроводы котлов высокого давления, также, объединены общим коллектором, состоящим из двух секций. Пар на турбины подается из общего коллектора или по блочной схеме «котел ст. №8, 9 – турбина ст. №5», «котел ст. №11 – турбина ст. №6».

Тепловой схемой предусмотрена подача пара противодавления турбины Р-22-90/31 ст. №5 в паровой коллектор 3,0 МПа котлов среднего давления и на турбины ст. №3, 4.

Схема непрерывной продувки котлов – групповая, для котлов высокого давления - двухступенчатая. Котлы высокого давления продуваются каждый в свои группы сепараторов непрерывной продувки. Сепаратор непрерывной продувки котлов среднего давления и II ступень сепараторов непрерывной продувки котлов высокого давления подключены к коллектору пара 0,12 МПа. Сепаратор I ступени котлов высокого давления подключен к коллектору пара 0,8-1,3 МПа.

Подача питательной воды к котлам среднего давления осуществляется питательными электронасосами ПЭН-1, 2, 3, 4, 4а, 7. Всасывающий коллектор питательных электронасосов выполнен двухниточным. Обе нитки секционированы.

Питательные трубопроводы (коллекторы) котлов среднего давления выполнены двойными. Оба коллектора секционированы на две секции с установкой запорной арматуры.

Питание водой котлов высокого давления ст. №8 ÷ 11 осуществляется питательными электронасосами ПЭН-8, 9, 10, 11. «Горячий» коллектор

питательной воды котлов высокого давления выполнен односторонним, секционированным. К первой секции подключены котлы ст. №8, 9, ко второй котлы ст. №10, 11. При этом имеется возможность, в случае блочной работы, питания котлов ст. №8, 9 непосредственно от ПВД турбины ст. №5, котла ст. №11 от ПВД турбины ст. №6.

К общестанционному коллектору пара 0,12 МПа в качестве источников подключены теплофикационный отбор турбоагрегатов ст. №3, 4, 6, РОУ 30/1,2, расширители непрерывной продувки котлов среднего давления и II ступень сепараторов непрерывной продувки котлов высокого давления.

Внутростанционными потребителями пара 0,12 МПа являются основные бойлеры; деаэраторы 0,12 МПа; подогреватели сырой воды, химобессоленной воды.

Источники пара 0,8 ÷ 1,3 МПа: сепаратор I ступени котлов высокого давления, пар противодействия турбин ст. №1, 2, производственные отборы турбин ст. №3, 4, а также РОУ 30/8-13.

Основными потребителями пара данного параметра являются пиковые подогреватели сетевой воды, отпуск пара на производство, деаэраторы 0,6 МПа.

3.2.2 Состояние основного оборудования ТЭЦ

Основное оборудование станции, в большинстве своем, имеет значительную наработку. Это в первую очередь относится к паровым котлам высокого давления, где требования к надежности значительно выше.

Техническое состояние энергетического оборудования определяется в первую очередь числом часов наработки и значениями паркового ресурса основных элементов.

Хотя парковый ресурс не является предельным сроком эксплуатации оборудования и дополнительный ресурс работы определяется путем технического диагностирования, но в силу своих конструктивных особенностей отдельные элементы парового котла кардинально определяют дальнейшую работоспособность оборудования.

Основным элементом, установленных на станции паровых котлов высокого давления, определяющий возможность их дальнейшей эксплуатации, - является барабан. Ремонт барабана котла сопряжен со значительными материальными и трудовыми затратами и как правило малоэффективен в виду ограниченности отработанных технологий ремонта. Замена же барабана на большинстве станций из-за имеющейся компоновки оборудования,

строительных решений и оснащенности ГПМ значительно затруднен или совсем не возможен.

Ниже приведены данные обследования и продления срока эксплуатации, выполненные на основе контроля металла основных элементов установленных котлов высокого давления и в соответствии с требованиями РК РД 153-34 РК1-1742103 «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций Республики Казахстан»

– БКЗ-160-100ГМ, ст.№8. - Экспертное заключение №4 от 14.08.2023г. Барабан котла допущен к эксплуатации до наработки 336 457ч. ТОО "ЗапКазЭкспертиза". Экспертное заключение №2 от 22.10.2020г. ТОО "ЗапКазЭкспертиза" котлоагрегат допущен к эксплуатации на четыре года до октября 2024 года.

– БКЗ-160-100ГМ, ст.№9 - Экспертное заключение №7 от 27.09.2023г. Котлоагрегат допускается к эксплуатации сроком на 4 года до 09.2027г. ТОО "ЗапКазЭкспертиза" г.Актобе, Экспертное заключение №4 от 10.2022 г. ТОО "ЗапКазЭкспертиза" по продлению безопасной эксплуатации барабана котла №9 на четыре года до 2026 года.

– БКЗ-160-100ГМ, ст.№10 - Экспертное заключение № 2 от 11.10.2022г.- котлоагрегат допущен к эксплуатации сроком на четыре года до октября 2026 года. ТОО "ЗапКазЭкспертиза" г.Актобе.

– БКЗ-160-100ГМ, ст.№11 - Экспертное заключение №6 от 27.09.2023г. Котлоагрегат допускается к эксплуатации сроком на 4 года до 09. 2027г. ТОО "ЗапКазЭкспертиза" г.Актобе.

Из приведенных данных следует, что в ближайшее время имеется риск выбывания паровых мощностей высокого давления, и, как следствие, ограничение отпуска тепловой и электрической энергии.

Вспомогательное оборудование ТЭЦ

Таблица 9

Вспомогательное оборудование ТЭЦ

№ п/п	Наименование	Кол	Тип	Характеристика	Прим
1	Питательный электронасос №1	1	ПЭ-100-53	Q=110 м ³ /ч, H=580 м	ПЭН-1

№ п/п	Наименование	Кол	Тип	Характеристика	Прим
2	Питательный электронасос №2, 3, 4, 4а, 7	5	ПЭ-150-53	$Q=150 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=580 \text{ м}$	ПЭН-2, ПЭН-3, ПЭН-4А, ПЭН-4, ПЭН-7
3	Питательный электронасос №8, 9, 10, 11	4	ПЭ-270-150	$Q=270 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=1650 \text{ м}$	ПЭН-8, ПЭН-9, ПЭН-10, ПЭН-11
4	Деаэратор атмосферный подпитки котлов СД	4	Д 1,2 ата	$D=200 \text{ м}^3/\text{ч}$, $V=50 \text{ м}^3$	
5	Деаэратор атмосферный подпитки котлов СД	1	Д 1.2 ата	$D=1200 \text{ м}^3/\text{ч}$, $V=90 \text{ м}^3$	
6	Деаэратор повышенного давления подпитки котлов ВД	4	ДСП-225	$D=225 \text{ м}^3/\text{ч}$, $V=72 \text{ м}^3$	
7	Деаэратор вакуумный подпитки теплосети	4	ДВ-800	$D=800 \text{ м}^3/\text{ч}$	
8	ПВД-1 т/а ст. №1, 2	2	ПВ-180-180-20	$G=200 \text{ т}/\text{ч}$, $F=180 \text{ м}^2$	
9	ПВД-2 т/а ст. №3	1	ПВ-180-180-20	$G=200 \text{ т}/\text{ч}$, $F=180 \text{ м}^2$	
10	ПВД-4а т/а ст. №4	1	ПН-65-4	$G=200 \text{ т}/\text{ч}$, $F=180 \text{ м}^2$	
11	ПВД-4б т/а ст. №4	1	ПН-65-4	$G=200 \text{ т}/\text{ч}$, $F=180 \text{ м}^2$	
12	ПВД-5а т/а ст. №5	1	ПВ-250-180-33- 1	$G=365 \text{ т}/\text{ч}$, $F=250 \text{ м}^2$	
13	ПВД-5б т/а ст. №5	1	ПВ-350-230-36- 2	$G=375 \text{ т}/\text{ч}$, $F=350 \text{ м}^2$	
14	ПВД-6а т/а ст. №6	1	ПВ-70-159-Б- 096/2Т4	$G=170,3 \text{ т}/\text{ч}$, $F=70 \text{ м}^2$	
15	ПВД-6б т/а ст. №6	1	ПВ-70-159-Б- 096/1Т4	$G=170,3 \text{ т}/\text{ч}$, $F=70 \text{ м}^2$	
16	Конденсатный насос т/а ст. №3	1	Кс-80-100	$Q=80 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=100 \text{ м}$	КН-1
17	Конденсатный насос т/а ст. №3	2	1Кс-80-100	$Q=80 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=95 \text{ м}$	КН-2, КН-3
18	Конденсатный насос т/а ст. №3	1	Кс 80-155-2	$Q=80 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=150 \text{ м}$	КН-4
19	Конденсатный насос т/а ст. №4	2	ЭКН-160-55	$Q=180 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=55 \text{ м}$	КН-4А, КН-4Б
20	Конденсатный насос т/а ст. №6	2	8КсД-5х3	$Q=100 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=125 \text{ м}$	КН-6А, КН-6Б

№ п/п	Наименование	Кол	Тип	Характеристика	Прим
21	Основной бойлер БУ №1	3	ПСВ-315-3-23	F=315м ² G=1130т/ч	БУ-1
22	Пиковый бойлер БУ №1	3	ПСВ-500-14-23	F=500м ² G=1800т/ч	БУ-1
23	Основной бойлер БУ №2	2	ПСВ-500-3-23	F=500м ² G=1800т/ч	БУ-2
24	Пиковый бойлер БУ №2	2	ПВС-500-14-23	F=500м ² G=1800т/ч	БУ-2
25	Конденсатный насос бойлеров	4	8КсД-5х3	Q=180 м ³ /ч, H=55 м	КН ГВС-1, КН ГВС-2, КН-ГВС-5, КН-ГВС-6
26	Сетевой насос №1,4,5,6,7,8,9,10,11,12	10	ЦН-1000-180	Q=180 м ³ /ч, H=55 м	СН
27	Сетевой насос водогрейных котлов	6	ЦН-1000-180	Q=180 м ³ /ч, H=55 м	
28	Насос технической воды	1	Д280х72	Q=280 м ³ /ч, H=72 м	НТВ-1
29	Насос технической воды	2	Д320х70	Q=320 м ³ /ч, H=70 м	НТВ-2, НТВ-3
30	Насос подпитки теплосети	3	Grundfos NB-80- 250/257 A-F2-A-BAQE	Q=232,2 м ³ /ч, H=83 м	НТВ-5, НТВ-6, НТВ-7
31	Подогреватель сырой воды	2	ПСВ-315-23	F=315м ² G=1130т/ч	ППВ
32	Перекачивающий насос	3	КсД 230-115-3	Q=230 м ³ /ч, Q=115 м ³ /ч, Q=280 м ³ /ч, H=115 м	ПKN-1, ПKN-2, ПKN-3
33	Подогреватель химобессоленной воды	2	ПСВ-315-3-23	F=315м ² G=1130т/ч	
34	Дренажный насос	2	3х6	Q=60 м ³ /ч, H=50 м	БМЗ-1, БМЗ-2
35	Дренажный насос	2	2х6	Q=30 м ³ /ч, H=35 м	БНТ-1, БНТ-2
36	Растопочная РОУ 30/1,2	1	РРОУ 30/1,2	P ₁ /P ₂ =30/1,2 кгс/см ² , G=60т/ч	
37	Быстродействующая РОУ (БРОУ-1, БРОУ-2)	2	БРОУ-100/31,5	P ₁ /P ₂ =90/30 кгс/см ² , G=210т/ч	
38	РОУ-1 (8-13/1,2 кгс/см ²)	1	РОУ 8-13/1,2	P ₁ /P ₂ =8-13/1,2 кгс/см ² , G=60т/ч	
39	РОУ-2 (30/1,2 кгс/см ²)	1	РОУ 30/1,2	P ₁ /P ₂ =30/1,2 кгс/см ² , G=60т/ч	
40	РОУ-3 (31/8-13 кгс/см ²)	1	РОУ 31/8-13	P ₁ /P ₂ =31/8-13 кгс/см ² , G=60т/ч	

№ п/п	Наименование	Кол	Тип	Характеристика	Прим
41	РОУ-5,-6,-7 (31,5/8-13 кгс/см ²)	3	РОУ 31,5/8-13	P ₁ /P ₂ =31,5/8-13 кгс/см ² , G=60т/ч	
	Маслонасосы:				
42	Маслонасос	2	3В-16/25	Q=22 м ³ /ч, H=80 м	ПМН ТГ-1, ПМН ТГ-2
43	Маслонасос	1	ЦНСМА-180- 255	Q=180 м ³ /ч, H=255 м	ПМН ТГ-3
44	Маслонасос	1	3В-125/16	Q=16,5 л/с, H=90 м	ПМН ТГ-4
44	Маслонасос	1	МНШ5-25-2,6/6	Q=6,3 м ³ /ч, H=25 м	ПерМН ТГ-4
45	Маслонасос	1	6Н-7х226	Q=116 м ³ /ч, H=160 м	ПМН ТГ-5
46	Маслонасос	1	МВН-25	Q=16,9 м ³ /ч, H=80 м	ПМН ТГ-6
47	Аварийный маслонасос	2	Г II - 25	Q=2,08 л/с, H=80 м	Ав МН ТГ-1, Ав МН ТГ-2
48	Аварийный маслонасос	1	1Д200-90	Q=100 м ³ /ч, H=22,5 м	Ав МН ТГ-3
49	Аварийный маслонасос	1	Ш40-4	Q=5 л/с, H=10 м	Ав МН ТГ-4
50	Аварийный маслонасос	1	4НДВ	Q=90 м ³ /ч, H=17 м	Ав МН ТГ-5
51	Аварийный маслонасос	1	Р3-30	Q=5 л/с, H=10 м	Ав МН ТГ-6
52	Маслонасос	4	Г II - 25	Q=2,08 л/с, H=80 м	СМН ТГ-1, РезМН ТГ-1, СМН ТГ-2, РезМН ТГ-2
53	Маслонасос	1	Ш40-4	Q=5 л/с, H=10 м	СМН ТГ-4
54	Маслонасос	1	4НДВ	Q=90 м ³ /ч, H=17 м	РезМН ТГ-5
55	Маслонасос	1	Р3-30	Q=5,0 л/с, H=10 м	РезМН ТГ-6
56	Маслонасос	1			МНВПТУ ТГ-4
57	Маслонасос	1			Слив н-с ПНД
58	Маслонасос	7	МНШ5-25-4,0/4	Q=4 м ³ /ч, H=60 м	ПМН ПН-8, РезМН ПН-8, ПМН-9, РезМН ПН-9, ПМН-10, ПМН-11, РезМН ПН-11

№ п/п	Наименование	Кол	Тип	Характеристика	Прим
	Пожарные насосы:				
59	Пожарный насос-1, Пожарный насос-2	2	КМ65-50-160- С-У3	Q=25 м³/ч, H=32 м	
60	Пожарный насос-3, Пожарный насос-4	2	КМ80-50-200	Q=50 м³/ч, H=50 м	
61	Пожарный насос-5	2	1Д200-90	Q=200 м³/ч, H=90 м	

Таблица 10

Вспомогательное оборудование котельного цеха ТЭЦ

№ п/п	Наименование	Кол	Тип	Характеристика	Прим
1	Вентиляторы дутья:				
1.1	ВД-4А, ВД-4Б, ВД-5А, ВД-5Б	4	0,68-161	Q=47,5 тыс. м³/ч, H=200 мм. вод. ст	Год выпуска – - 1945г., 1951г
1.2	ВД-6А, ВД-6Б	2	0,6-146	Q=65 тыс. м³/ч, H=475 мм. вод. ст	1954г. выпуска
1.3	ВД-7А, ВД-7Б	2	0,68-161	Q=70 тыс. м³/ч, H=300 мм. вод. ст	1958г. выпуска
1.4	ВД-8А, ВД-8Б, ВД-9А, ВД-9Б	4	ВД-18	Q=85 тыс. м³/ч, H=276 мм. вод. ст	1965г. выпуска
1.5	ВД-10А, ВД-10Б	2	КЭН 0,55-40	Q=85,6 тыс. м³/ч, H=336 мм. вод. ст	1965г. выпуска
1.6	ВД-11А, ВД-11Б		КЭН 0,55-40	Q=82,7 тыс. м³/ч, H=400 мм. вод. ст	1966г. выпуска
2	Дымососы:				
2.1	Д-4А, Д4Б, Д-5А, Д-5Б	4	0,6-126	Q=220 тыс. м³/ч, H=256 мм. вод. ст	Год выпуска – - 1945г., 1951г
2.2	Д-6А, Д-6Б	2	Д 300/400	Q=170 тыс. м³/ч, H=310 мм. вод. ст	1954г. выпуска
2.3	Д-7А, Д-7Б	2	Д 300/400	Q=300 тыс. м³/ч, H=400 мм. вод. ст	1958г. выпуска
2.4	Д-8А, Д-8Б, Д-8А, Д-9Б, Д-10А, Д-10Б, Д-11А, Д-11Б	8	Д-1,55х2	Q=137 тыс. м³/ч, H=246 мм. вод. ст	1965-66г. выпуска
3	Дренажные насосы:				
3.1	ДН КСД №1	1	К-80-50-160С	Q=50 м³/ч, H=3,2 кгс/см²	
3.2	ДН КСД №2	1	ЗК-6	Q=45 м³/ч, H=5,4 кгс/см²	
3.3	ДН БКЗ №1	1	К-100-65-250	Q=100 м³/ч, H=8,0 кгс/см²	

№ п/п	Наименование	Кол	Тип	Характеристика	Прим
3.4	ДН БКЗ №2	1	4К-6А	Q=120 м ³ /ч, H=8,7 кгс/см ²	
4	Багерные насосы:				
4.1	Баг. н-с №1, 3	2	6Ш8	Q=250 м ³ /ч, H=5,0 кгс/см ²	
4.2	Баг. н-с №2, 4	2	6Ш8-2	Q=150 м ³ /ч, H=3,0 кгс/см ²	
5	Смывные насосы:				
5.1	СМН №1, 2	2	К-6	Q=150 м ³ /ч, H=9,0 кгс/см ²	
5.2	СМН №3, 4	2	ЦНС 105-147	Q=105 м ³ /ч, H=14,7 кгс/см ²	
6	РВП				
6.1	РВП-9А, 9Б, 11А, 11Б	4	РВП Ø3800		
7	Фосфатные насосы:				
7.1	Резерв, ФН-3, ФН-4, ФН-5, ФН-6, ФН-7	6	НД 2,5 25/40	Q=25 л/ч, H=40 кгс/см ²	
7.2	ФН-8, ФН-9, ФН-10, ФН-11, Рез.ФН-8-9, Рез. ФН 10-11	6	НД 2,5 40/160	Q=40 л/ч, H=160 кгс/см ²	
8	Насос гидразиновый	1	СД-32/40	Q=25 м ³ /ч, H=2,7 кгс/см ²	
9	Насос для охлаждения компрессоров	1	КМ 65-50-160	Q=25 м ³ /ч, H=3,2 кгс/см ²	

3.2.3 Топливо

Топливо котлов станции – газ. Режим работы котла – базовый. Основное топливо - нефтяной попутный газ, поступает с Жанажольского месторождения. Резервное топливо - природный газ из газопровода «Бухара - Урал».

Природный попутный газ поступает на ТЭЦ с городских распределительных станций (ГРС) по газопроводу на газораспределительный пункт 1 и 2 на территории станции, где давление редуцируется с 0,6 МПа до 0,05 МПа и подается в котельный цех, ГТУ и на водогрейную котельную.

Основные характеристики природного газа, поступающего по магистральным газопроводам «Жанажол-Актобе». Качество газа горючего соответствует требованиям СТ РК 1666-2007.

Таблица 11

Характеристики нефтяного попутного газа

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение
1.	Молярная доля компонентов:		
	Метан	%	88,8296
	Этан	%	7,5659
	Пропан	%	0,9776
	Изобутан	%	0,0077
	Н-Бутан	%	0,1039
	Неопентан	%	0,0006
	Изопентан	%	0,0164
	Н-Пентан	%	0,0093
	Гексаны (C ₆₊)	%	0,0048
	Гептаны (C ₇₊)	%	0
	Бензол	%	0
	Толуол	%	0
	Октаны (C ₈₊)	%	0
	Азот	%	2,4128
	Водород	%	0,0016
	Гелий	%	0,055
	Физико-молярные показатели:		
2	Молярная доля кислорода, не более	%	0,0141
3	Молярная доля диоксида углерода	%	0,0007
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	0,0002
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	0,0021
6	Массовая концентрация общей серы	г/м ³	0,0011
7	Объемная теплота сгорания низшая, не менее	МДж/м ³ / Ккал/м ³	35,41/ (7600)
8	Область значений числа Воббе (высшего)	МДж/м ³	49,8
9	Плотность	Кг/м ³	0,74
10	Температура точки росы по воде, не выше	°С	Минус 32,2
11	Температура точки росы по углеводородам, не выше	°С	Минус 24,4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение
12	Массовая концентрация механических примесей, не более 0,001	г/м ³	отсутствует

Таблица 12

Характеристики природного газа

№	Наименование, размерность	Разм.	Норма по НД. РК	Факт. ГРС-1	Факт. ГРС-2.
1	Компонентный состав:	(мол %)			
	Метан			90,65	92,22
	Этан			5,342	3,545
	Пропан			0,992	0,828
	Изобутан			0,093	0,081
	н-Бутан			0,129	0,129
	Неопентан			0,002	0,001
	Изопентан			0,023	0,0280
	н-Пентан			0,017	0,022
	Гексаны (C ₆₊)			0,008	0,009
	Гептаны (C ₇₊)			0,003	0,003
	Октаны (C ₈₊)			0	0
	Азот			2,680	3,080
	Гелий			0,024	0,010
	Водород			0,001	0,001
	Диоксид углерода		Не более 2,5	0,075	0,029
	Кислород		Не более 0,02	0,011	0,014
2	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	Не более 0,007	0,002	0,004
3	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	Не более 0,016	0,004	0,005
4	Массовая концентрация общей серы	г/м ³	Не более 0,030	0,010	0,014
5	Плотность, при 20 ⁰ С и 101,325МПа	кг/м ³	Не норм. Определ	0,7301	0,7198
6	Температура точки росы по воде, при P _{газа} -3,92МПа	°С	Не выше с мая по сент (минус 10)/ (минус 3) С окт. По апр. (минус 10)/ (минус 3)	Ниже минус 30	Минус 29,8
7	Температура точки росы по углеводородам	°С	не выше минус 2,0 (0)	Минус 22,3	Минус 24,5
8	Теплота сгорания низшая, при температуре сгорания 25 ⁰ С, давление 101,325кПа	МДж/м ³ / (ккал/м ³)	Не выше 31,8/ (7600)	34,65/ (8276)	33,97/ (8114)
9	Область значения числа Воббе (высшее)	МДж/м ³	-	47,38	48,69
10	Масса механических примесей, г/м ³	г/м ³	Не более 0,001	Отсутств.	Отсутств.

Годовой расход товарного газа на ТЭЦ с учетом работы паровых котлов высокого, среднего давлений, водогрейных котлов и ГТУ по отпуску тепловой энергии и выработки электрической энергии, по отчетным данным ТЭЦ, в 2024 году составил – 593,621 тыс. м³.

Номинальный расчетный часовой расход натурального топлива (товарного газа с теплотворной производительностью $Q_p^p=7600$ ккал/м³) на устанавливаемый котел составляет – 13,8 тыс. м³/час. Коэффициент полезного действия (КПД) котла ст. №12 типа Е-160-9,8-540Г, согласно данным завода-изготовителя, составляет – 94%.

Суммарный годовой расход газа на котел, с учетом отпуска тепла и использования установленной электрической мощности - 6500 часов в год, составляет – 89,7 тыс. м³ натурального топлива.

Устанавливаемый котел замещает выбывающий котел, соответственно не увеличивает общий расход топлива на ТЭЦ,

3.3 Водоподготовка

Состав и краткое описание существующей водоподготовки

Существующая схема водоподготовительной установки состоит из:

- очистные сооружения и установка коагуляции;
- предочистка;
- ХВО-2.

Водоподготовительная установка (ВПУ) предназначена для выработки:

- химобессоленной воды для подпитки котлов высокого и среднего давлений и нужд производства;
- осветленной воды для подпитки теплосети;
- хим. очищенной воды для нужд производства.

Очистные сооружения состоят из 6 механических фильтров и 6 угольных фильтров. В летний период включается миниградирия для охлаждения исходной воды. Установка коагуляции состоит из бака коагулированной воды и насосов. Предочистка состоит из самопромывных фильтров (4шт.), установок ультрафильтрации (5шт.), баков фильтрата, насосов. В здании ХВО-2 располагается оборудование для подпитки котлов высокого и среднего давлений, оборудование для подпитки теплосети.

Таблица 13

Состав исходной воды

№ п/п	Наименование показателей	Един. измер.	Величина показателя (сред)	Примеч.
1	Водородный показатель pH	ед. pH	8,9	
2	Аммиак NH ₃	мг/л	0,53	
3	Хлор Cl	мг/л	166,6	
4	Хром Cr	мг/л	0,15	
5	Жесткость общая Ж	мг-экв/л	10,78	
6	Жесткость кальциевая Ж _{Ca}	мг/л	6,65	
7	Щелочность общая поф/ф	мг-экв/л	0,93	
8	Солесодержание с/с	мг/л	720	
9	Нитриты NO ₂	мг/л	0,05	
10	Медь Cu	мг/л	0,0197	
11	Железо Fe	мг/л	0,598	
12	Кислород O ₂	мг/л	3,609	
13	Сульфаты SO ₄	мг/л	188,76	
14	ОЭДФ	мг/л	2,71	
15	Взвешенные вещества в/в	мг/л	51,17	

Существующая технология водоподготовки

Технология водоподготовки включает следующие технологические стадии:

1 Предварительная очистка исходной воды на очистных сооружениях. Вода на механических фильтрах (6 штук) очищается от грубых механических примесей (песок, глина. ил и т.д.). Затем на угольных фильтрах (6 штук) очищается от нефтепродуктов. Коагуляция воды происходит в резервуаре-отстойнике. Осветленная вода из грязного отсека переливается в чистый сек, где смешивается с водопроводной водой и с температурой +20°C - +25°C подается в здание предварительной очистки.

2 В здании предочистки осветленная вода сначала на самопромывных сетчатых фильтрах очищается от механических примесей размером до 100 мкм. Фильтры периодически, по перепаду давления, промываются. Затем вода направляется на установки ультрафильтрации, где происходит очистка воды от железа, органических веществ, кремниевой кислоты. Для промывки УУФ дозируются реагенты: гипохлорит натрия, лимонная кислота и натрий едкий. После УУФ вода делится на два потока: фильтрат и концентрат. Концентрат сбрасывается на очистные сооружения или в баки нейтрализаторы. Фильтрат

собирается в баках запаса фильтрата и далее насосами подается на установку обратного осмоса (УОО) № 1, 2, 3, 4 первой ступени в здание ХВО-2.

3 В здании ХВО-2 перед подачей на УОО в фильтрат дозируется бисульфит натрия для удаления остаточного хлора и затем направляется на барьерные фильтры обратного осмоса. В трубопровод подачи фильтрата на УОО для предотвращения отложения солей добавляется антискалант, для уничтожения бактерий дозируется биоцид и бисульфит натрия для связывания остаточного хлора. На УОО происходит обессоливание воды с разделением на пермеат и концентрат. Пермеат подается в существующие баки запаса частично обессоленной воды, откуда насосами подается на натрий-катионитные фильтры второй ступени. Обессоленная вода направляется в Главный корпус на деаэрацию и подогрев перед подачей в котлы.

3.4 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Паровой котел высокого давления

В связи с наметившимся с дефицитом паровой мощности, обусловленным физическим износом котельного оборудования высокого давления и риском его возможного выбывания, предусматривается установка парового котла ст. №12 типа Е-160-9,8-540Г (БКЗ-160-9,8-540Г) производительностью 160 т/ч с параметрами пара - Р=9,8МПа, Т=540°С.

Краткое описание котла

Паровой котёл Е-160-9,8-540Г - одnobарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, в газоплотном исполнении, с уравновешенной тягой предназначен для получения пара высокого давления при сжигании нефтяного попутного газа и природного газа (основное и резервное топливо).

Устанавливаемый котел – модернизированный, имеет более совершенные топочно-горелочную устройства и воздухоподогреватель. На котле изменено расположение горелочных устройств, теперь они располагаются на боковых поверхностях. Применен трехходовой трубчатый воздухоподогреватель. Для обеспечения нормативных выбросов оксидов азота (NOx) организовано ступенчатое сжигание топлива за счет подачи части горячего воздуха, необходимого для выгорания топлива, через воздушные сопла верхнего дутья, расположенные выше газовых горелок, и применена система рециркуляции дымовых газов в воздухопроводы перед горелками. С этой целью с котлом устанавливается дымосос рециркуляции.

Топка, экранированная испарительными панелями, является первым (подъемным) газоходом. В верхней части топки располагается ширмовый пароперегреватель. Во втором (опускном) газоходе по ходу газов расположены III, IV и I ступени пароперегревателя и два блока экономайзера. В вынесенной колонке расположен трубчатый воздухоподогреватель. Между экранированным газоходом и выносной колонкой установлен компенсатор тепловых перемещений.

Таблица 14

Технические характеристики котла Е-160-9,8-540Г

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Номинальная паропроизводительность	т/ч	160

Наименование параметра		Единица измерения	Значение
Номинальное давление пара		МПа/ (кгс/см ²)	9,8/ 100
Номинальная температура пара		°С	540
Номинальная температура питательной воды, °С		°С	215
Расчетный КПД котла	На нефтяном попутном и природном газе	%	94
Выбросы оксидов азота NO _x (при O ₂ =3%)	На нефтяном попутном и природном газе	Мг/нм ³	≤100

Габариты котла:

Ширина по осям колонн - 12,0 м;
Глубина по осям колонн - 13,8 м;
Высшая отметка котла - 25,45 м.

Режим работы котла

Режим нагрузок котла базовый.

Нижний предел регулировочного диапазона по отношению к номинальной производительности:

- с обеспечением номинальной температуры перегретого пара – 60%.
- без обеспечения номинальной температуры перегретого пара – 30%.

В соответствии с действующими нормами и согласно опыту эксплуатации котлов, продолжительность пуска котла от начала розжига до набора номинальной нагрузки составляет:

- 3 часа после 24 часов останова;
- 1 час 10 минут после 5...8 часов останова;
- 55 минут после 0,5 часа останова.

Расчетный ресурс работающих под давлением элементов котла с расчетной температурой, соответствующей области ползучести не менее:

- 100 000 часов для труб поверхностей нагрева и выходных камер пароперегревателей;
- 200 000 часов для остальных элементов.

Срок службы котла - не менее 40 лет.

Коэффициент готовности котлоагрегата- не менее 98%.

Средняя наработка на отказ - не менее 6600 часов.

Допустимое расчетное число пусков за срок службы всего – не менее 1600, из холодного состояния – не менее 300.

Допустимая скорость изменения нагрузки в регулировочном диапазоне:

- при нагрузках 30...70 % номинальной – 1,5 %/мин;
- при нагрузках 70...100 % номинальной – 4,0 %/мин.

Топочная камера

Топочная камера призматической формы, представляет собой газоплотную блочную конструкцию, выполненную из цельносварных мембранных панелей заводского изготовления. Размеры топки по осям труб – 4490x7100 мм.

Панели топочных экранов, включенные в испарительный контур, выполнены из труб 60x5 мм с шагом 80 мм с варкой между ними полосы 5x22 мм. В нижней части топки фронтальной и задней экраны образуют скаты с углом наклона к горизонтали 28°. Задний экран топочной камеры в верхней части образует трехрядный фестон. Боковые экраны имеют плоскую конструкцию.

Фронтальной, задней и боковые экраны топки состоят каждый из трех испарительных панелей.

Панели топочных экранов подвешены к потолочному перекрытию каркаса котла с помощью подвесок. При нагревании топочные экраны свободно расширяются вниз.

На стенах топки предусмотрены разводки труб для установки горелок, сопел, лазов, смотровых лючков, приборов КИП.

Жесткость и прочность стен топки обеспечивается установленными по периметру горизонтальными поясами жесткости. Горизонтальные нагрузки от стен топки при "хлопках" воспринимаются основным каркасом через пояса жесткости и специальные шарнирные крепления, которые не препятствуют тепловым перемещениям топки при разогреве и охлаждении.

Для предотвращения потерь тепла через наружные поверхности на котле применена натрубная изоляция облегченного типа. Изоляция крепится к экранам и газоходам котла с помощью штырей

Топочно-горелочное устройство

Для обеспечения требований по выбросам оксидов азота на котле применена схема двухступенчатого сжигания топлива с установкой малотоксичных горелок и рециркуляцией дымовых газов.

Горелки в количестве четырех штук установлены на боковых стенах топки в два яруса. Выше основных горелок на боковых стенах топки установлены сопла воздушного дутья.

При этом процесс сжигания топлива разбит на две зоны.

В первую (основную) зону – (четыре малотоксичных горелок, установленных на боковых стенах топки) подается воздух в количестве $\leq 0,85$ от теоретически необходимого в смеси с газами рециркуляции.

Во вторую зону – зону дожига – (сопла воздушного дутья, расположенные на боковых стенах топки) подается горячий воздух в количестве $\geq 20\%$ от теоретически необходимого.

Организация двухступенчатого сжигания топлива с установкой малотоксичных горелок и рециркуляцией дымовых газов позволяет снизить выбросы NOx до нормативных: при сжигании газа до уровня ≤ 100 мг/нм³.

Барaban и сепарационные устройства

Барaban котла внутренним диаметром 1600 мм, толщиной стенки цилиндрической части 90 мм, выполнен из стали 22К.

Барaban котла изготавливается методом штамповки полуобечаек с дальнейшим свариванием их между собой продольными сварными соединениями электрошлаковой сваркой и далее сваривание полученных обечаек между собой с использованием электрошлаковой сварки и приварки днищ барабана.

Для обеспечения требуемого качества пара на котле применена схема двухступенчатого испарения с соответствующими сепарационными устройствами.

Для предупреждения перепитки котла и предотвращения заброса соленой котловой воды в пароперегреватель, барабан оснащен линией аварийного слива.

Раздача фосфатов внутри барабана осуществляется с помощью перфорированной раздающей трубы.

Пароперегреватель.

Пароперегреватель котла по характеру восприятия тепла радиационно-конвективного типа. Радиационную часть образуют панели, экранирующие потолок топки и потолок, заднюю и боковые стены опускного газохода.

Полурадиационную часть образуют ширмы, установленные в верхней части топочной камеры.

Конвективную часть составляют змеевиковые поверхности нагрева пароперегревателя, расположенные в опускном газоходе.

Движение пара по тракту пароперегревателя осуществляется следующим образом:

Пар из барабана поступает в пароперегреватель, экранирующий потолок топки и опускающего газохода, боковые и заднюю стены опускающего газохода. Далее пар поступает в I ступень пароперегревателя, расположенную в опускающем газоходе. После I ступени пар по перепускным трубам поступает в ширмовый пароперегреватель. Пройдя первый ход ширм, пар поступает в пароохладители I ступени, после которых направляется во второй ход ширм. Пройдя ширмы, пар по перепускным трубам поступает в раздающий коллектор III ступени пароперегревателя. Пройдя III ступень пароперегревателя, расположенную в начале опускающего газохода, пар направляется в пароохладители II ступени, из которых направляется в пароперегреватель IV ступени, расположенный в одном уровне с III ступенью. Пройдя IV ступень, пар отводится в паросборный коллектор. Выход пара из паросборного коллектора – односторонний.

Регулирование температуры пара

Регулирование температуры пара в период эксплуатации осуществляется впрыском «собственного» конденсата во впрыскивающие пароохладители.

Впрыск осуществляется в пароохладителях первой и второй ступеней, расположенных соответственно между ходами ширм и между III и IV ступенью пароперегревателя.

Конденсат для впрыска получают в установке «собственного» конденсата путем охлаждения насыщенного пара, поступающего из барабана котла, питательной водой, прошедшей нижний (первый по ходу воды) блок экономайзера. После конденсаторов вода направляется в верхний блок экономайзера.

Экономайзер и выносная колонка

В экранированном цельносварными пароперегревательными панелями части опускающего газохода, за ступенями пароперегревателя расположены два блока экономайзера. В выносной колонке расположен воздухоподогреватель.

Верхние и нижние блоки экономайзера выполнены в виде мембранных поверхностей нагрева. Применение мембранных экономайзеров позволяет уменьшить вес металла труб, работающих под давлением, и уменьшить габариты экономайзера за счет использования в теплообмене не только труб, но и плавников (мембран).

В вынесенной колонке (с подъемно-опускным движением дымовых газов) расположены кубы трубчатого воздухоподогревателя, на самостоятельном каркасе, объединенном с каркасом котла.

Опускной газоход оборудован необходимым количеством лазов, площадок и помостов.

Узел питания котла

На котле применена одноконтурная схема питания. Узел питания выполнен из основной питательной линии с регулирующим клапаном и двух байпасов с регулирующими клапанами и отключающей арматурой.

Каркас

Каркас котла представляет собой пространственную конструкцию, жесточенную ригелями, силовыми площадками и раскосами.

Поставка включает в себя металлоконструкции, составляющие несущий каркас котла, площадки, помосты, лестницы, ограждения и другие элементы.

Металлоконструкции рассчитываются на несение нагрузок не только от собственно элементов котла, но и на ремонтные нагрузки, на нагрузки от газопроводов, трубопроводов, а также на усилия, передаваемые от нагрузок монтажных приспособлений.

Отборы проб пара и воды

Для осуществления химического контроля качества котловой и питательной воды и пара на котле имеются устройства для отбора проб.

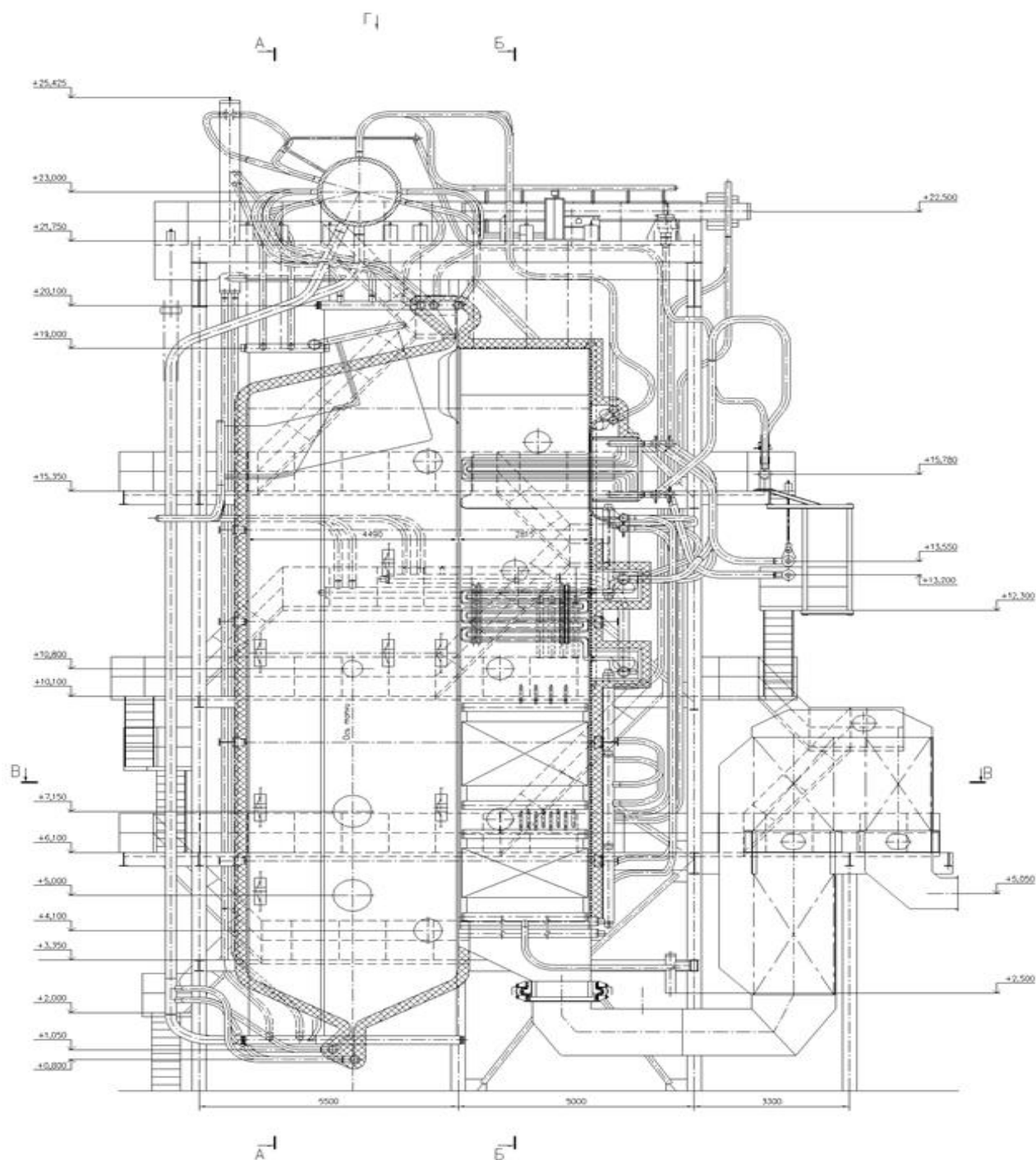


Рис.3.1 Котел Е-160-9,8-540Г. Продольный разрез

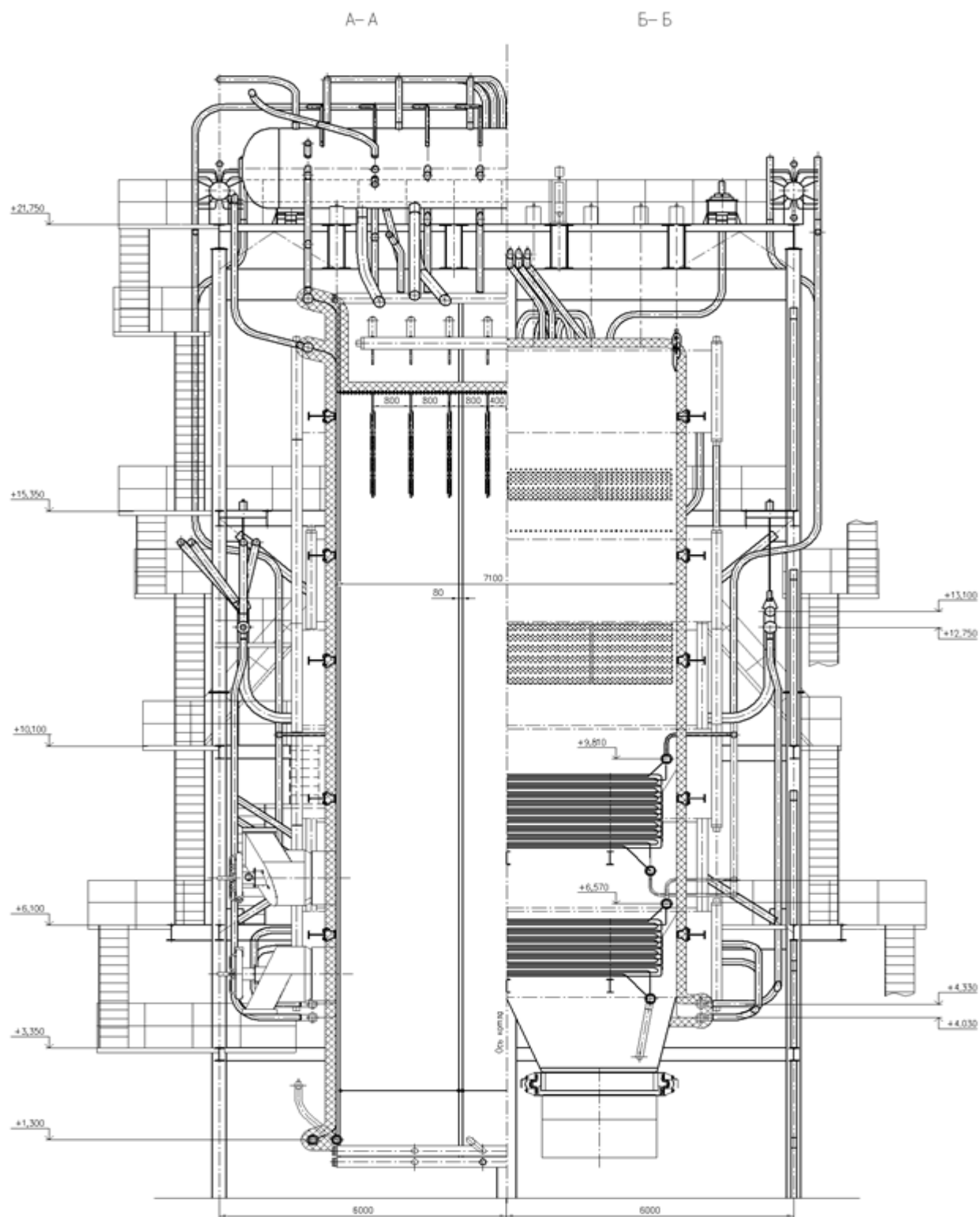


Рис.3.2 Котел Е-160-9,8-540Г. Поперечный разрез

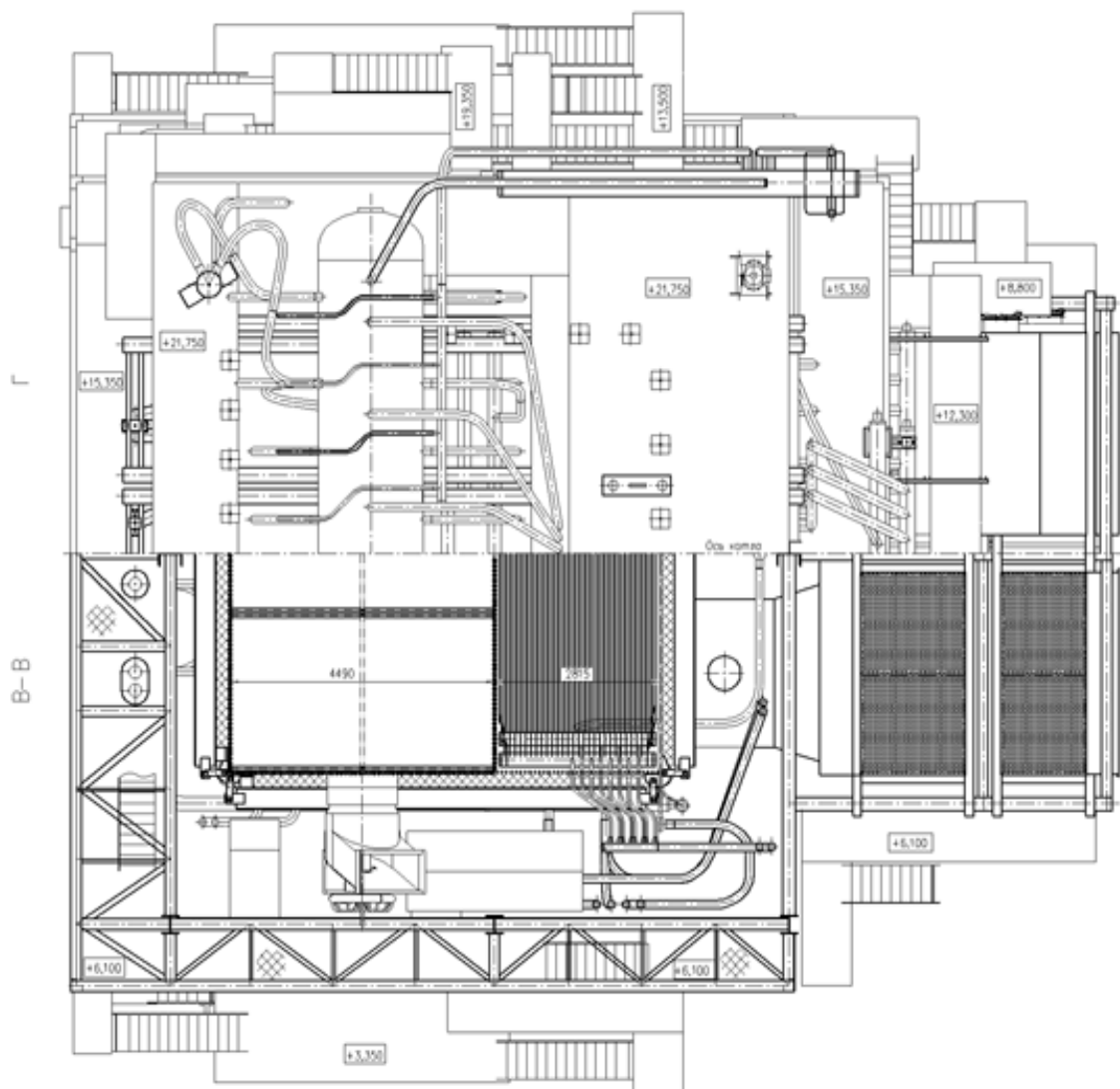


Рис. 3.3 Котел Е-160-9,8-540Г. Горизонтальный разрез

Котельно-вспомогательное оборудование

Совместно с котлом устанавливается котельно-вспомогательное оборудование поставки ООО «Сибэнергомаш-БКЗ»:

- Два дутьевых вентилятора типа ВДН-17БК (1- правого вращения, 1- левого вращения).
- Два дымососа типа ДН-22КГМ (1- правого вращения, 1- левого вращения).
- Один дымосос рециркуляции типа ВВГДН-15БК левого вращения.

Таблица 15

Техническая характеристика дутьевого вентилятора ВДН-17БК

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
1	Производительность	м ³ /ч	85 000
2	Полное давление рабочее/расчетное	кгс/м ²	380/456
3	Разрежение во входном патрубке	кгс/м ²	-32
4	Температура перемещаемой среды	°С	30
5	Максимально допустимая температура среды	°С	100
6	Максимальный момент инерции ротора	Кг*м ²	164
7	Охлаждение подшипников		водяное
8	Температура воды на охлаждение, не более	°С	25
9	Расход воды на охлаждение	м ³ /час	0,5
10	Масса дутьевого вентилятора	кг	2 760
11	Масса вращающихся частей	кг	680
12	Электродвигатель:		
	Тип		УКК 355-6
	Мощность	кВт	160
	Напряжение	В	6 000
	Частота вращения	об/мин	1 000
	КПД		92,3
	Масса	кг	149
13	Масса общая	кг	2 909
14	Направляющий аппарат:		
	Тип		МЭО-630/63-0,25-92К-У2
	Номинальный крутящий момент	Н*м	630
	Тип электродвигателя. направляющего аппарата:		АИР56А4
	Мощность	кВт	0,12
	Напряжение	В	380
	Частота вращения	об/мин	1 500
	Масса	кг	74

Таблица 16

Техническая характеристика дымососа

ДН-22КГМ

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
----------	--------------	-------	----------

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
1	Производительность	м ³ /ч	137 000
2	Полное давление рабочее/расчетное	кгс/м ²	380/456
3	Разрежение во входном патрубке	кгс/м ²	-32
4	Температура перемещаемой среды на всасывании	°C	114
5	Максимально допустимая температура среды на всасывании	°C	250
6	Максимальный момент инерции ротора	Кг*м ²	750
7	Охлаждение подшипников		водяное
8	Температура воды на охлаждение, не более	°C	25
9	Расход воды на охлаждение	м ³ /час	0,5
10	Масса дымососа	кг	5 400
11	Масса вращающихся частей	кг	1 720
12	Электродвигатель:		
	Тип		УКК 400-8
	Мощность	кВт	160
	Напряжение	В	6 000
	Частота вращения	об/мин	740
	КПД		92,3
	Масса	кг	155
12	Масса общая	кг	5 555
13	Направляющий аппарат:		
	Тип		МЭО-630/63-0,25-92К-У2
	Номинальный крутящий момент	Н*м	630
	Тип электродвигателя. направляющего аппарата:		АИР56А4
	Мощность	кВт	0,12
	Напряжение (частота 50 Гц)	В	220/380
	Частота вращения	об/мин	1 500
	Масса	кг	74

Таблица 17

Техническая характеристика дымососа рециркуляции ВВДН-15БК

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
1	Производительность	м ³ /ч	52 500
2	Тип лопаток рабочего колеса		назад загнутые
3	Момент инерции ротора	кг*м ²	107
4	Температура перемещаемых газов	°C	400

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
5	Электродвигатель:		
	Тип		УКК 315-4
	Мощность	кВт	90
	Напряжение	В	6 000
	Частота тока	Гц	50
	Частота вращения	об/мин	1 480
	Масса	кг	133
6	Масса общая	кг	2 880
7	Направляющий аппарат:		
	Тип		МЭО-630/63-0,25-92К-У2
	Номинальный крутящий момент	Н*м	630

Для обеспечения нормативных выбросов оксидов азота (NO_x) на котле организовано ступенчатое сжигание топлива за счет подачи части горячего воздуха, необходимого для выгорания топлива, через воздушные сопла верхнего дутья, расположенные выше газовых горелок, и применена система рециркуляции дымовых газов в воздухопроводы перед горелками. С этой целью с котлом устанавливается дымосос рециркуляции

Вспомогательное оборудование

Проектом предусмотрена установка дополнительного оборудования:

- Питательный электронасос типа HSC 175/10x335.
- Деаэратор питательной воды повышенного давления. производительностью 225т/ч, давлением 0,6МПа и деаэраторным баком емкостью 75м³;
- группа общестанционных подогревателей высокого давления I ступени типа ПВ-375-23-2,5-1 и II ступени типа ПВ-375-23-3,5-1 с БДЗУ.
- группа общестанционных подогревателей высокого давления I ступени тип ПВ-70-18-2,0 и II ступени типа ПВ-70-18-3,5.
- Расширитель непрерывной продувки СП-1,5У.
- Расширитель периодической продувки Р-2000-3.

Таблица 18

Техническая характеристика Питательного электронасоса

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
1	Тип		HSC 175/10x335

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
2	Подача	м ³ /с (м ³ /ч)	0,075 (270)
3	Напор	м	1650
4	КПД, не менее	%	75
5	Электродвигатель:		
	Тип		4А3М-2000/6000 УХЛ4
	Мощность	кВт	2 000
	Напряжение	В	6 000
	Частота тока	Гц	50
	Частота вращения	с ⁻¹ (об/мин)	49,5 (2 970)
6	Масса агрегата	кг	12 225

Таблица 19

Техническая характеристика Деаэратора ДП-225/70

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
1	2	3	4
	Тип		КДП-225
	Номинальная производительность (расход деаэрированной воды)	т/ч	225
	Рабочее давление (избыточное)	МПа	0,5
	Температура рабочая	°С	158
	Геометрическая емкость	м ³	8
	Масса колонки	кг	3 700
2	Бак деаэраторный повышенного давления:		
	Тип		БДП-70
	Объем бака (полезный)	м ³	70
	Допустимая максимальная температура стенок	°С	166
	Масса бака	кг	19 030
3	Масса деаэратора, полностью заполненного водой	кг	100 725

Таблица 20

Техническая характеристика Подогревателей высокого давления

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина	
			корпус (пар)	трубная система (вода)
	ПВД I степени			
1	Тип		ПВ-375-23-2,5-1	
2	Номинальный массовый расход при номинальном режиме	т/ч		365
3	Рабочее давление (избыточное) при номинальном режиме:	МПа	1,1	15
4	Рабочая температура на входе в ПВД:	°C	283	158
5	Рабочая температура на выходе из ПВД:	°C	175	180
6	Расчетный тепловой поток	МВт	9,7	
7	Масса аппарата:			
	- сухого	т	19,3	
	- заполненного водой	т	27,24	
	ПВД II степени			
1	Тип		ПВ-375-23-3,5-1	
2	Номинальный массовый расход при номинальном режиме	т/ч		365
3	Рабочее давление (избыточное) при номинальном режиме:	МПа	3,1	15
4	Рабочая температура на входе в ПВД:	°C	405	207
5	Рабочая температура на выходе из ПВД:	°C	217,4	232
6	Расчетный тепловой поток	МВт		11,3
7	Масса аппарата:			
	- сухого	т	21,0	
	- заполненного водой	т	28,94	
	ПВД I степени			
1	Тип		ПВ-70-18-2,0	
2	Номинальный массовый расход при номинальном режиме	т/ч		125
3	Рабочее давление (избыточное) при номинальном режиме:	МПа	1,5	15
4	Рабочая температура на входе в ПВД:	°C	325	158

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина	
			корпус (пар)	трубная система (вода)
5	Рабочая температура на выходе из ПВД:	°C	-	186,5
6	Расчетный тепловой поток	МВт	4,38	
7	Масса аппарата:			
	- сухого	т	8,65	
	- заполненного водой	т	9,15	
	ПВД II ступени			
1	Тип		ПВ-70-18-3,5	
2	Номинальный массовый расход при номинальном режиме	т/ч		125
3	Рабочее давление (избыточное) при номинальном режиме:	МПа	3,3	15
4	Рабочая температура на входе в ПВД:	°C	400	186,5
5	Рабочая температура на выходе из ПВД:	°C	-	218,5
6	Расчетный тепловой поток	МВт		4,91
7	Масса аппарата:			
	- сухого	т	10,6	
	- заполненного водой	т	11,1	

Таблица 21

Техническая характеристика Расширителя непрерывной продувки

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
1	Тип		СП-1,5У
2	Рабочая среда		Вода, пар
3	Рабочее давление (избыточное)	МПа	0,78
4	Допустимая максимальная температура стенок	°C	175
5	Вместимость геометрическая	м³	1,5
6	Масса аппарата, заполненного водой	кг	3 268

Таблица 22

Техническая характеристика Расширителя периодической продувки

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
1	Тип		P-2000-3

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
2	Рабочая среда		Вода, пар
3	Рабочее давление (избыточное)	МПа	0,15
4	Допустимая максимальная температура стенок	°С	127
5	Вместимость геометрическая	м³	7,5
6	Масса корпуса	кг	2 600

Таблица 23

Техническая характеристика насоса-дозатора

№ п/п	Наименование	Разм.	Величина
1	Тип		НД 40/60
2	Производительность номинальная	л/ч	40
3	Максимальное давление на выходе	МПа	15,69
4	Электродвигатель:		
	Тип		АИР80А4У3
	Мощность электродвигателя	кВт	1,1
	Напряжение	В	380
	Число оборотов	об/мин	1500
	Масса агрегата	кг	55,3

Технические решения по водоподготовке

Общая потребность в подпиточной воде для котлоагрегатов возрастает в связи с установкой нового парового котла. Для покрытия недостающего объема воды Проектом предусмотрено расширение водоподготовки.

Требования к качеству питательной воды для барабанных котлов в соответствии с ПТЭ представлены в таблице 24

Таблица 24

Требования к качеству питательной воды котлов высокого давления

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	Значение
1	Общая жёсткость	мкг-экв/дм³	не более 1
2	Содержание соединений натрия	мкг/дм³	не более 50
3	Содержание кремниевой кислоты	мкг/дм³	не более 60
4	Содержание соединений железа	мкг/дм³	не более 20
5	Содержание соединений меди	мкг/дм³	не более 5

6	Содержание растворенного кислорода в воде после деаэратора	мкг/дм ³	не более 10
7	Содержание нефтепродуктов	мг/дм ³	не более 0,3
8	Значение pH		9,1+0,1
9	Удельная электрическая проводимость	мкСм/см	не более 1,5

На стадии предварительной подготовки исходной воды (очистные сооружения и предочистка) дополнительного оборудования не требуется, так как существующие насосы коагулированной воды (НКВ) производительностью 284 м³/ч в количестве 3 штук и бак коагулированной воды (БКВ) ёмкостью 3000 м³ обеспечивают потребность необходимого объёма воды на существующие УОО №1,2,3,4 и новую УОО №5.

Также перед подачей на все УОО коагулированная вода разбавляется водопроводной водой (в/в). Имеющийся коллектор в/в пропускает при расчётных данных 250 м³/ч и на данный момент не требует замены на больший диаметр.

Для обеспечения нового котла обессоленной водой (пермеат) требуется установка дополнительного оборудования:

- Установка обратного осмоса первой ступени по обессоленной воде УОО №5 производительностью 50 м³/час по пермеату. Количество – 1 шт.;
- Установка насосной станции подачи фильтрата на УОО №5 производительностью 64 м³/ч. Количество – 2 шт. 1 – рабочий, 1 – резервный;
- Установка химической промывки УОО №5 в комплекте: бак V=2 м³, насос химпромывки;
- Узел дозирования антискалата в комплекте: бак V=0,5 м³, насос – дозатор;
- Узел дозирования биоцида в комплекте: бак V=0,5 м³, насос – дозатор;
- Замена существующих насосов фильтрата производительностью 90 м³/ч каждый, в количестве 2 шт., (1-рабочий, 1-резервный) на насосы производительностью по Q=155 м³/ч в количестве 2 шт. (1 насос - рабочий, 1 насос - резервный).

Увеличение общей производительности пермеата с установкой дополнительно УОО на 50 м³/ч к имеющимся 200 м³/час составит 250 м³/ч, с учётом возможности, что одна УОО может быть в резерве.

Проектируемое оборудование устанавливается в существующем помещении ХВО на свободных, после демонтажа натрий-катионитовых фильтров, площадях и частично в помещении предочистки.

Таблица 25

Экспликация устанавливаемого оборудования

№ п/п	Обозначение	Кол	Тип	Характеристика	Прим.
1	Установка обратного осмоса первой ступени УОО № 5 в составе:	1	УООЭ 50-8-40		ТОО «Сберэнергоресурс»
1.1	Модуль обратного осмоса	1		Q=50 м ³ /ч пермеата	
1.2	Высоконапорный насос	1	CRN 64	Q=64 м ³ /ч, H=139,4 м	
1.3	Блок предварительной фильтрации 5 мкм	1			
1.4	Установка химической промывки мембран в составе:	1			
1.4.1	Ёмкость-мерник	1		V=2 м ³	
1.4.2	Насос химической промывки	1		N=5,5 кВт	
2	Насосная станция подачи фильтрата на УООЭ 50-8-40-1 в составе:	1			ТОО «Сберэнергоресурс»
2.1	Насос вертикальный центробежный	2	CRN 64-3-1	Q=64 м ³ /ч, H=60 м	GRUNDFOS
2.2	с электродвигателем	2	SIEMENS	N=15 кВт	
3	Установка дозирования биоцида в составе:	1			ТОО «Сберэнергоресурс»
3.1	Емкость-мерник	1		V=0,5 м ³	
3.2	Насос-дозатор мембранный	1		N=0,5 кВт	GRUNDFOS
4	Насосная станция перекачки фильтрата	1	НСК		ТОО «Сберэнергоресурс»

№ п/п	Обозначение	Кол	Тип	Характеристика	Прим.
	в здании предочистки в составе:				
4.1	Насос вертикальный многоступенчатый центробежный	2	CRN 155-4- 1	Q=155 м³/ч, H=80 м	GRUNDFOS
4.2	С электродвигателем	2	SIEMENS	N=55 кВт	
5	Установка дозирования антискаланта в составе:	1			ТОО «Сберэнергоресурс»
5.1	Ёмкость-мерник	1		V=0,5 м³	
5.2	Насос-дозатор мембранный	1		N=0,5 кВт	GRUNDFOS

План расположения оборудования химводоочистки представлен на черт. №79/17/ПИР-ТХ-ВП л.3.

«Технологическая схема химводоочистки» представлена на черт. №79/17/ПИР-ТХ-ВП л.2.

Концентрат и дренажи от проектируемой УОО №5 в количестве 20 м³/ч сбрасываются в существующие баки нейтрализации (БН)- 3 штуки объемом по 400 м³. Стоки от УОО №1,2,3,4 (по исходным данным) и ионитных фильтров составляют 100 м³/ч. Общее количество стоков от существующих УОО №1,2,3,4 и УОО №5 составляет 120 м³/ч. Общий объем БН вполне удовлетворяет для нейтрализации кислых и щелочных стоков ХВО.

Также проектом предусматривается резервная линия пермеата диаметром 108х4 от УОО ГТУ до деаэраторов в главном корпусе.

3.5 Балансы тепла, пара

Балансы тепла и пара АО «Актобе ТЭЦ» выполнены в соответствии с заданными тепловыми нагрузками и принятым составом основного оборудования для четырех характерных температурных режимов наружного воздуха и для аварийного режима, т.е. при выходе из строя одного наиболее мощного парового котла:

- I режим. Максимально-зимний режим. - минус 29,9 °С;
- Аварийный режим - минус 29,9 °С;
- II режим. Средний наиболее холодного месяца - минус 13,3 °С;
- III режим. Среднеотопительный - минус 6,2 °С;
- V режим. Летний.

Климатические параметры для района проектирования, согласно СНиП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология», приняты в соответствии с СН РК 2.04-21-2004* «Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий».

Климатический район – IIIВ.

Отопительный период (период с температурой воздуха не выше 8 °С) - с 04.10 до 20.04. Продолжительность отопительного периода – 199 суток.

Максимально-зимний режим. Соответствует расчетной температуре наружного воздуха для отопления. Расчетная температура наружного воздуха в холодный период года, принимается равной средней температуре наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92. Согласно таблице 3.1 СН РК 2.04-21 составляет минус 29,9°С.

В этом режиме суммарная тепловая нагрузка станции является максимальной. По данному режиму выбирается основное оборудование станции, а также оборудование теплоподготовительной установки. Проверяется существующее оборудование, соответствие его характеристик данному режиму работы.

Аварийный режим. Предусматривает аварийный останов одного котлоагрегата наибольшей мощности и одной турбины большей мощности. Данный режим принят при расчётной температуре наружного воздуха минус 29,9°С. В данном режиме необходимо обеспечить отпуск тепла от ТЭЦ в размере не меньше 90% от максимально-часовых тепловых нагрузок, принятых в максимально-зимнем режиме.

Режим средний наиболее холодного месяца. Соответствует средней месячной температуре наружного воздуха самого холодного месяца. Согласно таблице 3.3 СН РК 2.04-01-2017 составляет минус 13,3°С. Расчетные тепловые нагрузки приняты соответственно для данной температуры наружного воздуха.

Среднеотопительный режим. Соответствует расчетной температуре наружного воздуха средней за отопительный период (табл. 3.1, гр.10 СН РК 2.04-21-2004) и составляет минус 6,2°C.

Летний режим. Соответствует расчетной температуре наружного воздуха $\geq 8^\circ\text{C}$. Характеризует работу ТЭЦ при отсутствии отопительных нагрузок. Нагрузки по пару принимаются летние, а по горячему водоснабжению – средние.

Принципиальная тепловая схема разработана на основании станционных эксплуатационных схем, тепловой схемы ТЭЦ, а также основных технических решений, принятых настоящим Проектом.

Расчетные тепловые нагрузки АО «Актобе ТЭЦ» приняты в соответствии с прогнозируемыми Заказчиком тепловыми нагрузками.

Таблица 26

Тепловая нагрузка ТЭЦ

№ п/п	Наименование	Разм.	Режим				
			I	Аварийный	II	III	Летний
			Максимально-зимний		Средний наиболее холодного месяца	Средне-отопительный	
			-29,9°C	-29,9°C	-13,3°C	-6,2°C	>8°C
1	Суммарная тепловая нагрузка в горячей воде, всего, в том числе:	Гкал/ч	517,1	472,7	363,5	306,6	58,8
	- Отопление	Гкал/ч	433,9	390,5	283,5	227,8	0
	- Вентиляция	Гкал/ч	9,7	8,7	6,5	5,3	0
	- ГВС	Гкал/ч	73,5	73,5	73,5	73,5	58,8
2	Пар 1,3 МПа, 300°C	т/ч	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
3	Возврат конденсата с производства	т/ч	0	0	0	0	0

При расчете балансов пара и тепла учитывалось следующее:

- Пар на производство отпускается давлением $P=1,3$ МПа, температурой $t=300^\circ\text{C}$;
- Подпитка котлов производится химобессоленной водой, подогретой в подогревателях ХВО.
- Отпуск тепла осуществляется по температурному графику $130^\circ/70^\circ\text{C}$, со срезкой $100^\circ/70^\circ\text{C}$.

- Подогрев сетевой воды осуществляется в основных и пиковых подогревателях, а также водогрейных котлах ст. № 2 ÷ 6.
- Система горячего водоснабжения - открытая.
- Подпитка теплосети осуществляется химочищенной водой, деаэрированной в вакуумных деаэраторах.
- На химводоочистку подпитки котлов и подпитки теплосети подаётся сырая вода, подогретая в подогревателях сырой воды.
- Пар на основные сетевые подогреватели подаётся из теплофикационных отборов турбин ст. № 3, 4, 6 и от РОУ 0,8÷1,3/0,12МПа ст. №1, РОУ 30/1,2 ст. №2.
- Пар на пиковые сетевые подогреватели подаётся из противодавления турбин Р-6-30/10М ст. №1, 2, производственных отборов турбин ст. № 3, 4, 6, РОУ 31,5/8÷13 ст. №5, 6, 7.

Результаты расчетов подтверждают возможность покрытия заданных тепловых нагрузок оборудованием Актобе ТЭЦ во всех режимах и представлены в таблице 27.

Принципиальная тепловая схема АО "Актобе ТЭЦ" представлена на чертеже №79/17/ПИР-ТХ1.

БАЛАНСЫ ТЕПЛА, ПАРА И ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АО "АКТОБЕ ТЭЦ"

Таблица 27

Источники	Режимы					Потребители	Режимы				
	I -29,9°C	ава- рийный	II -13,3°C	III -6,2°C	летний >8°C		I -29,9°C	ава- рийный	II -13,3°C	III -6,2°C	летний >8°C
Баланс тепла, Гкал/ч											
1. Подогреватели сырой воды подпитки теплосети	64,1	64,0	64,1	64,1	7,3	1. Отпуск тепла потребителям: - Отопление	433,9	390,5	283,5	227,8	0
2. Встроенные пучки конденсатора т/а ст. №6	4,0	4,0	4,0	4,0	0	- Вентиляция	9,7	8,7	6,5	5,3	0
3. Водогрейные котлы КВГМ-100 ст.№2÷6	311	286,2	137	100	0	- ГВС	73,5	73,5	73,5	73,5	58,8
4. Сетевые подогреватели всего, в том числе:	196,5	174,9	203,9	178,0	58,3	Всего:	517,1	472,7	363,5	306,6	58,8
- Основные бойлеры	19,6	6,9	19,6	19,6	58,3	2. Потери тепла в теплосетях	24,9	24,8	18,8	15,8	1,2
- Пиковые бойлеры	177,0	168,0	184,3	158,5	0	3. Собственные нужды	20,0	18,0	13,1	10,3	3,1
						4. Потери тепла на ХВО подп. т/сети	13,6	13,6	13,6	13,6	2
Итого:	575,6	529,1	409,0	346,1	65,6	Итого:	575,6	529,1	409,0	346,4	65,6

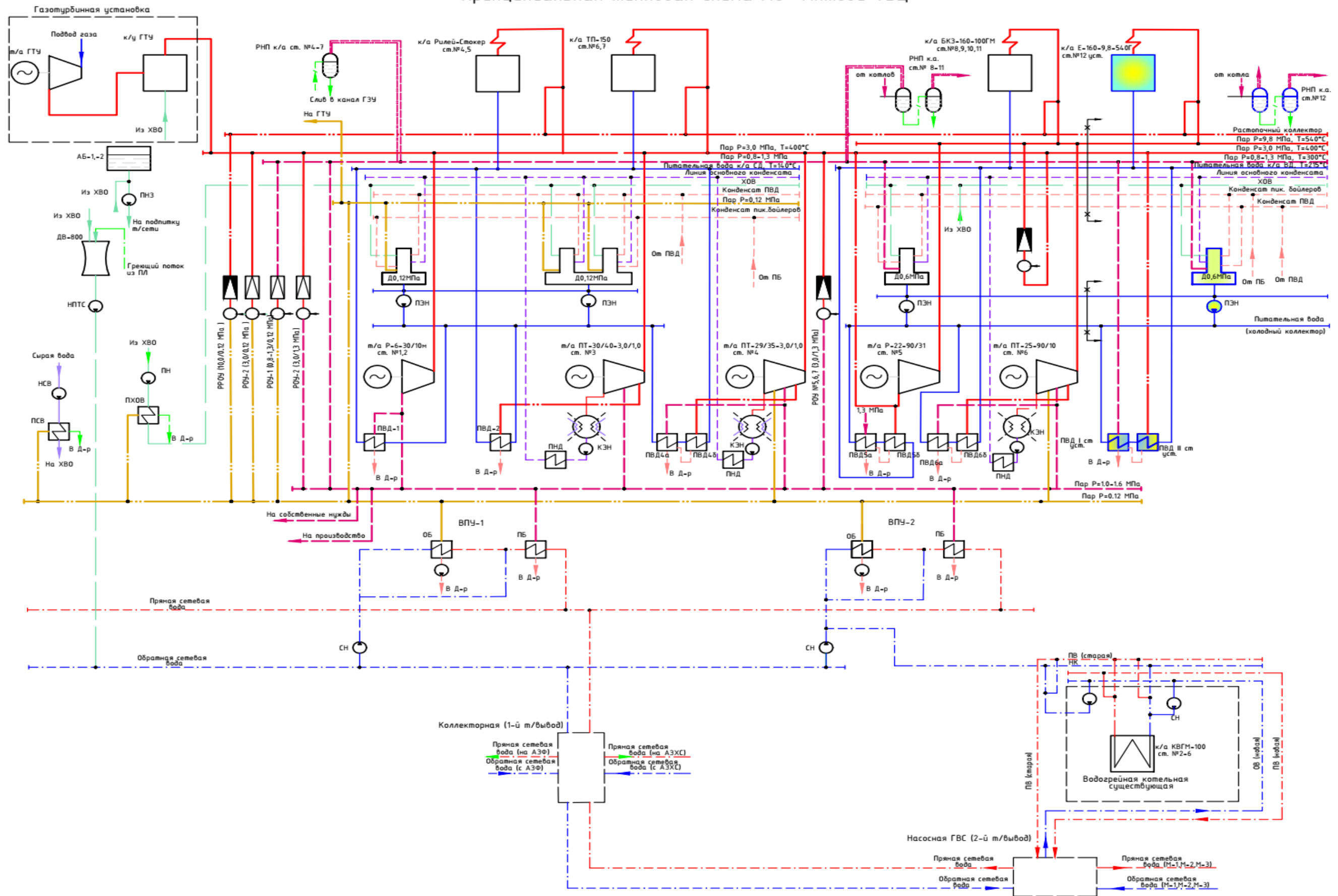
Источники	Режимы					Потребители	Режимы				
	I	ава- рийный	II	III	летний		I	ава- рийный	II	III	летний
	-29,9°С		-13,3°С	-6,2°С	>8°С		-29,9°С		-13,3°С	-6,2°С	>8°С
Пар Р=0,12 МПа, т/ч											
1. Выпар из РНП к/а СД	5	5	5	5	5	1. ПСВ подпитки т/сети	121	121	121	121	14
2. Выпар из РНП II ступени к/а ВД	1	1	1	1	1	2. ПХОВ подпитки т/сети	118	118	118	118	18
3. Т-отбор т/а ПТ-30/40-3,0/1,0 ст. №3	100	100	100	100	80	3. ПСВ подпитки котлов	8	8	8	8	6
4. Т-отбор т/а ПТ-29/35-3,0/1,0 ст. №4	90	90	90	90	38	4. ПХОВ подпитки котлов	7	7	7	7	7
5. Т-отбор т/а ПТ-25-90/10 ст. №6	100	75	100	100	27	5. Основные сетевые подогреватели	37	13	37	37	110
6. РОУ 0,8-1,3/0,12 ст. №1	0	0	0	0	0	6. Деаэратор 0,12 МПа подпитки котлов СД	4	4	4	4	4
7. РОУ 30/1,2 ст. №2 (Q=60т/ч)	0	0	0	0	0						
Итого:	295	271	295	295	150	Итого:	295	271	295	295	159

Источники	Режимы					Потребители	Режимы				
	I	ава- рийный	II	III	летний		I	ава- рийный	II	III	летний
	-29,9°C		-13,3°C	-6,2°C	>8°C		-29,9°C		-13,3°C	-6,2°C	>8°C
Пар P=0,8-1,3 МПа, т/ч											
1. Выпар из РНП I ступени к/а ВД	4	4	4	4	4	1. Эжекторы ВД	2	2	2	2	2
2. От ГТУ	77	77	77	77	77	2. Пар на производство	50	50	50	50	50
3. Противодействие т/а Р-6-30/10М ст. №1	98	98	98	98	0	3. На СН (ГТУ, душевые, мазутка НовРемТех)	10	10	10	10	8
4. Противодействие т/а Р-6-30/10М ст. №2	98	98	98	98	0	4. Деаэратор 0,6 МПа подпитки котлов ВД	17	17	14	16	23
5. П-отбор т/а ПТ-30/40-3,0/1,0 ст. №3	73	75	84	38	8	5. Пиковые сетевые подогреватели	335	318	349	300	0
6. П-отбор т/а ПТ-29/35-3,0/1,0 ст. №4	50	50	50	50	0	6. ОС ПВД I ст.	6	6	6	6	6
7. П-отбор т/а ПТ-25-90/10 ст. №6	20	0	20	20		7. РОУ 1,3- 0,8/0,12 ст. №1	0	0	0	0	0
8. РОУ 31,5/8-13 ст. №5 (Q=60т/ч)	0	0	0	0	0						
9. РОУ 31,5/8-13 ст. №6 (Q=60т/ч)	0	0	0	0	0						
10. РОУ 31,5/8-13 ст. №7 (Q=60т/ч)	0	0	0	0	0						
Итого:	419	401	430	384	89	Итого:	419	4019	430	384	89

Источники	Режимы					Потребители	Режимы				
	I	ава- рийный	II	III	летний		I	ава- рийный	II	III	летний
	-29,9°C		-13,3°C	-6,2°C	>8°C		-29,9°C		-13,3°C	-6,2°C	>8°C
Пар Р=3,0 МПа, т/ч											
1. К/а типа Рилей Стокер ст. №4	82	82	82	82	0	1. Т/а типа Р-6-30/10М ст. №1	110	110	110	110	0
2. К/а типа Рилей Стокер ст. №5	0	0	0	0	0	2. Т/а типа Р-6-30/10М ст. №2	110	110	110	110	0
3. К/а типа ТП-150 ст. №6	150	150	150	150	81	3. Т/а типа ПТ-30/40-3,0/1,0 ст. №3	270	270	270	270	270
4. К/а типа ТП-150 ст. №7	150	150	150	150	81	4. Т/а типа ПТ-29/35-3,0/1,0 ст. №4	211,1	211,1	211,1	211,1	211,1
5. Противодавление т/а Р-22-90/31 ст. №5	327	327	327	327	327	5. ОС ПВД II ст	8	8	8	8	7
6. БРОУ 100/30 №2 (Q=210т/ч)	0	0	0	0	0	6. РОУ 30/1,2 ст. №2 (Q=60т/ч)	0	0	0	0	0
7. БРОУ 100/30 №1 (Q=210т/ч)	0	0	0	0	0	7. РОУ 31,5/8-13 ст. №5 (Q=60т/ч)	0	0	0	0	0
						8. РОУ 31,5/8-13 ст. №6 (Q=60т/ч)	0	0	0	0	0
						9. РОУ 31,5/8-13 ст. №7 (Q=60т/ч)	0	0	0	0	0
Итого:	709	709	709	709	489	Итого:	709	709	709	709	488
Пар Р=8,8 МПа, т/ч											
1. К/а типа БКЗ-160ГМ ст. №8	0	0	0	0	0	1. Т/а типа Р-22-90/31 ст. №5	367,5	367,5	367,5	367,5	367,5
2. К/а типа БКЗ-160ГМ ст. №9	140	160	140	140	140	2. Т/а типа ПТ-25-90/10 ст. №6	157,5	112,5	157,5	157,5	157,5
3. К/а типа БКЗ-160ГМ ст. №10	140	160	140	140	140	3. БРОУ 100/30 №1 (Q=210 т/ч)	0	0	0	0	0
4. К/а типа БКЗ-160ГМ ст. №11	85	160	85	85	85	4. БРОУ 100/30 №2 (Q=210т/ч)	0	0	0	0	0
5. К/а типа БКЗ-160ГМ ст. №12уст.	160	160	160	160	160						
Итого:	525	480	525	525	525	Итого:	525	480	525	525	525

Источники	Режимы					Потребители	Режимы				
	I	ава- рийный	II	III	летний		I	ава- рийный	II	III	летний
	-29,9°C		-13,3°C	-6,2°C	>8°C		-29,9°C		-13,3°C	-6,2°C	>8°C
Выработка электроэнергии, МВт											
						1. Т/а типа Р-6-30/10М ст. №1	6	6	6	6	0
						2. Т/а типа Р-6-30/10М ст. №2	6	6	6	6	0
						3. Т/а типа ПТ-30/40-3,0/1,0 ст. №3	30	30	30	30	30
						4. Т/а типа ПТ-29/35-3,0/1,0 ст. №4	29	29	29	29	29
						5. Т/а типа Р-22-90/31 ст. №5	22	22	22	22	22
						6. Т/а типа ПТ-25-90/10 ст. №6	25	18	25	25	25
						7. ГТУ	57	57	57	57	57
						Всего:	175	168	175	175	163
Баланс сетевой воды, т/ч											
1.Водогрейные котлы	5 183	4 770	3 493	3 171	0	1. Потребители с учетом утечек	10 276	9 536	10 276	10 276	1 538
2. Сетевые подогреватели	5 435	5 075	7 127	7 441	1 850	2. Собственные нужды ТЭЦ	343	309	344	336	312
Итого:	10 619	9 845	10 619	10 612	1 850	Итого:	10 619	9 845	10 619	10 612	1 850

Принципиальная тепловая схема АО "Актобе ТЭЦ"



3.6 Компонувочные решения

Вновь устанавливаемый котлоагрегат, размещается в существующем здании Главного корпуса за паровым котлом высокого давления ст. №11, за осью «25».

Место размещения котла имеет следующие характеристики:

- глубина в рядах «Ва» - «Га» - 27м.
- ширина помещения от оси «25» до «30» – 30м.
- шаг колон – 6,0м.
- высота котельного отделения (низ ферм) – 31,4м.
- кран мостовой грузоподъемностью - 30/5т.
- отметка подкранового пути (УГР) – 28.850м.
- отметка низа крюка крана – 27.900м.
- отметка низа моста крана – 28.200м.
- оперативная отметка обслуживания котла – 8,0м.

Размещение котла в существующем здании Главного корпуса позволяет минимизировать затраты по подключению котла по входящим и выходящим потокам.

На вновь сооружаемом котле предполагается сохранить открытую установку дымососов. Дутьевые вентиляторы и дымососы рециркуляции размещаются в помещении котельного цеха.

На рисунке представлен план компоновки котлоагрегата с расположением котельно-вспомогательного оборудования.

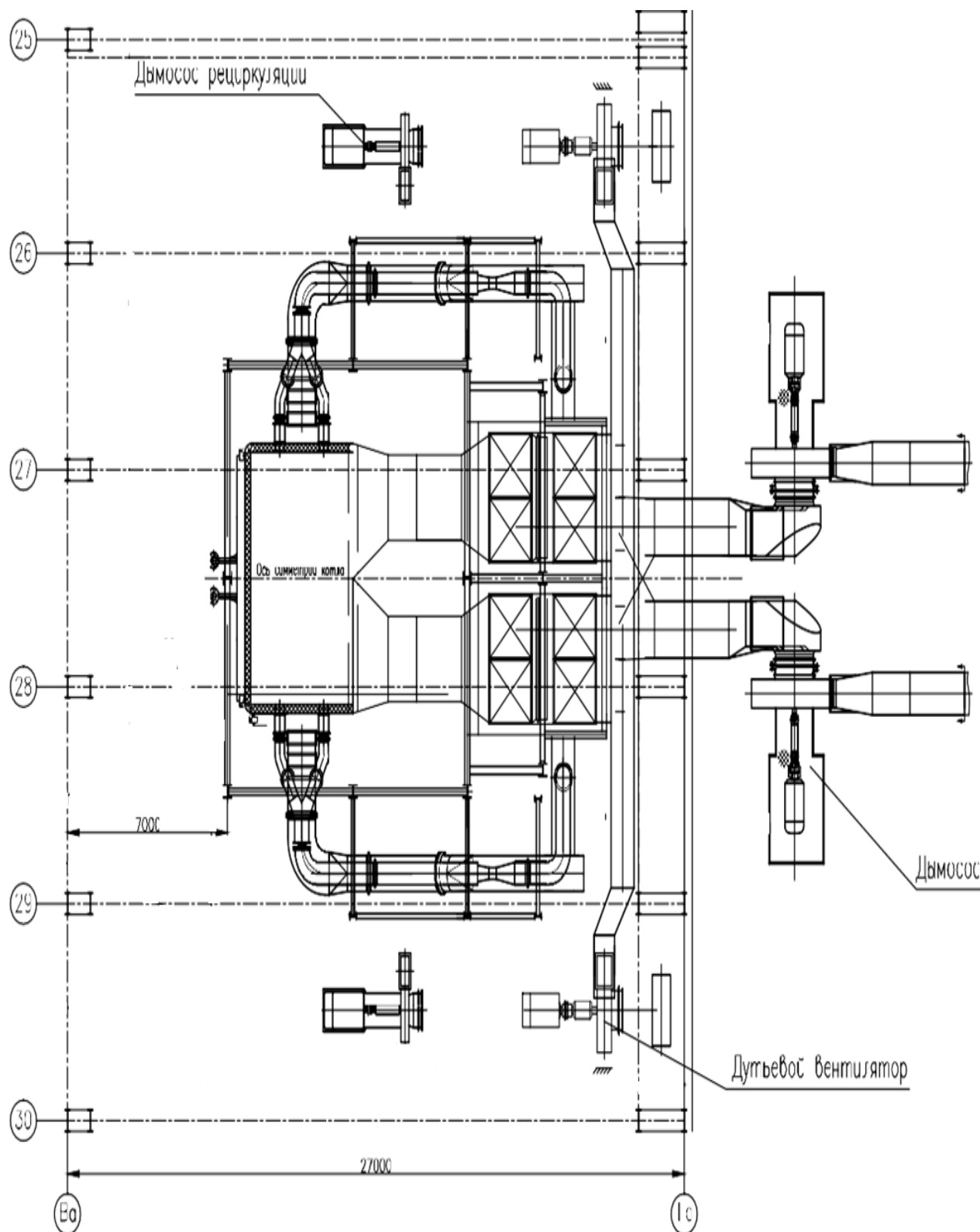


Рис. 3.4. Компоновка котлоагрегата

3.7 Дымовая труба

В настоящее время на станции АО "Актобе ТЭЦ" находятся в эксплуатации четыре дымовых трубы.

1) Дымовая труба №2. Введена в эксплуатацию 26 апреля 1952 года. Конструкция трубы железобетонная. Высота трубы 80 метров, внутренний диаметр устья 4,0 метра. К данной дымовой трубе подключены: паровой котел ст.№3 типа НЗЛ-85 (выведен из эксплуатации), паровой котел ст.№4 и ст.№5 типа «Риллей Стокер».

2) Дымовая труба №3. Введена в эксплуатацию 29 сентября 1955 года. Конструкция трубы железобетонная. Высота трубы 100 метров, внутренний диаметр устья 5,1метра. К данной дымовой трубе подключены: паровые котлы ст.№6 и ст.№7 типа ТП-150.

3) Дымовая труба №4. Введена в эксплуатацию 31 марта 1965 года. Конструкция трубы железобетонная. Высота трубы 120 метров, внутренний диаметр устья 4,3метра. К данной дымовой трубе подключены: паровые котлы высокого давления ст.№8, ст.№9, ст.№10, ст.№11 типа БКЗ -160-100.

4) Дымовая труба №6. Введена в эксплуатацию в декабре 1987 г. Конструкция трубы железобетонная. Высота трубы 150 метров, внутренний диаметр устья 4,8метра. К данной дымовой трубе подключены: водогрейные котлы ст.№2, ст.№3, ст.№4, ст.№5, ст.№6 типа КВГМ-100.

С вводом котлоагрегата Е-160-9,8-540ГМ ст.№12 предполагается установка новой дымовой трубы, высотой 60 метров, с газоотводящим стволом Ду2500мм, без оттяжек.

Новая дымовая труба планируется самонесущей металлической с наружным несущим каркасом.

Комплектация дымовой трубы, изготавливаемой ООО «РОСКОТЛОМАШ», Россия, Воронежская обл., г. Борисоглебск, в соответствии с Технико-коммерческим предложением, представлена в таблице 28.

Таблица 28

№ п/п	Наименование	Количество, комплект
1	Нижняя секция газоотводящего ствола с опорной плитой и патрубками врезки горизонтального участка	1
2	Средняя секция газоотводящего ствола	3
3	Верхняя секция газоотводящего ствола	1
4	Металлоконструкции горизонтальных участков дымоходов до присоединения к дымососам	1
5	Молниеприемник	1
6	Антикоррозийное покрытие (эмаль КО-811)	1
7	Светоограждение	1
8	Площадка обслуживания	1
9	Лестница	1
10	Анкерная корзина (фундаментные болты)	1

3.8 Применение малоотходных и безотходных технологий, повторное использование тепла и стоков

Используемое при строительстве парового котла ст. №12 на ТЭЦ, основное и вспомогательное оборудование отличается высокой надежностью, хорошими технико-экономическими и экологическими показателями.

Решения по применению малоотходных технологий и эффективному использованию тепла и стоков установок должны рассматриваться с учетом реальных возможностей действующего производства.

С целью повышения эффективности технологических циклов установок и электростанции в целом применяются следующие технические решения:

- вновь устанавливаемый на замену энергетический котел ст. №12 типа Е-160-9,8-540Г однобарабанный с естественной циркуляцией, в газоплотном исполнении имеет современные топочно-горелочные устройства, систему нижнего дутья, которые дают следующие преимущества:
- снижение выбросов оксидов азота $\text{NO}_x \leq 100 \text{ мг/нм}^3$, при $\text{O}_2=3\%$;
- снижение температуры газов на выходе из топки;
- повышение экономичности котла за счет уменьшения потерь тепла с механическим недожогом;
- чистые горячие дренажи установок и трубопроводов направляются в расширители, пар и конденсат после которых используется в цикле станции;

- для уменьшения потерь тепла от горячих поверхностей оборудования и трубопроводов применяется тепловая изоляция;
- чистые холодные дренажи установок и трубопроводов собираются и направляются для дальнейшего использования в цикле станции; производится частичное разделение технологических стоков от установок на чистые и загрязненные. Чистые стоки непосредственно используются в технологической схеме станции, а загрязненные стоки – после очистки или сбрасываются в систему ГЗУ.

3.9 Технические решения по сокращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду. Мероприятия по энергосбережению

Устанавливаемое на ТЭЦ новое основное и вспомогательное оборудование отличается высокой надежностью, хорошими технико-экономическими показателями.

С целью повышения эффективности технологических циклов установок и ТЭЦ в целом, применяются следующие технические решения:

- горячие дренажи трубопроводов и вспомогательных систем направляются в расширители, пар и конденсат которых далее опять используются в цикле турбоустановки и станции;
- холодные чистые дренажи (конденсат) трубопроводов и вспомогательных систем направляются в бак низких точек для дальнейшего использования в цикле станции;
- для уменьшения потерь тепла от горячих поверхностей оборудования и трубопроводов применяется тепловая изоляция;
- предусмотрен организованный сбор постоянных стоков, что уменьшает расход исходной (сырой) воды на нужды ТЭЦ, а также нагрузку на систему химводоподготовки;
- выпар из Деаэраторов 6 ата полезно используется, направляясь в Деаэраторы 1,2 ата для подогрева химобессоленной воды, используемой в подпитке цикла;

В целях повторного использования сырья и сокращения выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду предпринимаются следующие мероприятия:

- для контроля и учета выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду на станции функционирует специальная постоянно действующая лаборатория, оснащенная необходимым оборудованием и приборами;

- для уменьшения генерации шума и вибрации от оборудования и трубопроводов применяются специальные мероприятия: тепловая и теплоакустическая изоляция, дополнительные кожухи (обшивки), упругие муфты и прокладки, самостоятельные (индивидуальные) фундаменты, пружинные опоры и подвески и пр.;
- вспомогательное оборудование исключают поступление в машинное отделение и окружающую среду паров и аэрозолей смазочных жидкостей и их протечек;
- с целью повышения надежности работы котельного оборудования и предотвращения потерь воды, реагентов, тепловой и электрической энергий, обусловленных авариями на оборудовании электростанции, организуется автоматический химконтроль на современном оборудовании, позволяющий контролировать воднохимический режим и состояние оборудования.

3.10 Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций на объектах различного назначения являются нарушения технологических процессов, технические ошибки обслуживающего персонала, нарушения противопожарных правил и правил техники безопасности, отключение систем энергоснабжения, водоснабжения и водоотведения, стихийные бедствия, террористические акты и т.п.

При условиях соблюдения правил техники безопасности, а также соблюдении норм техобслуживания техники и оборудования объектов, вероятность возникновения аварийной ситуации мала.

Аварийные ситуации на тепломеханическом оборудовании электростанции могут возникать в ряде случаев, например, таких как нарушение механической целостности отдельных агрегатов, механизмов, установок; аппаратов и сосудов, работающих под давлением, трубопроводов; при возгорании протечек горючих жидкостей - смазочного масла и т.п.

Для повышения надежности работы и предотвращения аварийных ситуаций проектирование, строительство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений электростанции, должны осуществляться в строгом соответствии с действующими Нормами, Правилами, Инструкциями.

Перечень особо опасных производств и/ или оборудования, связанных с вводами нового оборудования в эксплуатацию взамен демонтируемых не ухудшает существующее положение:

- используется опасное оборудование: котел паровой (8,83 МПа, 535°C), сосуды и трубопроводы пара, работающие под давлением более 0,07 МПа (изб.), трубопроводы горячей воды, работающие при температуре свыше 115 °C;

- используются пожароопасные и горючие вещества - масло;
- На ТЭЦ предусматриваются инженерно-технические мероприятия, относящиеся как непосредственно к области предупреждения аварийных ситуаций, так и к режиму безопасности труда персонала:
 - устанавливается новое основное и вспомогательное оборудование, выпускаемое заводами, которое положительно зарекомендовало себя в мировой практике. Оборудование отличается надежностью, высокими технико-экономическими и экологическими показателями, оно, большей частью, отработано в производстве и эксплуатации;
 - устанавливаемое вспомогательное оборудование выбирается с учетом его надежности и экономичности.
 - Вспомогательное оборудование, выход, из строя которого может создать аварийную ситуацию, резервируется.
 - При необходимости предусматривается автоматическое включение резервного оборудования (АВР);
 - управление технологическим оборудованием предусматривается со щита управления, где располагается основное оборудование программно-технического комплекса, входящего в состав АСУТП. При отклонении параметров от заданных значений срабатывает технологическая сигнализация, а при более глубоких отклонениях срабатывают либо локальные защиты, либо происходит отключение оборудования;
 - для защиты ПВД турбин и деаэраторов от недопустимого повышения давления при возникновении внештатной ситуации применяются клапаны сбросные (предохранительные) со сбросом избыточного давления пара в атмосферу, в место, недоступное для обслуживающего персонала, за пределы Главного корпуса;
 - компоновка основного и вспомогательного оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации. Расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта. Оборудование и трубопроводная арматура снабжаются в необходимом количестве стационарными площадками обслуживания, лестницами, переходными мостиками и т.д., а здания и сооружения - выходами и проемами;
 - каналы, дренажные и технологические приямки, а также проемы в площадках обслуживания перекрываются съемными и стационарными настилами или огораживаются;
 - для оперативно используемой арматуры, арматуры большого диаметра и арматуры с большим перепадом давлений применяются

дистанционные приводы и, при необходимости, байпасирование трубопроводами малого диаметра (в том числе для прогрева трубопроводов);

- для заполнения, опорожнения и предотвращения гидроударов трубопроводы снабжаются в необходимом количестве трубопроводами воздушников и дренажей, в том числе, при необходимости, постоянно действующими;

- горячие поверхности оборудования и трубопроводов покрываются тепловой и теплоакустической изоляцией (паровая турбина). Поверхность теплоизоляции покрываются металлическим листом или другим негорючим материалом для предохранения ее от пропитки турбинным маслом и повреждения;

- для предотвращения разливов и возгорания масла систем турбоагрегата все маслопроводы выполняются с применением бесшовных стальных труб и стальной арматуры.

- для системы маслоснабжения все фланцевые соединения на напорных маслопроводах, арматуре и оборудовании выполняются фасонного типа («выступ-впадина» или «шип-паз») снабжаются кожухами со сбором протечек в специальный бак. Материал для прокладок фланцевых соединений — паронит маслобензостойкий. Под маслонаполненное оборудование установлены поддоны со сбором протечек в этот же бак. Для локализации пожара предусматривается аварийный слив турбинного масла в существующий подземный бак, расположенный вне здания Главного корпуса. Маслопроводы, проходящие рядом с нагретыми поверхностями паропроводов, заключаются в металлические короба с уклоном для стока масла с организацией соответствующих сливных труб;

- для трубопроводов в процессе проектирования для максимальных рабочих параметров (давление и температура) выполнены расчеты в соответствии с документом РД 10-249-98 (изм. 1) «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды» на прочность, самокомпенсацию;

- все оборудование и трубопроводы выполнены из материалов, предназначенных для эксплуатации в условиях проведения технологического процесса;

- все трубопроводы пара и воды гидроиспытываются водой, давлением, превышающим в 1,25 раза максимальное рабочее давление среды соответствующего трубопровода. Все сварные соединения трубопроводов подвергаются 100% контролю ультразвуком. Объем неразрушающего контроля

для остальных трубопроводов пара и воды назначен в соответствии с действующими нормативно-техническими документами;

- помещения с постоянным обслуживающим персоналом оборудуются стационарным освещением, отоплением, вентиляцией, кондиционированием воздуха, средствами связи, а также эвакуационными выходами;

- оповещение об угрозе и факторах ЧС природного и технологического характера проводится посредством локальной системы оповещения персонала, для чего все виды связи постоянно поддерживаются в рабочем состоянии: внутренняя связь и сигнализация, внешняя телефонная связь, внешняя телемеханика, радиосвязь.

3.11 Спецификация оборудования

Таблица 29

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Главный корпус								
1	Паровой котел одnobарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, в газоплотном исполнении, с уравновешенной тягой, с сомкнутой компоновкой, номинальной паропроизводительностью $D=160$ т/ч, номинальным давлением пара $P_n=9,8$ МПа, номинальной температурой пара $t_n=540$ °С, номинальной температурой питательной воды $t_{пв}=215$ °С, расчетным КПД котла – $\eta=94\%$	Е-160-9,8-540Г (БКЗ-160-9,8-540Г)		ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», 656037, Россия, г. Барнаул, Пр. Калинина, 26	компл	1		
2	Дымосос правого вращения производительностью $Q=137\ 000$ м ³ /ч, полным рабочим давлением $H=380$ кгс/см ² . С электродвигателем УКК 400-8, мощностью 160 кВт, напряжением 6000 В, частотой вращения – 740 об/мин. С направляющим аппаратом МЭО-630/63-0,25-92К-У2	ДН-22КГМ		ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», 656037, Россия, г. Барнаул, Пр. Калинина, 26	компл	1	8 000	

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Дымосос левого вращения производительностью $Q=137\ 000\ \text{м}^3/\text{ч}$, полным рабочим давлением $H=380\ \text{кгс/см}^2$. С электродвигателем УКК 400-8, мощностью 160 кВт, напряжением 6000 В, частотой вращения – 740 об/мин. С направляющим аппаратом МЭО-630/63-0,25-92К-У2	ДН-22КГМ		ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», 656037, Россия, г. Барнаул, Пр. Калинина, 26	компл	1	8 000	
4	Дымосос рециркуляции производительностью $Q=52\ 500\ \text{м}^3/\text{ч}$. С электродвигателем УКК 315-4, мощностью 90 кВт, напряжением 6000 В, частотой вращения – 1 480 об/мин. С направляющим аппаратом МЭО-630/63-0,25-92К-У2	ВВГДН-15БК		ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», 656037, Россия, г. Барнаул, Пр. Калинина, 26	компл	1	2 880	
5	Вентилятор дутьевой правого вращения производительностью $Q=85\ 000\ \text{м}^3/\text{ч}$, полным рабочим давлением $H=380\ \text{кгс/см}^2$. С электродвигателем УКК 355-6, мощностью 160 кВт, напряжением 6000 В, частотой вращения – 988 об/мин. С направляющим аппаратом МЭО-630/63-0,25-92К-У2	ВДН-17БК		ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», 656037, Россия, г. Барнаул, Пр. Калинина, 26	компл	1	4 960	

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Вентилятор дутьевой левого вращения производительностью Q=85 000 м³/ч, полным рабочим давлением Н=380 кгс/см². С электродвигателем УКК 355-6, мощностью 160 кВт, напряжением 6000 В, частотой вращения – 988 об/мин. С направляющим аппаратом МЭО-630/63-0,25-92К-У2	ВДН-17БК		ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», 656037, Россия, г. Барнаул, Пр. Калинина, 26	компл	1	4 347	
7	Питательный электронасосный агрегат подачи Q=270 м³/час, напором Н=1650 м. С электродвигателем 4А3М-2000/6000 УХЛ4, мощностью 2 000 кВт, напряжением 6 000 В, частотой вращения – 2 970 об/мин.	HSC 175/10x335		АО «Сумский завод «Насосэнергомаш», 40011, Украина, г. Сумы, Привокзальная пл., 1	компл	1	12 225	
8	Деаэратор в комплекте: - колонка деаэрационная КДП-225, номинальной производительностью 225 т/ч, рабочим давлением – 0,5 МПа. - деаэрационный бак повышенного давления БДП-70, полезным объемом бака – 70 м³ - охладитель выпара ОВП-18 с теплообменными трубками из Л-68	ДП-225/70		ОАО «Красный котельщик» 347910, Россия, Ростовская обл., г. Таганрог, ул. Ленина, д.220	компл	1	22 730	
9	Подогреватель высокого давления I ступени, номинальным массовым расходом воды – 365 т/ч, рабочей температурой воды на выходе – 180 °С, расчетным тепловым потоком – 9,7 МВт	ПВ-375-23-2,5-1		ОАО «Красный котельщик» 347910, Россия, Ростовская обл., г. Таганрог, ул. Ленина, д.220	компл	1	19 300	

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Подогреватель высокого давления II ступени, номинальным массовым расходом воды – 365 т/ч, рабочей температурой воды на выходе – 232 °С, расчетным тепловым потоком – 11,3 МВт	ПВ-375-23-3,5-1		ОАО «Красный котельщик» 347910, Россия, Ростовская обл., г. Таганрог, ул. Ленина, д.220	компл	1	21 000	
11	Комплект быстродействующего защитного устройства к группе ПВ-375-23-3,5-1	БЗДУ		ОАО «Красный котельщик» 347910, Россия, Ростовская обл., г. Таганрог, ул. Ленина, д.220				
12	Подогреватель высокого давления I ступени, номинальным массовым расходом воды – 125 т/ч, рабочей температурой воды на выходе – 186,5°С, расчетным тепловым потоком – 4,38 МВт	ПВ-70-18-2,0		ОАО «Красный котельщик» 347910, Россия, Ростовская обл., г. Таганрог, ул. Ленина, д.220	компл	1	8 650	
13	Подогреватель высокого давления II ступени, номинальным массовым расходом воды – 1265 т/ч, рабочей температурой воды на выходе – 218,5°С, расчетным тепловым потоком – 4,91 МВт	ПВ-70-18-3,5		ОАО «Красный котельщик» 347910, Россия, Ростовская обл., г. Таганрог, ул. Ленина, д.220	компл	1	10 600	
14	Расширитель непрерывной продувки центробежный рабочим давлением 0,78 МПа, геометрической вместимостью 1,5 м³	СП-1,5У		ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», 656037, Россия, г. Барнаул, Пр. Калинина, 26	компл	1	3 268 (с водой)	

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Расширитель периодической продувки рабочим давлением 0,15 МПа, геометрической вместимостью 7,5 м³	Р-2000-3		ООО «Сибэнергомаш-БКЗ», 656037, Россия, г. Барнаул, пр. Калинина, 26	компл	1	2 600	
16	Насос-дозатор фосфата	НД 40/60		ООО «Завод дозировочной техники «Ареопаг» 194156, Россия, г. Санкт-Петербург, пр. Энгельса, д.27Т, п.52Н, к.9	компл	1		
17	Дымовая труба самонесущая без оттяжек высотой Н=60м с одним газоотводящим стволом Ду2500мм, В комплекте с анкерными болтами	Н=60 м, Ду2500мм		ООО «Корпорация «Роскотломаш», 397160, Россия, Воронежская обл., г. Борисоглебск, ул. Дорожная, д.50а, кв.80	компл	1		
18	Оборудование водоподготовки в комплекте: Установка обратного осмоса первой ступени УОО №5	УООЭ 50-8-40		ТОО «Сберэнерго-ресурс», 470000, РК, г. Караганда, ул. Аманжолова, 57/2	компл	1		

4 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

4.1 Общие данные

4.1.1 Местоположение и характеристика строительного участка

Участок работ расположен на полого – волнистой равнинной поверхности коренного берега р. Илек, в пределах Актюбинского Приуралья, в природной зоне сухих степей, с резко континентальным засушливым климатом.

Территория предприятия представляет собой: застроенную территорию, складскими, производственными и административно-бытовыми зданиями, помещениями, и занята автомобильными и железнодорожными проездами. Площадка насыщена подземными и надземными коммуникациями. Территория предприятия имеет сплошное ограждение по периметру. Для проезда автомобильного и железнодорожного транспорта, прохода работников оборудованы контрольно-пропускные пункты.

4.1.2 Климатические условия площадки строительства

Климат района резко континентальный. Климатические характеристики района строительства представлены в таблице 30.

Таблица 30

<i>Наименование показателя</i>	<i>Величина</i>	<i>Обоснование</i>
Климатический подрайон	IIIВ	СП РК 2.04-01-2017
Расчетная температура наружного воздуха, °С:		
абсолютная минимальная	-48.5	СП РК 2.04-01-2017
абсолютная максимальная	+ 42.9	СП РК 2.04-01-2017
наиболее холодных суток (0,92)	-19.6	СП РК 2.04-01-2017
наиболее холодной пятидневки для проектирования промышленных зданий и сооружений	-19	СП РК 2.04-01-2017
наиболее холодной пятидневки для проектирования гражданских зданий	-19	СП РК 2.04-01-2017
для проектирования отопления промышленных зданий	-19	СП РК 2.04-01-2017
Нормативное значение веса снегового покрова (II район), кПа	1,5	НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017
Значение ветрового давления (IV район), кПа	0,56	СП РК 2.04-01-2017

4.1.3 Инженерно-геологические, гидрогеологические условия площадки строительства

Проект разработан на основании материалов инженерно-геологических изысканий выполненных ТОО «Инжгеосистем» произведенных в феврале 2025 года.

Инженерно-геологический элемент № 1 (ИГЭ-1) представлен песком мелким с включением 20 % гравия, с прослоями песка среднего, крупного и твердого суглинка до 40,0 см, маловлажными, с глубины 4,0 м водонасыщенными, рыхлого сложения. Залегает с глубины 2,5 – 3,0 м до 7,0 – 8,0 м. Мощность 4,0-6,0 м. Угол откоса: в естественном состоянии – 26 град.; в водонасыщенном – 19 град. Коэффициент фильтрации равен – 1,6 м/сут.

Инженерно-геологический элемент № 2 (ИГЭ-2) вскрыт скважинами в интервале глубин от 7,0 – 8,0 м до 14,0 м, Грунт классифицирован как суглинок легкий, твердый, коричневого, просадочный – 1 типа, мощностью 6,0-7,0 м. Начальное просадочное давление – 0,13 МПа.

Инженерно-геологический элемент № 3 (ИГЭ-3) вскрыт скважинами в интервале глубин от 14,0 – 20,0 м. Грунт представлен как песок мелкий, водонасыщенный, желтый, рыхлого сложения, мощностью 6,0 м.

4.1.4 Инженерно-строительные условия площадки

Инженерно-строительные условия на площадке характеризуются следующими особенностями:

1. Необходимость проведения строительных работ в условиях действующего предприятия с непрерывным технологическим процессом, что обуславливает необходимость принятия дополнительных мер по технике безопасности при проведении строительных работ;
2. Необходимость учета зимних условий производства работ, в том числе необходимость предохранения грунтов от промерзания, так как грунты (суглинки и глины) характеризуются высокой пучинистостью;
3. Необходимость разработки дополнительных мероприятий по дренажу и водоотливу из котлованов, в связи с высоким уровнем грунтовых вод;
4. Необходимость выполнения подземных конструкций из бетона повышенной плотности из-за высокого уровня грунтовых вод;
5. Необходимость выполнения железобетонных конструкций из морозостойких бетонов;

При проектировании и строительстве применяются строительные нормы в соответствии с "Перечнем нормативных правовых и нормативно-технических актов в сфере архитектуры, градостроительства и строительства", действующих на территории Республики Казахстан.

Далее приведены нормативные и расчетные значения физикомеханических характеристик грунтов ИГЭ-1,2,3.

Таблица 31

	ИГЭ-1	ИГЭ-2	ИГЭ-3
естественная влажность, W %	14	10	15
плотность грунта, ρ г/см ³			
нормативная- ρ	1,65	1,71	1,67
при довер. вероятности 0,85 по деформациям - ρ_{II}	1,63	1,69	1,65
при довер. вероятности 0,95 по несущей способности - ρ_I	1,60	1,67	1,63
плотность сухого грунта, ρ_d г/см ³	1,45	1,55	1,46
плотность частиц грунта, ρ_s г/см ³	2,66	2,72	2,66
коэффициент водонасыщения, S_r д. е.	0,4	0,5	0,5
число пластичности I_p	--	11	--
показатель текучести I_L	--	0	--
коэффициент пористости	0,83	0,75	0,82
удельное сцепление, C кПа,			
<u>в естественном состоянии</u>		<u>34</u>	
водонасыщенном состоянии	-	22	-
нормативное- C_n		<u>32</u>	
при довер. вероятности 0,85 по деформациям C_{II}	-	20	-
при довер. вероятности 0,95 по несущей способности C_I	-	<u>29</u> 17	-
угол внутреннего трения, Φ град,			
<u>в естественном состоянии</u>		<u>17</u>	<u>26</u>
водонасыщенном состоянии	<u>28</u> 24	13	23
нормативное Φ_n			
при довер. вероятности 0,85 по деформациям Φ_{II}	<u>26</u> 22	<u>15</u> 11	<u>24</u> 21
при довер. вероятности 0,95 по несущей способности Φ_I	<u>23</u> 20	<u>12</u> 9	<u>20</u> 18
модуль деформации, E МПа, при нагрузке 0,2 МПа			
<u>в естественном состоянии</u>			
в водонасыщенном состоянии	<u>10</u> 6	<u>8</u> 4	<u>9</u> 5
расчетное сопротивление грунта R_0 (табл.), кПа, предварительное	200	200	200
Степень агрессивности по СП РК 2.01-101-2013:	слабая	слабая	слабая
сульфатов, для бетонов на портландцементе	слабая	слабая	слабая
сульфатов, для бетонов на сульфатостойком цементе	слабая	слабая	слабая
хлоридов, для железобетонных конструкций	слабая	слабая	слабая

4.2 Архитектурно-планировочные и конструктивные решения

В основу разработки положены следующие основные принципы, характерные для современных концепций в области энергостроительства:

- применение проектов, содержащих современные инженерные решения;
- применение местных строительных материалов;
- использование стальных конструкций из эффективных сталей и профилей металлопроката.

Для определения технического состояния основных строительных конструкций главного корпуса в пределах была привлечена специализированная организация ТОО "GlobalTech Engineering".

Ремонтно-восстановительные работы несущих и ограждающих конструкций главного корпуса выполняются по отдельному проекту.

Проектом предусмотрено:

- демонтаж существующих полов, фундаментов под оборудование в осях 25-30/ рядах Ва-Га.

- устройство новых монолитных фундаментов под оборудование в осях 25-30/ рядах Ва-Га. Фундаменты выполнять из бетона кл. С16/20 и арматуры по ГОСТ 34028-2016.

- устройство новых монолитных столбчатых фундаментов под каркас котла. Фундамент котла расположен в осях 26-29/ рядах Ва-Га. глубина заложения фундамента -4,000. Под фундамент выполнить бетонную подготовку толщиной 100 мм. Фундаменты выполнять из бетона кл. С16/20 и арматуры по ГОСТ 34028-2016.

- восстановление полов на отм. 0.000 в осях 25-30/ рядах Ва-Га. В качестве покрывного слоя пола применять мозаичный бетон кл. С20-25 толщиной 50мм. Подстилающий слой бетон кл. С18/22,5 толщиной 150 мм армированный сеткой 200х200. За относительную отметку 0,000 принята отметка чистого пола, соответствующая абсолютной отметке 210.62.

- устройство нового щита управления на отм. +8,000 в осях 27-29/ рядах Ба-Ва. Кирпичную кладку выполнять из кирпича керамического полнотелого марки М100, размерами 250х120х65 по ГОСТ 530-2012. Перекрытие щита управление монолитное по несъемной опалубке толщиной 100 мм из бетона кл. С16/20; арматура по ГОСТ 34028-2016. Покрытие пола в помещениях – керамогранит уложенный на подстилающий слой бетона кл. С8/10 толщиной 30 мм. Потолок помещений – плита потолочная звукопоглощающая Армстронг.

- устройство новых опорных конструкция и площадок обслуживания технологического оборудования. Конструктивная схема площадок обслуживания представлена главными балками, передающими опорные реакции на колонны площадок и распределительными балками, передающими опорные реакции от оборудования, опор, подвесок и персонала, а также собственного веса перекрытия на главные балки. Балочная клетка образована стальными прокатными и сварными профилями.

Пространственная жесткость и геометрическая неизменяемость площадок обеспечивается вертикальными связями по колоннам и горизонтальными поперечными площадками. Все площадки, мостики и лестницы выполнены с ограждением высотой 1 м. Несущие элементы площадок (конструкции рам и стоек) выполнены из швеллеров, настил - из рифленой стали.

- устройство новой опорной конструкции под деаэратор и площадок под него в осях 25-29/рядах Ба-Ва. Несущие элементы под деаэратор выполнены из двутавров. Несущие элементы площадок (конструкции рам и стоек) выполнены из швеллеров, настил - из рифленой стали. Доступ на площадку осуществляется по металлическим наклонным лестницам с углом наклона 60°,

- устройство нового монолитного плитного фундамента дымовой трубы.

4.3 Материалы, применяемые в конструкциях

Ниже приведены требования к наиболее распространенным материалам для строительства зданий и сооружений – металл, бетон, легкий бетон, кровельные материалы.

4.3.1 Материалы для стальных конструкций и соединений

В зависимости от степени ответственности конструкций зданий и сооружений, а также от условий их эксплуатации все конструкции разделены на четыре группы. Сталь для стальных конструкций зданий и сооружений принимается по табл. 50 СНиП РК 5.04-23-2002 для климатического района строительства II4 ($-30^{\circ}\text{C} < t \leq -40^{\circ}\text{C}$).

Для группы 1,2 принята сталь класса С255 и класса С345 по ГОСТ 27772, для группы 3 принята сталь класса С245, С255.

Для группы 4 (вспомогательные конструкции зданий и сооружений) – сталь класса С235 по ГОСТ 27772).

Марка стали:

для класса С235 – Ст3кп ГОСТ 380, ГОСТ 535-88;

для класса С245 – Ст3пс ГОСТ 380, ГОСТ 535-88;

для класса С255 – Ст3сп ГОСТ 380, ГОСТ 535-88;

для класса С345 – сталь 09Г2С, 10Г2С1 при толщине сортового листового, полосового и фасонного проката до 10 мм включительно по ГОСТ 19281; а при толщине > 10 мм, сталь 15ГФ; 17Г1С по ГОСТ 19281.

Сталь дымовой трубы и газоходов – 20Х13 по ГОСТ 5949-75.

Для сварки стальных конструкций применены: электроды для ручной дуговой сварки по ГОСТ 9467; сварочную проволоку по ГОСТ 2246; флюсы по ГОСТ 9087; углекислый газ по ГОСТ 8050.

Для фундаментных болтов применяется сталь в соответствии с ГОСТ 14379.0-80, а их конструкцию и размеры принимаются по ГОСТ 24379.1-80 “Болты фундаментные”.

Для болтовых соединений применяются стальные болты и гайки, удовлетворяющие требованиям ГОСТ 1759.0-87*, ГОСТ 1759.4-87*; ГОСТ 1759.5-87* и шайбы, удовлетворяющие требованиям ГОСТ 18123-82*. В зависимости от условия работы болтов и климатического района строительства болты назначаются по таблице 57 СНиП РК 5.04-23-2002.

Высокопрочные болты приняты по ГОСТ 22353, ГОСТ 22356 и ТУ 14-4-1345; гайки и шайбы к ним - по ГОСТ 22354 и ГОСТ 22355.

4.3.2 Материалы для железобетонных и бетонных конструкций

Бетон для бетонных и железобетонных конструкций принимается по прочности на сжатие класса В7,5; В15, В20, В25 на сульфатостойком цементе для подземных конструкций и на обычном портландцементе для надземных конструкций.

Марки бетона по морозостойкости принимаются по СП 2.01.101-2013

Для армирования железобетонных конструкций применяется арматура класса А400, А-240 и проволочная арматурная сталь.

4.3.3 Полы

Выбор конструктивного решения пола осуществляется в зависимости от механических воздействий и назначения помещений.

4.4 Защита строительных конструкций от коррозии

Бетон для подземных конструкций принят на сульфатостойком цементе.

Согласно СП РК 2.01-101-2013 бетон железобетонных конструкций следует принимать по водонепроницаемости W4 и выше, однако с учетом требований таблицы 10 для арматурной стали I группы, бетонные и железобетонные конструкции, находящиеся ниже уровня грунтовых вод необходимо выполнять по водонепроницаемости не менее W6, W8.

В качестве мелкого заполнителя следует предусматривать кварцевый песок (отмучиваемых частиц не более 1% по массе по ГОСТ 10268-80).

В качестве крупного заполнителя следует предусматривать фракционированный щебень изверженных пород, гравий и щебень из гравия по ГОСТ 10268-80. Следует использовать щебень изверженных пород марки не ниже 800, гравий и щебень из гравия – не ниже Др12.

Для повышения стойкости бетона железобетонных конструкций, эксплуатируемых в агрессивных средах, следует использовать добавки, снижающие проницаемость бетона или повышающие его химическую стойкость, а также повышающие защитную способность бетона по отношению к арматуре.

В состав бетона, в том числе в составы вяжущего, заполнителей и воды затворения, не допускается введение хлористых солей для железобетонных конструкций, эксплуатируемых в условиях влажного или мокрого режима (например, подземные конструкции градирен, склада соли, химреагентов, подземных конструкций топливоподачи и прочее).

Толщина защитного слоя при воздействии жидких агрессивных сред принимается по СП РК 2.01-101-2013 не менее 30 мм, а для монолитных конструкций на 10 мм больше.

Под подошвы фундаментов предусматривается устройство бетонной подготовки минимальной толщиной 100 мм. Изоляция боковых поверхностей фундаментов, конструкций выполняется на битумной основе.

Для основной части стальных конструкций применяется пентафалевое защитное антикоррозийное покрытие, а именно: два слоя эмали ПФ-115 по грунту ГФ-021.

Стальные конструкции, подвергающиеся воздействию высоких температур, в качестве антикоррозийного покрытия имеют лак ПФ-170 – один слой, лак ПФ-170 с 30% добавлением алюминиевой пудры – два слоя.

4.5 Мероприятия по снижению отрицательного влияния свойств грунта основания

Основания, сложенные пучинистыми грунтами, запроектированы с учетом способности таких грунтов при сезонном промерзании увеличиваться в объеме,

что сопровождается подъемом поверхности грунта и возникновением сил морозного пучения грунта, действующих на фундамент.

При оттаивании происходит осадка пучинистого грунта.

Поэтому, при производстве строительных работ в зимних условиях, необходимо производить комплекс мер по предотвращению промерзания грунта. Одним из способов является предварительное (временное) укрытие разработанных открытых котлованов, так называемой “теплой рубашкой” (пенополистирольные плиты, опилки и другие материалы).

При заложении фундаментов ниже расчетной глубины промерзания производится расчет устойчивости фундаментов на действие касательных сил морозного пучения.

При заложении фундаментов выше расчетной глубины промерзания (малозаглубленные фундаменты) производится расчет деформаций морозного пучения грунтов основания с учетом касательных и нормальных сил морозного пучения. В проекте предусматривается глубина заложения фундаментов ниже глубины промерзания. Также в качестве уменьшения воздействия морозного пучения на мелкозаглубленные фундаменты предусматривается защитная водонепроницаемая площадка и устройство противопучинистых подушек из песка.

4.6 Мероприятия по снижению производственных шумов и вибрации

В соответствии с Санитарными Нормами уровней шума на рабочих местах СН №1.02.007-94 Республики Казахстан и ГОСТ 12.1.003-83 "ССБТ. Шум. Общие требования безопасности" уровни шумов на рабочих местах не должны превышать допустимых значений, а именно:

- постоянные рабочие места в производственных помещениях на расстоянии 1 м от работающего оборудования <80 дБ(А);
- помещения управления (в зависимости от сложности выполняемой работы) <60÷65 дБ(А).

Основными источниками шума в помещениях зданий и на площадке конверторного цеха являются: сама котел в процессе работы, шаробарабанные мельницы, воздушные компрессоры, насосы, железнодорожный транспорт, трубопроводы, предохранительные устройства (клапаны), арматура, редуционно-охладительные установки и пр.

Для снижения уровня шума от основного и вспомогательного оборудования электростанции, а также других установок, агрегатов и механизмов, предусматриваются следующие основные мероприятия:

- применяемые установки имеют уровни шумов, не превышающие допустимых значений, указанных в нормативных документах;
- высокотемпературное оборудование и трубопроводы, а также трубопроводы воздушных компрессоров, покрываются тепловой и теплоакустической изоляцией;
- при необходимости, оборудование дополнительно размещается в специальных ограждениях (кожухах, обшивках), как защищающих его от воздействия внешних факторов, так и снижающих уровни шумов;
- на рабочих местах, при необходимости, обслуживающий персонал должен применять индивидуальные средства защиты органов слуха от шума - вкладыши "Беруши", противοшумные наушники и т.д.

Для снижения уровня шума, создаваемого при срабатывании предохранительных клапанов котельных агрегатов, а также при сбросах пара в атмосферу при растопках и остановах, применяются специальные шумоглушители.

Уровни шумов, возбуждаемые вспомогательным оборудованием станции, - насосами, тягодутьевым и топливоприготовительным оборудованием и т.д. - указываются в их технической документации (паспортах) и, как правило, не превышают нормативных значений.

Вибрационная безопасность регламентируется Санитарными Нормами вибрации рабочих мест СН №1.02.012-94 Республики Казахстан и ГОСТ 12.1.012-90 "ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования".

Уровни вибраций большинства применяемых на заводе механизмов не превышают допустимых нормативных значений и, в ряде случаев, пренебрежительно малы.

Для снижения уровней вибраций от технологического оборудования и трубопроводов дополнительно предусматриваются следующие мероприятия:

- применяются вибробезопасные механизмы и установки;
- под тяжелое вибрирующее оборудование сооружаются самостоятельные (индивидуальные) фундаменты.;
- используются, где необходимо и возможно, гибкие связи (муфты), упругие прокладки, пружинные опоры, подвески и т.д.

Кроме вышеперечисленных мероприятий для защиты от шума и вибрации ограничивается время воздействия этих неблагоприятных факторов на персонал

за счет автоматизации управлением производственными процессами, повышения надежности и увеличения межремонтных периодов оборудования.

Снижение звукового давления от работающего оборудования помимо мероприятий, предусмотренных заводами-изготовителями оборудования, осуществляется путем повышения звукоизолирующих свойств ограждающих конструкций.

Для исключения передачи возможной вибрации работающего оборудования фундаменты отделяются от смежных конструкций.

5 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

СОКРАЩЕНИЯ

АВР – Автоматическое включение резерва

АПУ – Аварийная панель управления

АРМ– Автоматизированное рабочее место

АС– Автоматизированная система

АСУ – Автоматизированная система управления

АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическими процессами

БРУ – Блок ручного управления

ВУ – Верхний уровень

ЗИП – Запасные части и инструменты

ЗРА – Запорно-регулирующая арматура

КИПиА – Контрольно-измерительные приборы и автоматика

МСН – Механизмы собственных нужд

НУ – Нижний уровень

ПО – Программное обеспечение

ПТК – Программно-технический комплекс

РАС – Регистрация аварийных ситуаций

СЕВ – Система единого времени

КА – Котлоагрегат

ТЗ – Технологическая защита

ТЩУ – Тепловой щит управления

УСО – Устройство связи с объектом

ФГУ – Функционально-групповое управление

ШС – Шкаф силовой

ШУ – Шкаф управления

ЭВМ – Электронная вычислительная машина

ЭКП – Экран коллективного пользования

GPS – Global Positioning System (Глобальная система позиционирования)

KKS – Kraftwerk Kennzeichen System (Система маркировки для электростанций)

5.1 Общие положения

АСУ ТП разрабатывается на основании Договора подряда на выполнение проектных работ и технического задания «Строительство парового котла ст. №12 производительностью 160 т/ч».

Настоящая документация составлена в соответствии с нормативно-технической документацией, действующей на территории Республики Казахстан (РК).

Настоящая пояснительная записка разработаны для автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), которая предназначается для решения задач автоматизации контроля и управления технологическими процессами КА ст. №12 АО «Актобе ТЭЦ» во всех эксплуатационных режимах оборудования, включая пуск и останов, процессы технического обслуживания и ремонта.

Система является автоматизированной (не автоматической), то есть предусматривает работу технических средств управления под контролем и при участии оперативного персонала. Центральной частью АСУ ТП является ПТК. Кроме него в состав системы входят датчики, исполнительные механизмы, традиционные средства контроля, непрограммируемые средства автоматизации, поставляемые комплектно с технологическим оборудованием, силовые сборки задвижек.

Разрабатываемая АСУ ТП относится к категории систем управления, характеризующихся:

- участием человека (машиниста, оператора) в процессе управления во взаимодействии с автоматическими устройствами;
- большим числом источников информации и исполнительных органов;
- сложными алгоритмами преобразования информации.

Автоматизацией охвачен полный состав функций контроля и управления, необходимых для обеспечения эксплуатации КА ст. №12 во всех режимах работы, в том числе:

- оперативный контроль за технологическим процессом;
- оперативное управление технологическим процессом во всех эксплуатационных режимах, допускаемых инструкциями по эксплуатации оборудования и нормативно-техническими документами;
- автоматического регулирования технологических параметров во всех эксплуатационных режимах, допускаемых инструкциями по эксплуатации оборудования и нормативно-техническими документами;

- технологические защиты, блокировки и АВР;
 - технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;
 - анализ действия защит (АДЗ) и регистрация аварийных событий (РАС);
 - общее первичное регулирование частоты в соответствии с требованиями ПТЭ;
 - оптимизация режимов работы оборудования.
- Оперативный контроль и управление оборудованием централизованы, они ведутся с автоматизированного рабочего места (АРМа).

5.2 Состав технологического оборудования, подлежащего автоматизации

Автоматизации подлежит:

Вновь устанавливаемый КА ст.№ 12 тип Е-160-9,8-540 Г, имеющий следующие характеристики:

- Паропроизводительность - **160** т/ч;
- Давление перегретого пара - **9,8** МПа;
- Температура перегретого пара – **540** °С;
- Содержание NOx - $\leq$ **125** мг/нм³;
- Содержание СО - $\leq$ **300** мг/нм³;
- КПД (брутто) – **94** %;
- Температура холодного воздуха перед дутьевым вентилятором - **30** °С;
- Температура питательной воды - **215** °С;
- Температура воздуха перед воздухоподогревателем - **30** °С;
- Топливо основное – попутный нефтяной газ; резервное - природный газ;
- Температура уходящих газов при номинальной нагрузке - **113** °С

Котлоагрегат оснащается вспомогательным оборудованием в составе:

- Расширитель непрерывной продувки;
- Расширитель периодической продувки;
- Насос-дозатор системы фосфатирования;
- Тягодутьевая установка (дымососы основные, дымосос рециркуляции газов, вентиляторы дутьевые).

Вновь устанавливаемый питательный электронасос ст. №12, имеющий следующие характеристики:

- Мощность номинальная ПЭН- 2000 кВт;
- Мощность номинальная маслососа ПЭНа- 2,20 кВт;
- Давление номинальное – 18,5 МПа;
- Расход номинальный - 270 т/ч.

Вновь устанавливаемый деаэратор, в составе:

- Бак повышенного давления (объем-75м³);
- Колонка деаэрационная (объем-7,25м³, давление 0,6 МПа)

Реконструируемая группа ПВД-5а, ПВД-5б имеющая следующие характеристики:

- Тип ПВД-375-23-3,5-I и ПВД-375-23-2,5-I соответственно.

Реконструируемая группа ПВД-6а, ПВД-6б имеющая следующие характеристики:

- Тип ПВ-70-18-3,5 и ПВ-70-18-2,0 соответственно.

Вновь устанавливаемые газоходы и дымовую трубу, имеющие следующие характеристики:

- Высота – 60м;
- Диаметр условный – 2500 мм.

АСУ ТП КА ст. №12 по п. 3.1 выполняется на вновь устанавливаемом ПТК, согласно заданию на проектирование с выводом показаний на вновь строящийся ТЩУ в осях 27-29, Ба-Ва

АСУ ТП оборудования по п. 3.2 выполняется на традиционных средствах автоматики, согласно заданию на проектирование с выводом показаний на существующий ТЩУ в осях 17-22, Ба-Ва на вновь устанавливаемую панель №41

АСУ ТП оборудования по п. 3.3 - 3.5 выполняется на традиционных средствах автоматики, согласно заданию на проектирование с выводом показаний на существующий ТЩУ в осях 17-22, Ба-Ва на существующие панели № 39, 44, 46.

Технологическому мониторингу уходящих дымовых газов подлежит газоход от КА ст. №12 (источника выбросов), согласно заданию на проектирование с выводом показаний во вновь устанавливаемый шелтор (около

дымовой трубы КА ст. №12) и на АРМ оператора КА ст. №12, расположенный на вновь строящемся ТЦУ в осях 27-29, Ба-Ва.

Далее по тексту рассматривается АСУ ТП КА ст. №12.

5.3 Климатические условия площадки строительства

Согласно СП 14.13330.2018 (актуализированная редакция СНиП II-7-81*) по карте ОСР-2015-В сейсмичность района работ составляет 6 баллов шкалы MSK-64.

Рельеф. Рельеф района расположения Актобе ТЭЦ представляет собой равнину. Глубина промерзания грунтов достигает 2-х метров

Климат. Климат района резко континентальный и крайне засушливы: очень жаркое сухое лето с пылевыми бурями резкими колебаниями температуры в течение суток; зима холодная, длинная, малоснежная и сильными ветрами и буранами. Особенностью климата являются значительные колебания суточных и годовых температур.

Климатические характеристики района строительства площадки Актобе ТЭЦ

Таблица 32

Наименование показателя	Величина	Обоснование
Климатический район	IV	СП РК 2.04-01-2017
Абсолютная минимальная температура воздуха	-48,5°C	СП РК 2.04-01-2017
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 0,92	-22,2°C -19,6°C	СП РК 2.04-01-2017
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 0,92	-19,0°C -15,1°C	СП РК 2.04-01-2017
Температура воздуха обеспеченностью 0,94	-18,2°C	СП РК 2.04-01-2017
Абсолютная максимальная температура воздуха	42,9°C	СП РК 2.04-01-2017

Средняя годовая температура воздуха	5,1°C	СП РК 2.04-01-2017
Средняя за год амплитуда температуры	6,3	СП РК 2.04-01-2017
Средняя за год относительная влажность	68%	СП РК 2.04-01-2017

Максимальная скорость господствующих ветров при повторяемости один раз в 20 лет может достигать 32 м/сек.

Среднегодовое количество осадков составляет 275 мм, в том числе в теплый период (с апреля по октябрь) – 183 мм, в холодный период – 92 мм. Суточный максимум составляет 58 мм.

Условия эксплуатации устройств нижнего уровня АСУ ТП, устанавливаемых в котельном отделении с периодическим присутствием обслуживающего персонала, соответствуют исполнению УХЛ, категория размещения 4 и техническим условиям на используемые технические средства.

Условия эксплуатации устройств среднего и верхнего уровня АСУ ТП, устанавливаемых в оперативный контур ТЩУ (отм. +8,000) с постоянным присутствием оперативного персонала (ПЭВМ, видеомониторы, принтеры, клавиатуры и др.) и неоперативный контур ТЩУ, имеют исполнение УХЛ, категория размещения 4.1 и техническим условиям на используемые технические средства.

Технические средства, устанавливаемые в котельном отделении и в помещениях ТЩУ, имеют, группу В4 по ГОСТ 12997-84 и надежно функционируют при следующих условиях:

- рабочая температура окружающей среды 15 - 25°C;
- предельная температура (на период не более 2 ч) 10 - 40°C;
- относительная влажность воздуха 30 - 75% при температуре 25°C;
- предельная влажность воздуха 20- 80% при температуре 25°C;
- вибрация в диапазоне частот 0,5 - 50 Гц с амплитудой 0,15 мм (группа N1);
- содержание пыли (размер частиц не более 3 мкм) в помещениях не более 1,0 мг/м³.

Вновь строящиеся помещения в неоперативном контуре ТЩУ (отм. +8,000) имеют не ниже II степень огнестойкости и отделяются от помещений другого назначения стенами с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

Температура в рабочей зоне помещения (поддерживается автоматически):

- оптимальная: +21°C;
- допустимая: +18...25°C.

Влажность:

- оптимальная: 55%;
- допустимая: не более 75%.

5.4 Назначение и цели создания системы

5.4.1 Назначение системы

АСУ ТП КА ст. №12 предназначена для автоматизации технологического процесса выработки тепловой и электрической энергии во всех эксплуатационных режимах и обеспечивает:

- контроль и автоматизированное управление основным и вспомогательным технологическим оборудованием агрегата;
- технологическую защиту агрегата.

Система должна быть выполнена как технически распределенная система, реализующая принцип централизованного автоматизированного контроля и управления оборудованием с ТЩУ при участии оперативного персонала.

5.4.2 Цели создания системы

Основными целями создания системы являются:

- обеспечение заданных режимов работы оборудования и ведения технологических процессов;
- обеспечение экономичности работы оборудования;
- обеспечение оперативности сбора, обработки и предоставления достоверной и своевременной информации оперативному персоналу;
- обеспечение культуры труда оперативного персонала;
- обеспечение эксплуатационной готовности и маневренности;
- обеспечение надежности и долговечности работы оборудования, сокращение затрат на его ремонт;
- повышение уровня безопасности и безаварийности технологического процесса;
- предотвращение ошибочных действий персонала путем своевременной сигнализации и блокировки ошибочных команд управления.

Достижение поставленных целей обеспечивается:

- реализацией функций автоматического управления за счет применения современного ПТК, позволяющего обеспечить необходимые алгоритмы управления и автоматического регулирования;

- обеспечением информационной поддержки оперативного и технического персонала за счет расширения объема и форм представления информации;
- обеспечения надежности и живучести оборудования за счет применения современной элементной базы, устойчивых к «единичному» отказу структур, глубокой диагностики технических и программных средств, обеспечения «горячей» замены оборудования, отсутствия в ПТК критических элементов отказов;
- внедрением непрерывных методов технической диагностики технологического оборудования.

Перечень стадий и этапов работ по созданию АСУ ТП (определяются в соответствии с ГОСТ Р 59793-2021), а также исполнители данных работ представлены в таблице 33

Таблица 33

Стадии	Этапы работ	Исполнитель
1. Технические требования на изготовление и поставку ПТК АСУ ТП (для выбора поставщика)	1. Разработка технического задания (ТЗ) на поставку ПТК АСУ ТП	Заказчик, Ген. проектировщик, Поставщик ПТК
2. Рабочий проект	2.1. Разработка проектных решений по системе и ее частям	Ген. проектировщик, Поставщик ПТК
	2.2 Разработка документации на систему и её части	Ген. проектировщик, Поставщик ПТК
	2.3. Экспертиза проекта	Заказчик
	2.4. Разработка и оформление документации на поставку изделий для комплектования АС	Ген. проектировщик, Поставщик ПТК
	2.5. Разработка документации в смежных частях проекта (строительная часть, электротехническая часть и пр.)	Ген. проектировщик
3. Эксплуатационная документация	3.1. Эксплуатационная документация	Поставщик ПТК

	3.2. Разработка или адаптация программ	Поставщик ПТК
4. Ввод в действие	4.1. Подготовка персонала	Заказчик, Поставщик ПТК
	4.2. Заводские испытания системы	Поставщик ПТК
	4.3. Поставка системы	Поставщик ПТК
	4.4. Монтажные работы	Монтажная организация
	4.5. Пусконаладочные работы	Наладочная организация, Поставщик ПТК
	4.6. Проведение предварительных испытаний комплексное опробование 72 часа	Поставщик ПТК, Заказчик
	4.7. Проведение опытной эксплуатации	Заказчик, Поставщик ПТК
	4.8. Проведение приёмочных испытаний (сдача в промышленную эксплуатацию)	Поставщик ПТК, Заказчик
5. Сопровождение системы	5.1. Выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами	Поставщик ПТК
	5.2. Послегарантийное обслуживание	Поставщик ПТК

5.5 Требования к системе

АСУ ТП обеспечивает решение следующих задач:

- контроль состояния основного и вспомогательного оборудования;
- автоматическое регулирование технологических параметров;
- автоматическую защиту оборудования;
- автоматическое управление оборудованием по заданным алгоритмам;
- технологическую и аварийную сигнализацию;
- дистанционное управление оборудованием.

В АСУ ТП реализуются следующие функции:

- сбор и первичная обработка информации (получение с помощью средств измерения достоверной информации о технологических параметрах, необходимой при выполнении функций управления, других информационных функций и своевременного представления этой информации оперативному персоналу для контроля технологического процесса);
- отображение информации о технологическом процессе;
- технологическая сигнализация (своевременное в автоматическом режиме предоставление оперативному персоналу информации об отклонениях в технологическом процессе);
- регистрация событий (регистрация происходящих на объекте и в АСУ ТП событий, накопление в архиве и последующее представление этой информации на мониторах по запросам оператора);
- регистрация аварийных ситуаций (накопление и предоставление на мониторах данных о процессе возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций);
- автоматический контроль исполнения команд;
- контроль действия защит;
- расчёт оперативных технико-экономических показателей;
- архивирование информации;
- протоколирование информации;
- дистанционное управление (реализация команд оператора по управлению оборудованием);
- автоматическое регулирование (непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса);
- логическое управление (автоматическое и/или автоматизированное управление оборудованием и автоматическими устройствами по заранее заданным алгоритмам);
- технологические защиты (своевременное выявление факта возникновения аварийной ситуации и формирование управляющих воздействий, обеспечивающих защиту персонала и предотвращение повреждения оборудования).

5.6 Основные технические решения

5.6.1 Решения по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы, по взаимосвязям со смежными системами

АСУ ТП КА ст. №12 представляет собой централизованную, иерархическую, многофункциональную, информационно-управляющую систему, работающую в режиме реального времени.

Программно-технический комплекс (ПТК) АСУ ТП КА ст. №12 содержит микропроцессорные и аппаратные устройства и блоки, обеспечивающие связь с объектом управления, логическую и арифметическую обработку поступающих данных с представлением информации оператору на дисплеях, прием и обработку команд оператора с формированием управляющих воздействий.

Структурная схема АСУ ТП КА СТ. №12 представлена в документе 79/17-АТМ.01.

Исходя из выполняемых функций, в составе системы выделяются следующие уровни иерархии АСУ ТП:

- верхний уровень АСУ ТП (верхний уровень ПТК);
- средний уровень АСУ ТП (нижний уровень ПТК и интегрированные системы);
- нижний (полевой) уровень АСУ ТП.

АСУ ТП КА СТ. №12 реализуется на базе микропроцессорного ПТК.

Верхний уровень АСУ ТП обеспечивает реализацию функций отображения и архивирования информации, дистанционного управления, настройки и диагностики оборудования ПТК. Задачи по управлению и контролю состояния технологического процесса выполняются, в том числе, и оператором-технологом с помощью автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора, расположенных на ТЩУ.

Оборудование верхнего уровня АСУ ТП КА СТ. №12 включает в себя:

- автоматическое рабочее место (АРМ) машиниста КА ст. №12, состоящее из двух двухмониторных компьютеров (с мониторами не менее 24");
- экраны коллективного пользования (с LCD-панелью не менее 50") не менее двух;
- шкаф питания оборудования верхнего уровня ПТК;

- шкаф резервированных серверов и коммуникационного оборудования;
- шкаф управления с резервированным контроллером;
- шкаф расширения с модулями ввода-вывода;
- лазерные принтеры: - цветной формата А3 и черно-белый формата А4;
- аварийная панель управления (АПУ) КА ст. №12;
- систему единого времени.

Система единого времени (СЕВ) реализуется при помощи устройства синхронизации времени с применением GPS/Glonass. СЕВ принимает сигнал точного времени от спутников GPS/Glonass и выдаёт его в систему для синхронизации микропроцессорного оборудования ПТК.

Состав оборудования приведен на плане.

Нижний (полевой) уровень АСУ ТП включает в себя датчики технологических параметров, электроприводы запорной и регулирующей арматуры, электроприводы механизмов собственных нужд, локальные микропроцессорные устройства и пр.

Связь между оборудованием верхнего уровня ПТК и оборудованием нижнего уровня ПТК, обеспечивается по дублированному интерфейсу Ethernet.

Для безопасного останова КА ст. №12, в случае отказа АСУ ТП и других экстремальных ситуациях, предусмотрена установка аварийной панели управления (АПУ) располагаемой на ТЩУ.

5.6.2 Решения по взаимосвязям АС со смежными системами, обеспечению ее совместимости

Согласно Приказа Министра внутренних дел РК от 9 октября 2017 года №673 «Об утверждении Требований по безопасности объектов системы газоснабжения» и СП РК 4.02-105-2013 «Котельные установки» на подводящем газопроводе внутри котельной устанавливается отсечной быстродействующий клапан АМАКС. В составе блока предусмотрена гребенка КИПиА 2 с клапанами для манометров и отборным устройством, устанавливаемая по месту на газопроводе непосредственно перед горелкой газоиспользующей установки.

Система АМАКС оснащена шкафами управления в составе:

- Шкаф УСО.АМАКС-25 -4шт.;
- Шкаф МК.АМАКС-45 -1шт.;
- Программное обеспечение

5.6.3 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Выделены следующие режимы функционирования АСУ ТП:

- подготовка системы к первому пуску;
- пуск системы;
- нормальное функционирование системы;
- аварийное функционирование системы.
-

Подготовка системы к первому пуску

Подготовка системы к пуску выполняется при неработающем технологическом объекте управления. На данном этапе осуществляется:

- проверка монтажа приборов и средств автоматизации на соответствие эксплуатационной и рабочей документации;
- диагностика работоспособности средств системы управления;
- проверка правильности прохождения сигналов и характеристик параметров (шкала, уставки сигнализации и т.п.);
- проверка алгоритмов управления и защит (уставки, время задержки и т.д.).

Пуск системы

После выполнения подготовительных операций выполняется пуск системы. На данном этапе АСУ ТП функционирует в период времени непосредственно перед пуском технологических объектов управления, в процессе вывода его на штатный режим и до перехода в нормальный режим работы.

Данный этап включает в себя проверку (в требуемом объеме) алгоритмов управления и технологических защит, настройку контуров регулирования, перевод всех задач формирования управляющих, регулирующих и блокировочных воздействий в режим автоматического управления.

Нормальное функционирование системы

Выбранные технические средства в штатном режиме обеспечивают круглосуточное бесперебойное функционирование АСУ ТП.

Для обеспечения нормального функционирования системы необходимо осуществлять проведение профилактических работ. Периодичность проведения профилактических работ для оборудования АСУ ТП регламентируется документацией по эксплуатации технического оборудования, которая

поставляется вместе с оборудованием. При отсутствии в эксплуатационной документации на оборудование конкретных указаний по периодичности проведения, профилактические работы осуществляются в соответствии с календарным графиком, разработанным и утвержденным на ТЭЦ.

Технические средства ПТК имеют следующие особенности диагностирования:

- выполнение команд на приводы контролируется программными управляющими блоками приводов;
- диагностика каналов ввода аналоговой информации заключается в проверке на обрыв. Кроме того, аналоговые сигналы от датчиков проверяются на нахождение параметра в пределах реальных значений и соответствие скорости изменения сигнала динамическим свойствам измеряемого параметра.
- у дискретных сигналов имеется визуальная индикация состояния сигналов или команд на модулях ввода/вывода в шкафах УСО.

Аварийное функционирование системы

Данный этап включает в себя период времени с момента выявления аварийной ситуации до момента ее локализации и перехода к восстановлению работоспособности АСУ ТП и автоматизируемых технологических объектов.

Аварийными ситуациями являются:

- выход из строя отдельных компонентов АСУ ТП;
- неисправности в электропитании системы;
- аварийные ситуации непосредственно на технологическом оборудовании.

Диагностика аварийных ситуаций осуществляется средствами ПТК. Информация о состоянии ПТК выводится на специально разработанные видеокдры «Состояние ПТК», а также в виде цветовой и звуковой сигнализации. Диагностику функционирования аппаратных средств и линий связи также можно проводить визуально с помощью световых индикаторов контроллеров, модулей ввода/вывода, коммутаторов.

В случае срабатывания технологических защит осуществляется выполнение соответствующих алгоритмов, обеспечивающих перевод котлоагрегата в безопасный режим работы.

В случае аварийной ситуации, не приводящей к срабатыванию защиты, производится:

- оповещение оперативного персонала (звуковая и световая сигнализация);

- отображение необходимых сообщений на АРМ оператора.

Возобновление работы оборудования возможно после выявления причин и устранения аварийной ситуации.

5.6.4 Решения по численности, квалификации и функциям персонала АС, режимам его работы, порядку взаимодействия

Для работы с АСУ ТП требуется персонал следующих категорий:

- оперативный персонал (операторы-технологи, начальники смен) — пользователи системы;
- инженерно-технический персонал, осуществляющий обслуживание АСУ ТП.

Персонал должен быть заблаговременно подготовлен для управления всеми частями нового оборудования АСУ ТП, а также для его эксплуатации и обслуживания.

Оперативно персонал осуществляет контроль и управление технологическим оборудованием производства.

Основные функции оперативного персонала:

- поддержание требуемого технологического процесса;
- контроль работы технологического оборудования;
- осуществление пуска и останова технологического оборудования;
- контроль состояния технологического оборудования;
- взаимодействие с инженерным персоналом АСУ ТП;
- контроль условий безопасного ведения процесса;
- ведение и оформление отчётной документации.

Основным средством контроля и управления технологическим процессом и оборудованием является АРМ оператора.

Основные функции инженерно-технического персонала АСУ ТП:

- обеспечение эксплуатации АСУ ТП в соответствии с правилами и требованиями, изложенными в технической и эксплуатационной документации;
- взаимодействие с оперативным персоналом;
- проведение регламентных работ на оборудовании АСУ ТП;
- выявление неисправностей технических средств и замена неисправных модулей системы;
- оформление заявок на ремонт неисправных модулей и необходимых ЗИП;
- выявление ошибок в системном и прикладном программном обеспечении и оформление заявок на их устранение;

- своевременное внесение изменений в конфигурацию системы, видеокадры мнемосхемы и т.п. при изменении режимов работы технологического оборудования, состава полевого КИПиА (контроль и приёмка работ при их выполнении подрядными организациями);
- участие в пуско-наладочных работах ПТК АСУ ТП и в проведении испытаний системы;
- разработка и реализация мероприятий по дальнейшему развитию системы, изучение и обобщение опыта эксплуатации АСУ ТП.

Основным средством обслуживания ПТК АСУ ТП является инженерная станция АСУ ТП.

5.6.5 Решения по характеристикам быстродействия АСУ ТП

Разрабатываемая автоматизированная система управления обеспечивает потребительские характеристики, регламентируемые нормативно-техническими документами и техническим заданием на АСУ ТП.

ПТК обеспечивает прием входных и выходных сигналов:

- от датчиков нормированного сигнала 4-20 мА, 0-20 мА, 0-5 В (по ГОСТ 26.011-80);
- от термоэлектрических преобразователей градуировок ХА(К) и ХК(L);
- от термопреобразователей сопротивления градуировок 100М, 50М, 100П, 50П, Pt100,
- Pt50, Cu100, Cu50;
- от датчиков дискретных параметров типа «сухой» контакт, коммутирующие токи не менее 4,0 мА при напряжении 24 VDC, 220 VAC или 220 VDC;
- потенциальных сигналов в виде напряжения 24 VDC, 220 VAC или 220 VDC при токе модуля 4 мА.

ПТК обеспечивает коммутацию цепей управления дискретными устройствами автоматики:

- при напряжении 220 VAC — ток до 3,5 А;
- при напряжении 220 VDC, 24 VDC — ток до 0,5 А.

Характеристики быстродействия АСУ ТП.

Параметры быстродействия системы на базе ПТК в соответствии с требованиями РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к

программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций» приведены в таблице 34

Таблица 34

Наименование параметра	Требования РД 154-34.1- 35.127-2002, п.4.3
Периодичность опроса сигналов, обеспечивающая требования по точности фиксации событий и значений аналоговых сигналов по отношению к системному времени ПТК (в зависимости от динамических свойств параметра): - дискретных инициативных - аналоговых и дискретных	10 — 500 мс 0,1-2 с
Задержка с момента вызова стандартной оперативной видеогаммы (мнемосхемы, меню, изображения в окне управления) на экран видеотерминала до ее полного появления	2-2,5 с
Цикл обновления оперативной (текущей) информации на видеотерминалах	1-2,5 с
Задержка передачи информации об аварийной ситуации	0,5 - 1 с
Задержка передачи информации для предупредительной сигнализации	0,5 - 1 с
Время выдачи управляющего воздействия по каналам технологических защит при обнаружении аварийной ситуации	0,1-0,2 с
Минимальная длительность импульса регулятора, подаваемого на исполнительный механизм, при шаге изменения не более 0,1с	0,125 с
Время квантования длительности импульса регулятора	0,1 с
Среднее время передачи команды и получения подтверждения со стороны исполнительного устройства (без учёта задержек отработки команды управления исполнительным устройством-люфт и т.д.)	1,5-2 с
Общая задержка в передаче управляющих воздействий персонала по контуру дистанционного управления	1,0 с

5.6.6 Решения по математическому обеспечению ПТК

Сбор и первичная обработка информации

При первичной обработке аналоговых сигналов производится:

- проверка на выход из диапазона или обрыв;
- сглаживание измеренных значений (исправление нелинейности характеристик датчиков);
- масштабирование, линеаризация и вычисление косвенно измеряемых параметров;
- внесение статической поправки, связанной с установкой датчика или по другим причинам;
- формирование массивов достоверной измерительной информации;
- сравнение достоверных измеренных значений параметров с установленными значениями срабатывания технологических защит;
- формирование сигналов технологической сигнализации (предупредительной и аварийной);

При первичной обработке дискретных сигналов производится:

- защита от дребезга контактов (защита от кратковременных замыканий во время переключения контактов);
- контроль достоверности информации (недопустимое сочетание сигналов, контроль обрыва и (или) короткого замыкания линии связи для наиболее ответственных датчиков).

Отображение информации о технологическом процессе

Основным средством предоставления информации является АРМ оператора.

На видеокадрах, отображаемых по вызову на экранах АРМ оператора, информация представляется в виде:

- мнемосхем;
- окон (с виртуальными панелями управления, с дополнительной информацией);
- гистограмм;
- графиков;
- таблиц;
- текстовых сообщений.

Вывод мнемосхем, графиков и других видеокадров производится с помощью вызова из меню и другими способами (например, с помощью ссылок по принципу «от общего к частному»).

На мнемосхемах отображается следующая информация:

- текущие значения технологических параметров;
- информация о состоянии двигателей механизмов;
- информация о состоянии запорной и регулирующей арматуры;
- информация о состоянии автоматических устройств (регуляторов, АВР и т.п.), защит;
- недостоверность или отсутствие информации;
- другая необходимая оператору информация.

Более подробная информация о состоянии отдельных объектов должна отображаться в форме вызываемых оператором окон, которые можно перемещать по экрану.

На гистограммах отображаются аналоговые параметры в виде вертикальных или горизонтальных столбиков, длина которых пропорциональна значению параметра. На гистограмме должны также отображаться численные значение параметра и уставки предупредительной сигнализации.

Предусматривается возможность вызова графиков текущих и усредненных значений параметров, зафиксированных в архиве. По заданию оператора-технолога должен обеспечиваться выбор диапазона границ отображения графиков ("растяжка" шкалы) как для оси параметра, так и для оси времени.

В одно «окно» вызываются до восьми графиков, обозначенных разными цветами. Горизонтальная ось времени должна иметь отметки времени.

Предусматривается возможность:

- выбора (изменения) диапазона границ отображения графиков ("растяжка" шкалы) как для оси параметра, так и для оси времени;
- оцифровки графиков в любом месте с помощью цифровой линейки (визира).

Технологическая сигнализация

Технологическая сигнализация (световая и звуковая) позволяет своевременно в автоматическом режиме получать информацию об отклонениях в технологическом процессе или неисправностях оборудования автоматизации в случаях:

- выхода контролируемого параметра за определенные заранее установленные пределы;
- изменение состояния дискретных сигналов;

- аварийного отключения оборудования;
- срабатывания технологических защит;
- действия устройств автоматическое включение резерва и блокировок;
- нарушения планового выполнения функций контроля и управления;
- обнаружения неисправностей различных устройств;
- отключения автоматов электропитания в электрических сборках и других устройствах;
- информации о нарушениях в состоянии оборудования, сформированных функцией оперативной диагностики состояния оборудования и систем автоматического управления;
- неисправности и отказах элементов АСУ ТП;
- неисправности в цепях питания АСУ ТП.

Регистрация событий, архивирование информации

В АСУ ТП регистрируются и заносятся в архив следующие события:

- появление и исчезновение предупредительных и аварийных сигналов и их квитирование;
- выдача команд управления (кроме команд подсистемы автоматического регулирования) с указанием источников команд;
- срабатывание защит;
- включение, отключение электродвигателей механизмов;
- изменение состояния арматуры;
- достижение регулирующими клапанами конечных положений;
- изменение состояния автоматических устройств;
- появление и исчезновение недостоверной информации;
- информация об отказах и сбоях в работе аппаратных и программных средств АСУ ТП.

Каждому событию присваивается метка времени (дата, время).

Архивирование аналоговых сигналов должно обеспечить запись считанных значений технологических параметров. Запись в архив производится с меткой времени считывания. Запись должна производиться с заданным циклом и (или) при наличии изменения параметра, превышающего величину заданной апертуры.

Должно быть обеспечено хранение архивной информации без перезаписи на внешние носители не менее 6 месяцев.

Информация из архива должна представляться в виде таблиц, графиков и других форм на экранах рабочих станций, а также при необходимости выводиться на печать.

Регистрация аварийных ситуаций

Функция РАС обеспечивает регистрацию технологических данных за период, предшествующий аварии и после ее возникновения, о работе основного и вспомогательного оборудования, действии защит, блокировок, устройств автоматического управления и персонала.

Автоматический контроль исполнения команд

7 Автоматический контроль исполнения команд предназначен для формирования сообщений оператору-технологу о несоответствии состояния (положения) исполнительных механизмов командам, выданных системой управления или оператором, после истечения заданного времени. Для механизмов должно учитываться время срабатывания пусковой аппаратуры. Для запорно-регулирующей арматуры учитывается время ее полного хода.

Контроль действия защит

Функция контроля действия защит осуществляет проверку полноты действия технологических защит в части выполнения необходимых технологических операций, предписанных соответствующими алгоритмами. Результаты проверки выводятся на экран монитора.

Расчет оперативных технико-экономических показателей

Расчет технико-экономических показателей (ТЭП) обеспечивает представление эксплуатационному персоналу данных о текущей эффективности работы оборудования.

Результаты расчета оперативных ТЭП по вызову оператора-технолога отображаются в виде таблиц на экранах мониторов, протоколируются и заносятся в архив.

Протоколирование информации

Протоколирование информации производится в виде печати протоколов, отчетов.

Предусматривается вывод протоколов по вызову и автоматический вывод по событию, в том числе и периодический вывод протоколов.

Дистанционное управление

Дистанционное управление осуществляется с АРМ оператора манипулятором «мышь» или клавишами клавиатуры.

Предусматриваются следующие виды дистанционного управления:

- избирательное управление всеми исполнительными органами, регуляторами и логическими устройствами;
- групповое управление.

Основным видом дистанционного управления является избирательное управление.

Групповое дистанционное управление используется для управления несколькими объектами одной командой. При этом для входящих в группу объектов индивидуальное управление блокируется. Предусматривается возможность временного разбора группы по команде оператора и переходу к избирательному управлению любым из объектов группы.

Дистанционное управление организуется с помощью виртуальных БРУ вызываемых в «оконном» режиме на мнемосхеме соответствующих узлов.

При необходимости, для некоторых устройств (определяются при рабочем проектировании) возможна реализация прямого управления с мнемосхемы.

Автоматическое регулирование

Автоматическое регулирование обеспечивает непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса котельной установки.

В каждом контуре регулирования предусматриваются:

- контроль регулируемого параметра, задания и положения регулирующего органа (параметра);
- возможность изменения сигнала задания, ручного управления выходным сигналом регулятора, а также автоматического изменения параметров настройки регуляторов;
- контроль и изменение режима управления (автоматическое, дистанционное);
- сигнализация достижения регулирующим органом (параметром) крайних положений;
- возможность взаимодействия с технологическими защитами и подсистемами логического управления, в том числе блокировки, обеспечивающими: отключение автоматических воздействий на регулируемый параметр как в сторону «больше», так и в сторону «меньше», принудительное

перемещение регулирующего органа до заданного значения или до крайнего положения.

При отказах должно предусматриваться автоматическое отключение контура регулятора и формирование сигнала предупредительной сигнализации (с возможностью квитирования оператором).

При реализации функции автоматического регулирования обеспечиваются:

- само балансировка и безударное включение в работу по командам оператора или логических устройств;
- самодиагностика с автоматическим отключением и формированием сигнала предупредительной сигнализации (с возможностью квитирования оператором);
- индикация включенного и отключенного состояний.

Логическое управление

Логическое управление включает в себя следующие виды автоматического (автоматизированного) управления оборудованием и автоматическими устройствами оборудования:

- функционально-групповое управление (ФГУ);
- технологические блокировки;
- автоматическое включение резерва (АВР).

Алгоритмы ФГУ представляют собой последовательность операций, которые необходимо выполнить для решения какой-либо технологической задачи.

Технологические блокировки решают задачи:

- автоматического управления переключениями и запретами на переключения в технологической схеме при изменениях условий или режима работы оборудования;
- автоматического управления пуском и остановом технологических узлов, для которых не требуется использование пошаговых алгоритмов.

АВР обеспечивает подключение резервного механизма при аварийном отключении работающего или при недопустимом отклонении параметра при работающем механизме. Выбор рабочего и резервного механизмов, а также отключение действия АВР производится оператором.

Резервирование наиболее ответственных параметров (технологических защит) предусматривается на полевом уровне путем дублирования или троирования датчиков и кабелей. В ПТК для таких параметров

предусматривается нужное количество каналов на разных устройствах ввода-вывода, получающих питание от разных шин.

Технологические защиты

Технологические защиты предназначены для обеспечения автоматического выполнения операций (с целью защиты персонала, предотвращения повреждения оборудования и локализации последствий аварии) при аварийном отклонении параметров от номинальных значений и возникновении аварийных ситуаций.

Предусматривается возможность (при наличии соответствующих прав доступа) отключения действия защит на исполнительные устройства и вывод их на сигнал отдельно для каждой защиты.

Предусматривается возможность автоматического режимного ввода (вывода) некоторых защит при появлении (исчезновении) технологических условий для их функционирования.

Действие защит (защитные команды) сохраняется на время, достаточное для выполнения наиболее длительной операции, предусмотренной программой действия данной защиты.

Изменение состояния защиты («введена», «выведена») сопровождается предупредительной сигнализацией и регистрируется. Срабатывание защиты сопровождается аварийной светозвуковой сигнализацией.

5.6.7 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

План расположения оборудования АСУ ТП приведён в графической части (79/17-АТМ.01).

Оборудование верхнего уровня (ВУ) АСУ ТП

К верхнему уровню относятся компьютеры автоматизированных рабочих мест (АРМ) оперативного и инженерного персонала, серверы, коммуникационное оборудование, устройства бесперебойного электропитания. Состав оборудования верхнего уровня АСУ ТП КА СТ. №12 приведен в пункте 7.1.7.

Оборудование ВУ размещено в оперативном контуре ТЩУ в рядах Ба-Ва, осях 28-29, отм. +8,000 м и в неоперативном контуре ТЩУ в рядах Ба-Ва, осях 27-28, отм. +8,000 м.

Оборудование среднего уровня АСУ ТП

К среднему уровню АСУ ТП относятся процессорные блоки, выполняющие программы управления, и модули УСО, осуществляющие связь с оборудованием нижнего (полевого) уровня АСУ ТП.

Процессорные блоки являются активными устройствами. Они производят опрос УСО, и в них выполняется алгоритм управления. Для повышения надежности процессорные блоки выполнены резервированными. Модули УСО осуществляют ввод сигналов от оборудования НУ и вывод команд на ЗРА и МСН. Благодаря наличию встроенного микропроцессора, в модулях УСО производится первичная обработка сигналов (линеаризация, масштабирование, табличные преобразования и др.).

В качестве процессорных блоков применены промышленные компьютеры, обладающих высокими показателями надежности и производительности.

В состав системы автоматизации входят следующие модули ввода/вывода:

- модули ввода дискретных сигналов;
- модули вывода дискретных сигналов;
- модули ввода унифицированных аналоговых сигналов;
- модули ввода сигналов от термопар (градуировки ХК(L), ХА(K) и другие);
- модули ввода сигналов от термометров сопротивлений по четырехпроводной схеме (градуировки 50М, 100М, 50П, 100П, Pt100 и другие);
- интерфейсные модули (RS-485);
- модули вывода унифицированных аналоговых сигналов.

Оборудование среднего уровня размещено частично на ГрЩУ-1, а также по месту в котельном цехе.

Оборудование нижнего уровня (НУ) АСУ ТП

Проект КИПиА КА ст. №12 и вспомогательного оборудования выполнен на основании технических заданий, технологических схем, материалов заводов-изготовителей оборудования.

Объем средств контроля и управления принят на основании действующих норм и требований заводов-изготовителей основного оборудования. Объем средств НУ обеспечивает безопасную работу оборудования.

Технические средства НУ (КИПиА) включают в себя следующее оборудование:

- аналоговые и дискретные датчики;

- отборные устройства, импульсные трубные проводки и относящаяся к ним арматура;
- стенды для установки датчиков КИПиА;
- серийно выпускаемые силовые сборки для запорно-регулирующей арматуры;
- устройства коммутации приводов, соединительные коробки и пр.

Датчики и приборы контроля внесены в Госреестр средств измерения Российской Федерации.

В качестве датчиков температуры применяются термопреобразователи сопротивления ТС и преобразователи термоэлектрические ТП.

В качестве датчиков давления, перепада давления и расхода применяются преобразователи измерительные. Выходной сигнал преобразователей 4-20мА.

В тех случаях, когда непрерывное измерение параметров не требуется, для сигнализации предельных отклонений параметра, применяются датчики-реле.

Для показаний по месту предусмотрены датчики давления и температуры.

Отборные устройства высокого давления (бобышки, штуцера, первичные вентили) заказаны в технологической части проекта.

Импульсные линии разработаны с учётом норм и правил, применяемых при проектировании технологических трубопроводов. Импульсные линии разработаны как одиночные проводки (от технологического трубопровода до прибора) в соответствии с РМ 4-6-92 часть 2. Предусмотрены изделия, материалы и метизы для крепления импульсных проводок. Схемы импульсных проводок выполнены по РМ 4-23-93 «Системы автоматизации. Схемы трубных проводок для измерения давления, расхода и уровня. Правила построения».

В целях сокращения объёма вспомогательных проводок датчики группируются и устанавливаются на стендах для обвязки датчиков КИПиА, изготавливаемых при монтаже.

В качестве привода для регулирующих клапанов предусмотрены исполнительные механизмы с унифицированным выходным сигналом по положению механизма 4-20 мА.

Коммутация цепей питания и управления электродвигателя выполняется на УКП (узел коммутации привода). УКП устанавливается вблизи электрифицированной арматуры. Для подключения цепей электропривода, к УКП предусмотрены кабели типа МКШ, МКЭШ, КВВГнг, для заземления электропривода, УКП-провод сечением 4 мм².

В проекте предусмотрено использование экранированных контрольных кабелей для ввода аналоговых сигналов от датчиков на ПТК. Для подключения

термопар применены компенсационные кабели. Все применяемые кабели имеют негорючую и не поддерживающую горение оболочку.

Шкафы силовые АСУ ТП КА СТ. №12 размещаются в неоперативном контуре ТЩУ в проектируемом помещении сборок.

Система электропитания

Предусматривается 2 независимых ввода от РУСН для электропитания технических средств ПТК через схему АВР. Предусматривается отдельный ввод для обеспечения электропитанием устройств освещения и вентиляции, установленных в шкафах ПТК.

При исчезновении напряжения 220 В 50 Гц электропитание ПТК обеспечивается от аккумуляторной батареи ТЭЦ напряжением 220В

Аварийная панель управления

АПУ выполняется в виде шкафа с размещёнными в нём:

- лампами индикации состояния особо важных электроприводов;
- ключей управления особо важными электроприводами.

АПУ содержит средства управления в минимально необходимом объёме согласно РД 153-34.1-35.523-2002 «Методические указания по оснащению рациональным объёмом аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС, оснащённым АСУ ТП».

АПУ создаётся как отдельная от ПТК подсистема и служит для безопасного останова оборудования КА ст. №12.

АПУ обеспечивает воздействие ключами управления непосредственно на пускатели электроприводов.

Информация о состоянии ключей АПУ фиксируется в архиве ПТК.

Размещение оборудования АСУ ТП КА СТ. №12 на ТЩУ предусматривает возможность последующего расширения оборудования.

5.6.8 Решения по информационному обеспечению

Информационное обеспечение АСУ ТП представляет собой совокупность всех информационных баз данных и наборов данных, используемых для реализации функций оперативного контроля и управления, и является составной частью АСУ ТП.

Информационное обеспечение включает в себя следующие типы данных:

- оперативную информацию, поступающую от технологического процесса и отображающую текущие значения переменных процесса

(аналоговых, дискретных), параметры сигнализаций и текущее состояние исполнительных механизмов и оборудования;

- нормативно-справочную информацию;
- исходные данные для конфигурирования информационной базы данных: (наименование сигнала, тип сигнала, описание сигнала, шкала, единица измерения, уставки предупредительной и аварийной сигнализации и др.);
- конфигурацию рабочих станций, определяющие состав и формы представления информации (информация, описывающая статику и динамику мнемосхем, наборы трендов, форматы вывода аварийных сигнализаций) и др.;
- параметры алгоритмов управления и обработки данных, загружаемые на контроллер;
- архивные данные технологического процесса.

В АСУ ТП используются следующие типы носителей информации:

- твердотельные диски процессорных блоков;
- оперативная память рабочих станций.

Выбор различных типов носителей информации обусловлен следующими причинами:

- непрерывностью ведения технологического процесса;
- необходимостью накопления исторических данных;
- необходимостью хранения условно-постоянной (настроечной) информации;
- необходимостью хранения архивных копий конфигурации системы и резервных копий данных.

На сервере баз данных (БД) хранятся обработанные значения переменных технологических процессов;

В оперативной памяти рабочих станций хранится оперативная информация, поступающая со среднего уровня системы, то есть с процессорных блоков.

5.6.9 Решения по составу программных средств, языкам деятельности, алгоритмам процедур операций и методам их реализации

Программное обеспечение (ПО) системы включает в себя системное ПО (общее ПО) и прикладное ПО (специальное ПО).

Системное ПО не зависит от конкретного объекта внедрения и подразделяется на:

- ПО операционной системы;
- ПО системы передачи данных (сетевой системы);

- ПО серверов приложений;
- ПО интерфейса пользователя и разработчика системы;
- ПО языков технологического программирования;
- ПО баз данных.

Прикладное ПО разрабатывается для решения задач конкретного технологического объекта. В отношении размещения ПО представляет собой двухуровневую структуру: ПО верхнего уровня ПТК и ПО нижнего уровня ПТК.

Системное ПО

Системное ПО нижнего уровня ПТК включает в себя:

- ПО операционной системы;
- драйверы ввода/вывода сигналов;
- исполнительную среду;
- коммуникационное ПО.

Системное ПО верхнего уровня ПТК содержит следующие программы:

- операционную систему;
- сервер приложений, обеспечивающий связь и взаимодействие программ верхнего и нижнего уровня системы;
- SCADA-пакет;
- пакет программ исполнительной среды;
- сервер.

Системное ПО верхнего уровня предназначено для управления работой ПТК, диагностики и тестирования, создания и сопровождения АСУ ТП.

Отдельные программы, исполняемые на средствах верхнего уровня, могут быть написаны на языке С.

Прикладное ПО

Прикладное ПО нижнего уровня ПТК предназначено для исполнения информационных и управляющих программ контроллеров. Это программы: сбора и первичной обработки информации, дистанционного управления приводами, блокировок, авторегулирования, формирования мгновенной базы данных сигналов.

Программы прикладного ПО, загружаемые в процессорные блоки, исполняются в среде, предоставляющей разработчику любой из пяти инженерных языков программирования согласно международному стандарту IEC1131-3. Средой исполнения программ является операционная система.

Программная обработка сигналов и программы управления выполняются в процессорном блоке. В модулях распределенного ввода-вывода выполняются только алгоритмы первичной обработки информации (фильтрация, линеаризация и т.п). ПО процессорного блока работает относительно самостоятельно и независимо от ПО компьютеров верхнего уровня. Аппаратная конфигурация процессорных блоков и модулей УСО полностью покрывает имеющиеся потребности и предоставляет резерв для будущих расширений системы.

Прикладное ПО верхнего уровня ПТК разрабатывается с использованием SCADA-пакета. Прикладное ПО верхнего уровня состоит из программ, реализующих следующие информационные задачи:

- представление (визуализация) информации;
- архивирование информации.

Управляющие задачи решаются на нижнем уровне ПТК.

5.7 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие

5.7.1 Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ

При подготовке объекта к вводу в действие производится подготовка всей информации, циркулирующей в системе управления, с помощью которой осуществляется конфигурирование системы управления, к виду пригодному для обработки на ЭВМ. С этой целью проводится ряд описанных ниже мероприятий.

Производится подготовка перечней входных и выходных сигналов.

Каждый сигнал сопровождается всей необходимой информацией, а именно:

- тип параметра, соответствующего этому сигналу (температура, расход, давление и др.);
- позиция подключения датчика к модулю ввода/вывода (адреса каналов ввода/вывода модулей полевой шины);
- единицы измерения;
- диапазон шкалы и значения, при которых срабатывает предупредительная и аварийная сигнализация (для аналоговых параметров);

- состояние исполнительных механизмов, которое должно быть зафиксировано в случае выхода из строя контроллеров (для выходных параметров);

- функциональное назначение:

- 1) измерение параметров;
- 2) сигнализация состояния оборудования;
- 3) сигнализация отклонения параметров;
- 4) управление;
- 5) регулирование.

Каждый сигнал кодируется в соответствии с принятой в проекте системой классификации и кодирования и записывается в базу данных управления с использованием программного обеспечения инженерной станции.

Подготавливаются данные, необходимые для конфигурирования пользовательского интерфейса панели управления. Они включают в себя:

- список пользователей системы, права и уровень доступа к функциям системы каждого из них;
- количество и содержание видеокладов;
- формы и содержание отчетных документов, периодичность их формирования;
- условные обозначения (KKS) снимаемых параметров;
- мнемосхемы, на которых будут отображаться изменение каждого параметра, место положения на них и графическое представление;
- приоритеты срабатывания сигнализаций;
- сообщения, сопровождающие сигнализации.

Определяется перечень алгоритмов и сами алгоритмы ведения технологического процесса.

5.7.2 Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала

До ввода системы в действие Заказчик должен организовать обучение и тренинг технологического персонала методам работы с системой управления, а также обучение обслуживающего персонала методам обслуживания программных и технических средств системы и ремонта ПТК. Обучение персонала проводит поставщик ПТК.

Должны быть разработаны и утверждены инструкции, содержащие правила работы технологического персонала в условиях функционирования системы управления, а также инструкции, регламентирующие действия технологического персонала в предаварийных и аварийных ситуациях.

5.8 Безопасность и надежность системы

По безопасности, условиям эксплуатации, эргономики и технической эстетике выполняются следующие требования:

- требования безопасности соответствуют требованиям раздела 2 ГОСТ 24.104-85; ПТЭ и ПТБ;
- конструкция и размещение технических средств удовлетворяет требованиям электробезопасности в соответствии с ПТЭ, ПУЭ, ГОСТ 12.1.004-91;
- конструктивные элементы АСУ ТП исключают возможность прикосновения к токоведущим частям, а также возможность замыкания на корпус и накоротко, оснащены механическими блокировками дверей, исключающих их произвольное открытие

В помещениях для размещения АСУ ТП опасные и вредные производственные факторы не превышают норм, указанных в ГОСТ 12.0.003-2015, уровни напряженности электрических полей не превышают допустимых по ГОСТ 12.1.002-84, вибрации не превышают допустимых по ГОСТ 12.1.012-2004.

АСУ ТП разрабатывается для использования на опасном промышленном производстве, авария на котором может повлечь за собой человеческие жертвы и значительные разрушения оборудования, и соответствует в части уровня полноты безопасности требованиям ГОСТ Р МЭК 61508-2012.

5.9 Охрана окружающей среды

В проекте применено оборудование, не оказывающее вредного воздействия на окружающую среду:

- предусматривается электротехническое оборудование на 380В, 220В, 24В, которое не создает вредного электромагнитного воздействия на человека;
- полностью отсутствует маслonaполненное оборудование, что исключает выброс углеводородов в окружающую среду;
- применяются кабели, не содержащие свинцовых оболочек;
- для электроосвещения АСУ ТП не применяются лампы накаливания и ртутные лампы, что обеспечивает энергосбережение и исключает вредное воздействие на окружающую среду. В качестве источников света приняты светильники с энергосберегающими диодными лампами

5.10 Противопожарные мероприятия

Для повышения противопожарной безопасности в рабочем проекте предусмотрены кабели с изоляцией, не поддерживающей горение. Проходы кабелей через стены, перекрытия и перегородки кабельных сооружений выполняются с уплотнением мест прохода кабелей трудно сгораемыми материалами, перечень которых приведен в РД 34.03.304-87. Это обеспечивает нераспространение огня из одного помещения в другое в течение 0,75 часа.

Предусматривается отключение вентиляционного оборудования при пожаре.

Предусматривается молниезащита и заземление всего электротехнического оборудования.

5.11 Нормативные ссылки

- Кодекс республики Казахстан «О таможенном регулировании в Республике Казахстан»;
- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011);
- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011);
- Технический регламент Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011);
- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);
- Закон Республики Казахстан от 9 июня 2004 года №- 558- II «Об обеспечении единства измерений»;
- Закон Республики Казахстан № 418-V ЗРК от 24 ноября 2015 «Об информатизации»;
- ГОСТ 21.208-2013 «Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов»;
- ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- ГОСТ 21.602-2016 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей систем отопления, вентиляции и кондиционирования»;

- ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
- ГОСТ Р 50739-95 «Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования» (применительно);
- ГОСТ Р МЭК 61508-2012 часть 1-7 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью» (применительно);
- РД 34.11.202-95 «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации» (применительно);
- РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций» (применительно);
- РД 153-34.1-35.137-00 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники» (применительно);
- СП РК 2.04-01-2017* «Строительная климатология;
- СП 77.13330.2016 «Свод правил. Система автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85» (применительно);
- СО 34.35.145-2003 (РД 153-34.35.145-03) «Технические требования к функции ПТК АСУТП ТЭС «Сбор и первичная обработка информации» (применительно);
- СТО 70238424.27.100.010-2011 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования» (применительно);
- СТО 70238424.27.100.078-2009 Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования» (применительно);
- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования и состав проектной документации на строительство»;
- СТ РК 51089-2003 «Приборы приёмно-контрольные и управления пожарные. Общие технические требования. Методы испытаний»;
- СТ РК 60364-4-44-2012 «Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Защита в целях безопасности. Защита от резких отклонений напряжения и электромагнитных помех»;

- СТ РК ГОСТ Р 52292-2007 «Технологии и информационные. Электронный обмен информацией. Термины и определения»;
- СТ РК 2.46-2002 «Программное обеспечение средств измерений. Порядок аттестации. Общие положения».

6 ИНЖЕНЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТИ И СИСТЕМЫ

6.1 Основные сведения

6.1.1 Основание для разработки проекта

Рабочий проект «Строительство парового котла ст.№12 производительностью 160 т/ч» разработан на основании технического задания на проектирование и в соответствии с требованиями норм и правил, действующих на территории Республики Казахстан:

- СН РК 4.02-01-2011, СП РК 4.02-101-2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СН РК 2.04-04-2013, СП РК 2.04-107-2013 «Строительная теплотехника»;
- СН РК 4.04-10-2013 и СП РК 4.04-110-2013 "Электростанции тепловые";
- СН РК 4.02-05-2013 и СП РК 4.02-105-2013 "Котельные установки";
- СП РК 4.03-101-2013 "Газораспределительные системы"
- ГОСТ 121.005-88 "Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны";
- СН РК 4.01-01-2011, СП РК 4.01-101-2012 "Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений";
- СН РК 4.01-02-2013, СП РК 4.01-102-2013 «Внутренние санитарно-технические системы»;

6.2 Инженерное оборудование, сети и системы

6.2.1 Отопление, вентиляция и кондиционирование

Параметры наружного воздуха:

- в холодный период: -29,9 °С;
- в переходный период: +10 °С;
- в теплый период: +28,3 °С.

Расчетные параметры внутреннего воздуха, кратность воздухообмена в помещениях приняты, согласно требованиям норм и правил, действующих на территории Республики Казахстан

6.3 Помещение парового котла. Аварийная вентиляция

В котельном отделении, в осях 25-30 (ряд Ва-Га), устанавливается паровой котел, работающий на природном газе (метан 90.6%).

Приточно-вытяжная вентиляция в котельном отделении существующая и реконструкции не подлежит. В районе размещения парового котла запроектирована вытяжная аварийная вентиляция для удаления газа в случае его утечки.

Аварийная вентиляция выполняется шестью рабочими вентиляторами (системы В1-В3, В6-В8). Дополнительно предусмотрено 4 резервных вентилятора (системы В4, В5, В9, В10).

К установке приняты осевые вентиляторы ВО-30-160-100-В во взрывозащищенном исполнении. Производительность всех работающих вентиляторов рассчитана на 8-ми кратный воздухообмен в час. Вентиляторы установлены в наружной стене здания по ряду Га, на отметках +8.300 и +32.200

Вентиляторы работают в автоматическом режиме, по сигналу от газоанализаторов, установленных в районе горелок и ввода газопровода в здание.

Производство и приемку работ выполнять согласно СН РК 4.01-02-2013 и СП РК 4.01-102-2013 "Внутренние санитарно-технические системы".

Наименование здания (сооружения), помещения	Объем м3	Периоды года при tн, °С	Расход теплоты, Вт				Расход холода, Вт	Установленная мощность эл.дв., кВт
			На отопление эл.	На вентиляцию	На ГВС	Общий Эл.		
Помещение парового котла		-29,9 +28,3	-	-	-	-	-	66,0

6.4 Помещение ТЩУ

Отопление

Система отопления в помещениях ПТК, сборок, венткамеры и тамбура не требуется, т.к. помещения не имеют наружных ограждающих конструкций.

Во вспомогательном помещении и в помещении оперативного контура теплотери помещения полностью покрываются за счет тепловыделений от оборудования.

Вентиляция

В помещении оперативного контура предусматривается устройство приточно-вытяжной вентиляции с механическим побуждением.

Приток в помещение осуществляется при помощи подвесной приточной установки, расположенной в коридоре под потолком. Приточный воздух предварительно очищается в фильтре и нагревается в электрическом нагревателе. Забор наружного воздуха выполняется снаружи здания.

На воздуховоде системы П1, после вентустановки, предусмотрен огнезадерживающий клапан. Клапан имеет автоматическое (от пожарных датчиков), дистанционное и ручное (в месте установки) управление. В связи с невозможностью монтажа приточной установки с дополнительным вентилятором, в проекте запроектирована дополнительная вентиляторная секция.

Вытяжная вентиляция осуществляется при помощи осевых вентиляторов с настенной панелью, системы В1 и В2, (1 рабочий, 1 резервный). Вентиляторы имеют обратные клапаны, которые плотно закрываются при неработающем вентиляторе.

Воздуховоды вентсистем выполнены из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ14918-2020. Воздуховод системы П1 (до вентилятора) изолируется фольгированными матами теплоизоляционными из стекловолокна по ГОСТ10499-95.

Кондиционирование

Для удаления теплоизбытков от работающего оборудования в помещениях предусмотрено кондиционирование воздуха.

Кондиционирование воздуха выполняется при помощи двух VRF-систем, одна из которых (система К2) резервная. Каждая рассчитана на 100 процентов мощности. Температура в помещениях поддерживается автоматически, с помощью центрального контроллера, который сам определяет температуру и скорость вентилятора, исходя из текущей температуры в помещении, для обеспечения комфортного климата.

В случае необходимости, температуру можно изменить вручную, а также переключиться между режимами охлаждения и нагрева через пульт управления. Для каждого внутреннего блока предусмотрен свой пульт, Центральный контроллер один на каждую из систем.

В помещении сборок и ПТК установлены датчики температуры. Сигнал от датчиков поступает на пульт управления. При выходе из строя работающей системы кондиционирования и повышения температуры в помещении ПТК до критической ($+30^{\circ}$), должен сработать тревожный сигнал на пульте управления. После получения сигнала вручную включается резервная система.

Наружные блоки систем K1 и K2 расположены с наружной стороны здания, по оси 29 отметка $+10,200$, на металлической площадке. Конструкцию площадки см. раздел - АС. Трубопроводы VRF-систем (T01, T02) проложены ниже подвесного потолка помещений на отметке $+ 10,700$ (защить). Отвод конденсата от системы кондиционирования (T91) отводится на отм. $+0,100$.

В качестве трубопроводов для VRF-систем приняты трубы медные по ГОСТ217-2006. Для отвода конденсата от внутренних блоков приняты трубы полиэтиленовые PE 100 SDR6 по ГОСТ18599-2001. Трубопроводы холодоснабжения изолируются трубной изоляцией.

Производство и приемку работ выполнять согласно СН РК 4.01-02-2013 и СП РК 4.01-102-2013 "Внутренние санитарно-технические системы".

6.5 Водопровод и канализация

6.5.1 Дымовая труба

Раздел ВК рабочего проекта «Строительство парового котла ст.№12 производительностью 160 т/ч» выполнен на основании задания на проектирование и в соответствии с требованиями СН РК 4.01-01-2011, СП РК 4.01-101-2012 "Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений".

Настоящим проектом предусмотрено устройство производственной канализации КЗ для сбора конденсата, собирающегося внутри дымовой трубы, и отведение его в проектируемый резервуар Р1 из сборного железобетона, расположенный рядом с дымовой трубой.

Сбор конденсата осуществляется в одной точке металлической дымовой трубы, указана производителем на отм. $+ 0,970$. Объем конденсата, образующегося в устье дымовой трубы, составляет $V_{\text{сут}}=2,4\text{м}^3/\text{сут}$.

Изоляцию конденсатопровода предусмотреть теплоизоляционными плитами из минеральной ваты П75-1000.500.60 (ГОСТ 9573-2012) на синтетическом связующем, плиты обернуть листом АД1.Н 0.8x1000x2000 (ГОСТ 21631-2019).

Резервуар Р1 для приема конденсата выполнен из сборных железобетонных элементов по серии 3.900.1-14 вып.1. Проектом

предусматривается внутренняя защита резервуара от действий кислот, содержащихся в конденсате от дымовой трубы.

Производство работ и приемку в эксплуатацию выполнять в соответствии с требованиями СН РК 4.01-01-2011 и СП РК 4.01-102-2013, инструкций по монтажу и эксплуатации оборудования.

7 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

7.1 Общие данные

Проектные решения по электротехнической части разработаны на основании технического задания на проектирование «Строительство парового котла ст.№12 производительностью 160 т/час», в соответствии с действующими ПУЭ, СН и СП Республики Казахстан.

В проекте разработаны решения по электроснабжению оборудования проектируемого парового котла (ПК) ст.№12, освещению и сварке, а также по электроснабжению оборудования химводоочистки, устанавливаемого при строительстве ПК ст.№12.

Существующая главная схема ТЭЦ Актобе выполнена с поперечными связями. Турбогенераторы ст.№1,2,3,4,5,6 работают на шины ГРУ 10 кВ. Связь с энергосистемой осуществляется через ОРУ 35 кВ и ОРУ 110 кВ, которые подключены к ГРУ 10 кВ через трансформаторы связи «1Т» и «2Т» типа ТДТН-80000/110.

Электроснабжение собственных нужд агрегатов в главном корпусе ТЭЦ выполняется от существующих секций РУСН 6кВ №3,4,5,6,8,9, РУСН 3,15 кВ №10,11,12,13, РУСН 0,4 кВ №1,2,4,5,6. Существующие секции РУСН 6 кВ и 3,15 кВ получают питание от трансформаторов собственных нужд, подключенных к шинам ГРУ 10 кВ.

В ближайшей перспективе на ТЭЦ Актобе планируется реконструкция секций РУСН 3,15 кВ №10,11,12,13 с переводом на напряжение 6 кВ, разработан соответствующий проект. В рамках настоящего проекта строительства ПК ст.№12 схемные решения перевода РУСН 3,15 кВ №10,11,12,13 на напряжение 6 кВ принимаются как существующие, в связи с более ранними сроками реализации, чем сроки реализации проекта строительства ПК ст. №12.

Проектируемый паровой котел ст.№12 устанавливается в котельном отделении (ряды Ва-Га, оси 25-30) главного корпуса ТЭЦ и не требует его расширения. Основное электрооборудование, устанавливаемое в проекте строительства парового котла ст.№12:

1. Электродвигатель питательного насоса 12LAC20AP (ПЭН-12) мощностью 2000 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается в турбинном отделении главного корпуса);

2. Электродвигатель дутьевого вентилятора 12HLB01AN001 (ДВ-12А) мощностью 160 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается в котельном отделении главного корпуса);

3. Электродвигатель дутьевого вентилятора 12HLB02AN001 (ДВ-12Б) мощностью 160 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается в котельном отделении главного корпуса);

4. Электродвигатель дымососа рециркуляции 12HNF01AN001 (ДР-12) мощностью 90 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается в котельном отделении главного корпуса);

5. Электродвигатель дымососа 12HNC01AN001 (Д-12А) мощностью 160 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается снаружи, у стены ряда Га главного корпуса);

6. Электродвигатель дымососа 12HNC02AN001 (Д-12Б) мощностью 160 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается снаружи, у стены ряда Га главного корпуса);

7. Электродвигатель фосфатного насоса-дозатора 12QCT10AP001 (ФНД-12А) мощностью 1,1 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в котельном отделении главного корпуса);

8. Электродвигатель фосфатного насоса-дозатора 12QCT20AP001 (ФНД-12Б) мощностью 1,1 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в котельном отделении главного корпуса);

9. Электродвигатель насосного агрегата (маслоснабжение ПЭН-12) 12XAV10AP мощностью 2,2 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в турбинном отделении главного корпуса).

В связи со строительством ПК ст.№12, выполняется установка дополнительного оборудования химводоочистки (в существующем здании цеха ХВО-2 и в существующем здании предочистки, находящихся на территории ТЭЦ). Основное электрооборудование следующее:

1. Электродвигатель насоса установки обратного осмоса первой ступени (УОО №5) 00LDF01AP001 мощностью 40 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании ХВО-2);

2. Электродвигатель насоса подачи фильтрата на УОО №5 00PBK21AP001 мощностью 15 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании ХВО-2);

3. Электродвигатель насоса подачи фильтрата на УОО №5 00PBK22AP001 мощностью 15 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании ХВО-2, является взаиморезервирующим с 00PBK21AP001);

4. Электродвигатель насоса перекачки фильтрата на предочистке 00PBK11AP001 мощностью 55 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании предочистки);

5. Электродвигатель насоса перекачки фильтрата на предочистке 00PBK12AP001 мощностью 55 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании предочистки, является взаиморезервирующим с 00PBK11AP001);

6. Установка химической промывки мембран 00PBN10AP001 мощностью 5,5 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании ХВО-2);

7. Электродвигатель насоса-дозатора антискаланта 00PBN20AP001 мощностью 0,5 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании ХВО-2);

8. Электродвигатель насоса-дозатора биоцида 00PBN30AP001 мощностью 0,5 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании ХВО-2).

Вышеперечисленное оборудование химводоочистки поставляется в комплекте со шкафом управления, в состав которого входят ЧРП, ПЛК и коммутационная аппаратура. Шкаф управления устанавливается в здании ХВО-2.

7.2 Технические решения по электроснабжению потребителей 6 кВ

Электроснабжение оборудования 6 кВ парового котла ст.№12, выполняется от резервных ячеек секции №13 РУСН 6 кВ главного корпуса ТЭЦ.

Секция №13 РУСН 6 кВ укомплектована камерами типа КСО2-10 с вакуумными выключателями ВВ/TEL и терминалами релейной защиты (РЗ) TOP-200.

Управление механизмами собственных нужд 6кВ ПК ст.№12 выполняется с ПТК вновь проектируемого теплового щита управления (технические решения по щиту см. в части КИПиА). В электрической части проекта разработаны схемы вторичной коммутации для связи ячеек секции №13 РУСН 6 кВ с ПТК.

7.3 Технические решения по электроснабжению потребителей 0,4 кВ

Электроснабжение оборудования 0,4 кВ ПК ст.№12 выполняется от существующих секций РУСН 0,4 кВ №5, №6 главного корпуса, с частичной заменой коммутационной аппаратуры в шкафах секций.

Непосредственно от шкафов секций РУСН 0,4 кВ №5, №6 выполнено питание следующих электроприемников ПК ст.№12:

- шкаф АВР системы автоматического мониторинга уходящих дымовых газов и сигнального освещения дымовой трубы;
- ПТК;

- сборки задвижек;
- электронагреватель приточной системы ТЩУ;
- силовые сборки;
- электродвигатель маслососа ПЭН-12.

Система автоматического мониторинга уходящих дымовых газов, а также сигнальное освещение дымовой трубы требуют электроснабжение по 1 категории надежности. В связи с этим, в проекте предусматривается шкаф АВР для питания данных электроприемников.

В части ОВ настоящего проекта предусматривается установка оборудования вентиляции ПК ст.№12, запускающейся по сигналу газоанализаторов при утечке газа (газоанализаторы учтены в разделе КИПиА проекта). Всего устанавливается 10 шт. осевых вентиляторов в стене по ряду Га: 6 шт. рабочих и 4 шт. резервных. Резервные вентиляторы запускаются автоматически по сигналу АСУ ТП (см. раздел КИПиА) при неисправности соответствующих рабочих вентиляторов. Для организации независимого электроснабжения рабочих и резервных вентиляторов в электрической части проекта предусмотрены сборки типа ПР 8501 в количестве 2 шт. От сборок ПР 8501 вентиляторы питаются через шкафы типа РУСМ (по одному на вентилятор). Шкафы РУСМ получают сигналы управления от ПТК, а также оснащены аппаратурой местного управления (для тестовых режимов).

В проекте также предусмотрена установка в котельном отделении сборки типа РТЗО, к которой подключаются следующие электроприемники:

- фосфатные насосы-дозаторы;
- щиток вентиляции ТЩУ;
- шкафы КИПиА и АРМ;
- пожарная сигнализация ТЩУ.

Для электроснабжения вновь устанавливаемого оборудования ХВО-2 в проекте выполнено расширение существующих секций РУСН 0,4 кВ №3 и №4 ХВО-2. В свободном электротехническом помещении (электрооборудование в нем было демонтировано ранее), смежном с помещением секций №3 и №4, выполняется установка двух групп шкафов типа ЩО-70, с запиткой их, соответственно, от секций №3 и №4.

7.4 Освещение и сварочная сеть

В проекте выполнено освещение и сварочная сеть по площадкам проектируемого парового котла ст.№12. Освещение выполнено на светодиодных

светильниках. Предусмотрено рабочее, аварийное освещение и сеть пониженного напряжения 12В.

Для питания рабочего освещения на напряжении 220В организуется щит, укомплектованный автоматическими выключателями типа ВА 47-29. Щит устанавливается в ячейке проектируемого ПК ст.№12 на отм. + 8,0 по ряду Ва и получает питание от существующей сборки освещения котельного отделения.

Для питания аварийного освещения 220В также организуется щит, укомплектованный автоматическими выключателями типа ВА 47-29. Щит устанавливается в ячейке проектируемого ПК ст.№12 на отм. + 8,0 по ряду Ва по ряду А и получает питание от панели аварийного освещения, установленной на ГЩУ.

Для питания сети пониженного напряжения предусмотрены ящики с понижающими трансформаторами 220/12 В.

Электропроводка рабочего и аварийного освещения выполнена кабелями типа ВВГнг-LS, прокладываемыми по площадкам обслуживания ПК ст.№12 по кабельным металлоконструкциям и в трубах.

Система сигнального освещения проектируемой стальной дымовой трубы ПК ст. №12 (светильники, электропроводка) входит в комплект поставки дымовой трубы. Как указано выше, сигнальное освещение дымовой трубы получает питание от шкафа АВР совместно с системой мониторинга уходящих дымовых газов.

Для питания сварочной сети ПК ст.№12 организуется сборка сварки, которая получает питание от секции №6 РУСН 0,4 кВ главного корпуса. От сборки сварки питаются ящики типа ЯВЗШ, устанавливаемые на площадках обслуживания парового котла, к которым при необходимости могут быть подключены переносные сварочные аппараты типа ТДМ.

7.5 Молниезащита и заземление

Существующая система молниезащиты и заземления здания главного корпуса в настоящем проекте не реконструируется.

Все вновь устанавливаемое электрооборудование ПК ст.№12 подлежит заземлению путем соединения с существующим внутренним контуром заземления (выполнен стальной полосой 4мм х 40мм, проложенной по внутренней части стен здания главного корпуса).

В проекте выполнен контур заземления стальной дымовой трубы ПК ст.№12. Контур заземления выполняется круглым стальным прокатом d20мм (вертикальные заземлители) и полосовой сталью 4мм х 40мм (горизонтальные

заземлители). Контур соединяется сваркой к выпускам молниезащиты, входящим в комплект стальной дымовой трубы.

7.6 Кабельное хозяйство

В проекте применены:

- для питания электроприемников 6 кВ - кабели с бумажной пропитанной изоляцией;
- для питания электроприемников 0,4 кВ – кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластика, не распространяющего горение;
- в качестве контрольных кабелей – экранированные кабели с изоляцией и в оболочке из поливинилхлоридного пластика, не распространяющего горение.

Для прокладки проектируемых кабелей в ячейке ПК ст.№12 применяются кабельные конструкции ДКС, выполненные из оцинкованной стали. Непосредственно к электроприемникам кабели подводятся в металлических трубах и металлорукавах.

7.7 Пожарная сигнализация ТЩУ

В проекте выполнена система пожарной сигнализации проектируемого ТЩУ ПК ст.№12. Пожарная сигнализация выполнена на основе системы «Орион» производства фирмы «Болид».

Помещения ТЩУ оснащаются дымовыми пожарными извещателями, ручными извещателями, которые включаются последовательно в шлейфы приемно-контрольного прибора «Сигнал-10», устанавливаемого в помещении оперативного контура.

Питание системы выполнено с применением резервированного источника питания РИП-24.

Оборудование системы обеспечивает в автоматическом режиме световую и звуковую сигнализацию в случае возникновения пожара. Применен светозвуковой оповещатель Маяк-24КП.

В случае обнаружения возгорания, система обеспечивает отключение вентиляции ТЩУ ПК ст.№12 путем подачи сигнала на независимый расцепитель вводного автоматического выключателя щитка вентиляции.