

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Строительство водогрейного котла ст. №7 производительностью 100 Гкал.

Том 2

Общая пояснительная записка

78/17/ПИР-ОПЗ

Генеральный директор
ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ»

Пешков В.А

Главный инженер проекта
ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ»

Проскуряков В.А.

г. Павлодар 2025 год

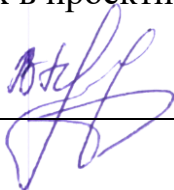
Деятельность ТОО НПФ "СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ" осуществляется на основании Государственных лицензий:

- 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	78/17-ПП	Паспорт проекта	ТОО НПФ «СКЭП»
2	78/17-ОПЗ	Общая пояснительная записка	ТОО НПФ «СКЭП»
3	78/17-ГП	Генеральный план	ТОО НПФ «СКЭП»
4		Графическая часть:	
4.1	78/17-ТМ	Тепломеханические решения:	ТОО НПФ «СКЭП»
4.2	78/17-АС	Архитектурно-строительные решения	ТОО НПФ «СКЭП»
4.3		Инженерное оборудование, сети и системы:	
4.3.1	78/17-ЭМ	Электротехнические решения	ТОО НПФ «СКЭП»
4.3.2	78/17-АТМ	Система автоматизации	ТОО НПФ «СКЭП»
4.3.3	78/17-ОВ	Отопление и вентиляция	ТОО НПФ «СКЭП»
4.3.4	78/17-ВК	Водопровод и канализация:	ТОО НПФ «СКЭП»
5	78/17-ПБ	Пожарная безопасность	ТОО НПФ «СКЭП»
6	78/17-ИТМ	Инженерно-технические мероприятия	ТОО НПФ «СКЭП»
7	78/17-ПОС	Проект организации строительства	ТОО НПФ «СКЭП»
8	78/17-СМ	Сметная документация	ТОО НПФ «СКЭП»
9	78/17-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 12

2.1 Общие указания.....	12
2.2 Генеральный план	12
2.3 Вертикальная планировка.....	13
2.4 Инженерные сети	13
2.5 Благоустройство и озеленение.....	13
2.6 Противопожарные и охранные мероприятия.....	14

3 ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ 15

3.1 Информация по технологическим параметрам и существующей схеме теплоснабжения потребителей.....	15
3.2 Описание существующей водогрейной котельной.....	16
3.3 Основные технические решения по составу оборудования водогрейного котла КВ-ГМ-116,3-150Н ст. №7	17
3.4 Техническое описание водогрейного котла КВ-ГМ-116,3-150Н	18
3.4.1 Назначение	18
3.4.2 Топливо	19
3.4.3 Основные характеристики котла	20
3.4.4 Конструкция и состав котла	22
3.5 Схемы подключения котла	27
3.6 Компоновочные решения	31
3.7 Организация и механизация ремонтных работ	31
3.8 Балансы тепла, пара и выработки электроэнергии на АО «Актобе ТЭЦ»....	33
3.9 Мероприятия по энергосбережению, применение малоотходных и безотходных технологий.	43

3.10 Технические решения по сокращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....	44
3.11 Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению	44

4 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ 48

4.1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ	48
4.1.1 Местоположение и характеристика строительного участка	48
4.1.2 Климатические условия площадки строительства	48
4.1.3 Инженерно-геологические, гидрогеологические условия площадки строительства	49
4.1.4 Инженерно-строительные условия площадки	50
4.2 Архитектурно-планировочные и конструктивные решения.....	52
4.3 Материалы, применяемые в конструкциях	53
4.3.1 Материалы для стальных конструкций и соединений	53
4.3.2 Материалы для железобетонных и бетонных конструкций	54
4.3.3 Полы.....	54
4.4 Защита строительных конструкций от коррозии	54
4.5 Мероприятия по снижению отрицательного влияния свойств грунта основания.....	55
4.6 Мероприятия по снижению производственных шумов и вибрации	56

5 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ 59

5.1 Сокращения	59
5.2 Краткая характеристика объекта	60
5.3 Основные решения по автоматизации.....	60
5.4 Состав технологического оборудования, подлежащего автоматизации....	66
5.5 Размещение и требования к щитовым устройствам	70
5.6 Безопасность и надежность системы	70
5.7 Охрана окружающей среды.....	71
5.8 Противопожарные мероприятия.....	71
5.9 Нормативные ссылки	72

6 ИНЖЕНЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТИ И СИСТЕМЫ 74

6.1 Основные сведения	74
6.1.1 Основание для разработки проекта	74
6.2 Инженерное оборудование, сети и системы	74
6.2.1 Отопление, вентиляция и кондиционирование	74
6.2.2 Водопровод и канализация	76

7 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ 77

7.1 Общие данные.....	77
7.2 Технические решения по электроснабжению потребителей 6 кВ.	78
7.3 Технические решения по электроснабжению потребителей 0,4 кВ.....	78
7.4 Освещение и сварочная сеть.....	79
7.5 Молниезащита и заземление.	80
7.6 Кабельное хозяйство.	80

1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ

1.1 Наименование объекта строительства

Строительство водогрейного котла ст. №7 производительностью 100 Гкал.

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 Вид строительства

Техническое перевооружение

1.7 Исходные документы для разработки Проекта

Основанием для разработки Проекта являются:

1. Задание на проектирование Рабочего Проекта «Строительство водогрейного котла ст. №7 производительностью 100 Гкал.»
2. Договор на разработку Проекта «Строительство водогрейного котла ст. №7 производительностью 100 Гкал.»

Экспертное заключение по результатам экспертного обследования водогрейной котельной в осях «21-24, рядах А-Г» Актобе ТЭЦ

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

- Техническое предложение и документация завода-изготовителя оборудования ООО «Дорогобужкотломаш».
- Протоколы совещаний по разработке Проекта и исходные материалы, предоставленные Заказчиком;
- Проектные материалы существующей части водогрейной котельной Актобе ТЭЦ

1.8 Место размещения предприятия

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

Установленная мощность пиковых водогрейных котлов – 500 Гкал в час:

Строительство Актюбинской ТЭЦ началось в начале 1941г. В период с 1980 по 1995гг. было введено в эксплуатацию: шесть водогрейных котлов (один - ПТВМ-100 и пять - КВГМ-100). На сегодня, АО «Актобе ТЭЦ» - является единственным источником централизованного теплоснабжения г. Актобе.

1.9 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					Обеспеченностью 0,94
	Абсолютная минимальная	наиболее холодных суток обеспеченностью		наиболее холодной пятидневки обеспеченностью		
		0,98	0,92	0,98	0,92	
	1	2	3	4	5	
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		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	Повторяемость 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 наибольших декадных за зиму	максимальная из наибольших декадных	максимальная суточная за зиму на последний день декады	
Актюбинская область				
Актобе	32,7	65,0	35,0	134

1.10 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.

1.11 Основные технические решения

Новый водогрейный котёл КВ-ГМ-116,3-150Н (КВГМ-100) ст.№7 размещается в существующем здании водогрейной котельной рядом с ячейкой водогрейного котла №6 в осях 21-23. При установке котла не требуется расширения и реконструкции здания котельной. Самостоятельно построенные бытовые помещения, расположенные по ряду Г оси 21-24, силами заказчика переносятся в помещение демонтированного котла ПТВМ-100. Отвод дымовых газов от котла осуществляется на вновь строящуюся металлическую трубу высотой 60 м.

С водогрейным котлом устанавливаются тяго-дутьевое оборудование-дутьевой вентилятор и дымосос. Котёл оснащается АСУТП, управление котлом осуществляется с существующего ГрЩУ-2.

Данный рабочий проект направлен на комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня производства существующей водогрейной котельной, 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 водогрейного котла ст. №7 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:

- водогрейная котельная;
- материальный склад;
- дымовая труба №6;
- водогрейная котельная;
- 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.

Новый водогрейный котёл ст.№7 размещается в существующем здании водогрейной котельной рядом с ячейкой водогрейного котла №6 в осях 21-23. При установке котла не требуется расширения и реконструкции здания котельной. Отвод дымовых газов от котла осуществляется на вновь строящуюся металлическую трубу высотой 60 м.

Все размеры на чертежах указаны в метрах, привязка выполняется к существующему зданию водогрейной котельной.

Таблица 3. - Основные показатели по генеральному плану

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
2	Площадь проектируемого участка	га	40,1057	100%
3	Площадь застройки	м ²	94,85	
4	Площадь покрытий	м ²	-	-

5	Площадь озеленения	м ²	-	-
	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

Инженерные сети выполняются преимущественно внутри здания. Существующие наружные сети не подлежат переустройству.

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 внутриплощадочные 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 Информация по технологическим параметрам и существующей схеме теплоснабжения потребителей

Станционная теплофикационная установка АО «Актобе ТЭЦ» предназначена для подогрева сетевой воды в водоподогревательных установках ВПУ-1,2 главного корпуса, а так же в водогрейных котлах отдельно стоящего здания котельной. Для восполнения потерь сетевой воды при горячем водоразборе имеется насосная горячего водоснабжения. Теплофикационное оборудование включено в единую схему магистральных трубопроводов сетевой воды и имеет 2 тепловых вывода:

- коллекторная, 1-й тепловой вывод, предназначена в основном для теплоснабжения потребителей промышленной зоны: АЗХС, АЗФ и частично на город через магистраль М-1.

- насосная ГВС, 2-й тепловой вывод, предназначена для теплоснабжения г. Актобе через тепловые магистрали М-1, М-2, М-3.

Основными тепловыми потребителями (по горячей воде) АО «Актобе ТЭЦ» являются: АО «Aqtobe su-energy group», АО «АЗХС», АО «ТНК «КАЗХРОМ». Расчётная тепловая нагрузка на 2023-2024 год 517,09 Гкал/ч, температурный график 100/70°C, система теплоснабжения открытая.

К зданию водогрейной котельной по эстакаде подведены четыре трубопровода сетевой воды:

1) напорный трубопровод сетевых насосов, по которому сетевая вода может подаваться на водогрейные котлы от сетевых насосов главного корпуса, а от сетевых насосов водогрейной котельной на бойлерные установки главного корпуса;

2) трубопровод прямой сетевой воды (старая линия), к которому подключены водогрейные котлы, а также водоподогревательные установки главного корпуса;

3) трубопровод обратной сетевой воды (новая линия), подающий воду только на водогрейные котлы;

4) трубопровод прямой сетевой воды (новая линия) к которому подключены только выходные трубопроводы водогрейных котлов.

Существующая схема сетевых трубопроводов сетевой воды представлена на рисунке 1.

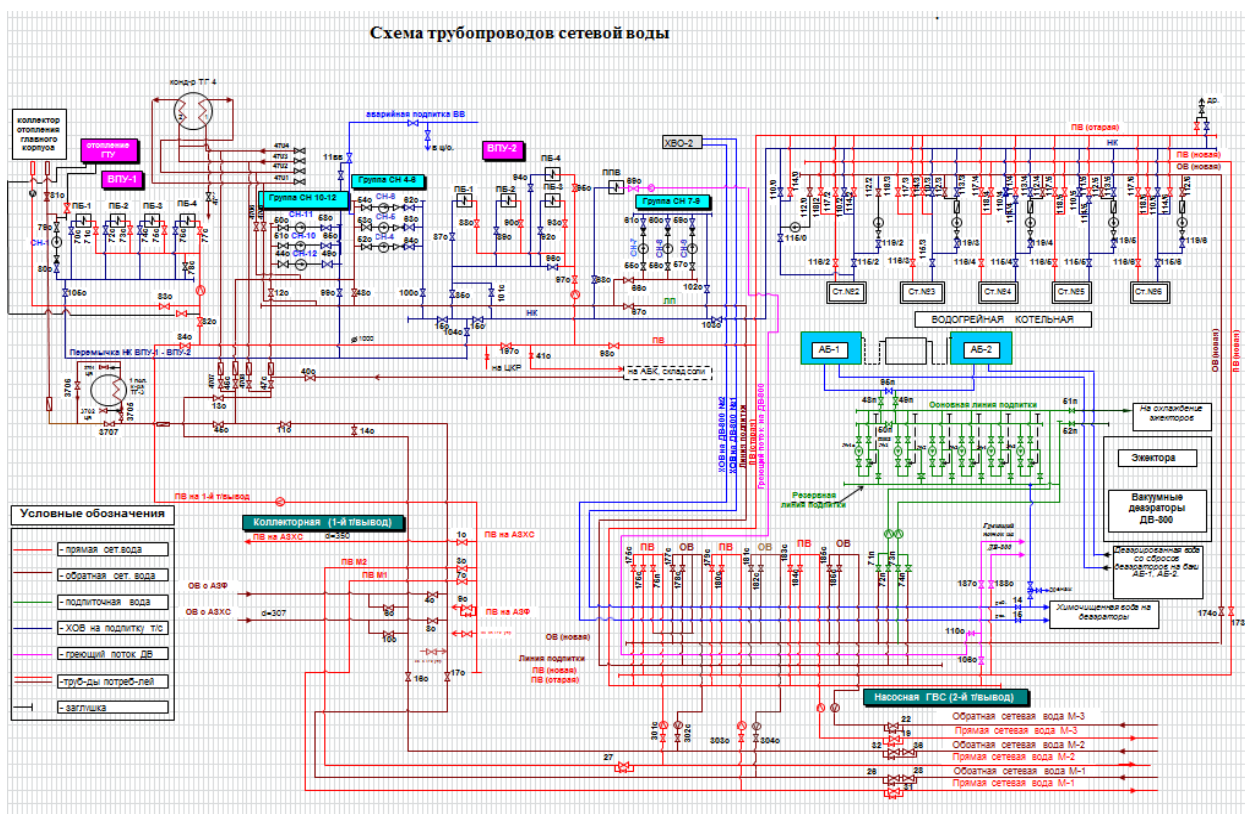


Рисунок 1. Существующая схема трубопроводов сетевой воды

3.2 Описание существующей водогрейной котельной

Существующая водогрейная котельная расположена в отдельно стоящем здании на территории ТЭЦ. Здание котельной состоит из здания котла ПТВМ-100 и примыкающего к нему здания водогрейных котлов КВГМ-100. Здание котлов КВГМ-100 четырехпролетное с размером в рядах А¹-Г 30 м и с оси 7 по 24 размером 102 м. Котельное отделение ряд А¹ - Б имеет ширину 18 м, высота 19,8 м. В рядах Б-В-Г пролётами по 6 м и высотой 17,4 м на отметке 0.0 м расположены насосы и трубопроводы сетевой воды, на отметке 7 м кабельный этаж, на отметке 10 м РУСН, сборки КИПиА, ГрЩУ- 1,2.

В период с 1980 по 1995гг. было введено в эксплуатацию: шесть водогрейных котлов (один - ПТВМ-100 и пять - КВГМ-100)

В составе водогрейной котельной в настоящее время имеется 5 котлов КВГМ-100 ст.№№2-6. Установленный ранее котел ПТВМ-100 ст. №1 в настоящее время демонтирован. Основным топливом для водогрейных котлов является нефтяной попутный газ, резервным-природный газ. По уходящим дымовым газам котлы подключены к железобетонной дымовой трубе №6 высотой 150 м.

С водогрейными котлами установлены 6 сетевых насосов типа ЦН-1000-180, работающие параллельно с сетевыми насосами главного корпуса.

Таблица 4 Характеристики водогрейных котлов

п/п	Тип, марка	Год ввода в экспл.	Завод-изготовитель	Теплопроизводительность, 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	35 418,50
2	КВГМ-100, ст.№3.	1986 г	Дорогобужский котельный завод, Россия	100	1235	40 529,50
3	КВГМ-100, ст.№4.	1987 г	Дорогобужский котельный завод, Россия	100	1235	46 488,50
4	КВГМ-100, ст.№5.	1987 г	Дорогобужский котельный завод, Россия	100	1235	45 801,50
5	КВГМ-100, ст.№6.	1995 г	Дорогобужский котельный завод, Россия	100	1235	12 52,00

3.3 Основные технические решения по составу оборудования водогрейного котла КВ-ГМ-116,3-150Н ст. №7

Новый водогрейный котёл КВ-ГМ-116,3-150Н (КВГМ-100) ст.№7 размещается в существующем здании водогрейной котельной рядом с ячейкой водогрейного котла №6 в осях 21-23. При установке котла не требуется расширения и реконструкции здания котельной. Самостоятельно построенные бытовые помещения, расположенные по ряду Г оси 21-24, силами заказчика переносятся в помещение демонтированного котла ПТВМ-100. Отвод дымовых газов от котла осуществляется на вновь строящуюся металлическую трубу высотой 60 м.

С водогрейным котлом устанавливаются тяго-дутьевое оборудование-дутьевой вентилятор и дымосос. Котёл оснащается АСУТП, управление котлом осуществляется с существующего ГрЩУ-2.

Размещение котла №7 в котельной показано на рисунке 2.

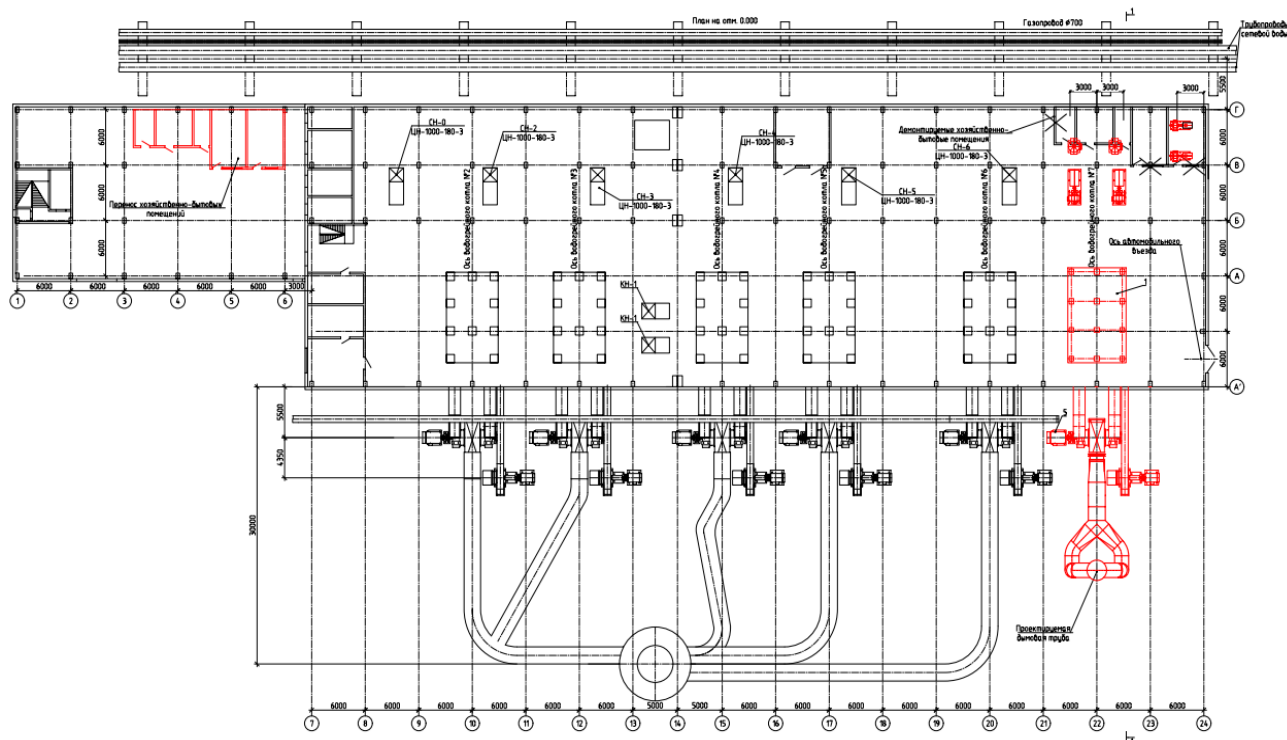


Рисунок 2. Размещение котла №7

3.4 Техническое описание водогрейного котла КВ-ГМ-116,3-150Н

3.4.1 Назначение

Водогрейный котёл предназначен для получения горячей воды давлением до 21,5 кгс/см² и температурой до 150°С, используемой в системах отопления и горячего водоснабжения, а также для технологических целей.

Условное обозначение водогрейного котла для газообразного и жидкого топлива теплопроизводительностью 116,3 МВт (100 Гкал/час) с номинальной температурой воды на выходе 150° С, с возможностью работы под наддувом:

КВ-ГМ-116,3-150Н

Обозначение котла расшифровывается следующим образом:

- **КВ** – котел водогрейный;
- **ГМ**– индекс вида топлива газообразное, жидкое (мазут);
- **116,3** - значение теплопроизводительности котла в МВт;
- **150** - значение номинальной температуры воды на выходе из котла;
- **Н** – работа под наддувом.

3.4.2 Топливо

Котел рассчитывается на сжигание следующих видов топлива:

основное топливо – нефтяной попутный газ;

резервное топливо – природный газ.

Основные характеристики топлив приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 Характеристики основного топлива

Попутный нефтяной газ – основное топливо	
Наименование	Величина
Низшая теплота сгорания сухого газа (при стандартных условиях: $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P=101325\text{ Па}$), МДж/м ³ (ккал/м ³)	35,41 (8451)
Объёмный состав газа, % :	
Метан (CH ₄)	88,8296
Этан (C ₂ H ₆)	7,5659
Пропан (C ₃ H ₈)	0,9776
и-C ₄ H ₁₀	0,0077
н-C ₄ H ₁₀	0,1039
нео-C ₅ H ₁₂	0,0006
и-C ₅ H ₁₂	0,0164
н-C ₅ H ₁₂	0,0093
Гексан (C ₆ H ₁₄)	0,0048
Азот (N ₂)	2,4128
Водород (H ₂)	0,0016
Гелий (He ₂)	0,055
Плотность газа фактическая, кг/м ³ (при $P=101325\text{ Па}$, $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$)	0,74

Таблица 6 Характеристики резервного топлива

Природный газ – резервное топливо	
Наименование	Величина
Низшая теплота сгорания сухого газа (при стандартных условиях: $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P=101325\text{ Па}$), МДж/м^3 (ккал/м^3)	33,97 (8114)
Объёмный состав газа, % :	
Метан (CH_4)	92,22
Этан (C_2H_6)	3,545
Пропан (C_3H_8)	0,828
и- C_4H_{10}	0,081
н- C_4H_{10}	0,129
нео- C_5H_{12}	0,001
и- C_5H_{12}	0,028
н- C_5H_{12}	0,022
Гексан (C_6H_{14})	0,009
Гептан (C_7H_{16})	0,003
Азот (N_2)	3,08
Гелий (He_2)	0,01
Водород (H_2)	0,001
Диоксид углерода (CO_2)	0,029
Кислород (O_2)	0,014
Плотность газа фактическая, кг/м^3 (при $P=101325\text{ Па}$, $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$)	0,7198

3.4.3 Основные характеристики котла

Технические характеристики котла в основном режиме приведены в таблице 7.

Таблица 7. Технические характеристики котла

Наименование	Единица измерения	Величина
Теплопроизводительность номинальная	МВт (Гкал/ч)	116,3 (100)

Рабочее (избыточное) давление воды	МПа (кгс/см ²)	2,5 (25)
Абсолютное давление воды на выходе из котла, не менее	МПа (кгс/см ²)	1,0 (10)
Температура воды на входе в котел	°С	70
Температура воды на выходе из котла	°С	150
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной.	%	30-100
Гидравлическое сопротивление, не более	МПа (кгс/см ²)	0,25 (2,5)
Расход воды через котел	т /ч	1235
КПД котла, брутто, %, не менее, (при номинальной нагрузке и температуре воздуха перед горелками 30°С: - газ	%	94
Расход топлива (расчетный) - газ ($Q_{p_n}=35,41$ МДж/м ³)	нм ³ /ч	12314
Расчетное аэродинамическое сопротивление котла, не более	Па (кгс/м ²)	1443(144)
Расход воздуха (минимальный) -на нефтяном попутном газе	нм ³ /ч	138754
Расход дымовых газов -на нефтяном попутном газе	м ³ /ч	151346
Удельный выброс окислов азота (NO _x) при $\alpha =1.4$, не более - на нефтяном попутном газе	мг/нм ³	100
Удельная концентрация окислов углерода (СО) при $\alpha=1.4$, не более - на нефтяном попутном газе	мг/нм ³	50
Эквивалентный уровень шума в зоне обслуживания, не более	дБА	80
Температура наружной (изолированной) поверхности в местах обслуживания, не более	°С	55
Водяной объём котла	м ³	31

Расчётный срок службы	лет	30
Срок службы между капремонтами, не менее ²	лет	5
Средняя наработка на отказ, не менее	ч	7000
Расчётный ресурс металла под давлением	ч	200000
Число пусков за весь срок службы, не менее: - из холодного состояния; - из горячего состояния	-	150 1000
Время растопки котла, не более	ч	0,5
Коэффициент поставочной блочности		0,98
Климатические условия для категории размещения по ГОСТ 15150-69	-	У4
Условия хранения и транспортирования по ГОСТ 15150-69	-	8ОЖЗ
Гарантийный срок: с момента ввода в эксплуатацию/ с момента изготовления	мес.	24/36

3.4.4 Конструкция и состав котла

Котёл имеет П-образную компоновку.

Система трубная.

Топочная камера экранирована трубами Ø60x3,5 мм с шагом 80 мм, входящими в коллекторы Ø273x12 мм. Газоплотность топочной части котла обеспечивается путем сварки мембран толщиной 4 мм между экранными трубами Ø60 мм. Мембраны устанавливаются по оси труб, что позволяет провести их обварку с внутренней и внешней стороны, тем самым повышая качество газоплотности и увеличивая теплосъем.

Конвективная поверхность нагрева котла состоит из трех пакетов, набирается из U-образных секций из труб Ø 38x3 с шагом s1=77мм и s2=42мм.

Боковые стены конвективного газохода закрыты трубами Ø89х3,5мм с шагом 128 мм, которые являются одновременно стояками (коллекторами) конвективных секций. Газоплотность конвективной части котла обеспечивается путем сварки мембран между стояками конвективных секций.

Трубная система котла устанавливается на портал и боковыми экранами опирается на опорные фермы.

Горелочные устройства и подача воздуха.

Котел сконструирован для работы на различных видах газообразного, лёгкого и тяжёлого углеводородного топлива и оснащен 4-мя горелками типа ГМГР-35 производства ООО «Дорогобужкотломаш», устанавливаемыми на фронтальных стенках топочной камеры. Горелки разработаны на основе передовых технических решений, обеспечивающих более высокую надежность, экономичность и требуемые экологические характеристики.

Каждая горелка оснащена встроенным запальником и оснащается приборами контроля, обеспечивающими наличие и контроль запального факела у горелки в режиме розжига и селективный контроль основного факела горелки во всех режимах работы котла, включая режим розжига.

Горелочные устройства должны посредством воздухопроводов подсоединяться к вентилятору ВДН-19. Количество устанавливаемых вентиляторов - один. На всасе вентилятор оснащен направляющим аппаратом (НА) с МЭО. На горелочных устройствах предусмотрена установка воздушных заслонок с МЭО. Такая комплектация позволяет осуществлять как качественно-количественное регулирование нагрузки котла за счет воздействия на МЭО. Границей проектирования и поставки по воздуху является направляющий аппарат на всасе вентилятора и фланец мягкой ставки на всасывающей стороне, по горелочному устройству фланец с заслонками.

Газовый тракт котла.

Дымовые газы должны удаляться из котла через золовой бункер за счет работы дымососа ДН-22х2-062ГМ. Количество устанавливаемых дымососов - один. Границей проектирования и поставки по воздуху является на всасе дымососа фланец мягкой ставки на напорной стороне, по горелочному устройству фланец горелки. Границей проектирования и поставки по газовому тракту является направляющий аппарат с напорной стороны дымососа и фланцем мягкой ставки на всасывающей стороне, по котлу фланец бункера золового.

Для снижения уровня вредных выбросов котёл дополнительно оснащается системой рециркуляции дымовых газов с подачей горячих газов из газохода котла непосредственно на всас вентилятора.

Портал котла, опорные фермы, площадки обслуживания.

Портал котла представляет собой рамную конструкцию размером по осям 9,48x5,7м из стоек и горизонтальных связей, на которые крепятся несущие фермы. Границей проектирования и поставки являются низ опорных плит стоек портала котла и стоек площадок обслуживания (кроме анкерных болтов и закладных деталей на фундаменте). Проектирование фундамента (включая закладные детали, анкера и пр.) производится проектной организацией на основании выдаваемых заводом нагрузок.

Котёл оборудован системой площадок и лестниц, обеспечивающих доступ ко всем узлам котла, как при эксплуатации, так и при ремонте.

Тепловая изоляция котла.

Изоляция котла выполняется из материалов, обеспечивающих наружную температуру не более 45 °С. Крепление изоляции, выполняется приварными гвоздями с шагом 500 мм. Изоляция выполняется из слоя минеральной ваты толщиной 100 мм.

Система дренажных и воздушных трубопроводов.

Для удаления воздуха из трубной системы при заполнении её водой в верхних коллекторах установлены штуцеры для установки воздушников, а в нижних - штуцеры для дренирования воды (с запорной арматурой).

Гидравлическая схема котла.

Котлы оборудованы системой трубопроводов, сведённых в общий узел трубопроводов диаметром 426 мм.

Границей проектирования и поставки котла по воде являются входная и выходная задвижки, включая предохранительные клапаны.

Водно-химический режим и промывка котла.

Водно-химический режим водогрейного котла должен соответствовать требованиям правил в области промышленной безопасности «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением» (Приложение 27, таблица 7). Промывку котла следует производить в соответствии с рекомендациями, изложенными в «Типовой инструкции по эксплуатационным химическим очисткам водогрейных котлов» РД 34.37.402-96.

Газопроводы и котловая автоматика.

Оборудование газопроводов, и котловой автоматики определяется рабочей документации на данные разделы. Границей поставки является фланец блока газовой арматуры.

Границей проектирования по топливному тракту является входной фланец запорного устройства, предназначенного для отключения подачи газа и дизельного топлива на котел.

Сроки гарантийного обслуживания.

Поставщик гарантирует соответствие котла техническим требованиям Заказчика при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

Гарантийный срок 24 месяца со дня ввода в эксплуатацию, но не более 36 месяцев со дня изготовления.

Запчасти и специнструмент.

Специальный инструмент, комплектуемый вместе с деталями и узлами котла, не требуется и Техническими условиями не предусматривается. Запасные части для водогрейного котла на период гарантийного срока не требуются. ЗИП на ПТК входит в поставку.

На рисунке 3 показан вид котла сбоку, на рисунке 4 – вид с фронта.

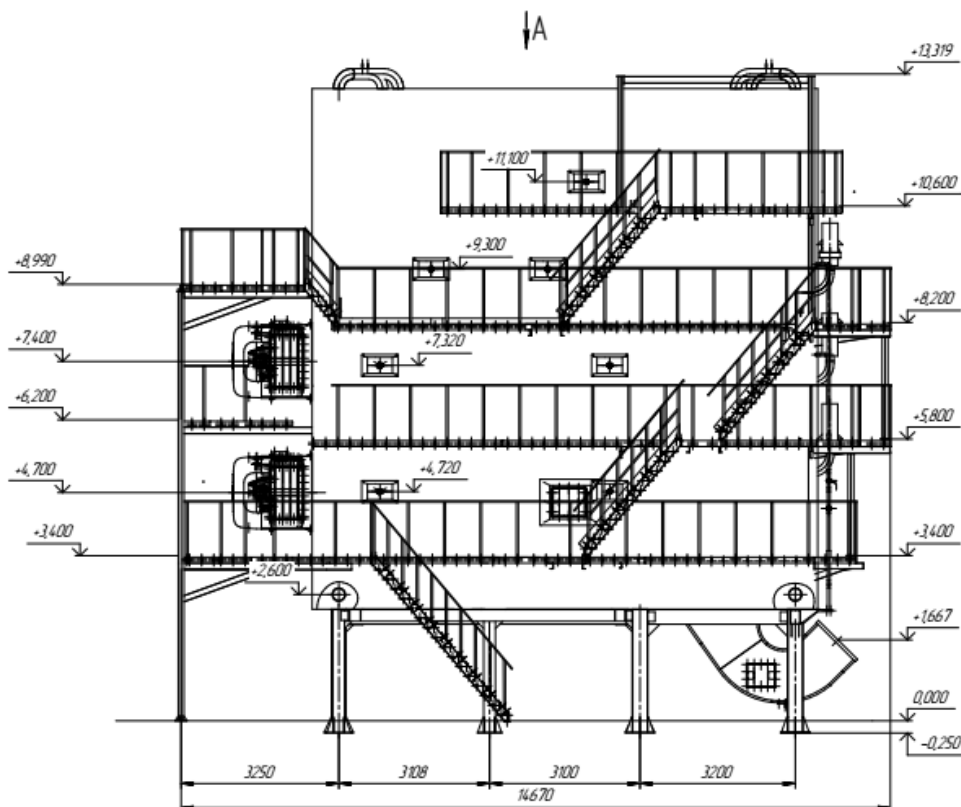


Рисунок 3. Вид котла сбоку.

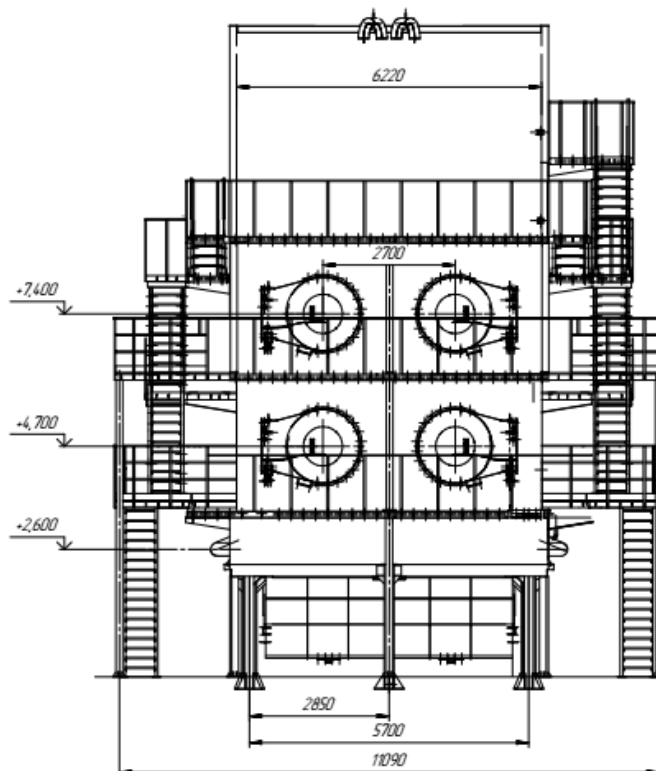


Рисунок 4. Вид котла с фронта.

3.4.5 Комплектность поставки котла КВ-ГМ-116,3-150Н

Комплектность поставки котла представлена в таблице 8

Таблица 8 Комплектность поставки котла

Наименование элемента	КВ-ГМ-116.3-150
Экраны системы трубной, комплект	1
Блок конвективный, комплект	1
Трубопроводы котла, комплект	1
Трубопроводы дренажные и воздушные с запорной арматурой в пределах котла, комплект	1
Портал котла котла, комплект	1
Бункер золовой, комплект	1
Площадки и лестницы с оцинкованным решетчатым настилом, комплект	1
Обшивка пода котла, комплект	1
Декоративная обшивка котла, комплект	1
Гарнитура и детали для крепления обмуровки, комплект	1

Пробоотборные устройства (разрежение, температура, проба газа) за котлом, комплект	1
Холодильник двухточечный, шт.	1
Щит водный с арматурой, комплект	1
Штуцера с фланцевыми заглушками для осмотра коллекторов, комплект	1
Горелочное устройство ГМГР-35 (с запальной горелкой и приборами контроля пламени)	4
Газовая арматура, комплект	1
Система рециркуляции дымовых газов, комплект	1
Клапан предохранительный	2
Система рециркуляции дымовых газов, комплект	1
Дымосос ДН-22х2-062ГМ N=250кВт 600об/мин, шт	1
Вентилятор ВДН-19 N=400кВт 1000об/мин, шт	1

3.5 Схемы подключения котла

Тепловая схема (схема сетевой воды)

Развернутая тепловая схема подключения нового котла к существующим трубопроводам сетевой воды представлена в графической части на чертеже № 78/17.ПИР-ТМ1. Для подачи сетевой воды на котёл КВ-ГМ-116,3-150Н устанавливаются 2 сетевых насоса типа ЦН-1000-180-3, производительностью 1250 м³/ч и напором 180 м.в.ст. При этом один насос рабочий и один резервный. Для выдерживания температуры на вход котла не ниже 70°С устанавливаются два насоса рециркуляции типа HD 250х245 производительностью 500 м³/ч и напором 65 м.в.ст. При этом один насос рабочий и один резервный. Трубопроводы обратной сетевой воды на всас сетевым насосам и трубопроводы прямой сетевой воды на выходе из котла подключаются к существующим коллекторам расположенным вдоль корпуса существующей водогрейной котельной.

Схема присоединения нового котла КВ-ГМ-116,3-150Н приведена на рисунке 5.

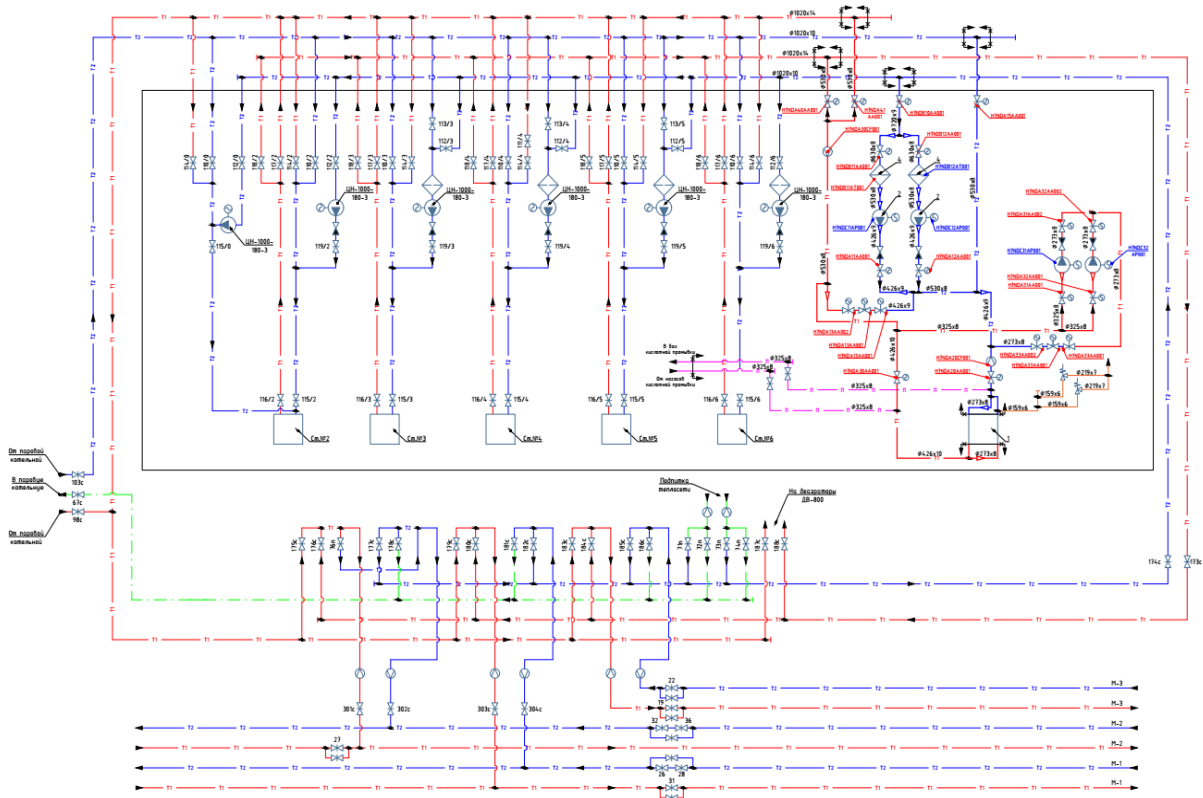


Рисунок 5. Схема подключения котла КВ-ГМ-116,3-150Н ст.№7 к сетевым трубопроводам

Схема кислотной промывки котла

Узел кислотной промывки котла представлен в графической части на чертежах по общим данным № 78/17.ПИР-ТМЗ. Кислотная промывка котла производится после его монтажа перед пуском в эксплуатацию и периодически во время работы для удаления отложений внутри труб поверхностей нагрева, препятствующих процессу теплопередачи через стенки труб.

Трубопроводы кислотной промывки нового котла подключаются к существующим коллекторам подачи и слива кислотного раствора Ø 325x6 мм.

Схема трубопроводов кислотной промывки представлена на рисунке 6.

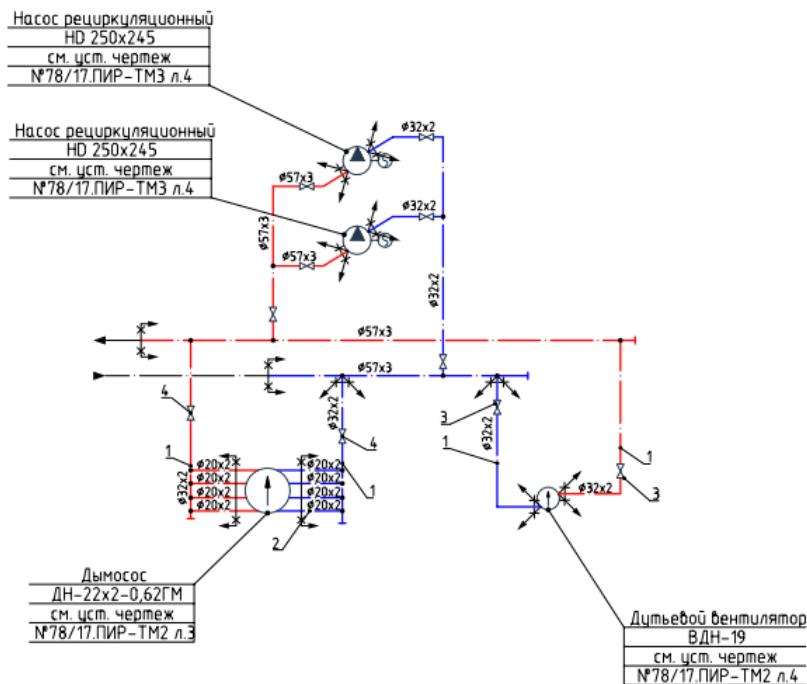


Рисунок 7. Схема охлаждающей воды подшипников механизмов
Схема газоснабжения котла

Трубопроводы подачи газа на горелки представлены в графической части на чертеже по общим данным №78/17.П.ИР-ТМ8 и на рисунке 8. Схема газопроводов выполнена на основании документации завода-изготовителя блоков запорно-регулирующих клапанов, устанавливаемых перед горелками.

Газопровод для подвода газа к котлу подключается к существующему общему газопроводу котельной, находящемуся с наружной стороны здания со стороны ряда А¹. В отличие от существующих котлов, имеющих по три газовых горелки, на новом котле имеются четыре газовых горелки.

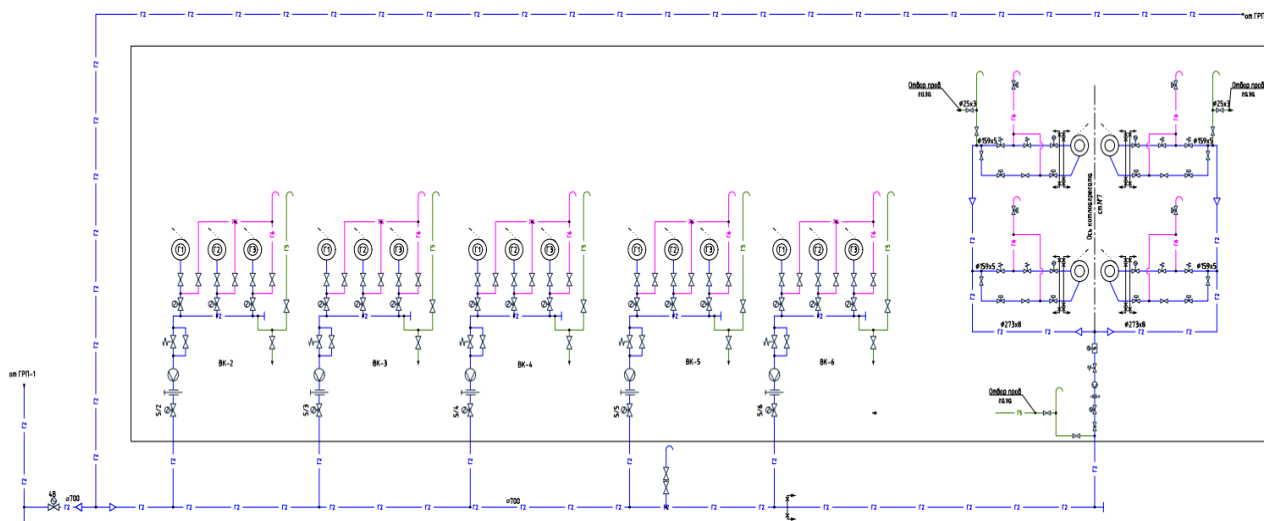


Рисунок 8. Схема газоснабжения

Отвод дымовых газов

Отработанные продукты горения из котла удаляются с помощью дымососа ДН-22х2-062ГМ в новую металлическую дымовую трубу компании ООО «Корпорация РКМ». Самонесущая дымовая труба без оттяжек Н=60 м с одним газоотводящим стволом диаметром 2500 мм, по техническому заданию заказчика имеет следующую комплектацию:

- нижняя секция газоотводящего ствола с опорной плитой и патрубками врезки горизонтального участка- 1шт;
- средняя секция газоотводящего ствола-3шт;
- верхняя секция газоотводящего ствола-1шт.;
- металлоконструкции горизонтальных участков дымоходов до присоединения к дымососам;
- молниеприемник- комплект;
- антикоррозийное покрытие (эмаль КО-811);
- светоограждение;
- площадка обслуживания- 1 комплект;
- лестница- 1 комплект;
- анкерная корзина (фундаментные болты).

3.6 Компонувочные решения

Габариты нового котла и состав вспомогательного оборудования идентичны габаритам существующих котлов, соответственно компонентные решения аналогичны существующим.

Новый котел устанавливается в существующем здании котельной на отметке 0.00 м в пролёте А¹-Б рядом с котлом №6, ячейка котла в осях 21-23, ось котла расположена по оси 22. На отметке 0.00 м в пролёте Б-В устанавливаются сетевые насосы, в пролёте В-Г насосы рециркуляции.

В пролётах Б-В-Г на отметке плюс 7 м расположен кабельный полуэтаж, на отметке плюс 10.8 м -РУСН, сборки КИПиА.

Дутьевой вентилятор и дымосос располагаются снаружи здания котельной по аналогии с дымососами и дутьевыми вентиляторами существующих котлов.

3.7 Организация и механизация ремонтных работ

Обслуживание существующего и вновь устанавливаемого оборудования котельной при монтаже и ремонтах производится с помощью существующего

грузоподъемного оборудования, имеющегося во всех пролётах корпуса водогрейной котельной.

Ремонт оборудования будет осуществляться, в основном, на месте его установки и лишь при необходимости и возможности, будут использоваться существующие ремонтные мастерские ТЭЦ и специализированных предприятий. Ремонт вспомогательного оборудования котла будет производиться, как правило, одновременно с ремонтом самого котла.

Снабжение ремонтных площадок кислородом и ацетиленом предусматривается от стационарной разводки котельной или от баллонных установок.

Для снабжения пневмоинструмента сжатым воздухом предусматривается использование сжатого воздуха от стационарной разводки котельной.

Обеспечение электросварочных работ предусматривается от стационарных разводов сварочного тока.

Обслуживание котла в пролёте А¹-Б во время проведения ремонтных работ предполагается с помощью существующего электрического подвесного крана грузоподъемностью 5 тонн. Обслуживание сетевых насосов в пролёте Б-В осуществляется существующим краном подвесным электрическим грузоподъемностью 3,2 тонны. Для обслуживания насосов рециркуляции в пролёте В-Г устанавливается новая таль ручная передвижная грузоподъемностью 3,2 тонны.

Автомобильные въезды в котельную для перемещения грузов остаются прежние: со стороны временного торца по оси 24 и по ряду А¹ между осями 8-9. На основных отметках обслуживания котла и вспомогательного оборудования имеются проходы для персонала.

Решения по организации ремонтных работ принимаются исходя из того, что новое оборудование устанавливается в существующей части корпуса водогрейной котельной, со сложившейся ремонтной организацией и инфраструктурой.

В настоящее время ремонтные работы выполняются как собственным ремонтным персоналом станции, так и привлекаемым персоналом подрядных организаций.

Персонал подрядных организаций привлекается для выполнения работ:

- всех видов ремонтов (капитальные, средние, текущие, а также аварийные) основного и вспомогательного оборудования;
- специализированных ремонтов основного и вспомогательного оборудования;

- специализированных работ по ремонту обмуровок котлов, тепловой изоляции оборудования и трубопроводов, нанесению и восстановлению антикоррозионных покрытий и др.

Для выполнения ремонтных работ (средних и текущих ремонтов) на ТЭЦ имеются соответствующие ремонтные подразделения, а также инфраструктура: центральные ремонтные мастерские (ЦРМ), электролизерная и кислородная станция, компрессорная станция сжатого воздуха, складские помещения и пр. Ряд эксплуатационных подразделений станции располагает собственным ремонтным персоналом, ремонтными и складскими помещениями.

3.8 Балансы тепла, пара и выработки электроэнергии на АО «Актобе ТЭЦ»

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 – ШВ.

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 теплофикационной 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°C. 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°C. 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 и приведены в таблице 9

Таблица 9 Тепловые 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, 400°C	т/ч	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0

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
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 $t=400$ °С;
- 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 ÷ 7.
- 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 $0,8\div 1,3/0,12$ МПа ст. №1, РОУ $30/1,2$ ст. №2.
- Пар на пиковые сетевые подогреватели подаётся из противодействия турбин Р-6-30/10М ст. №1, 2, производственных отборов турбин ст. № 3, 4, 6, РОУ $31,5/8\div 13$ ст. №5, 6, 7.
- Пар от ГТУ поступает в общестанционные коллекторы.

Результаты расчетов подтверждают возможность покрытия заданных тепловых нагрузок оборудованием Актобе ТЭЦ во всех режимах и представлены в таблице 10.

Расчетная принципиальная тепловая схема АО «Актобе ТЭЦ» с учетом установки нового основного оборудования представлена в графической части на чертеже 78/17.ПИР-ТХ1 и на рисунке 9.

Таблица 10 Балансы тепла, пара и выработки электроэнергии на АО "Актобе ТЭЦ"

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
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	211	286,2	37	0	0	- ГВС	73,5	73,5	73,5	73,5	58,8
4. Водогрейный котел КВГМ-100 ст.№7уст.	100	0	100	100	0	Всего:	517,1	472,7	363,5	306,6	58,8
5. Сетевые подогреватели всего, в том числе:	196,5	174,9	203,9	178,0	58,3	2. Потери тепла в теплосетях	24,9	24,8	18,8	15,8	1,2
- Основные бойлеры	19,6	6,9	19,6	19,6	58,3	3. Собственные нужды	20,0	18,0	13,1	10,3	3,1
- Пиковые бойлеры	177,0	168,0	184,3	158,5	0	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

Продолжение таблицы 10

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° С	-6,2°C	>8°C
Пар P=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

Продолжение таблицы 10

Источники	Режимы					Потребители	Режимы				
	I	ава- рийный	II	III	летний		I	ава- рийный	II	III	летний
	- 29,9°C		- 13,3° С	-6,2°C	>8°C		- 29,9°C		- 13,3° С	-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	0	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

Продолжение таблицы 10

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=3,0 МПа, т/ч											
1. К/а типа Рилей Стокер ст. №4	82	82	82	82	0	1. Т/а типа P-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 P-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 P-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 P=8,8 МПа, т/ч											

1. К/а типа БКЗ-160ГМ ст. №8	140	160	140	140	140	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	105	0	105	105	105	4. БРОУ 100/30 №2 (Q=210т/ч)	0	0	0	0	0
Итого:	525	525	525	525	525	Итого:	525	525	525	525	525

Окончание таблицы 10

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
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:	10619	9845	10619	10612	1850

3.9 Мероприятия по энергосбережению, применение малоотходных и безотходных технологий.

Мероприятия по энергосбережению закладываются в объеме каждого отдельного агрегата котельно-вспомогательного оборудования. При реконструкции и установке нового оборудования повышается эффективность технологических циклов ТЭЦ за счет высокого КПД котла равном 94% и повышения КПД электростанции в целом, что снижает расход топлива.

При строительстве нового котла ст.№7 предусматривается комплекс мероприятий, направленных на ограничение потерь энергии, на обеспечение ее рационального использования. Основное и вспомогательное оборудование котельной установки ст. №7 изготавливаемое и поставляемое ООО «Дорогобужкотломаш» отличается высокой надежностью и хорошими технико-экономическими и экологическими показателями.

Однако потенциал оборудования реализуется при его использовании в оптимальных режимах работы, т.е. при правильном включении в технологическую схему станции.

С целью повышения эффективности использования котла, уменьшения потерь тепла и воды, при установке котлоагрегата ст.№1 приняты следующие технические решения:

- Котел предполагает работу на двух видах газовых топлив-нефтяной попутный газ и природный газ, что значительно упрощает и удешевляет схему подачи топлива по сравнению с углем или мазутом;
- Котлоагрегат включен в теплофикационную схему ТЭЦ с имеющейся системой подогрева воздуха для горения что повышает КПД котлоагрегата в частности и электростанции в целом;
- Сброс воды с котла и трубопроводов организован в дренажный бак, откуда насосами откачивается в циркуляционную систему, что снижает потери воды;
- Для более эффективного сжигания топлива, принят ряд проектно-конструкторских решений по схеме сжигания топлива и конструкции топочно-горелочных устройств. Мероприятия позволяют достичь повышения устойчивости горения топлива.
- Для уменьшения потерь тепла от горячих поверхностей оборудования и трубопроводов котла применяется современная тепловая изоляция и кожуха собственно котла и трубопроводов;
- Для качественного регулирования параметров на котлоагрегате применена система АСУ ТП.

3.10 Технические решения по сокращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.

При строительстве нового котла ст.№7 предусматривается комплекс мероприятий, направленных на сокращение выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.

Основным мероприятием по сокращению выбросов вредных веществ является применение конструкции котла для работы на газообразном топливе-нефтяном попутном газе или природном газе, что практически полностью исключает выбросы твердых составляющих и минимизирует выбросы газообразных.

Кроме того, предпринимаются дополнительные мероприятия, направленные на сокращение выбросов вредных веществ:

- Для более эффективного сжигания топлива, принят ряд проектно-конструкторских решений по схеме сжигания топлива и конструкции топочно-горелочных устройств. Мероприятия позволяют достичь при приемлемом уровне механического недожога снижение образования оксидов азота, повышения устойчивости горения топлива.

- Для снижения уровня вредных выбросов котёл дополнительно оснащается системой рециркуляции дымовых газов с подачей горячих газов из газохода котла непосредственно на всас вентилятора.

Данные решения позволяют достичь следующих значений по выбросам вредных веществ в атмосферу (при нормальных условиях температура 0°C, давление 101,3 кПа):

- оксидов азота $\text{NO}_x < 100$ мг/нм (за счёт топочных процессов) ;
- окиси углерода < 50 мг/нм (за счёт топочных процессов).

Эквивалентный уровень шума в зоне обслуживания не более 80 дБА.

3.11 Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

Аварийные ситуации на тепломеханическом оборудовании водогрейной котельной могут возникнуть в ряде случаев, например, таких как нарушение механической целостности отдельных агрегатов, механизмов, установок; аппаратов и сосудов, работающих под давлением, трубопроводов; при возгорании утечек газа.

Для повышения надежности работы и предотвращения аварийных ситуаций проектирование, установка и эксплуатация оборудования, зданий и

сооружений электростанции, должны осуществляться в строгом соответствии с действующими нормами, правилами и инструкциями.

При установке водогрейного котла ст. №7 типа КВ-ГМ-116,3-150Н производства ООО «Дорогобуужкотломаш» предусматриваются следующие инженерно-технические мероприятия, относящиеся как непосредственно к области предупреждения аварийных ситуаций, так и режиму безопасности труда персонала:

- устанавливаемый водогрейный котел отличается надежностью, высокими технико-экономическими и экологическими показателями, изготовлен в соответствии с действующими нормами и правилами;
- устанавливаемое вспомогательное оборудование выбирается с учетом его надежности и экономичности. Вспомогательное оборудование, выход из строя которого, может создать аварийную ситуацию, резервируется и предусматривается автоматическое включение резервного оборудования (АВР);
- устанавливаемый котел и вспомогательное оборудование, снабжены защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;
- компоновка котла 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.;
- имеющиеся каналы, дренажные и технологические прямки, а также проемы в площадках перекрываются съемными и стационарными настилами или огораживаются;
- для оперативно используемой арматуры, арматуры большого диаметра и арматуры с большим перепадом давлений применяются электрические приводы и, при необходимости, байпасирование трубопроводами малого диаметра;
- для заполнения, опорожнения и предотвращения гидроударов трубопроводы снабжаются в необходимом количестве воздушниками и дренажами, в т.ч., при необходимости, постоянно действующими;
- горячие поверхности оборудования и трубопроводов покрываются современной тепловой и тепло-акустической изоляцией;

- для защиты котла от повышения давления сверх допустимого, предусматривается установка двух предохранительных клапанов до выходной задвижки. Сброс избыточного давления от клапанов производится в атмосферу в места недоступные для обслуживающего персонала, за пределами главного корпуса;
- для изготовления элементов котла, а также стационарных трубопроводов в соответствии с действующими нормативами и правилами применяются соответствующие марки сталей;
- помещения с постоянным обслуживающим персоналом оборудуются стационарным освещением, отоплением, вентиляцией, кондиционированием воздуха, средствами связи, а также санузлами и эвакуационными выходами.

Эксплуатирующая организация должна подготовить рабочие инструкции для обслуживающего персонала применительно ко всему оборудованию котельной согласно конкретному проекту с указанием требований безопасности. Данные инструкции должны также содержать информацию о возможных ошибочных действиях обслуживающего персонала во избежание инцидентов или аварии.

К аварийным ситуациям можно отнести:

- неисправность автоматики безопасности или аварийной сигнализации, включая исчезновение напряжения на этих устройствах;
- повышение температуры воды или давления в котле выше допустимого предела и дальнейший их рост;
- снижение расхода воды ниже минимально допустимого или прекращение циркуляции воды в котле;
- обнаружение дефектов в сварных швах и в основном металле (трещины, разрывы и т.п.);
- выявление неплотности или повреждений элементов обмуровки, повреждений других элементов котла, связанных с опасностью поражения обслуживающего персонала;
- возникновение пожара в котельной.

При возникновении аварийных ситуаций необходимо немедленно произвести останов котла. Причины аварийного останова должны быть записаны в журнале. Последующий пуск котла производится после устранения всех неисправностей

Устанавливаемый водогрейный котел удовлетворяет требованиям действующих законодательств, правил промышленной и пожарной

безопасности, нормативно-технических стандартов, распространяющихся на котельное оборудование, включая, но не ограничиваясь:

- ТУ 24.08.47-96 Котлы водогрейные. Технические условия;
- ГОСТ 21563-2016 Котлы водогрейные стационарные. Основные параметры;
- ГОСТ 25365-82 Котлы паровые и водогрейные. Общие технические требования;
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997г. №116-ФЗ.
- Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под давлением»;
- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».
- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);
- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011);
- РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей»;
- Требования по безопасности объектов систем газоснабжения Утверждены приказом Министра внутренних дел РК от 9 октября 2017 года № 673;
- ГОСТ Р 50831-95 «Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования»;

Электрооборудование, входящее в состав котла, соответствует требованиям действующих «Правила устройства электроустановок» ПУЭ.

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 11

Таблица 11

<i>Наименование показателя</i>	<i>Величина</i>	<i>Обоснование</i>
Климатический подрайон	ШВ	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

<i>Наименование показателя</i>	<i>Величина</i>	<i>Обоснование</i>
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, и твердого суглинка до 20,0 см, маловлажными с глубины 5,0 м водонасыщенными, рыхлого сложения. Залегает с глубины 2,0 м до 5,2 – 6,5 м. Мощность 3,0-4,5 м. Угол откоса: в естественном со-стоянии – 25 град. ; в водонасыщенном – 19 град. Коэффициент фильтрации равен – 1,5 м/сут.

Инженерно-геологический элемент № 2 (ИГЭ-2) вскрыт скважинами в интервале глубин от 5,2 – 6,5 м до 11,0 - 12,0- Грунт классифицирован как суглинок тяжелый, твердый, коричневого, просадочный – 1 типа, мощностью 4,5-6,0 м . Начальное просадочное давление – 0,13 МПа.

Инженерно-геологический элемент № 3 (ИГЭ-3) вскрыт скважинами в интервале глубин от 11,0 – 12,0 м до 15,0 м. Грунт представлен как песок мелкий, водонасыщенный, желтый, рыхлого сложения, мощностью 3,0-4,0 м. Угол откоса: в естественном состоянии – 22 град; в водонасыщенном – 16 град.

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 12. Нормативные и расчетные значения грунтов

	ИГЭ-1	ИГЭ-2	ИГЭ-3
естественная влажность, W %	13	14	13
плотность грунта, г/см ³ нормативная - P	1,67	1,77	1,65
при довер. вероятности 0,85 по деформациям - P _{II}	1,65	1,75	1,63
при довер. вероятности 0,95 по несущей способности - P _I	1,62	1,72	1,60
плотность сухого грунта, P _d г/см ³	1,47	1,55	1,46
плотность частиц грунта, P _{sg} /см ³	2,66	2,72	2,66
коэффициент водонасыщения, S _r д. е.	0,3	0,5	0,3
число пластичности I _p	--	14	--
показатель текучести I _L	--	<0	--
коэффициент пористости	0,80	0,75	0,82
удельное сцепление, C кПа, в естественном состоянии водонасыщенном состоянии нормативное - C _n	-	<u>33</u> 20	-
при довер. вероятности 0,85 по деформациям C _{II}	-	<u>31</u> 18	-
при довер. вероятности 0,95 по несущей способности C _I	-	<u>28</u> 15	-
угол внутреннего трения, Ф град, в естественном состоянии водонасыщенном состоянии нормативное Ф _n	<u>28</u> 25	<u>17</u> 12	<u>26</u> 20
при довер. вероятности 0,85 по деформациям Ф _{II}	<u>25</u> 22	<u>15</u> 10	<u>24</u> 18
при довер. вероятности 0,95 по несущей способности Ф _I	<u>22</u> 20	<u>13</u> 8	<u>21</u> 15
модуль деформации, E МПа, при нагрузке 0,2 МПа в естественном состоянии в водонасыщенном состоянии	<u>10</u> 6	<u>8</u> 5	<u>8</u> 5
расчетное сопротивление грунта R ₀ (табл.), кПа, предварительное	200	200	180
Степень агрессивности по СП РК 2.01-101-2013: сульфатов, для бетонов на портландцементе	среднее	среднее	среднее
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 21-24/ рядах А-Г.

- устройство новых монолитных фундаментов под оборудование в осях 21-24/ рядах Б-Г. Фундаменты выполнять из бетона кл. С16/20 и арматуры по ГОСТ 34028-2016.

- устройство нового монолитного плитного фундамента под каркас котла. Фундамент котла расположен в осях 21-23/ рядах А-Б. глубина заложения фундамента -2,550. Под фундамент выполнить бетонную подготовку толщиной 150 мм. Фундаменты выполнять из бетона кл. С16/20 и арматуры по ГОСТ 34028-2016.

- восстановление полов на отм. 0.000 в осях 21-24/ рядах А-Г. 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 200x200. За относительную отметку 0,000 принята отметка чистого пола, соответствующая абсолютной отметке 212,42.

- 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 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 П4 ($-30^{\circ}\text{C} > t \geq -40^{\circ}\text{C}$).

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. Так-же 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: сам 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", противושумные 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

5.1 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)

5.2 Краткая характеристика объекта

Раздел «Система автоматизации» разработан на основании договора №78/17 от 08.02.2024г. и утвержденного Технического Задания на проектирование, а также на основании данных, предоставленных Заказчиком, в рамках рабочего проекта (РП) .

Основными причинами, вызвавшими необходимость выполнить установку нового водогрейного котла ст. №7 являются:

- инвестиционная программа АО «Актобе ТЭЦ»;
- необходимость замещения существующих водогрейных котлов ввиду длительного срока их эксплуатации 37-38 лет.

На основании Задания на проектирование предусматривается установка нового котла в новом, отдельно стоящем здании.

Новый котел КВГМ-100 ст.№7 подключается в работу к существующей тепловой схеме ТЭЦ параллельно с существующими аналогичными котлами, которые установлены в существующем здании водогрейной котельной.

Котел рассчитывается на сжигание следующих видов топлива:

основное топливо – нефтяной попутный газ;

резервное топливо – природный газ.

Входное давление топлива (газ) – 0,5 кгс/см²

5.3 Основные решения по автоматизации

Принятые решения по разделу «Система автоматизации» соответствуют требованиям СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации», «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Казахстан».

Система АСУ ТП построена как единая территориально- и функционально-распределённая многоуровневая система с возможностью, в перспективе, интегрирования в верхний уровень АСУ ТП ТЭЦ.

АСУТП обеспечивает поддержание штатных режимов работы оборудования и переход из одного режима в другой по заданию оператора или автоматически, поддержание заданных значений или соотношений регулируемых параметров; поддержание остальных (нерегулируемых параметров) в пределах заданных ограничений.

При возникновении предаварийных режимов выполняются следующие требования:

удержание параметров в пределах аварийных ограничений с целью предотвращения развития аварий; включение имеющихся резервных механизмов или отключение рабочих при необходимости.

В аварийных режимах, связанных с недопустимым отклонением параметров технологического оборудования, АСУТП обеспечивает его безопасное отключение с минимальным ущербом.

По компонентному составу АСУ ТП ВК-7 разделяться на 3 уровня:

Верхний уровень.

Образован из АРМ (операторов-технологов, инженеров АСУ ТП), которые являются клиентами сервера приложений. АРМы выбраны в количестве, необходимом для надёжной работы технологического оборудования. Выход из строя одного из АРМ операторов-технологов не влияет на управление технологическим процессом и не приводит к останову технологического оборудования.

Каждая из АРМ предоставляет пользователю, в зависимости от уровня его доступа, следующие функции и возможности:

для инженера АСУ ТП:

- проектирование;
- активация созданных в проекте задач, с возможностью загрузки и выгрузки как отдельных задач, так и целых узлов;
- обзор задач в режиме on-line; диагностика управляющего оборудования;
- анализ архивной информации; формирование отчетов;
- возможность изменения уставок технологических защит и сигнализации;
- возможность изменения диапазона измерения СИ.

для оператора-технолога:

- оперативное управление и мониторинг технологического процесса с возможностями представления оперативной информации на видеограммах, архивной информации;
- представление в отдельном окне событийной информации;
- цветовая и звуковая сигнализация.

Верхний уровень, включает в себя Сервер, выполняющий все центральные сервисы работы с АРМ, архивирование, протоколирование, конфигурирование, расчет технико-экономических показателей, наработку механизмов и т.п.

Отказоустойчивое аппаратное обеспечение предоставляет наивысший уровень доступности и достигается благодаря двухмодульной резервируемой

архитектуре. Серверная система состоит из 2-х полностью идентичных аппаратных платформ, выход из строя одной из них не влияет на производительность и целостность данных и не приводит к останову технологического оборудования.

Хранение данных системы полностью конфигурироваться в соответствии с описанными ниже требованиями:

- система архивирования АСУ ТП обеспечивает хранение аналоговых и дискретных значений, сигнализаций процесса и АСУ, последовательности событий, протоколов и действий оператора с возможностью предоставления информации в виде суточных ведомостей и другой необходимой информации по запрашиваемому набору пользователей (ПТО, НСС и др. инженерных работников станции);

- все данные хранятся в централизованной базе данных реального времени, для гарантированного доступа всех пользователей к одним и тем же данным;

- архив постоянно собирает и сохраняет данные в течение всего жизненного цикла электростанции без потери данных. Архивированные данные сохраняются на локальном жестком диске сервера приложения в файлах с почасовыми, ежедневными и ежемесячными наборами данных;

Требования к программному обеспечению АСУ ТП – выбор программного обеспечения согласован с Заказчиком на стадии проектирования.

Средний уровень.

Включает в себя функционально-распределенную микропроцессорную систему управления (программируемые контроллеры), обеспечивающую выполнение функций сбора, первичной обработки входных сигналов, автоматического управления, регулирования, последовательного управления технологических защит и блокировок

Выбор типа контроллеров согласован с Заказчиком на стадии проектирования.

Контроллеры работают в промышленных условиях с использованием естественного охлаждения и позволяют производить "горячую" замену модулей. Для обеспечения расширения системы загрузка контроллеров не выше 70%.

В каждом отдельном контроллере предусмотрен резерв незадействованных каналов ввода/вывода - 20 % и свободных позиций для установки дополнительных модулей ввода/вывода - 20 %.

Полевые устройства АСУ ТП.

Датчики использованы с унифицированным выходным сигналом 4-20mA.

Все средства измерения внесены в реестр средств измерений Республики Казахстан, и имеют действующий сертификат о поверке.

Выбор средств измерений согласован с Заказчиком на стадии проектирования.

Управление механизмами предпочтительно осуществлять дискретными сигналами.

Степень защиты всех полевых устройств и механизмов выбирается исходя из среды, в которой они эксплуатируются. Количество сигналов, технологические защиты, блокировки и сигнализация (предупредительная, аварийная, световая, звуковая), автоматическое регулирование определены в соответствии с действующей в Республике Казахстан нормативно - технической документацией по согласованию с производителем технологического оборудования.

Сервер единого времени.

В состав АСУ ТП ГТУ входит сервер единого времени, обеспечивающий выдачу меток времени и синхронизацию всех систем ПТК, а также обеспечивает возможность передачи времени в сторонние системы.

Процесс синхронизации времени используется по стандарту NTP, поскольку:

- NTP поддерживается всеми компонентами, которые подключены к сети Ethernet.
- NTP отвечает требованиям системы по точности и дублированию.
- Все компоненты в сети Ethernet могут быть синхронизированы через NTP без использования дополнительной аппаратуры
- Протокол NTP отвечает точностным характеристикам, указанным в ТТ.

Система резервирования АСУ ТП

В АСУТП предусмотрена избыточность (функциональная, аппаратная, программная) для обеспечения высокой живучести системы и надежности ее функционирования при возможных отказах технических средств АСУТП и ошибках персонала.

Использованы различные варианты резервирования:

- резервирование отдельных каналов модулей ввода/вывода сигналов;
- резервирование контроллеров в целом;
- резервирование сетей нижнего (контроллерного) уровня;
- резервирование сетей верхнего уровня;

- резервирование внешнего электропитания;
- резервирование источников питания контроллеров;
- резервирование источников питания датчиков;
- резервирование АРМ оперативного персонала.

Соответствующие механизмы резервирования и встроенные функции самодиагностики, которые интегрированы в систему, обеспечивают автоматическое детектирование отказа и переключение на резервный компонент без необходимости дополнительного вмешательства оператора.

Использование резервированных компонентов в системе управления допускает выход из строя отдельных компонентов. Резервный компонент в этом случае безударно продолжает работу и обеспечивает непрерывность процесса управления.

При каждом отказе резервированного компонента генерируется сообщение системы управления для оператора в АРМ для того, чтобы отказавшие компоненты могли быть оперативно заменены с целью восстановления резервирования в системе.

Кроме того, предусмотрено наличие в системе аварийных средств контроля и управления технологическим оборудованием при отказе ПТК – аварийного пульта управления (АПУ).

Схема питания технических средств АСУ ТП

Питания технических средств АСУ выполнено надежным и отказоустойчивым. Мощность источников питания и коммутационной аппаратуры определяется исходя из предполагаемой нагрузки с необходимым запасом.

Питание =24В для шкафов ПТК осуществляется распределенным способом – питание =24В формируется от резервируемых блоков питания, устанавливаемых непосредственно в шкафу ПТК.

Интерфейс

Интерфейс рабочей программы АСУ ТП интуитивно понятен, содержит систему справки (подсказок). Предусмотрена смена уставок, ввод-вывод защит, перевод управления в автоматический и ручной режим, вывод сигнала в подмену (при необходимости), проверка технологических защит как на остановленном, так и на работающем оборудовании в соответствии с разграниченным уровнем доступа. Изменения при этом активируются

немедленно, без генерации кода и процедур загрузки (перезагрузки) контроллеров.

Предусмотрено наличие защиты от ошибочных действий персонала и от несанкционированного вмешательства в технологический процесс.

Интерфейс делиться на 3 вида:

Управление (для оператора-технолога станции)

Доступность всей информации для надежной эксплуатации установки:

- конфигурация рабочего места в соответствии с потребностями пользователя;
- простой доступ к информации;
- возможность создания необходимых видеogramм, по согласованию с Заказчиком.

Инжиниринг (для инженера АСУ ТП)

Интегрированное средство для ускоренного конфигурирования и внесения изменений:

- внесение изменений в проект в режиме «on-line»;
- отмена внесенных изменений;
- простой инжиниринг;

Диагностика (для инженера АСУ ТП)

Интегрированная функция с получением самой подробной информации:

- отсутствие необходимости в специальном оборудовании;
- оперативная диагностическая информация;
- полный статус всех объектов везде в любое время.

Требование к безопасности и защите информации

Система АСУ ТП имеет аппаратную и программную:

- защиту от несанкционированного доступа;
- защиту от угроз порчи информации злоумышленниками или вредоносным кодом.

Проект АСУ ТП и КИП (полевой уровень) выделен в отдельный том и является единым документом (возможно в нескольких частях одного тома). Требование к системе АСУ ТП – наличие обслуживающей организации, имеющей опыт работы с данными типами АСУ ТП на территории Республики Казахстан.

5.4 Состав технологического оборудования, подлежащего автоматизации

Автоматизации подлежит:

Вновь устанавливаемый КА ст.№ 7 тип КВ-ГМ-100-150 предназначен для получения горячей воды давлением до 21,5 кгс/см² и температурой до 150 °С, используемой в системах отопления и горячего водоснабжения, а также для технологических целей.

Котел рассчитывается на сжигание следующих видов топлива:

основное топливо – нефтяной попутный газ;

резервное топливо – природный газ.

Таблица 13. Технические характеристики

Наименование	Единица измерения	Величина
Теплопроизводительность номинальная	МВт (Гкал/ч)	116,3 (100)
Рабочее (избыточное) давление воды	Мпа (кгс/см ²)	2,5 (25)
Абсолютное давление воды на выходе из котла, не менее	МПа (кгс/см ²)	1,0 (10)
Температура воды на входе в котел	°С	70
Температура воды на выходе из котла	°С	150
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной.	%	15-100
Гидравлическое сопротивление, не более	Мпа (кгс/см ²)	0,25 (2,5)
Расход воды через котел	т /ч	1235
КПД котла, брутто, %, не менее, (при номинальной нагрузке и температуре воздуха перед горелками 30°С:	%	-газ
		- мазут
		93,6
		91,0

Расход топлива (расчетный)		
- газ ($Q_{PH}=8700$ ккал/нм ³)	нм ³ /ч	12280
- мазут ($Q_{PH}=9680$ ккал/кг)	кг/ч	11352

Аэродинамическое сопротивление котла	Па (кгс/м ²)	
- газ		1769 (176,9)
- мазут		2355 (235,5)
Расход воздуха (минимальный)	нм ³ /ч	
- газ		139824
- мазут		146632
Расход дымовых газов	м ³ /ч	
- газ		152512
- мазут		182659
Удельный выброс окислов азота (NO _x) при $\alpha = 1.4$, не более	мг/нм ³	
- газ		100
- мазут		250
Удельная концентрация окислов углерода (CO) при $\alpha = 1.4$, не более	мг/нм ³	
- газ		50
- мазут		200
Эквивалентный уровень шума в зоне обслуживания, не более	дБА	80
Температура наружной (изолированной) поверхности в местах обслуживания, не более	°С	55
Водяной объем котла	м ³	31
Расчетный срок службы	лет	30
Срок службы между капремонтами, не менее ²	лет	5

Средняя наработка на отказ, не менее	ч	7000
Расчётный ресурс металла под давлением	ч	200000
Число пусков за весь срок службы, не менее: - из холодного состояния; - из горячего состояния	-	150 1000

Время растопки котла, не более	ч	0,5
Коэффициент поставочной блочности	0,98	
Климатические условия для категории размещения по ГОСТ 15150-69	-	У4
Условия хранения и транспортирования по ГОСТ 15150-69	-	80Ж3
Гарантийный срок: с момента ввода в эксплуатацию/ с момента изготовления	мес.	24/36

Состав котла

Котёл имеет П-образную компоновку.

Топочная камера имеет форму призмы, экранированную трубами Ø60x3 с шагом 64 мм, входящими в камеры Ø273x10.

Конвективная поверхность нагрева котла состоит из четырех пакетов, расположенных в вертикальной (полностью экранированной) шахте; набираемых из труб Ø38x3.

Боковые стены конвективного газохода закрыты трубами Ø83x3,5 с шагом 128 мм, являющимися одновременно стояками конвективных секций.

Газоплотность котла обеспечивается за счет применения металлической натрубной обшивки из листа толщиной 2 мм.

Котёл оборудован четырьмя современными газомазутными горелками.

Горелки устанавливаются попарно на двух уровнях на фронтальном экране на специальных рамах горелок, которые посредством косынок привариваются к поясам жесткости трубной системы.

Каждая горелка оснащается встроенным запально-защитным устройством и приборами контроля, обеспечивающими наличие и контроль запального факела у горелки в режиме розжига и селективный контроль основного факела горелки

Каждая горелка поставляется в комплекте с воздушной заслонкой и мягкой вставкой.

Фронтальной, промежуточной, задней экраны, а также боковые стенки конвективного газохода опираются на портал. Нижние камеры указанных экранов имеют подвижные опоры. Опора, расположенная посередине нижней камеры промежуточного экрана, является неподвижной.

Котёл имеет натрубную металлическую обшивку, теплоизоляцию и декоративную обшивку.

Котёл комплектуется устройством отбора проб воды.

Для удаления воздуха из трубной системы при заполнении её водой в верхних коллекторах предусмотрены штуцеры Ду 20, а в нижних – штуцеры Ду25 для дренирования воды. Трассировку воздушных и дренажных линий, приварку кранов выполняют на монтаже в зонах удобных для обслуживания. Вода из воздушных трубопроводов собирается в воронку и далее в общую дренажную линию (труба Ø38x3 в поставку не входит). Дренажные трубопроводы от отдельных дренажных точек объединяют в общую линию.

Комплектация котла определяется сводно-комплектовочной ведомостью (СКВ), поставляемой вместе с котлом.

Для подачи сетевой воды на вновь устанавливаемый котёл КВГМ-100 устанавливаются 2 сетевых насоса типа ЦН-1000-180-3, производительностью 1000 м³/ч и напором 180 м.в.ст. При этом один насос рабочий, один резервный. Для поддержания температуры на вход котла не ниже 70°С, устанавливаются два насоса рециркуляции типа D150-380А (ГМС, Ливгидромаш), производительностью 500 м³/ч и напором 50м.в.ст. При этом один насос рабочий, один резервный. Трубопроводы обратной сетевой воды на всас сетевым насосам и трубопроводы прямой сетевой воды на выходе из котла подключаются к существующим коллекторам расположенным вдоль корпуса существующей водогрейной котельной.

АСУ ТП КА ст. №7 выполняется на вновь устанавливаемом ПТК, поставляемом комплектно с КА, включая силовые сборки задвижек, согласно заданию на проектирование с выводом показаний на существующий ГРЩУ №2 водогрейной котельной в осях 11-17, Б-Г

Технологическому мониторингу уходящих дымовых газов подлежит газоход от КА ст. №7 (источника выбросов), согласно заданию на проектирование с выводом показаний во вновь устанавливаемый шелтор (около дымовой трубы КА ст. №7) и на АРМ оператора КА ст. №7, на существующий ГРЩУ №2 водогрейной котельной в осях 11-17, Б-Г

5.5 Размещение и требования к щитовым устройствам

Щит управления ГРЩУ (существующий) состоит из оперативного и неоперативного контуров.

Оперативный контур щита в рамках данного проекта составляет АРМ оператора КА ст. №7.

Неоперативный контур в рамках данного проекта – Щит управления котла (ЩУВК), щит управления задвижками (ЩУЗ).

Размещение АРМ (компьютер) экологического мониторинга уходящих газов - в ГРЩУ не требуется, а заводится на АРМ КА ст. №7. Место размещения контейнера (шелтора) экологического мониторинга уходящих газов – на улице около газахода вновь строящейся дымовой трубы КА ст. №7

Местные шкафы располагаются в непосредственной близости к оборудованию – на площадках КА ст. №7

5.6 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.

5.7 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.

5.8 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.

5.9 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 водогрейного котла ст.№7 производительностью 100 Гкал» 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

6.2.1.1 Помещение водогрейного котла.

Аварийная вентиляция

В котельном отделении в осях 21-24 (ряд А*-Г) устанавливается водогрейный котел, работающий на природном газе (метан 90.6%).

Общеобменная приточно-вытяжная вентиляция в котельном отделении существующая и реконструкции не подлежит.

В районе размещения проектируемого водогрейного котла запроектирована вытяжная аварийная вентиляция для удаления газа в случае его утечки. Аварийная вентиляция выполняется 4-мя рабочими вентиляторами (системы В1,В2,В5,В6). Дополнительно предусмотрено 4 резервных вентилятора (системы В3,В4,В7,В8). К установке приняты осевые вентиляторы ВО-30-160-090-В во взрывозащищенном исполнении. Производительность всех работающих вентиляторов рассчитана на 8-ми кратный воздухообмен в час. Вентиляторы установлены в наружной стене здания по ряду А*, на отметках +10,200 и +15,000 .

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, м ³	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	-	-	-	-	-	30,0

6.2.2 Водопровод и канализация

6.2.2.1 Дымовая труба

Раздел ВК рабочего проекта направлен на установку водогрейного котла ст.№7 производительностью 100Гкал, который 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 $V_{сут}=2,4\text{м}^3/\text{сут}$

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 водогрейного котла ст.№7 производительностью 100Гкал», в соответствии с действующими ПУЭ, СН и СП Республики Казахстан.

В проекте разработаны решения по электроснабжению оборудования проектируемого водогрейного котла ст.№7, освещению и сварке.

Существующая электрическая часть водогрейной котельной (ВК) представлена распределительными устройствами собственных нужд (РУСН) 6 кВ (секции №1,2,3,4) и 0,4 кВ (секции №2,3,4), питающими оборудование действующих водогрейных котлов ст.№2,3,4,5,6. Существующие РУСН 6 кВ и 0,4 кВ располагаются в здании водогрейной котельной, на отметке +10,8, в рядах Б-Г. Также на отм.+10,8 в рядах Б-Г расположены существующий щит управления водогрейных котлов ст.№2-5 и щит управления водогрейного котла ст.№6. Под отм.+10,8 в рядах Б-Г (отметка +7,2) расположен кабельный полуэтаж.

Питание секций №1,2,3,4 РУСН 6 кВ осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд (ТСН) 10/6кВ «11Т» и «12Т» мощностью 16 МВА каждый, установленных открыто вблизи здания ВК. Секции №1,2 РУСН 6 кВ ВК имеют основное питание от «11Т», резервное – от «12Т». Секции №3,4 РУСН 6 кВ ВК имеют основное питание от «12Т», резервное – от «11Т». Трансформаторы «11Т», «12Т» получают питание от шин ГРУ 10кВ ТЭЦ.

Основное питание секций №2,3 РУСН 0,4 кВ ВК выполнено от ТСН 6/0,4 кВ «81Т» мощностью 1000 кВА (подключен к секции №1 РУСН 6 кВ ВК), резервное – от ТСН 6/0,4 кВ «80ТА» мощностью 1000 кВА (подключен к секции №2 РУСН 6 кВ ВК).

Основное питание секции №4 РУСН 0,4 кВ ВК выполнено от ТСН 6/0,4 кВ «82Т» мощностью 630 кВА (подключен к секции №3 РУСН 6 кВ ВК), резервное – от ТСН 6/0,4 кВ «80ТБ» мощностью 630 кВА (подключен к секции №1 РУСН 6 кВ ВК).

Трансформаторы «81Т», «82Т», «80ТА и «80ТБ» установлены в здании ВК.

В настоящем проекте не выполняется реконструкция внешнего электроснабжения 10/6 кВ ВК и замена ТСН ВК.

Проектируемый водогрейный котел ст.№7 устанавливается в здании ВК и не требует его расширения. Основное электрооборудование, устанавливаемое в проекте строительства водогрейного котла ст.№7:

1. Электродвигатель сетевого насоса Н7NDC11AP001 мощностью 800 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается в здании ВК);
2. Электродвигатель сетевого насоса Н7NDC12AP001 мощностью 800 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается в здании ВК);
3. Электродвигатель насоса рециркуляции Н7NDC21AP001 мощностью 160 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании ВК);
4. Электродвигатель насоса рециркуляции Н7NDC22AP001 мощностью 160 кВт на номинальное напряжение 0,4 кВ (устанавливается в здании ВК);
5. Электродвигатель дымососа Н7HNC10AN001 мощностью 250 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается снаружи здания ВК);
6. Электродвигатель дутьевого вентилятора Н7HLB10AN001 мощностью 400 кВт на номинальное напряжение 6 кВ (устанавливается снаружи здания ВК).

7.2 Технические решения по электроснабжению потребителей 6 кВ.

В соответствии с техническими условиями б/н, выданными АО «Актобе ТЭЦ», для электроснабжения оборудования 6 кВ водогрейного котла ст.№7, выполняется реконструкция секции №4 РУСН 6 кВ ВК. В свободном помещении на отм.+10,8, смежном с существующим помещением секции №4, выполняется установка камер типа КСО-299М, к которым подключаются электроприемники проектируемого ВК ст.№7 (сетевые насосы, дымосос, дутьевой вентилятор), а также существующие электроприемники секции №4. Питающие кабели и кабели отходящих линий существующей секции №4 переключаются на новые камеры КСО. После ввода в эксплуатацию новой секции №4, существующая секция №4 РУСН 6 кВ ВК подлежит демонтажу.

Камеры КСО-299М комплектуются вакуумными выключателями типа ВВ/TEL и микропроцессорными блоками РЗ «Релематика» типа TOP 200.

Управление электрооборудованием 6 кВ ВК ст.№7 выполняется с проектируемого щита управления (технические решения по щиту см. в части КИПиА).

7.3 Технические решения по электроснабжению потребителей 0,4 кВ.

В соответствии с техническими условиями б/н, выданными АО «Актобе ТЭЦ», для электроснабжения оборудования 0,4 кВ водогрейного котла ст.№7, выполняется расширение существующей секции РУСН 0,4 кВ №4 ВК путем установки в помещении секции дополнительных шкафов типа ЩО-70, с запиткой их шинопроводом от шин существующей секции. От новых шкафов ЩО-70 подключаются следующие основные электроприемники: один из насосов

рециркуляции, рабочее освещение, сборка сварки, система мониторинга газов, вентиляция, щит управления и АРМ ВК ст.№7.

Шкафы ЩО-70 комплектуются аппаратурой Schneider Electric: автоматическими выключателями типа NSX с расцепителями Micrologic и контакторами типа LC1.

Поскольку два насоса рециркуляции являются взаиморезервирующими, второй насос рециркуляции подключается от панели №10 существующей секции 0,4кВ №3, с установкой необходимой коммутационной аппаратуры.

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. Как указано выше, один из источников электроснабжения шкафа АВР – проектируемый ЩО-70 в расширяемой части секции №4 РУСН 0,4 кВ ВК. Второй источник – панель №7 секции №3 РУСН 0,4 кВ ВК, с установкой в ней автоматического выключателя.

В части ОВ настоящего проекта предусматривается установка оборудования вентиляции ВК ст.№7, запускающейся по сигналу газоанализаторов при утечке газа (газоанализаторы учтены в разделе КИПиА проекта). Всего устанавливается 8 шт осевых вентиляторов в стене по ряду А': 4 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, которые получают питание, соответственно, от секций №3 и №4 РУСН 0,4 кВ ВК. 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).

7.4 Освещение и сварочная сеть.

В проекте выполнено освещение и сварочная сеть по площадкам проектируемого водогрейного котла ст.№7. 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 водогрейного котла на отм.+0,0 по ряду А и получает питание от секции №4 РУСН 0,4 кВ ВК.

Для питания аварийного освещения 220В также организуется щит, укомплектованный автоматическими выключателями типа ВА 47-29. Щит устанавливается в ячейке проектируемого водогрейного котла на отм.+0,0 по ряду А и получает питание от секции щита постоянного тока ВК.

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 ВК ст.№7 в трубах.

Система сигнального освещения проектируемой стальной дымовой трубы ВК ст. №7 (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 ВК ст.№7 организуется сборка сварки, которая получает питание от секции №4 РУСН 0,4 кВ ВК. От сборки сварки питаются ящики типа ЯВЗШ, устанавливаемые на площадках обслуживания водогрейного котла, к которым при необходимости могут быть подключены переносные сварочные аппараты типа ТДМ.

7.5 Молниезащита и заземление.

Существующая система молниезащиты и заземления здания водогрейной котельной в настоящем проекте не реконструируется.

Все вновь устанавливаемое электрооборудование ВК ст.№7 подлежит заземлению путем соединения с существующим внутренним контуром заземления (выполнен стальной полосой 4мм х 40мм, проложенной по внутренней части стен здания ВК).

В проекте выполнен контур заземления стальной дымовой трубы ВК ст.№7. 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 изоляцией из сшитого полиэтилена;
- для питания электприемников 0,4 кВ – кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, не распространяющего горение;
- в качестве контрольных кабелей – экранированные кабели с изоляцией и в оболочке из поливинилхлоридного пластиката, не распространяющего горение.

Для прокладки проектируемых кабелей в ячейке водогрейного котла ст.№7 применяются кабельные конструкции ДКС, выполненные из оцинкованной стали. Непосредственно к электроприемникам кабели подводятся в металлических трубах или металлорукавах.