

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой Куборин А.А.

кандидат технических наук, доцент

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Внедрение газотурбинных технологий на Алматинской ТЭЦ-1

Специальность 5В 071700 Теплоэнергетика

Выполнил (а) Бахтыбаева Г.К. БТЭУ-11
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Куборин А.А. к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Султанова М.Е. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

М.Е. « 3 » июня 2015 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С. к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Т.С. « 3 » июня 2015 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Касимов А.С. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А.С. « » 20 г.
(подпись)

Рецензент: Тымчак А.В.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А.В. « 8 » 06 2015 г.
(подпись)

Алматы 2015 г.

Факультет Экономического образования и корпоративных отношений
Специальность 58071900 "Технологическая"
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Батырбаева РК
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Внедрение газотурбинных установок на Алматинской ТЭЦ-1

утверждена приказом ректора № 53 от «28» апреля 2015 г.
Срок сдачи законченной работы « » г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Установленная электрическая мощность - 25 МВт
Установленная тепловая мощность - 25 Гкал/ч
Топливо: природный газ, мазут, каменный уголь.
Тема турбины Р-25-90 № 1 по энергетическому
контракту ФУБЭС-160-100Ф

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Аннотация
2. Основная часть: Расчет тепловой энергии, тепловой расчет основных параметров котельной, определение параметров рабочего пара в газовой турбине, расчет энергетических показателей работы ТЭЦ.
3. Безопасность: жароустойчивость и защита от разрушающей среды, расчет радиационной безопасности в отношении и определение РЗЗ.
4. Экономический расчет работы парового двигателя часовой котельной ТЭЦ.
5. Список использованной литературы.

1. *[Faint handwritten text, possibly a list or notes]*
 2. *[Faint handwritten text]*
 3. *[Faint handwritten text]*
 4. *[Faint handwritten text]*
 5. *[Faint handwritten text]*
 6. *[Faint handwritten text]*
 7. *[Faint handwritten text]*
 8. *[Faint handwritten text]*
 9. *[Faint handwritten text]*
 10. *[Faint handwritten text]*

1. *[Faint handwritten text]*
 2. *[Faint handwritten text]*
 3. *[Faint handwritten text]*
 4. *[Faint handwritten text]*
 5. *[Faint handwritten text]*
 6. *[Faint handwritten text]*
 7. *[Faint handwritten text]*
 8. *[Faint handwritten text]*
 9. *[Faint handwritten text]*
 10. *[Faint handwritten text]*

Конец работы по проекту в учебнике «География» в 10 классе

Имя	Класс	Дата	Подпись
<i>[Faint name]</i>	<i>[Faint class]</i>	<i>[Faint date]</i>	<i>[Faint signature]</i>
<i>[Faint name]</i>	<i>[Faint class]</i>	<i>[Faint date]</i>	<i>[Faint signature]</i>
<i>[Faint name]</i>	<i>[Faint class]</i>	<i>[Faint date]</i>	<i>[Faint signature]</i>

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов с материалами "Судис" 7315-1		
2.	Технический расчет оконных параметров тиристорной серии ГТУ		
3.	Расчет энергетических показателей ГТУ		
4.	Расчет энергетических показателей работы ГТУ		
5.	Сбор материалов и расчет по разделу Б*Д и ОС		
6.	Экономические обоснования проекта		
7.	Написание пояснительной записки		
8.	Подготовка презентации и графического материала к АП		

Дата выдачи задания « ___ » _____ 20 ___ г.

Заведующий кафедрой _____ Кибарин А.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Кибарин А.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Бактыбаева Р.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Осы дипломдық жобада Алматы 1-ЖЭО қайта құру ұсынылып отыр. Қайта құруда GT8C типіндегі екі ГТҚ-ны және екі қазандарды – кәдеге жаратушыларды орната отырып 4xБКЗ-160-100Ф бу қазандарын және 2xПТ-60-90/13 бу турбиндерін демонтаждау жұмыстары жүргізіледі.

Аннотация

В данном дипломном проекте предлагается реконструкция Алматинской ТЭЦ-1. Реконструкция включает в себя демонтаж паровых котлов 4xБКЗ-160-100Ф и паровых турбин 2xПТ-60-90/13, с установкой двух ГТУ типа GT8C и двух котлов – утилизаторов.

Annotation

This thesis project is proposed reconstruction of Almaty HGP-1 (heat-electric generation plant). Reconstruction includes the dismantling of steam boilers 4xBKZ-160-100F and steam turbines 2xPT60-90/13, with installation of two GTU and two types GT8C boilers - utilizers.

Содержание

1	Введение	9
2	Основная часть	11
2.1	Социально-экономическая необходимость проекта	11
2.2	Прогноз спроса и обеспечения тепловых нагрузок в зоне централизованного теплоснабжения г. Алматы по источнику ТЭЦ-1	12
2.3	Прогноз спроса и предложения электрической мощности и энергии	14
2.3.1	Существующее состояние	14
2.3.2	Перспектива развития	15
2.3.3	Прогнозные цены на электроэнергию для потребителей г. Алматы от энергоисточников	16
2.4	Перечень существующего оборудования	18
2.5	Тепловая схема	19
2.6	Топливо	21
2.7	Существующее газоснабжение	21
2.8	Технические решения по реконструкции	23
2.9	Турбина газовая	24
2.10	Тепловая схема газотурбинной установки с котлами – утилизаторами	26
2.11	Котлы - утилизаторы	27
2.12	Водоподготовка и система охлаждения	28
2.12.1	Существующая часть	28
2.12.1.1	ВПУ подпитки котлов	30
2.12.1.2	ВПУ подпитки теплосети	31
2.12.1.3	Конденсатоочистка	32
2.12.1.4	Очистные сооружения и схема промстоков	33
2.12.2	Технические решения по водоподготовительным установкам и системе охлаждения после техперевооружения и расширения	33
2.12.2.1	ВПУ энергетических котлов	33
2.12.2.2	ВПУ подпитки теплосети	34
2.12.2.3	Схема охлаждения оборудования и механизмов	34
2.13	Расчет тепловой схемы энергетической ГТУ	37
2.13.1	Определение параметров рабочего тела в осевом компрессоре	37

					ДП-5В071700-2015			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бахтыбаева Г.К.</i>			Содержание	<i>Литер</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Кибарин А.А.</i>					7	90
<i>Реценз.</i>		<i>Тимченко А.В.</i>				АУЭС кафедра ТЭС гр. БТЭу-11		
<i>Н.контр.</i>		<i>Касимов А.С.</i>						
<i>Зав. каф</i>		<i>Кибарин А.А.</i>						

2.13.2	Тепловой расчет основных параметров камеры сгорания ГТУ	41
2.13.3	Определение параметров рабочего тела в газовой турбине	41
2.13.4	Расчет энергетических показателей ГТУ	46
2.13.5	Определение энергетических показателей промышленно-отопительной ГТУ-ТЭЦ	47
2.13.5.1	Тепловой расчет котла – утилизатора	48
2.13.5.2	Тепловой расчет ГВТО	49
2.13.5.3	Тепловой баланс пикового сетевого подогревателя	50
2.13.5.4	Тепловой расчет деаэратора питательной воды	50
2.13.5.5	Конструкторский расчет котла – утилизатора	50
2.13.5.6	Аэродинамический расчет котла – утилизатора	51
2.13.5.7	Определение энергетических показателей промышленно – отопительной ГТУ – ТЭЦ	52
2.13.6	Расчет энергетических показателей работы ТЭЦ	54
2.13.6.1	Расчет годового расхода условного топлива по ТЭЦ в целом	56
2.13.6.2	Расчет удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты	57
2.14	Электротехнические решения	59
2.14.1	Главная схема электрических соединений	59
2.14.2	Расчет токов короткого замыкания и выбор аппаратуры	60
2.14.3	Автоматика и управление	62
2.14.4	Расчет сужающего устройства	65
3	Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды	68
3.1	Расчет рассеивания вредных примесей в атмосфере и определение санитарно-защитной зоны	68
3.2	Разработка мероприятий по снижению шума для ГТУ	73
4	Экономический раздел. Расчет технико-экономических показателей ТЭЦ	77
4.1	Расчет абсолютных вложений капитала в новое строительство ТЭЦ	77
4.2	Расчет энергетических показателей работы ТЭЦ	77
4.3	Годовые издержки по калькуляционным статьям в целом по ТЭЦ	79
4.4	Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ	84
4.5	Выводы	87
5	Заключение	88
6	Список использованной литературы	89

						<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	ДП-5В071700-2015.ПЗ	
					8	

1 Введение

В дипломном проекте «Внедрение газотурбинных технологии на Алматинской ТЭЦ-1» рассмотрена возможность реконструкции Алматинской ТЭЦ-1.

Актуальность данного проекта выражается в повышенном внимании к нему со стороны государства.

Для реализации данного проекта по Алматинской ТЭЦ-1 существует сразу несколько предпосылок:

а) необходимость сохранения электрических мощностей на ТЭЦ-1, находящейся в центре электрических нагрузок, в объеме 70...90 МВт для обеспечения устойчивого и надежного электроснабжения подключенных потребителей г. Алматы;

б) наличие социальной напряженности по вопросу необходимости снижения влияния ТЭЦ-1 на экологическую обстановку в г. Алматы (существующая структура топливного баланса станции, в которой более 60% приходится на уголь и мазут, негативно влияет на экологическую ситуацию города);

в) наличие резервов тепловой мощности на ТЭЦ-2, работающей на более дешевом угле и находящейся на периферии города, и потенциальных возможностей для наращивания её установленной мощности;

г) реализация в настоящее время проекта по строительству тепломагистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1, которая позволит задействовать в базовом режиме неиспользуемую (запертую) в настоящее время тепловую мощность ТЭЦ-2, а также планируемое к вводу на ТЭЦ-2 теплогенерирующее оборудование для покрытия части нагрузок зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 (Восточного теплового района «зоны теплофикации» города Алматы);

д) физический и моральный износ основного оборудования ТЭЦ-1.

е) Для покрытия присоединенной нагрузки зоны теплоснабжения ТЭЦ-1, с учетом перспективных нагрузок, планируемого ввода в работу тепломагистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1, а также в связи с выработкой паркового ресурса части основного оборудования ТЭЦ-1, в данном дипломном проекте предусматривается:

ж) вывод из работы паровых котлов 4хБКЗ-160-100Ф (ст. №№8...11) и паровых турбин 2хПТ-60-90/13 (ст. №№9, 10);

з) установка двух теплофикационных блоков по технологии ГТУ-ТЭЦ на базе газовых турбин единичной электрической мощностью 50 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами (ГТУ КУВ) с производительностью 105 т/ч каждый;

и) изменение топливного баланса станции за счет большего использования природного газа и сжигания угля в качестве резервного топлива;

к) вывод из работы двух водогрейных котлов ПТВМ-100 после строительства ГТУ на ТЭЦ-1.

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				9

Основные решения данного дипломного проекта направлены на снижение негативного экологического влияния станции, обеспечение оптимального по технико-экономическим показателям баланса по производству тепловой и электрической энергии.

В дипломном проекте определена техническая возможность и экономическая целесообразность расширения и техпервооружения ТЭЦ-1, приняты решения по составу и срокам ввода вновь устанавливаемого основного и вспомогательного оборудования, а также по объемам и техническим решениям требуемого техпервооружения ТЭЦ-1.

Расширение Алматинской ТЭЦ-1 предусматривается установка следующего нового основного оборудования – двух блоков ГТУ-КУВ в составе:

а) газовая турбина единичной электрической мощностью 50 МВт (в зависимости от типа устанавливаемой ГТУ);

б) котел-утилизатор водогрейный с производительностью 105 т/ч каждый (в зависимости от типа устанавливаемой ГТУ).

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 Основная часть

2.1 Социально-экономическая необходимость проекта

Перспективное развитие городов невозможно без развития инженерной инфраструктуры, важнейшим звеном которой является теплоснабжение. Человек не может прожить без воды, пищи и тепла, но тепло является тем уникальным продуктом, который невозможно купить в другом городе или стране, невозможно привезти и накопить, его необходимо произвести на месте. Специфическая природа теплоэнергии заключается в неразрывном единстве ее производства и потребления.

Задача обеспечения надежного и устойчивого теплоснабжения потребителей г. Алматы, расположенного в зоне резко континентального климата с холодной продолжительной зимой (расчетная температура наружного воздуха для отопления равна минус 25°C), имеет ярко выраженную социальную направленность.

Централизованное теплоснабжение с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на ТЭЦ – наиболее рациональный способ использования топливных ресурсов для теплоснабжения. Благодаря существенным экономическим, экологическим и социальным преимуществам, эта система стала доминирующей системой теплоснабжения в крупных городах Казахстана, в том числе и в г. Алматы.

Из-за отсутствия необходимых инвестиций и источников финансирования для полномасштабных ремонтных кампаний большинство энергетических предприятий города находится в неудовлетворительном состоянии.

Обеспечение соответствующего современным требованиям теплового комфорта в жилых помещениях является одной из важнейших социальных задач, и поэтому система централизованного теплоснабжения (СЦТ) должна быть технически совершенной и достаточной по тепловой мощности.

ТЭЦ-1 АО «АлЭС», расположенная в центре г. Алматы (проспект Сейфуллина, 433), обеспечивает теплом весь Восточный тепловой район города и частично Центральный тепловой район.

ТЭЦ-1 и часть Центрального теплового района является одним из старейших объектов выработки тепла и электроэнергии и в настоящее время производит 40% тепла и 11% электроэнергии от общего потребления городом.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Услугами ТЭЦ-1 в части обеспечения потребности в тепле пользуются около 250 тысяч чел. (~30% проживающих в благоустроенной жилой застройке города). Более 4 млн. м2 общей площади города (~30% общей благоустроенной застройки) отапливаются от ТЭЦ-1.

ТЭЦ-1 работает в теплофикационном режиме, при этом электрическая мощность турбин полностью зависит от тепловой нагрузки, поэтому участие ТЭЦ-1 в покрытии электрического максимума нагрузки ограничено – в часы максимума станция лишь незначительно может увеличить электрическую нагрузку за счет увеличения подпитки теплосети или изменяя нагрузку отборов турбин.

На объекте используется оборудование, смонтированное в 60-х годах, т.е. срок эксплуатации превышает 45 лет, оборудование устарело и физически, и морально. Вследствие этого на станции стали часто происходить аварии, а в 2007 году произошел пожар. Таким образом, надежность теплоснабжения снижается все сильнее.

Возрастающее недовольство потребителей, экологическая напряженность, падающая надежность и качество теплоснабжения, растущее значение потока отказов оборудования, физический износ оборудования – все это и многое другое создает предпосылки к активным мерам по реконструкции и модернизации ТЭЦ-1, а также организации передачи тепла с периферийной части города (ТЭЦ-2).

Одной из основных предпосылок к реконструкции станции является экологическая обстановка в центре г. Алматы. В качестве основного вида топлива на паровых котлах ТЭЦ-1 в настоящее время используется энергетический концентрат Карагандинского угля.

Настоящим дипломным проектом предусматривается перевод ТЭЦ-1 на сжигание природного газа в качестве основного топлива и использование угля только в качестве резервного топлива.

Перевод Алматинской ТЭЦ-1 на газ позволит существенно снизить дальнейший выход золошлаковых отходов на золоотвал ТЭЦ. После реализации проекта общее воздействие на экосистему центральной части города существенно снизится.

2.2 Прогноз спроса и обеспечения тепловых нагрузок в зоне централизованного теплоснабжения г. Алматы по источнику ТЭЦ-1

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка на ТЭЦ-1 составляет 849 Гкал/ч.

На сегодняшний день установленным оборудованием ТЭЦ-1 полностью обеспечивается покрытие присоединенной к ней тепловой нагрузки в горячей воде в размере 849,0 Гкал/ч.

Таким образом, для покрытия присоединенной нагрузки зоны теплоснабжения ТЭЦ-1, с учетом перспективной мощности строящейся тепломагистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1, а также в связи с выработкой паркового

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ресурса части основного оборудования ТЭЦ-1, в данном проекте предусматривается:

а) вывод из работы паровых котлов 4хБКЗ-160-100Ф (ст. №№8...11) и паровых турбин 2хПТ-60-90/13 (ст. №№9, 10);

б) использование в работе существующей турбины Р-25-90/18 ст. №8 и паровых котлов 2хБКЗ-160-100Ф ст. №№12, 13;

в) строительство двух газотурбинных установок (ГТУ) на основе моноблоков единичной электрической мощностью 50 МВт (с водогрейными котлами-утилизаторами (КУВ) единичной производительностью 105 т/ч каждая;

г) вывод из работы части водогрейных котлов 2хПТВМ-100 после строительства ГТУ на ТЭЦ-1.

На рисунке 2.1 представлен график годового отпуска тепла с ТЭЦ-1 (с учетом вывода части мощностей ТЭЦ-1 с соответственным подключением мощностей ТЭЦ-2 через тепломагистраль ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1).

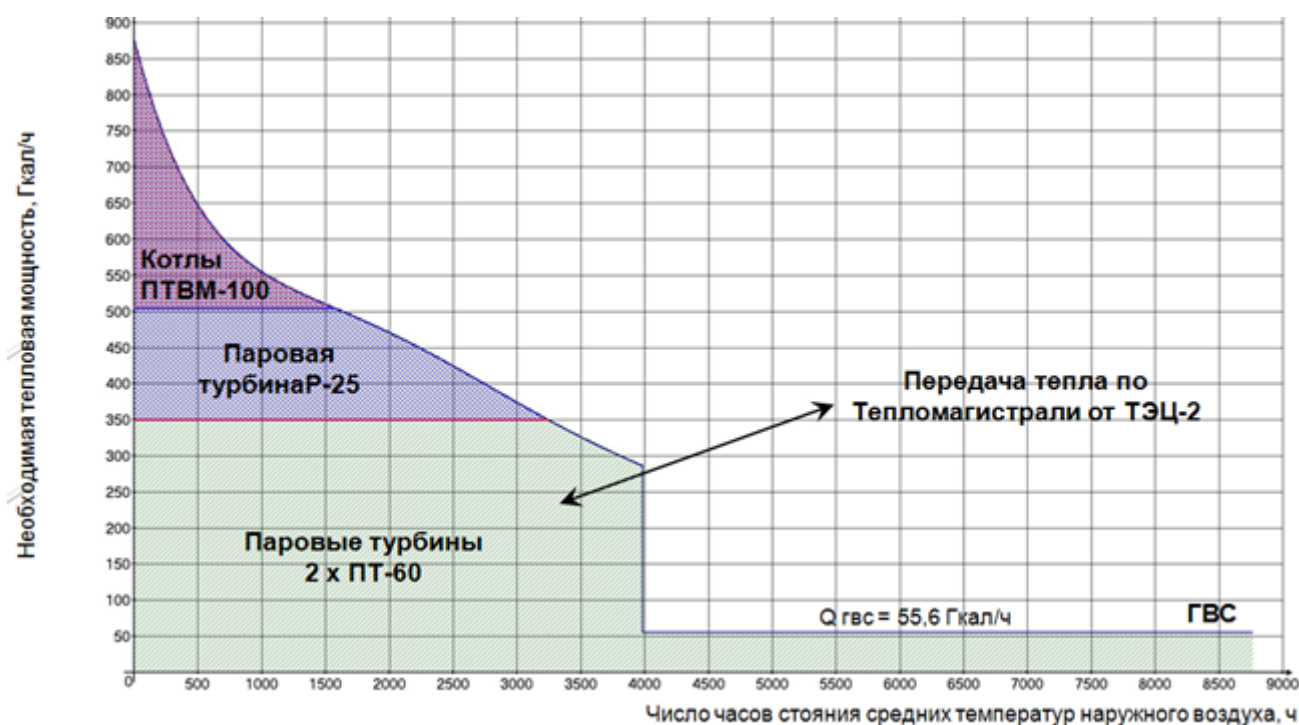


Рисунок 2.1 – График годового отпуска тепла с ТЭЦ-1

График покрытия тепловых нагрузок после реконструкции и расширения ТЭЦ-1 для варианта с числом часов использования установленной мощности ГТУ – 6 524 ч/год и числом часов использования максимальной мощности тепломагистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1 в количестве 2 978 ч/год представлен на рисунке 2.2.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

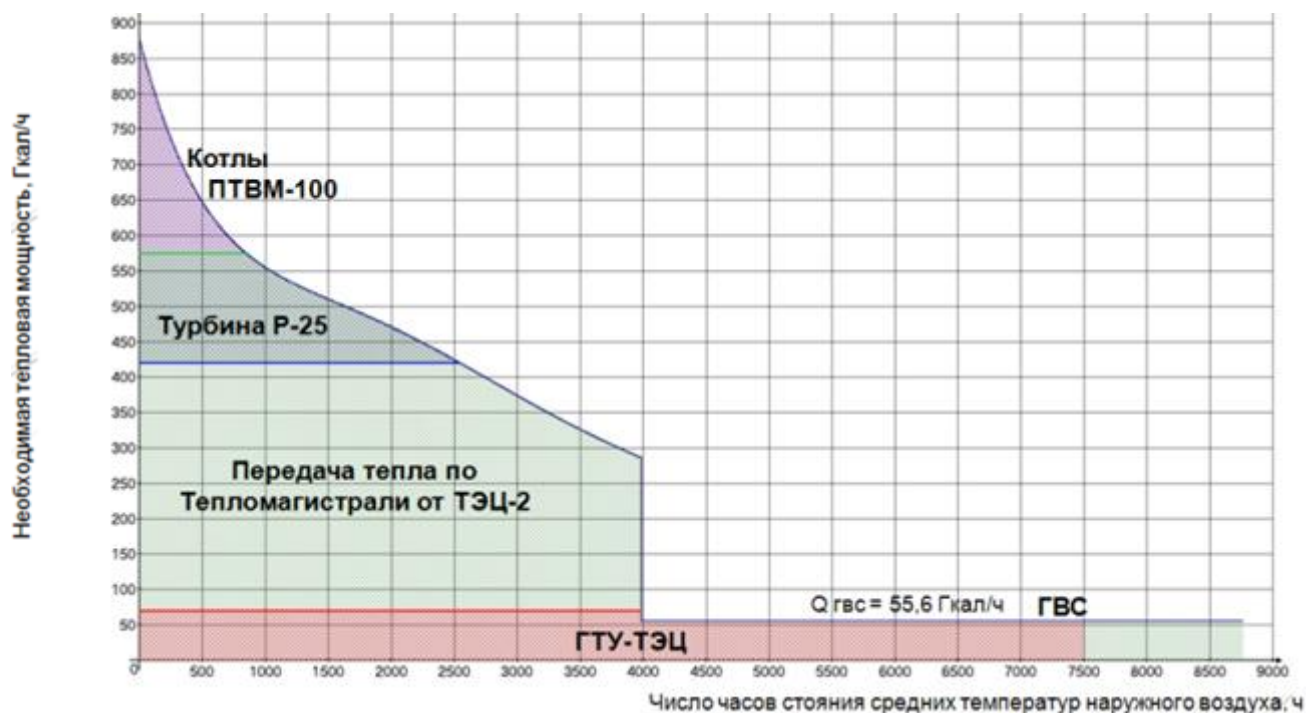


Рисунок 2.2 – График годового отпуска тепла после реконструкции ТЭЦ-1.

В базовой части графика предполагается покрытие нагрузки за счет вновь вводимого на ТЭЦ-1 оборудования ГТУ+КУВ и использования оборудования ТЭЦ-2 (через тепломагистраль ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1). В полупиковой части графика нагрузка покрывается за счет основных и пиковых бойлеров, запитанных от существующей турбины типа Р-25 или через РОУ от котлов типа Е-160. Пиковая часть графика покрывается водогрейными котлами типа ПТМВ-100.

Мощность ТЭЦ-1 после реконструкции и расширения без учета передачи тепла по тепломагистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1 составит:

а) установленная тепловая: 725 Гкал/ч (в зависимости от типа устанавливаемой ГТУ);

б) располагаемая тепловая: 651 Гкал/ч (в зависимости от типа устанавливаемой ГТУ);

в) установленная электрическая 125 МВт (в зависимости от типа устанавливаемой ГТУ).

Режим работы ТЭЦ-1 – по тепловому графику в течение года. Температурный график отпуска тепла 132/70°С. Система горячего водоснабжения - открытая.

2.3 Прогноз спроса и предложения электрической мощности и энергии

2.3.1 Существующее состояние

Современный рынок электроэнергии и мощности зоны обслуживания АО «АлЭС», в которую входят г. Алматы и прилегающие районы, формируется из поставок электрической энергии от собственных

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		14

энергоисточников и более 27% за счет покупки электроэнергии от Жамбылской ГРЭС и ГРЭС Павлодар-Экибастузского энергоузла.

Основным потребителем электроэнергии АО «АлЭС» является г. Алматы (более 70%).

Основными производителями электроэнергии в регионе являются ТЭЦ-1, 2 и 3 суммарной установленной мощностью 828 МВт, Капчагайская ГЭС (364 МВт) и Алматинский каскад ГЭС (47 МВт), входящие в состав АО «Алматинские Электрические Станции», которое является основным источником энергоснабжения Южной столицы и прилегающих районов.

В 2014 году на ТЭЦ-1, 2 и 3 было выработано 4,04 млрд. кВт·ч, что позволило покрыть 53,2% от суммарной потребности города с учетом передачи в прилегающие районы.

2.3.2 Перспектива развития

Оценка перспективной потребности в электроэнергии выполнена согласно общим тенденциям развития экономики региона на основе прогнозируемых макроэкономических показателей валового регионального продукта (ВРП) и роста численности населения с учетом снижения электроемкости ВРП за счет внедрения энергосберегающих технологий.

В перспективе до 2020 г. ожидается развитие г. Алматы, что повлияет на увеличение потребления электрической энергии и мощности, особенно, коммунально-бытовым сектором, промышленностью и сферой обслуживания.

Душевое потребление электроэнергии к 2020 г. возрастет более чем в 1,5 раза. Динамика изменения душевого потребления электроэнергии г. Алматы на период до 2020 года представлена на рисунке 2.3.

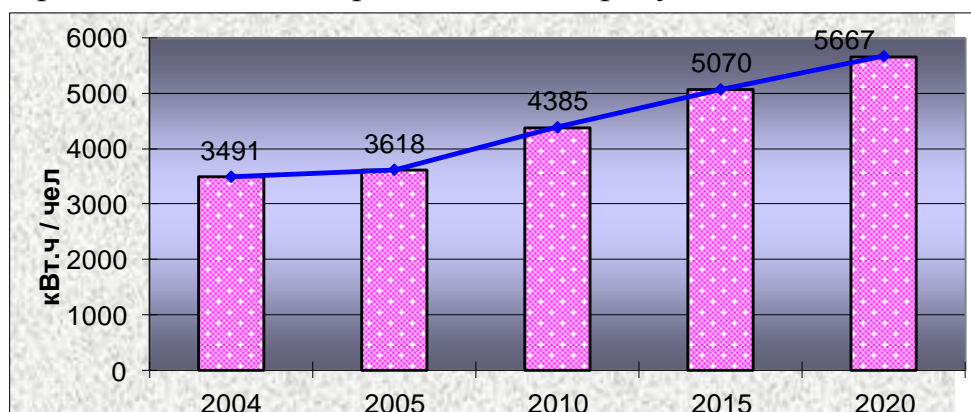


Рисунок 2.3 – Динамика душевого потребления электроэнергии г. Алматы на период до 2020 года

Указанные факторы ведут к необходимости сохранения электрической мощности ТЭЦ-1 г. Алматы на уровне 70...90 МВт. Настоящий проект предусматривает сохранение электрической мощности ТЭЦ-1 на уровне 125 МВт, что удовлетворяет обозначенной выше необходимости.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.3.3 Прогнозные цены на электроэнергию для потребителей г. Алматы от энергоисточников

По данным ТОО «АлматыЭнергоСбыт», компания закупает электроэнергию у разных продавцов. В их числе такие поставщики электроэнергии, как АО «АлЭС», АО «Жамбылская ГРЭС им. Батурова», Экибастузские ГРЭС-1 и ГРЭС-2 (энергоисточники Севера Казахстана) и АО «Мойнакская ГЭС».

По состоянию на 2015 г.

АО «АлЭС» реализует электроэнергию ТОО «АлматыЭнергоСбыт» по цене 8,60 тенге за 1 кВт•ч (без НДС). Доля данного поставщика в общем объеме закупаемой энергии – 45,0%. У энергоисточников Севера закупается 25,6% всей электроэнергии по цене 8,80 тенге за 1 кВт•ч (без НДС); 19,4% энергии по цене 8,70 тенге за 1 кВт•ч (без НДС) поступает от Жамбылской ГРЭС. АО «Мойнакская ГЭС» поставляет 10,0% электроэнергии по цене 7,40 тенге за 1 кВт•ч (без НДС).

Средняя стоимость закупаемой ТОО «АлматыЭнергоСбыт» электроэнергии составляет 8,53 тенге за 1 кВт•ч (без НДС).

Транспортировкой электроэнергии занимаются две организации. Произведенную энергию на станциях АО «АлЭС» передает АО «Алатау Жарык Компаниясы» (АО «АЖК»). Тариф этой организации – 5,21 тенге за 1 кВт•ч (без НДС).

Передачей энергии остальных энергоисточников занимается АО «KEGOC». Стоимость передачи 1 кВт•ч составляет 1,954 тенге (без НДС).

Таким образом, средняя цена передачи электроэнергии в г. Алматы составляет 6,29 тенге за 1 кВт•ч (без НДС).

Оплата технологических услуг, в числе которых – регулирование мощности, диспетчеризация, балансирование рынка и пр., в среднем составляет 0,34 тенге за 1 кВт•ч (без НДС).

Оплата технологических услуг составляет 2,2% в структуре отпускного тарифа; 54,9% от размера тарифа составляет стоимость закупаемой у энергоисточников энергии; 40,5% – стоимость передачи.

Формирование тарифа на электроэнергию осуществляется в соответствии с требованиями Комитета по регулированию естественных монополий и защиты конкуренции МНЭ РК.

Конечный тариф на электроэнергию г. Алматы и Алматинской области складывается из следующих составляющих (см. таблицу 2.1):

- цены производителя энергии;
- цены на передачу электроэнергии по магистральным сетям и распределение по сетям АЖК;
- услуги по регулированию, диспетчеризации и т.п.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 – Структура отпускного тарифа ТОО «АлматыЭнергоСбыт» на 2015г.

	Наименование субъекта	Объемы, млн. кВт.ч	Цена тенге/кВтч	затраты на электроэнергию, млн. тенге
г. Алматы				
ТОО "АлматыЭнергоСбыт"				
1	покупка			
	АО "Алматинские электрические станции"	2 775,6	8,60	23 870,2
	АО "Жамбылская ГРЭС"	1 186,3	8,70	10 320,9
	Северные источники	1 545,7	8,80	13 601,9
	АО "Мойнакская ГЭС"	712,6	7,40	5 272,9
	Итого покупка электрической энергии	6 220,1	8,53	53 065,9
2	передача электроэнергии, балансир, диспетч		6,29	39 142,8
	АО "Алатау Жарык Компаниясы"	6 220,1	5,21	32 382,68
	АО "Национальная Компания Казахстан Темир Жолы"	31,0	0,95	29,47
	АО "Кегок"	3 444,5	1,954	6 730,61
	Итого прочие сопутствующие услуги		0,28	1 724,1
	АО "КОРЭМ" готовность ЦТ	3 444,5	0,0025	8,611
	АО "Кегок" балансирование	6 220,1	0,0830	516,272
	ТОО ЭКА-ТрансКом, регулирование мощности	1,515	791,800	1 199,20
	Всего себестоимость покупки э/э		15,10	93 932,7
3	Сбытовая надбавка		0,34	2 099,47
	Себестоимость реализации э/э		15,44	96 032,2
	Убыток от дифференцированных тарифов		0,11	656,2
	Отпускной тариф, без НДС		15,55	96 703,8

В итоге отпускной тариф для потребителей ТОО «АлматыЭнергоСбыт» составляет 15,55 тенге за 1 кВт•ч (без НДС) или 17,42 кВт•ч (с НДС 12%) по состоянию на 2015 г.

Повышение тарифа в зоне действия ТОО «АлматыЭнергоСбыт» связано с увеличением отпускной цены на электрических станциях РК в соответствии с Постановлением Правительства РК №392 «Об утверждении предельных тарифов».

Таким образом, до 2015 года в Казахстане действуют предельные тарифы на отпускаемую электростанциями электроэнергию, которые включают в себя инвестиционную составляющую.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

В связи с изменением цен на электроэнергию, ТОО «АлматыЭнергоСбыт» вправе изменять действующий тариф до уровня, позволяющего исполнять обязательства перед поставщиками.

2.4 Перечень существующего оборудования

Алматинская ТЭЦ-1 введена в эксплуатацию в 1935 г. Развитие станции осуществлялось в несколько очередей.

В настоящее время выработавшие ресурс оборудование первых двух очередей: котлы ст. № 1...6, турбины ст. № 1...7 демонтированы, в том числе помещение котельного цеха, где размещались котлы. Помещение турбинного отделения используется для ремонтных целей и как складские помещения.

В главном корпусе ТЭЦ-1 находятся в эксплуатации:

а) два паровых котла БКЗ-160-100Ф ст. № 8, 9 номинальной производительностью по 160 т/ч пара с параметрами: давление – 100 кгс/см², температура – 540°С. Нарботка паровых котлов на 01.01.2015 г. составляет более 305 тыс.ч.

б) четыре паровых котла БКЗ-160-100Фс ст. № 10...13 номинальной производительностью по 160 т/ч пара с параметрами: давление – 100 кгс/см², температура – 540°С. Нарботка на 01.01.2015 г. – более 274 тыс. ч.

в) паровая турбина Р-25-90/18 с противодавлением ст. № 8 электрической мощность 25 МВт, тепловой – 155 Гкал/ч. Нарботка на 01.01.2015 г. составляет 98749 ч. Произведены работы по замене отдельных узлов и назначен новый нормативный ресурс в 270000 часов. Ориентировочный срок достижения установленного ресурса 2038-2048 г.г.

г) две паровые турбины ПТ-60-90/13 ст. № 9, 10 с регулируемым отбором пара на производственные нужды и одноступенчатым регулируемым отбором пара на теплофикацию электрической мощность по 60 МВт, тепловой по 174 Гкал/ч. Нарботка на 01.01.2015 г. составляет 292015 ч. и 281322 ч. соответственно.

В водогрейной котельной установлены семь водогрейных котлов ПТВМ-100 ст. № 1...7 тепловой производительностью по 100 Гкал/ч. Основное топливо – мазут. Нарботка водогрейных котлов составляет от 52 до 106 тыс. ч.

Состав основного оборудования АлТЭЦ-1 представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Состав основного оборудования Алматинской ТЭЦ-1

п/п	Тип и завод-изготовитель, станционный номер	Год ввода	Производительность котлов (установленная)	Мощность турбин, МВт
Котлы энергетические				
1	БКЗ-160-100Ф, №8	1960	160 т/ч	
2	БКЗ-160-100Ф, №9	1961	160 т/ч	
3	БКЗ-160-100Ф, №10	1961	160 т/ч	

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

п/п	Тип и завод-изготовитель, станционный номер	Год ввода	Производительность котлов (установленная)	Мощность турбин, МВт
4	БКЗ-160-100Ф, №11	1969	160 т/ч	
5	БКЗ-160-100Ф, №12	1970	160 т/ч	
6	БКЗ-160-100Ф, №13	1972	160 т/ч	
Турбины				
7	Р-25-90/18, №8	1960		25
8	ПТ-60-90/13, №9	1970		60
9	ПТ-60-90/13, №10	1971		60
Котлы водогрейные				
10	ПТВМ-100, №1	1966	100 Гкал/ч	
11	ПТВМ-100, №2	1967	100 Гкал/ч	
12	ПТВМ-100, №3	1969	100 Гкал/ч	
13	ПТВМ-100, №4	1970	100 Гкал/ч	
14	ПТВМ-100, №5	1976	100 Гкал/ч	
15	ПТВМ-100, №6	1978	100 Гкал/ч	
16	ПТВМ-100, №7	1979	100 Гкал/ч	

2.5 Тепловая схема

Тепловая схема ТЭЦ-1 выполнена с поперечными связями по основным и вспомогательным трубопроводам: острому пару, питательной воде, конденсатам и паропроводам различного назначения. Пар на собственные и пусковые нужды, а также на пиковые подогреватели поступает из коллектора греющего пара ДСП и от отбора противодавления турбины Р-25-90/18, из П-отборов турбин ПТ-60-90/13 и РОУ-13,8/1,3 МПа.

Восполнение потерь в цикле производится химобессоленной водой. Исходной водой для подпитки котлов и теплосети является вода Галгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром 1000 мм и повысительными насосами подается на охлаждение конденсаторов турбин № 9 и 10. Подогретая сырая вода поступает на химводоочистку.

Подпиточная вода котлов после химводоочистки направляется в атмосферные деаэраторы и перекачиваемыми насосами подается в систему регенерации турбин № 9, 10, подогрев питательной воды производится в подогревателях высокого давления турбин. Деаэрация подпиточной воды теплосети производится в вакуумных деаэраторах. Запас подпиточной воды в аккумуляторных баках - 2×5000 м³.

В состав тепловой схемы входит следующее основное оборудование:

- а) котлы ст. №№ 8-13 БКЗ-160-100Ф (6 шт.);
- б) турбины:

						ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
							19
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

- ст. №8 – Р-25-90/18;
- ст. №9 – ПТ-60-90/13;
- ст. №10 – ПТ-60-90/13.

с) котлы водогрейные ст. №№ 1-7 ПТВМ-100 (7 шт.).

Турбины типа ПТ-60-90/13

для привода турбогенератора с частотой вращения 50 с-1 и отпуска теплоты для нужд отопления и горячего водоснабжения, а также для отпуска пара для нужд производства.

Свежий пар из коллектора острого пара подается к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам ЦВД турбины. Из ЦВД часть пара направляется в ПВД и часть в производственный отбор. Из ЦВД пар направляется в ЦНД, где организованы регулируемые отборы и отборы в ПНД, а также отпуск пара на коллектор греющего пара ДСА.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в группе ПНД, деаэраторе и группе ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины.

Схема регенерации – деаэрационная. Регенеративная установка, предназначенная для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, имеет 3 ступени ПНД, 3 ступени ПВД и деаэратор. Все подогреватели – поверхностного типа. Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный. Из ПНД-1 сливается в ПСГ-1, откуда конденсат откачивается сливным насосом в точку смешения на линии питательной воды за ПНД-1. Из ПНД-3 конденсат каскадно сливается в ПНД-2, откуда сливным насосом откачивается в точку смешения между ПНД-2 и ПНД-3.

Возврат конденсата направляется в точку смешения между ПНД-1 и ПНД-2.

Установка деаэраторов выполнена по принципу с поперечными связями с общими коллекторами по питательной воде и пару.

Конденсатор имеет встроенную в паровую часть специальную камеру, в которой устанавливается секция ПНД-1.

Конденсационное устройство включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрева подпиточной воды во встроенном пучке.

Турбина типа Р-25-90/18

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Свежий пар из коллектора острого пара подводится к отдельно-стоящему стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к четырем регулирующим клапанам, расположенным в паровых коробках, сваренных в паровпускную часть цилиндра.

Подогрев питательной воды, поступающей из деаэраторов, осуществляется последовательно в двух подогревателях высокого давления.

Конденсат греющего пара из ПВД № 2 сливается в ПВД № 1, откуда направляется насосом в деаэратор.

Для конденсации пара уплотнений турбины служит сальниковый подогреватель; для отсоса воздуха из сальникового подогревателя устанавливается пароструйный эжектор; для отсоса воздуха из концевых камер уплотнений предусмотрен пароструйный эжектор уплотнений.

2.6 Топливо

В настоящее время на ТЭЦ-1 сжигается концентрат энергетический карагандинского угля со следующими усредненными характеристиками:

- а) калорийность - 5385 ккал/кг;
- б) зольность - 24,4%;
- в) влажность - 8,7%.

Сжигание твердого топлива осуществляется в шести котлах БКЗ-160-100Ф.

Максимальный часовой расход угля для БКЗ-160-100Ф при 100% его загрузке составляет 22...24 т/ч при калорийности исходного топлива 4800...5066 ккал/кг. При этом, исходя из экологических ограничений, загрузка котлов при работе на угле не превышает 75...82%, и при работе котлов на 100% загрузке в баланс топлива подмешивается природный газ.

Мазут используется в энергетических котлах в качестве растопочного топлива.

В водогрейных котлах 7×ПТВМ-100 в качестве основного топлива сжигается мазут, а также избытки природного газа.

Часовой расход мазута водогрейными котлами составляет 77,4 т/ч с учетом существующих технических ограничений.

2.7 Существующее газоснабжение

Газоснабжение ТЭЦ-1 обеспечивается от ГРС-1 по трубопроводу диаметром 400 мм с давлением 0,25...0,4 МПа и от ГРС-2, через ГРП «Гульдер», по трубопроводу диаметром 700 мм с давлением 0,3 МПа. Схема газоснабжения ТЭЦ-1 тупиковая (рисунок 2.5). Все элементы газового хозяйства на площадке ТЭЦ рассчитаны на максимальный расход газа всеми рабочими котлами: энергетическими и водогрейными. Газовое топливо поступает по газопроводу в газораспределительный пункт и затем подается к энергетическим и водогрейным котлам.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Система газоснабжения на площадке ТЭЦ-1 состоит из следующих узлов:

- а) подводящие газопроводы от ГРС-1 и ГРС-2;
- б) газорегулирующий пункт (ГРП);
- в) внутриплощадочные газопроводы (среднего давления);
- г) газопроводы энергетических и водогрейных котлов.

Характеристика природного газа (усредненная) приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристика природного газа

Наименование показателя	Величина, %
Двуокись углерода	0,08
Азот	0,87
Кислород	-
Метан	98,9
Этан	0,13
Пропан	0,01
И-Бутан	0,002
Н-Бутан	0,008
Плотность газа при 20°C, кг/м ³	0,723
Теплотворная способность низшая, МДж/м ³	49,2

* - согласно протоколу испытаний № 260 от 06.02.2013 г. к договору на поставку газа в 2014 г.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

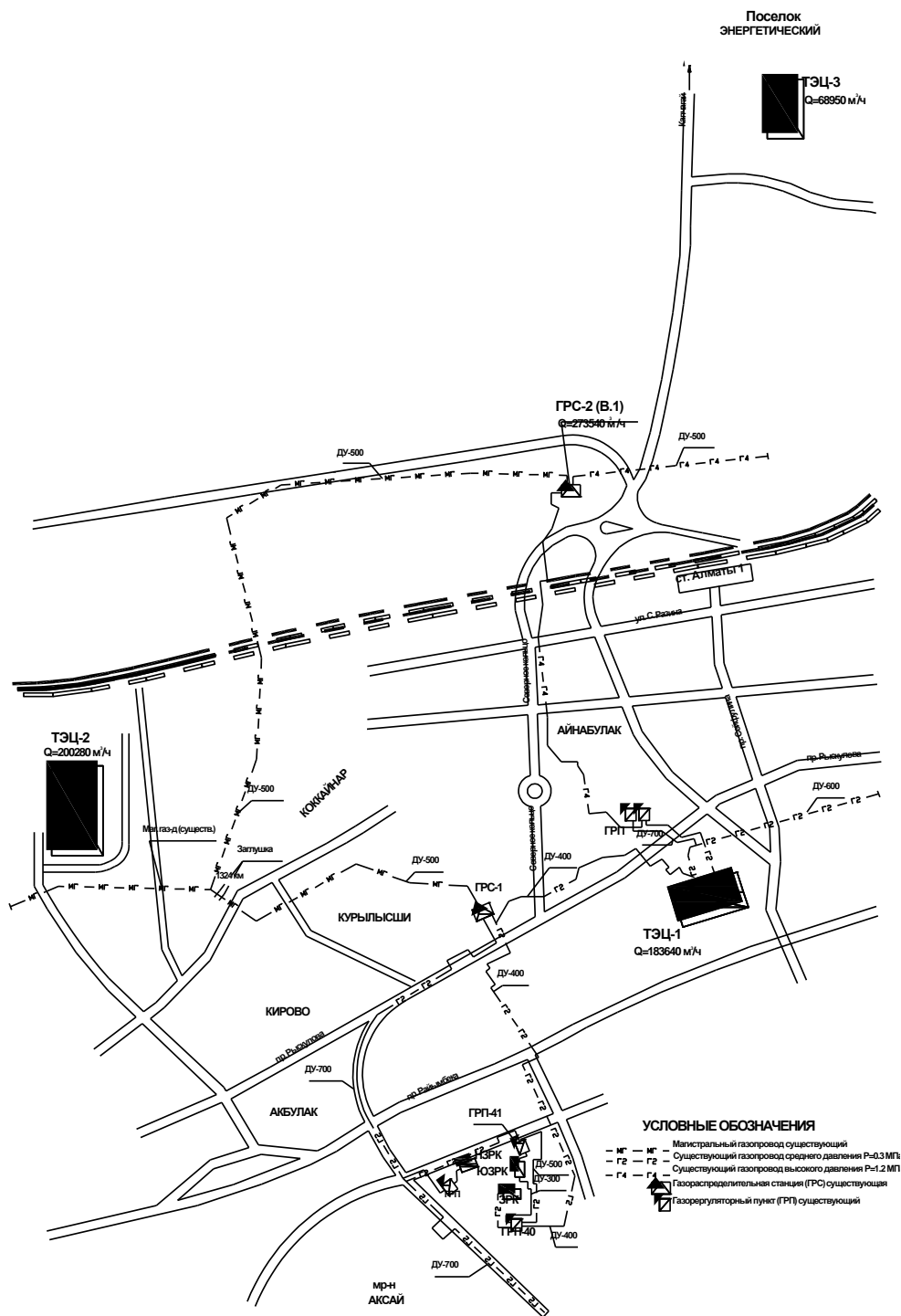


Рисунок 2.5 – Укрупненная схема газоснабжения энергоисточников

2.8 Технические решения по реконструкции

В условиях быстро развивающегося г. Алматы основные решения настоящей работы направлены на обеспечение надежного и экономичного энергоснабжения.

При расширении ТЭЦ-1 предусматривается применение наиболее эффективной технологии комбинированного производства тепло- и

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				23

электроэнергии на базе современного, высокоэффективного надежного оборудования, обладающего высокими экологическими показателями.

В целях максимизации полезного использования топлива работа оборудования станции предполагается в режиме, обеспечивающем покрытие требуемой части тепловых нагрузок зоны централизации. При этом в тепломеханической части предлагаются следующие основные технические решения:

а) установка в новом главном корпусе двух газотурбинных установок электрической мощностью по 50 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами с производительностью 105 т/ч каждый со вспомогательным оборудованием;

б) установка вспомогательного оборудования блоков ГТУ+КУВ, в том числе двух водоводяных пластинчатых теплообменников водогрейных котлов с производительностью 105 т/ч каждый, с включением в теплосеть по двухконтурной схеме;

в) установка системы аварийного топливоснабжения (баки запаса дизельного топлива, насосная);

г) строительство пункта подготовки газа (ППГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС);

д) прокладка технологических трубопроводов;

2.9 Турбина газовая

Для более детального анализа представлена следующая газовая турбина, признанная мировым лидером газотурбинного машиностроения, энергетическая турбина GT8C производства «АВВ».

На мировом рынке газотурбостроения также присутствуют и другие поставщики, и производители данного оборудования, при этом представленные выше производитель обладает максимальными показателями в части надежности, экономичности, экологичности и широкой референцией поставок указанного класса машин.

Таблица 2.4 - Состав основного оборудования ТЭЦ после техперевооружения и расширения

№ п/п	Наименование и тип оборудования	Кол-во	Краткая характеристика	Примечание
<i>Существующее оборудование</i>				
1	Котел БКЗ-160-100Ф ст. №12 и 13	2	До=160 т/ч Ро=10,0 МПа to=540°C	
2	Турбина Р-25-90/18 ст. №8	1	N=25 МВт До=242 т/ч Ро=9,0 МПа to=535°C	
3	Водогрейный котел ПТВМ-100 ст.№ 3...7	5	Q=100 Гкал/ч	

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

№ п/п	Наименование и тип оборудования	Кол-во	Краткая характеристика	Примечание
Вновь устанавливаемое оборудование				
4	Газовая турбина ГТУ 50 МВт (по типу GT8C)	2	N=50 МВт	«АВВ»
5	Водогрейный котел-утилизатор за газовой турбиной	2	Q=105 т/ч	ОАО «Подольский машиностроительный завод»

GT8C выполнена по схеме простого открытого цикла. Ротор газогенератора и силовой турбины является единым и сочленяется с ротором электрогенератора через редуктор (6200/3000 об/мин). Турбина и компрессор помещены в корпусе, разделенные по горизонтальной плоскости на уровне оси оборудования, представляющая собой в собранном состоянии единый блок.

Для контактирующих с горячим газом деталей существует система воздушного охлаждения с целью поддержания допустимого диапазона температур. Имеется термоизоляция, служащая и как звукоизоляция, для предотвращения попадания тепла в окружающую среду, равномерного распределения тепла на все детали оборудования и изоляции шума.

Камера сгорания установлена в вертикальном положении на корпусе турбины, предусмотрено противоточное охлаждение. Газовая турбина может работать как на газотурбинном, так и на жидком топливе. Имеется возможность переключения с газообразного топлива на жидкое (автоматически) и с жидкого на газообразное (вручную) без прекращения эксплуатации.

В качестве аварийного топлива используется дизельное топливо.

В процессе сжигания жидкого топлива происходит впрыскивание воды с целью поддержания эмиссии NO_x выхлопных газов на низком уровне. Процесс горения неблагоприятных изменений не претерпевает. Генераторный блок присоединяется редуктором к газотурбинному блоку.

Генератор – двухполюсный, трехфазный, синхронный, в полностью закрытом корпусе с воздушным охлаждением. Подача смазки, охлаждающей жидкости и смазочного масла для подшипников обеспечивается системами, обслуживающими газовую турбину.

Всасывающий патрубок выполнен перпендикулярно оси компрессора. Для очистки воздуха перед компрессором предусмотрена одноступенчатая фильтрующая система с высокой степенью фильтрации. Для очистки фильтрующих элементов используется сжатый воздух с давлением от шести до восьми бар. Степень сжатия компрессора равна 15,8.

Компоновка оборудования выполнена для размещения всех агрегатов установки в отдельном боксе. Выход отработавших газов выполняется по оси ротора турбины. Уходящие газы сбрасываются в атмосферу через сбросную дымовую трубу, установленную вне бокса.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Газонепроницаемое соединение между сбросным диффузором и дымовой трубой и компенсация термического расширения обеспечиваются посредством расширения места соединения, изготовленного из легкого материала. Дымовая труба по всей высоте покрывается звуко-теплоизоляцией. Кроме того в дымовую трубу встроен шумоглушитель.

Характеристика машины дается при стандартных потерях давления по тракту: всасывающий и сбросной тракт в сумме составляют 25 миллибар.

В качестве топлива принят природный газ состава (% по объему): $CH_4=98,9$; $C_2H_6=0,13$; $C_3H_8=0,01$; $CO_2=0,08$; $N_2=0,87$.

Оборудование поставляется в собранном виде на собственном основании.

Основные показатели GT8C даны при работе турбины с номинальной мощностью при следующих условиях: $t_{нв}=+15$ °С, $P=0,1013$ МПа показаны в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Основные показатели работы GT8C

Показатель	Величина	Размерность
Мощность	51,6	МВт
КПД	33,9	%
Расход топлива	3,045	кг/с
Расход уходящих газов	177,4	кг/с
Температура уходящих газов	517	°С
Температура газов на входе	1100	°С
Избыток воздуха	3,309	

2.10 Тепловая схема газотурбинной установки с котлами – утилизаторами

Утилизация теплоты выхлопных газов газовых турбин происходит в котлах – утилизаторах для генерации промышленного пара 1,5 МПа, 295 °С. Схема принята с поперечными связями. Котлы – утилизаторы подключены по промышленному пару на два коллектора, соединенные с соответствующими коллекторами существующей части главного корпуса, от которых пар подается на пиковые сетевые подогреватели и на производство.

Конденсат с производства, конденсат теплообменников и подпиточная химочищенная подогретая вода деаэрируется в атмосферных деаэраторах. Пар в деаэраторы поступает из коллектора пара 0,12 МПа существующей части. Деаэраторы имеют перемычки по пару и воде. Питательная вода с температурой 104 °С подается в экономайзеры КУ.

Непрерывная продувка котлов после расширителей непрерывной продувки (РНП) направляется без охлаждения на испарительную установку, пар из РНП поступает в коллектор пара 0,12 МПа.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Для глубокого охлаждения газов на выходе из котла на линии рециркуляции газодляного теплообменника (ГВТО) устанавливаются вододляные теплообменники, в которых тепло снимается водопроводной водой перед ХВО подпитки теплосети.

2.11 Котлы – утилизаторы

Для утилизации тепла уходящих газов за газовыми турбинами устанавливаются горизонтальные котлы – утилизаторы ОАО «Подольский машиностроительный завод». Котлы – утилизаторы вырабатывают технологический пар давлением 1,5 МПа, температурой 295 °С и позволяет получать горячую воду для теплоснабжения за счет размещения в котлах газодлянных теплообменников (ГВТО), включенных в замкнутый контур, тепло от которых снимается в специальных теплообменниках.

Котел выполняется газоплотным. Поверхности нагрева котла выполняются дренируемыми из труб с наружным спиральным оребрением.

За каждым котлом предусматривается установка шумоглушителя, газового плотного клапана и ремонтной заглушки.

Котел – утилизатор горизонтальной компоновки имеет следующие преимущества по сравнению с вертикальным:

- меньшее аэродинамическое сопротивление газодходов;
- отсутствуют циркуляционные насосы, что упрощает компоновку и схему котла, снижает расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ;
- имеется возможность использования кранового оборудования для монтажа и ремонта котлов.

Техническая характеристика котла-утилизатора горизонтальной компоновки приведена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Техническая характеристика котла – утилизатора

Наименование	Нагрузка ГТУ					
	100 %			50 %		
Температура питательной воды, °С	104			104		
Температура наружного воздуха, °С	-20/-30	0	+20	-20/30	0	+20

Температура газов на входе, °С	510	519	526	432	444	458
Расход газов на входе, кг/с	196	186	173	150	142	133
Паропроизводительность, т/ч	105	103	97,7	61,2	60,9	60,2
Температура пара на входе, °С	292	294	297	285	289	293
Давление пара за котлом, МПа	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Температура уходящих газов, °С	101	99	97	100	97	94
Аэродинамическое сопротивление, Па	1480	1340	1180	888	806	718
Температура газов на входе в ГВТО, °С	159	157	155	164	161	159
Расход воды через ГВТО, т/ч	199	199	199	199	199	199
Температуры на входе/выходе ГВТО, °С	70/121	70/118	70/115	70/126	70/121	70/117

2.12 Водоподготовка и система охлаждения

2.12.1 Существующая часть

Водоподготовка

Существующие водоподготовительные установки Алматинской ТЭЦ-1 обеспечивают добавочной водой энергетические котлы $P=9,8$ МПа, подпиточной водой тепловые сети, работающие по тепловому графику $132/70^{\circ}\text{C}$ при открытой схеме горячего водоснабжения и нагреве воды в сетевых подогревателях и водогрейных котлах.

Водоподготовительное оборудование ТЭЦ-1 состоит из двух водоподготовительных установок (ВПУ) и установки очистки внутристанционного конденсата:

а) **ВПУ подпитки энергетических котлов.** Подпитка энергетических котлов осуществляется по схеме обратного осмоса и химического обессоливания. Проектная производительность установки обратного осмоса составляет – $50 \text{ м}^3/\text{ч}$, а обессоливающей установки – $330 \text{ м}^3/\text{ч}$;

б) **ВПУ подпитки теплосети.** Подпитка теплосети осуществляется обработкой подпиточной воды ингибитором отложений минеральных солей (ИОМС). Проектная производительность установки подпитки теплосети - $2200 \text{ м}^3/\text{ч}$;

в) **Конденсатоочистка.** Очистка конденсата производится по схеме: натрий-катионирование. Проектная производительность установки - $160 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В качестве исходной воды на установки водоподготовки, как и на все техническое водоснабжение ТЭЦ-1, подается артезианская вода питьевого качества из Талгарского водозабора. Показатели качества исходной воды за 2013 год приведены в таблице 2.7.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Таблица 2.7 - Показатели качества исходной воды за 2013 год АлЭС ТЭЦ-1

№	Показатель	Единицы измерения	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	Среднее за год
1	Ca ⁺⁺	мг-экв/дм ³	2,70	2,80	2,80	2,80	2,78
		мг/дм ³	54,11	56,11	56,11	56,11	55,71
2	Mg ⁺⁺	мг-экв/дм ³	1,60	1,50	1,40	1,50	1,50
		мг/дм ³	19,44	18,23	17,01	18,23	18,23
3	Na ⁺	мг-экв/дм ³	1,17	1,20	1,25	1,13	1,18
		мг/дм ³	26,90	27,59	28,74	25,98	27,13
4	Сумма катионов мг-экв/дм ³		5,47	5,50	5,45	5,43	5,46
5	CL ⁻	мг-экв/дм ³	0,33	0,40	0,31	0,37	0,35
		мг/дм ³	11,70	14,18	10,99	13,12	12,41
6	NO ₂ ⁻	мг-экв/дм ³	отс	отс	отс	отс	отс
		мг/дм ³	отс	отс	отс	отс	отс
7	NO ₃ ⁻	мг-экв/дм ³	0,18	0,19	0,18	0,18	0,18
		мг/дм ³	11,16	11,78	11,16	11,16	11,16
8	SO ₄ ⁻⁻	мг-экв/дм ³	0,60	0,63	0,60	0,60	0,61
		мг/дм ³	28,83	30,27	28,83	28,83	29,31
9	HCO ₃ ⁻	мг-экв/дм ³	3,90	3,80	3,90	3,80	3,85
		мг/дм ³	237,86	231,76	237,86	231,76	234,81
10	SiO ₃ ²⁻	мг-экв/дм ³	0,46	0,48	0,46	0,48	0,47
		мг/дм ³	17,50	18,26	17,50	18,26	17,88
11	Сумма анионов мг-экв/дм ³		5,47	5,50	5,45	5,43	5,46
12	pH		7,00	7,00	7,20	7,10	7,08
13	CO ₂	мг/дм ³	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
14	Ж	мг-экв/дм ³	4,30	4,30	4,20	4,30	4,28
15	Щ	мг-экв/дм ³	3,90	3,80	3,90	3,80	3,85
16	SiO ₃ общ.	мг/дм ³	18,48	19,06	18,04	18,26	18,46
17	SiO ₃ раст.	мг/дм ³	17,50	18,26	17,50	17,96	17,81
18	SiO ₃ колл.	мг/дм ³	0,98	0,80	0,54	0,30	0,65
19	Fe ⁺⁺⁺	мкг/дм ³	66,00	46,00	68,00	61,00	60,25
20	Fe ₂ O ₃	мкг/дм ³	94,38	65,78	97,24	87,23	86,16
21	Cu ⁺⁺	мкг/дм ³	4,50	1,50	2,50	3,50	3,00
22	Взвеш. вещ-ва	мг/дм ³	1,20	0,80	0,80	0,60	0,85
23	Сухой остаток	мг/дм ³	319,00	311,00	316,50	316,50	315,75

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						29
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

2.12.1.1 ВПУ подпитки котлов

В настоящее время на станции реализован проект реконструкции обессоливающей установки № 11K0473P, разработанный ТОО «Пауэр Инжиниринг» в 2011 г. Схема установки приведена на рисунке 2.6.

Описание работы схемы

Исходная вода, подогретая в системе оборотного охлаждения из турбинного цеха подается в здание ХВО на Н-катионитные фильтры первой ступени, которые работают в качестве механических фильтров. Далее обрабатываемая вода подается на установки обратного осмоса, затем на Н-катионитные фильтры второй ступени, после которых обрабатываемая вода проходит декарбонизацию и ОН-анионирование.

Первая стадия обработки исходной воды – механическая очистка исходной воды на Н-катионитном фильтре первой ступени № 9. Объем подачи воды составляет 57-73 м³/ч, в зависимости от выбранного режима работы. Количество задействованных фильтров: d = 3400 мм - 1 шт.

Вторая стадия обработки воды – обратноосмотическое обессоливание.

Установка обратного осмоса ДВС-М/150-8-42, состоящая из 42 мембран. Расход исходной воды составляет 57 м³/ч, производительность (расход пермеата) – 40 м³/ч, расход сточных вод (концентрата) – 17 м³/ч. Количество установок 1 шт.

Вторая установка (концентратор) – установка обратного осмоса ДВС-М/150-8-12 используется для обессоливания концентрата после первой ступени обратного осмоса и состоит из 12 мембран. Расход воды на входе в установку составляет 17 м³/ч, расход пермеата – 12 м³/ч, расход концентрата – 5 м³/ч. Количество установок 1 шт.

Третья стадия обработки воды – Н-катионирование.

Обессоленная вода после 2-х установок обратного осмоса в количестве 50-52 м³/ч подается на Н-катионитные фильтры второй ступени. Концентрат после второго блока обратноосмотического обессоливания с расходом 5 м³/ч сбрасывается в канал ГЗУ. Количество Н-катионитных фильтров второй ступени – 1 шт., диаметр d = 3400 мм.

Четвертая стадия обработки воды – декарбонизация. Декарбонизатор служит для десорбции из частично-обессоленной воды свободной углекислоты СО₂. Декарбонизатор представляет собой стальной цилиндр, заполненный насадкой - кольцами Рашига. Декарбонизатор работает по принципу противотока. Подвод воды в декарбонизатор производится на верхнюю крышку через патрубок. Подача воздуха в декарбонизатор производится снизу. Влаговоздушная смесь из декарбонизатора поступает в брызгоотделитель, откуда вода стекает в декарбонизатор, а газовоздушная смесь выходит в атмосферу. Количество декарбонизаторов – 1 шт., производительностью 125 м³/ч.

Пятая стадия обработки воды – ОН-анионирование. Количество анионитных фильтров – диаметром – 3000 мм – 1 шт.

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				30

№ 1352. Производительность системы подпитки теплосети составляет 2200 м³/ч.

Химический анализ исходной воды и воды, подаваемой на подпитку тепловой сети после обработки согласно нормативным данным приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Химический анализ исходной воды и воды, подаваемой на подпитку тепловой сети после обработки

Показатель	Единица измерения	Исходная вода (среднегодовые значения за 2012 г.)	Норма качества подпиточной сетевой воды
Растворенный кислород	мкг/кг	50 (лето) 20 (зима)	50
Жесткость карбонатная (Жк)	мг-экв/л	4,28	0,75*
pH	-	7,08	8,3-9,0
Содержание свободной углекислоты	мг/л	2,2	0
Взвешенные в-ва	мг/л	0,85	5

* согласно РД 24.031.120-91 «Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов, организация водно-химического режима и химического контроля»

Для подготовки подпиточной сетевой воды применяется комбинированный способ обработки – кислотно-фосфатный.

Подкисление исходной воды осуществляется концентрированной (93%) серной кислотой. Метод подкисления применим во всем диапазоне встречающихся в практике эксплуатации величин щелочности и общей жесткости природных вод. При подкислении часть солей карбонатной жесткости переходит в эквивалентное количество солей некарбонатной жесткости, хорошо растворимых в воде и при обычных условиях не выпадающих в осадок. Свободная углекислота, выделяющаяся после подкисления, удаляется на аппаратах скрубберного типа – декарбонизаторах.

Фосфатирование производится комплексобразующим реагентом ИОМС-1 (ингибитор отложения минеральных солей) на основе органофосфатов. ИОМС-1 обладает способностью не только способностью ингибировать отложения соединения кальция, но и обладает способностью создавать антикоррозионную пленку на трубопроводах и аппаратах. ИОМС-1 подается в декарбонизированную воду.

2.12.1.3 Конденсатоочистка

Для очистки внутривансионных загрязненных конденсатов из дренажных баков и баков низких точек ТЭЦ, а также загрязненных конденсатов с производства имеется конденсатоочистка. Проектная производительность установки 160 м³/ч, фактическая до 40 м³/ч. Установлено 3 На-катионитовых фильтра диаметром 3,4 м, загруженных катионитом Воватит KPS. Установка не работает с 2010г.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

2.12.1.4 Очистные сооружения и схема промстоков

Установка очистки нефтесодержащих стоков введена в эксплуатацию в 1979 году. Проектная схема очистки нефтесодержащих стоков главного корпуса и мазутного хозяйства: нефтеловушка, флотаторы, механические и угольные фильтры. Отвод очищенных стоков предусматривался в систему ГЗУ в качестве подпитки. Проектная производительность установки 40 т/ч.

В настоящее время флотаторы, механические и угольные фильтры в схеме очистки не задействованы. Нефтеловушка работает в качестве отстойника, куда поступают, в основном, загрязненные стоки бульдозерного парка и стоки с машзала главного корпуса.

После отстоя в нефтеловушке стоки подаются в трубопровод осветленной воды ГЗУ.

Чистые стоки от охлаждения подшипников механизмов, пробоотборных точек направляются в циркуляционные колодцы оборотной системы охлаждения, замасленные стоки на очистные сооружения с последующим использованием в системе подпитки ГЗУ. При техперевооружении станции система охлаждения в части существующего оборудования сохраняется.

Стоки после обмывки поверхностей нагрева котлов и химических промывок оборудования главного корпуса и водогрейной котельной используются для подпитки системы ГЗУ. Баки-нейтрализаторы отсутствуют.

Продувочные воды энергетических котлов направляются в ГЗУ.

2.12.2 Технические решения по водоподготовительным установкам и системе охлаждения после техперевооружения и расширения

2.12.2.1 ВПУ энергетических котлов

В эксплуатации остаются два котла типа БКЗ-160-100Ф производительностью 160 т/ч, с параметрами перегретого пара 535°C, 90 бар.

Паропроизводительность оставшихся паровых котлов составляет: $160\text{т/ч}+160\text{т/ч}+25\text{т/ч}=345\text{ т/ч}$.

По нормам ВНТП-81 внутростанционные потери составляют 2% паропроизводительности; потери с продувкой котлов составляют 5%, величина дополнительной производительности обессоливающей установки для эл/станций с барабанными котлами составляет 25 т/ч.

Следовательно, производительность обессоливающей установки должна быть не менее:

$$345*(0,02+0,05)+25=49,15\text{ м}^3/\text{ч}$$

Существующая обессоливающая установка производительностью 330 м³/ч, что является достаточным.

Существующей производительности обессоливающей установки (330 м³/ч), достаточно для обеспечения хим.обессоленной водой оставшихся в эксплуатации котлов.

Засоленные сточные воды от регенерации фильтров обессоливающей установки после взаимной нейтрализации в баке-усреднителе в количестве 8 т/ч отводятся в городскую канализацию.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						33
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Часть кислых стоков (1,6 т/ч) от регенерации водород-катионитовых фильтров, по сложившейся на станции схеме, отводится в систему ГЗУ.

2.12.2.2 ВПУ подпитки теплосети

Схема ВПУ подпитки теплосети сохраняется существующая.

Заполнение замкнутого контура котлов-утилизаторов предусматривается от трубопровода обратной сетевой воды.

Установка подпитки теплосети в ГТУ-ТЭЦ не предусматривается, т.к. действующая на ТЭЦ установка подпитки теплосети полностью обеспечивает требуемое покрытие потерь сетевой воды в системе теплоснабжения.

Требования к качеству сетевой (котловой) воды соответствуют требованиям Правил Технической Эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным Постановлением Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1352 и приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – требования к качеству сетевой воды

Показатель	Единица измерения	Требования от завода изготовителя КУВ	Качество обратной сетевой воды на станции (для заполнения контура)	Качества подпиточной сетевой воды
Содержание свободной углекислоты, не более	мг/дм ³	0	0	0
Содержание растворенного кислорода, не более	мкг/ дм ³	20	20	50
Содержание соединений железа, не более	мг/дм ³	0,5	0,3	0,3
Значение рН при 25 °С		8,3-9,5	8,3-9,0	8,3-9,0
Количество взвешенных веществ, не более	мг/дм ³	5	5	5
Содержание нефтепродуктов, не более	мг/дм ³	1,0	0,1	0,3

2.12.2.3 Схема охлаждения оборудования и механизмов

Охлаждение маслоохладителей существующих турбин, питательных насосов производится по оборотной схеме с теплообменником. В качестве теплообменника используется конденсатор неработающей турбины ст. № 7. Конденсаторы турбин ст. № 7, 9, 10 и газоохладители турбин ст. № 8, 9, 10 охлаждаются сырой водой, идущей на подпитку теплосети и котлов.

В качестве исходной сырой (технической) воды используется артезианская вода питьевого качества Талгарского месторождения.

В разрабатываемом проекте предусматриваются два контура охлаждения: сырой и обессоленной водой. Система проектируемых трубопроводов охлаждения вспомогательного оборудования выполняется с

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

подключением к существующей системе технического водоснабжения и к трубопроводам химобессоленной воды ТЭЦ-1.

Циркуляция в контуре обеспечивается одним из существующих циркуляционных насосов, установленных в существующем главном корпусе.

Подающий трубопровод технической воды на охлаждение диаметром Ду 350 подключается к существующему напорному водоводу технической воды циркуляционного насоса № 7 (Д-400) производительностью 1500 м³/ч, напором 22 м вод. ст.

Сбросной трубопровод технической воды диаметром Ду 350 подключается к перемычке существующих трубопроводов охлаждающей воды, на участке между отключающими задвижками Ц-7 и Ц-7А.

В связи с расширением ТЭЦ-1 и строительством нового главного корпуса демонтируются здания и сооружения с оборудованием, попадающие в зону строительства. В число демонтируемого оборудования входит циркуляционный насос № 6 типа 20НДН, производительностью 2160 м³/ч с обвязкой, находящийся в подвальном помещении старой части главного корпуса. Взамен демонтируемого устанавливается новый циркуляционный насос типа 2Д2000-21 производительностью 2000 м³/ч и напором 21 м. вод. ст. рядом с циркуляционным насосом № 8.

Часть технической воды через водоводяной теплообменник отводит тепло замкнутого контура охлаждения ГТУ, часть воды поступает на охлаждение вспомогательного оборудования, охлаждение проб и т.д.

Максимальный расход циркуляционной воды на охлаждение вспомогательного оборудования и систем составляет 1050 м³/ч, в том числе 895,7 м³/ч – на охлаждение замкнутого контура охлаждения.

Расходы охлаждающей технической воды приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Расходы охлаждающей технической воды

Наименование оборудования	Расход, т/ч
Насосы замкнутого контура котла-утилизатора	154,3
Насосы подпитки замкнутого контура КУВ	
Насосы антиобледенительной системы	
Охлаждение пробоотборников, СУПП	
Расход технической воды на замкнутый контур охлаждения	895,7
Всего:	1050,0

Для охлаждения оборудования требуется вода по качеству не ниже качества обессоленной воды.

Система замкнутого контура охлаждения химобессоленной водой (ХОВ) обеспечивает охлаждение основного и вспомогательного оборудования ГТУ, поставляемого фирмой АВВ.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						35
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

От насосов замкнутого контура охлаждения через водо-водяной теплообменник предусмотрена подача параллельных потоков ХОВ на охлаждение следующего оборудования:

- а) охладителей смазочного масла ГТ;
- б) воздухоохладителей генераторов ГТ;
- в) охладителя уплотнительного воздуха ГТ;
- г) оборудования дожимной компрессорной установки.

К установке принимается пластинчатый теплообменник замкнутого контура охлаждения с площадью теплообмена 675 м².

После охлаждения оборудования химобессоленная вода замкнутого контура направляется в бак замкнутого контура охлаждения емкостью 25 м³.

Восполнение потерь замкнутого контура охлаждения ГТУ осуществляется химобессоленной водой путем подключения к существующим трубопроводам ХОВ, расположенным на эстакаде технологических трубопроводов со стороны оси 13 главного корпуса.

Расходы ХОВ на охлаждение механизмов в замкнутом контуре приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Расходы ХОВ на охлаждение механизмов в замкнутом контуре

Наименование оборудования	Расход, т/ч	
	1 блок	2 блока
Охладители уплотнительного воздуха ГТ	1,62	3,24
Охладители смазочного масла ГТ	95	190
Воздухоохладители генератора ГТ	99,4	198,8
Дожимная компрессорная установка	270	540
Всего:	466,02	932,04

2.13 Расчет тепловой схемы энергетической ГТУ

Целью расчета тепловой схемы ГТУ является определение параметров рабочего тела, расхода топлива и энергетических характеристик установки.

Исходные данные расчета:

Основные показатели работы ГТУ в расчетном режиме:

а) Параметры наружного воздуха: $T_{0НВ} = 288$ К, $P_{0НВ} = 0,1013$ МПа.

б) Основное топливо – природный газ, имеющий следующие характеристики:

- теплотворная способность $Q_H^P = 49\,193$ кДж/кг [1];

- плотность $\rho_T = 0,716$ кг/м³;

- теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг топлива $L_o = 16,62$ кг/кг [1];

- состав (% по объему): $CH_4 = 98,9$; $C_2H_6 = 0,13$; $C_3H_8 = 0,01$; $CO_2 = 0,08$; $N_2 = 0,87$.

в) Физическая частота вращения ротора ГТУ $n_{0Ф} = 103,33$ 1/с [6];

г) Физический расход воздуха на входе в компрессор $G_{0К} = 177$ кг/с [6];
Нерасчетный режим ГТУ:

а) Параметры наружного воздуха: $T_{0НВ} = 26$ К, $P_{0НВ} = 0,1013$ МПа;

б) Начальная температура газов на входе в газовую турбину $T_{HT} = 1373$ К [6].

2.13.1 Определение параметров рабочего тела в осевом компрессоре

1. Удельная приведенная частота вращения ротора ГТУ:

$$\bar{n}_{ПР} = \sqrt{\frac{T_{0НВ}}{T_{НВ}}} \sqrt{\frac{28}{26}} = 1,0366.$$

2. Приведенная частота вращения ротора ГТУ, 1/с:

$$\bar{n}_{ПР} \cdot n_{0Ф} = 107,1$$

3. Приведенный расход воздуха через компрессор, кг/с:

$$\bar{G}_{ПР} \cdot G_{0К} = 1,017 \cdot 177 = 180$$

где $\bar{G}_{ПР} = 1,017$ (из конструктивных характеристик).

4. Степень повышения давления в компрессоре:

$$\pi_k = 15,7 \text{ (из конструктивных характеристик).}$$

						Лист
					ДП-5В071700-2015.ПЗ	37
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

5. Изэнтропийный КПД компрессора: $\eta_K = 0,853$.

6. Давление воздуха на входе в проточную часть компрессора, МПа:

$$p_{к.вх} = 0,1002 \text{ МПа}$$

Величину потери давления на входе в компрессор $p_{к.вх}$ можно принять из интервала 0,0008 – 0,0013 МПа.

7. Физический расход воздуха через компрессор в нерасчетном режиме, кг/с:

$$G_{физ} = 177 \cdot 1,017 \cdot 1,0367 \cdot (0,1002/0,1003) = 186,6 \text{ кг/с}$$

8. В дальнейшем определяем удельную работу сжатия воздуха в компрессоре и температуру этого воздуха за компрессором. Расчет этих величин можно провести методом последовательных приближений по среднеарифметической величине теплоемкости:

В первом приближении принимаем $T_{КК} = 655,6 \text{ К}$.

9. Среднеинтегральная теплоемкость воздуха определяется по формуле, кДж/(кг·К):

$$c_{ph} = 0,9956 + 92,99 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273)$$

Теплоемкость воздуха при $T_{НВ}$ равна $c_{ph_{вх}} = 0,9951 \text{ кДж/(кг·К)}$.

Теплоемкость воздуха при $T_{КК}$ равна $c_{ph_{вых}} = 1,031 \text{ кДж/(кг·К)}$.

10. Среднеарифметическая величина теплоемкости в интервале температур $T_{НВ} \div T_{КК}$:

$$c_{pm} = (c_{ph_{вх}} + c_{ph_{вых}}) / 2$$

$$c_{pm} = 1,013 \text{ кДж/(кг·К)}$$

11. Удельная работа сжатия воздуха в компрессоре, кДж/кг:

$$l_{уд} = \frac{R_B}{\eta_K} \ln \left(\frac{p_{к.вх}}{p_{к.вых}} \right)$$

где R_B - газовая постоянная воздуха $R_B = 0,287 \text{ кДж/(кг·К)}$.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

12. Температура воздуха за компрессором, К:

$$T_{\text{КК}} = T_{\text{НВ}} \cdot \left[\frac{1 + \frac{\gamma - 1}{2} \cdot \pi^2}{1} \right] = 293 \cdot \left[\frac{1 + \frac{1,4 - 1}{2} \cdot 15,7^2}{1} \right] = 293 \cdot 1,85943 = 543,6 \text{ К}$$

13. Давление воздуха за компрессором, МПа:

$$P_{\text{КК}} = P_{\text{НВ}} \cdot \pi^2 = 0,1002 \cdot 15,7 = 1,573 \text{ МПа}$$

14. В тепловой схеме ГТУ предусмотрено охлаждение большинства горячих деталей газовой турбины воздухом, отбираемым из проточной части компрессора. Охлаждаются как сопловые, так и рабочие лопатки проточной части газовой турбины, элементы ротора и статора. Для этой цели выполняются теплогидравлические расчеты всех элементов системы охлаждения, в результате чего определяют:

- необходимые количества охлаждающего воздуха;
- требуемые давления воздуха, отбираемого для охлаждения из проточной части компрессора и направляемого в соответствующие элементы газовой турбины.

В расчете тепловой схемы GT8C, на основании заводских данных, принимается, что отборы воздуха на охлаждение осуществляются после пятой, девятой и последней 12-й ступени компрессора.

Пользуясь этими данными, рассчитываем параметры воздуха в точках отбора его из компрессора.

А) за пятой ступенью ОК:

$$G_{\text{ОХЛ.5}} = 2,35 \text{ кг/с};$$

$$\pi_5 = 7,6 \text{ – заводские данные.}$$

Методом последовательных приближений, по аналогии с расчетом всего компрессора, определяем температуру за пятой ступенью ОК и удельную работу сжатия воздуха:

Принимаем в первом приближении:

$$T_5 = 514,9 \text{ К},$$

$$c_{\text{ph5}} = 1,018 \text{ кДж/(кг·К)}$$

15. Среднеарифметическая величина теплоемкости в интервале температур $T_{\text{НВ}} \div T_5$, кДж/(кг·К):

$$c_{\text{pm}5} = (c_{\text{ph} \text{ вх}} + c_{\text{ph}5}) / 2,$$

$$c_{\text{ph}5} = 1,007.$$

16. Удельная работа сжатия воздуха, кДж/кг:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$T_5 = T_{\text{нв}} \cdot \left[\frac{\left(\frac{p_5}{p_4} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}{\eta_k} \right] = 210,2.$$

17. Температура воздуха за пятой ступенью компрессора, К:

$$T_5 = T_{\text{нв}} \cdot \left[\frac{\left(\frac{p_5}{p_4} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}{\eta_k} \right] = 210,2.$$

Б) за девятой ступенью ОК:

$$G_{\text{охл.9}} = 5 \text{ кг/с};$$

$\pi_9 = 10,1$ – заводские данные.

18. Методом последовательных приближений, по аналогии с расчетом всего компрессора, определяем температуру за девятой ступенью ОК и удельную работу сжатия воздуха:

Принимаем в первом приближении: $T_9 = 562,39 \text{ К}$, $c_{\text{ph}9} = 1,022 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$.

19. Среднеарифметическая величина теплоемкости в интервале температур

$$T_{\text{нв}} \div T_9, \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}:$$

$$c_{\text{pm}9} = (c_{\text{ph} \text{ вх}} + c_{\text{ph}9}) / 2,$$

$$c_{\text{ph}9} = 1,009.$$

20. Удельная работа сжатия воздуха, кДж/кг:

$$L_{\text{уд}} = \frac{G_{\text{охл.9}} \cdot (T_9 - T_{\text{нв}})}{G_{\text{возд.}}} = 250,3.$$

21. Температура воздуха за девятой ступенью компрессора, К:

$$T_9 = T_{\text{нв}} \cdot \left[\frac{\left(\frac{p_9}{p_8} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}{\eta_k} \right] = 560,5.$$

В) за компрессором:

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				40

$G_{\text{ОХЛ.12}}=20,5$ кг/с – заводские данные.

Ранее были определены величины: $\pi_{12}=16,7$; $H_K=327,4$ кДж/кг; $T_{KK}=650,7$ К.

Продолжим определение параметров рабочего тела в осевом компрессоре ГТУ.

22. Расход воздуха за компрессором, поступающий в камеру сгорания ГТУ, кг/с:

$$G_{\text{КС}}=G_K - (G_{\text{УТ}} + G_{\text{ОХЛ.5}} + G_{\text{ОХЛ.9}} + G_{\text{ОХЛ.12}}),$$

$$G_{\text{КС}}=157,8.$$

23. Величину утечек воздуха из уплотнений ротора и другие принимаем из интервала $0,3 \div 0,5$ % от G_K , кг/с:

$$G_{\text{УТ}}=0,005 \cdot G_K=0,95.$$

24. Дополнительно определяем:

- долю воздуха, поступающего в камеру сгорания ГТУ:

$$g_{\text{КС}} = \frac{G_{\text{КС}}}{G_K} = \frac{157}{186} = 0,845$$

- долю охлаждающего воздуха:

$$g_{\text{ОХЛ}} = \frac{G_{\text{ОХЛ.5}} + G_{\text{ОХЛ.9}} + G_{\text{ОХЛ.12}}}{G_K} = 0,149$$

25. Внутренняя мощность, потребляемая компрессором ГТУ, кВт:

$$N_{\text{ик}} = \frac{G_{\text{КС}} \cdot H_K}{\eta},$$

$$N_{\text{ик}}=70481.$$

26. По температуре воздуха за компрессором определяем энтальпию этого воздуха ($T_{KK}=650,7$ К):

$$h_{\text{KK}}=389 \text{ кДж/кг.}$$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

2.13.2 Тепловой расчет основных параметров камеры сгорания ГТУ

Тепловой расчет камеры сгорания предполагает определение необходимого расхода топлива $V_{ГТ}$, расчетного значения избытка воздуха и энтальпии газов на входе в газовую турбину. Эти величины связаны тепловым балансом камеры сгорания. Применительно к 1 кг сжигаемого топлива можем записать:

$$Q_{КС} = \eta_{КС} \cdot Q_{нТ} + \alpha_{КС} \cdot Q_{пр.Г} + Q_{топл}$$

где $\eta_{КС}$ - КПД камеры сгорания (коэффициент полноты сгорания топлива), который обычно составляет $0,96 \div 0,99$; принимаем $\eta_{КС} = 0,99$.

Энтальпию газа на входе в газовую турбину находим по величине $T_{нТ} = 1373\text{К}$, кДж/кг:

$$h_{нТ} = 1342.$$

В рассматриваемом режиме принимаем температуру поступающего в КС природного газа (возможен его предварительный подогрев) $T_{пр.Г} = 5^\circ\text{C}$ ($c_{пр.Г} = 2,18$ кДж/(кг·К)), тогда энтальпия сжигаемого природного газа, кДж/кг:

$$h_{топл} = c_{пр.Г} \cdot t_{пр.Г} = 10,898.$$

Коэффициент избытка воздуха в камере сгорания определяем из уравнения теплового баланса: $\alpha_{КС} = 2,3$.

Расход топлива в камере сгорания ГТУ определяем из выражения теплового баланса КС, кг/с:

$$V_{ГТ} = \frac{G_{КС} \cdot (h_{нТ} - h_{нКС})}{Q_{нТ} - \alpha_{КС} \cdot h_{пр.Г} - h_{топл}} = \frac{157,8 \cdot (1342 - 389)}{43496 \cdot 0,99 + 10,898} = 3,399.$$

Относительный расход топлива:

$$g_{ГТ} = \frac{V_{ГТ}}{G_{КС}} = \frac{3,399}{157,8} = 0,021.$$

2.13.3 Определение основных параметров рабочего тела в газовой турбине

Проточная часть современной газовой турбины обычно состоит из трех ступеней. При уменьшении их количества облегчается осуществление системы охлаждения горячих деталей, но возрастает нагрузка на каждую из ступеней. Расход газов на входе $G_{нТ}$ и их начальное давление $p_{нТ}$ – величины переменные и зависят от режима работы ГТУ. Начальную температуру газов

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

T_{HT} в определенных пределах нагрузки поддерживают постоянной за счет соответствующей подачи топлива топливными регулирующими клапанами. Необходимо оговаривать условия ее определения и место, где она фиксирована. Это температура потока газов перед рабочей решеткой первой ступени лопаток при $p_{HВ}=0,1013$ МПа, $T_{HВ}=288$ К, $d_{HВ}=60\%$.

На данном этапе расчета тепловой схемы определяем параметры рабочего тела на входе и выходе из газовой турбины.

1. Потеря давления газов в тракте “компрессор – камера сгорания – вход в газовую турбину”:

$$\Delta p_{К-ГТ} = \Delta p_{ОК-ГТ} \cdot \left[\frac{G_K}{G_O} \right]^2 \cdot \frac{T_{КК}}{T_{ОКК}} = 0,025 \cdot \left[\frac{186,6}{177} \right]^2 \cdot \frac{650,7}{709,7} = 0,0254 \text{ МПа.}$$

2. Давление газов на входе в газовую турбину:

$$p_{HT} = p_{КК} - \Delta p_{К-ГТ} = 1,673 - 0,0254 = 1,6476 \text{ МПа.}$$

3. Расход газов на входе в газовую турбину:

$$G_{HT} = G_{КС} + B_{ГТ} = 157,8 + 3,399 = 161,99 \text{ кг/с.}$$

4. Коэффициент сопротивления выхлопа газов за ГТУ при ее работе в автономном режиме обычно составляет $\xi_{ВЫХ} = 0,03 \div 0,05$.

Применительно к GT8С: $\xi_{ВЫХ} = 0,03$ (заводские данные).

5. Давление газов за ГТУ, МПа:

$$p_{КТ} = p_{HВ} \cdot (1 + \xi_{ВЫХ}),$$

$$p_{КТ} = 0,1013 \cdot (1 + 0,03) = 0,1043.$$

6. Степень расширения газов в проточной части ГТ:

$$\pi_{ГТ} = \frac{p_{HT}}{p_{КТ}},$$

$$\pi_{ГТ} = \frac{1,6476}{0,1043} = 16.$$

Поток рабочего тела через проточную часть ГТ можно условно разделить на две составляющие, которые объединяются в итоге в один суммарный расход газов. Первая из составляющих – это газы, которые с начальной температурой T_{HT} расширяются в проточной части до температуры на выхлопе $T_{КТ}$. Вторая – охлаждающий воздух, который подается в турбину

						<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	ДП-5В071700-2015.ПЗ	42

из проточной части компрессора, затем сбрасывается в поток газов и условно охлаждается до температуры $T_{КВ}$. В итоге, смешение этих составляющих приводит к образованию суммарного расхода рабочего тела с температурой $T_{СМ}$.

7. Газовая постоянная:

а) газовая постоянная чистых продуктов сгорания (ЧПС):

$$R_{\text{ЧПС}} = r_{\text{CO}_2} \cdot R_{\text{CO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}} \cdot R_{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{N}_2} \cdot R_{\text{N}_2},$$

где $R_{\text{CO}_2} = 0,1899$ кДж/(кг·К);

$$r_{\text{CO}_2} = 0,0936;$$

$R_{\text{H}_2\text{O}} = 0,4615$ кДж/(кг·К);

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,2016;$$

$R_{\text{N}_2} = 0,2968$ кДж/(кг·К);

$$r_{\text{N}_2} = 0,7048.$$

$$R_{\text{ЧПС}} = 0,32 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

б) доля воздуха в потоке газов ГТ определяется отношением количества воздуха, не участвующего в процессе горения к сумме 1 кг топлива и общего количества воздуха, поступающих в камеру сгорания ГТУ:

$$g_B = \frac{L_0 \cdot \alpha_{КС} - 1}{1 + \alpha_{КС} L_0} = \frac{16,624}{12,7 \cdot 1} = 0,551;$$

в) газовая постоянная рабочего тела в ГТ, кДж/(кг·К):

$$R_{\Gamma} = R_{\text{ЧПС}} \cdot (1 - g_B) + R_B \cdot g_B,$$

$$R_{\Gamma} = 0,32 \cdot (1 - 0,604) + 0,287 \cdot 0,604 = 0,302.$$

8. Определение среднеарифметической величины теплоемкости:

В первом приближении принимаем: $T_{\text{КТ}} = 810,95$ К.

Среднеинтегральная теплоемкость для различных компонентов продуктов сгорания и воздуха:

$$C_{\text{ph(CO)}} = 0,8298 + 377,56 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273),$$

$$C_{\text{ph(H}_2\text{O)}} = 1,8334 + 311,08 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273),$$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$c_{ph(N_2)} = 1,0241 + 88,55 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273),$$

$$c_{ph B} = 0,9956 + 92,99 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273).$$

Среднеинтегральная теплоемкость чистых продуктов сгорания:

$$c_{ph \text{ чПС}} = \Gamma_{CO_2} \cdot c_{ph(CO_2)} + \Gamma_{H_2O} \cdot c_{ph(H_2O)} + \Gamma_{N_2} \cdot c_{ph(N_2)} = 1,24 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Среднеинтегральная теплоемкость газов (с учетом избытка воздуха):

$$c_{ph \Gamma} = c_{ph \text{ чПС}} \cdot (1 - g_B) + c_{ph(B)} \cdot g_B = 1,117 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)},$$

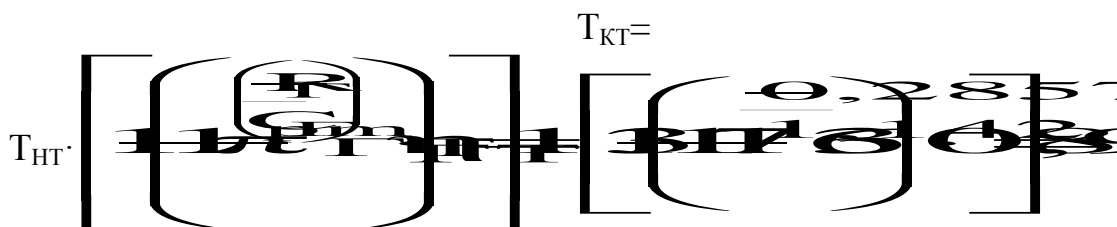
$$c_{ph \Gamma \text{ ВХ}} = 1,167 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)},$$

$$c_{ph \Gamma \text{ ВЫХ}} = 1,117 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Среднеарифметическая величина теплоемкости газов в интервале температур $T_{HT} \div T_{KT}$:

$$c_{pm \Gamma} = (c_{ph \Gamma \text{ ВХ}} + c_{ph \Gamma \text{ ВЫХ}}) / 2 = 1,142 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

9. Температура газов за ГТ без учета влияния охлаждающего воздуха, К:



Для современных ГТУ значения КПД проточной части ГТ находятся в пределах $\eta_{GT} = 0,9 \div 0,94$. В рассматриваемом режиме принимаем КПД проточной части ГТ, пользуясь заводскими данными:

$$\eta_{GT} = 0,9083.$$

10. Определение теплоемкости смеси газов и охлаждающего воздуха на выхлопе ГТ.

В соответствии с рекомендациями, значение температуры охлаждающего воздуха в конце проточной части ГТ принимается в пределах: $T_{KB} = (0,80 \div 0,82) \cdot T_{KT}$. В данном случае принято:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$T_{KB} = 0,82 \cdot T_{KT} = 664,98 \text{ K},$$

среднеинтегральная теплоемкость воздуха при этой температуре:

$$c_{ph \text{ B}} = 1,066 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}.$$

Теплоемкость смеси газов и охлаждающего воздуха на выхлопе ГТ определяем из уравнения смешения потоков газов, кДж/(кг·K):

$$c_{p \text{ см}} = \frac{G_{\text{газ}} \cdot c_{p \text{ газ}} + G_{\text{возд}} \cdot c_{p \text{ возд}}}{G_{\text{см}}}$$

$$c_{p \text{ см}} = 1,11.$$

11. Определение температуры смеси газов и охлаждающего воздуха на выхлопе ГТ. Температуру смеси газов и охлаждающего воздуха на выхлопе ГТ определяем из уравнения смешения потоков газа, K:

$$T_{\text{см}} = \frac{G_{\text{газ}} \cdot T_{\text{газ}} + G_{\text{возд}} \cdot T_{\text{возд}}}{G_{\text{см}}}$$

$$T_{\text{см}} = 1,11.$$

12. Избыток воздуха в смеси газов за газовой турбиной:

$$\alpha = \frac{G_{\text{возд}}}{G_{\text{теор}}} = 2,7$$

13. Содержание окислителя в смеси за ГТ, %:

$$\alpha_{\text{O}_2} = 13,2.$$

14. Определение внутренней мощности ГТ.

Внутренняя мощность газовой турбины на основе последовательного газодинамического расчета ступеней ее проточной части с использованием соответствующих методик. Фирмы и организации производители ГТУ пользуются собственными методиками, в которых учтены конструктивные особенности установки, материал лопаток и технология их изготовления,

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

система охлаждения и пр. В данном расчете внутренняя мощность ГТ определена с использованием метода предложенного заводом изготовителем:

$$N_{\text{вн}} = \frac{N_{\text{ГТ}} \left[\frac{P_{\text{ГТ}}}{P_{\text{ГТ}}} \right] \cdot \left[\frac{P_{\text{ГТ}}}{P_{\text{ГТ}}} \right]}{\left(\frac{P_{\text{ГТ}}}{P_{\text{ГТ}}} \right) \cdot \left(\frac{P_{\text{ГТ}}}{P_{\text{ГТ}}} \right)} = \frac{129767 \cdot \left[\frac{1,041}{1,041} \right] \cdot \left[\frac{1,041}{1,041} \right]}{\left(\frac{1,041}{1,041} \right) \cdot \left(\frac{1,041}{1,041} \right)} = 129767 \text{ кВт.}$$

2.13.4 Расчет энергетических показателей ГТУ

1. Электрическая мощность ГТУ:

$$N_{\text{эл}} = N_{\text{вн}} \cdot \eta_{\text{ГТ}} = 129767 \cdot 0,9 = 116790,3 \text{ кВт.}$$

где механические КПД и ОК: $\eta_{\text{МГТ}}=0,9$ $\eta_{\text{МК}}=0,9$
 КПД электрогенератора ГТУ: $\eta_{\text{ГТ}}=0,9$;

2. КПД ГТУ по производству электроэнергии (брутто):

$$\eta_{\text{брутто}} = \frac{N_{\text{эл}}}{N_{\text{вн}}} = \frac{116790,3}{129767} = 0,907.$$

3. КПД ГТУ по производству электроэнергии (нетто):

$$\eta_{\text{нетто}} = \frac{N_{\text{эл}} - N_{\text{вн}} \cdot \eta_{\text{вн}}}{N_{\text{вн}}} = \frac{116790,3 - 129767 \cdot 0,9}{129767} = 0,3253.$$

- доля расхода электроэнергии на собственные нужды ГТУ:

$$\epsilon_{\text{сн}} = \frac{N_{\text{вн}} \cdot \eta_{\text{вн}}}{N_{\text{эл}}} = \frac{129767 \cdot 0,9}{116790,3} = 1,0012.$$

$$\epsilon_{\text{сн}} = 0,04 + 0,012 = 0,052$$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		46

2.13.5 Определение энергетических показателей промышленно – отопительной ГТУ – ТЭЦ

В принципиальной тепловой схеме ГТУ – ТЭЦ выхлопные газы после ГТУ поступают в котел – утилизатор, в котором генерируется технологический пар и подогревается сетевая вода.

В котле – утилизаторе имеются две группы поверхностей нагрева: первая, где генерируется технологический пар и вторая, по ходу газов, для подогрева сетевой воды. Предусмотрен байпасный газоход регулирования тепловой нагрузки отдельных частей КУ.

В схеме генерации технологического пара имеется экономайзер, испарительный контур с принудительной циркуляцией рабочего тела и с барабаном, а также пароперегреватель. Основная часть перегретого пара поступает к потребителю с заданными параметрами. Вследствие изменения параметров выхлопных газов ГТУ под действием различных факторов, будут меняться и параметры перегретого пара за котлом – утилизатором. Поэтому, для регулирования параметров отпускаемого потребителю пара, предусмотрен впрыск питательной воды, отбираемой за питательным насосом установки.

Деаэратор питательной воды (ДПВ) обеспечивает деаэрацию и подогрев обратного конденсата производства, а также добавочной воды для компенсации внутренних и внешних потерь и работает на паре КУ.

Во второй части котла – утилизатора установлен газовойдяной теплообменник (ГВТО) для последующего охлаждения выхлопных газов ГТУ за счет подогрева сетевой воды отопительной системы. Предусмотрен насос рециркуляции (НРЦ) части подогретой в ГВТО сетевой воды для стабилизации ее температуры на входе в КУ. В схему сетевой установки ТЭЦ включен пиковый подогреватель сетевой воды (пиковый бойлер), работающий на перегретом паре КУ. Это улучшает регулировочные характеристики ГТУ – ТЭЦ.

Исходные данные:

- электрическая мощность в автономном режиме $N_{Э}^{ABT} = 57400$ кВт;

- параметры выхлопных газов: расход $G_{КТ} = 189$ кг/с
температура $\theta_{КТ} = 518$ °С
давление $p_{КТ} = 0,1043$ МПа
энтальпия $h_{КТ} = 561$ кДж/кг
избыток воздуха $\alpha_{КТ} = 2,7$

-расход топлива $V_{ГТ} = 3,399$ кг/с

Заданы параметры технологического пара на выходе ГТУ – ТЭЦ:

- $p_{П} = 1,47$ МПа, $t_{П} = 350$ °С.

Приняты давление в деаэраторе $p_{Д} = 0,12$ МПа, параметры обратного конденсата производства $t_{ОК} = 100$ °С, $h_{ОК} = 419$ кДж/кг, доля возврата конденсата $\alpha_{ОК} = 0,9$, график сетевой воды потребителя: $t_{ПС} = 130$ °С, $t_{ОС} = 55$ °С.

Внутренние и внешние потери рабочего тела восполняются из ХВО водой с температурой $t_{ДЕ} = 40$ °С.

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				47

Природный газ поступает на ТЭЦ по двум независимым газопроводам с давлением в магистрали $p_M=0,5$ МПа при температуре $t_M= 4$ °С. Подача природного газа в камеры сгорания ГТУ осуществляется с помощью дожимающего компрессора газового распределительного пункта. Компрессор приводится в действие электродвигателем и имеет КПД $\eta_{ДК}=0,80$.

2.13.5.1 Тепловой расчет котла – утилизатора “Q – t” представлена на рисунке 2.7.

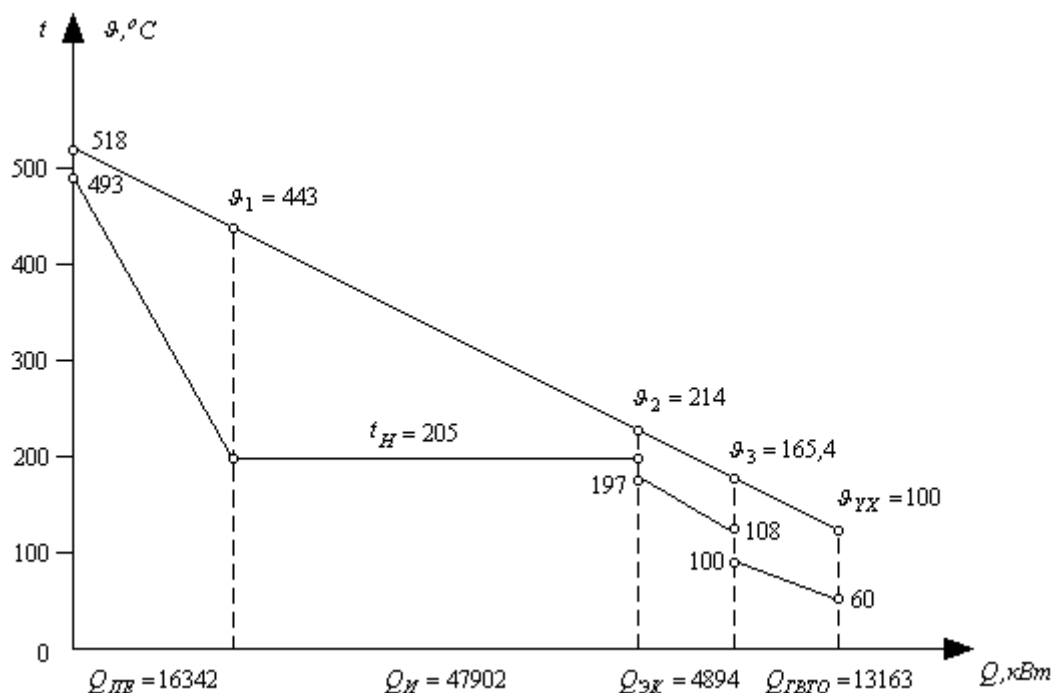


Рисунок 2.7 - “Q – t” диаграмма

Расчет начинаем с составления уравнений тепловых балансов парогенерирующей части КУ и составления “Q – t” диаграммы для КУ. Для этой цели принимаем с определенным запасом давление перегретого пара и оцениваем гидравлическое сопротивление пароперегревателя $\Delta P_{ПВ} \approx 1$ МПа. Это позволяет определить температуру насыщения в барабане КУ. Задаемся температурным напором на “горячем” конце пароперегревателя $\Theta_{ПЕ} = \theta_{КТ} - t_{ПЕ} = 20 \div 30$ °С, температурным напором на “холодном” конце испарителя $\Theta_{И} = \theta_2 - t_H^B = 8 \div 10$ °С, а также некоторым запасом по температуре воды за экономайзером $\Delta P_{ИЭ} \approx 8 \div 12$ °С (защита от вскипания жидкости).

Использованы следующие уравнения теплового баланса:

$$G_{КТ} \cdot (h_{КТ} - h_1) \cdot \varphi = D_{ПЕ} \cdot (h_{ПЕ} - h_B) = Q_{ПЕ},$$

						Лист
						48
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ	

$$G_{КТ} \cdot (h_1 - h_2) \cdot \varphi = D_{ПЕ} \cdot (h'_Б - h'_{ЭК}) = Q_{И},$$

$$G_{КТ} \cdot (h_2 - h_3) \cdot \varphi = D_{ПЕ} \cdot (h'_{ЭК} - h'_{ПН}) = Q_{ЭК}.$$

Коэффициент сохранения теплоты в КУ принимаем $\varphi=0,994 \div 0,996$.

Продувкой воды в барабане пренебрегаем.

При решении этих уравнений задаемся расходом генерируемого перегретого пара $D_{ПЕ}$, так чтобы обеспечивать принятые выше температурные напоры. Контрольным является и значение температуры газов за экономайзером $\theta_3=t_{ПЕ}+\Theta_3$. Температурный напор принимаем в пределах $\Theta_3=30 \div 40$ °С.

Из теплового баланса смесителя уточняем величину впрыска $D_{ВПР}$, обеспечивающего заданные параметры технологического пара.

В расчете определено:

$$D_{ПЕ}=24,5 \text{ кг/с}, p_{ПЕ}=1,52 \text{ МПа}, t_{ПЕ}=493 \text{ °С},$$

$$D_{ВПР}=3,42 \text{ кг/с}, p_{Б}=1,72 \text{ МПа}, t_{Н}^Б=204,9 \text{ °С},$$

$$\Theta_{ПЕ}=28 \text{ °С}, \Theta_{И}=9,1 \text{ °С}, t_{ПН}=108 \text{ °С}, t'_{ЭК}=196,9 \text{ °С}.$$

2.13.5.2 Тепловой расчет ГВТО

Расчет выполняем, используя уравнение теплового баланса:

$$G_{КТ} \cdot (h_{ПР} - h_{УХ}) \cdot \varphi = G_{ГВТО} \cdot (h_{В}^{ВЫХ} - h_{В}^{ВХ}) = Q_{ГВТО}$$

Температура сетевой воды принята $t_{В}^{ВХ} = 60$ °С, $t_{В}^{ВЫХ} = 100$ °С, соответственно $h_{В}^{ВХ} = 252,2$ кДж/кг, $h_{В}^{ВЫХ} = 420,3$ кДж/кг. Это позволяет определить количество рециркулирующей воды и общее количество воды, проходящей через ГВТО:

$$G_{ГВТО} = G_{СВ} + G_{РЕЦ} = G_{СВ} \cdot \left(\frac{h_{В}^{ВХ} - \theta_{ОС}}{h_{В}^{ВЫХ} - h_{В}^{ВХ}} \right)$$

Принимаем температуру уходящих газов за КУ $\theta_{УХ} = 80 \div 100$ °С из уравнения теплового баланса рассчитываем расход сетевой воды $G_{СВ}$. В результате расчета получено:

$$\Theta_1 = 443,3 \text{ °С}, \quad h_1 = 481,6 \text{ кДж/кг};$$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$\Theta_2=213,6 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_2=226,8 \text{ кДж/кг};$$

$$\Theta_3=165,4 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_3=174,8 \text{ кДж/кг};$$

$$\Theta_{yx}=100 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_{yx}=105,1 \text{ кДж/кг};$$

$$G_{CB}=69,25 \text{ кг/с}, \quad h_{OC}=230,6 \text{ кДж/кг}.$$

2.13.5.3 Тепловой баланс пикового сетевого подогревателя

Составим уравнение теплового баланса пикового сетевого подогревателя:

$$G_{CE} \cdot (h_{PC} - h_B^{BYX}) = D_{PE} \cdot (h_{PE} - h_{DP}) \cdot \eta.$$

В расчете принято: $t_{DP}=100 \text{ }^\circ\text{C}$, $\eta=0,998$ и определено:

$$D_{PB}=2,87 \text{ кг/с}, \quad h_{PC}=546 \text{ кДж/кг}.$$

2.13.5.4 Тепловой расчет деаэратора питательной воды

Материальный баланс деаэратора (продувкой барабана КУ пренебрегаем):

$$D_{PE} + D_{BIP} = D_{II}^D + D_{OK} + D_{DE} + D_{PB},$$

$$D_{OK}=0,9 \cdot D_{PE} \text{ и } D_{DE}=0,1 \cdot D_{II}$$

Тепловой баланс деаэратора:

$$(D_{PE} + D_{BIP}) \cdot h_B^D = D_{II}^D \cdot h_{PE} + D_{OK} \cdot h_{OK} + D_{DE} \cdot h_{DE} + D_{PB} \cdot h_{DP}$$

В расчетном режиме определено: $D_{II}^D=0,38 \text{ кг/с}$, $D_{II}=24,68 \text{ кг/с}$, $D_{OK}=22,21 \text{ кг/с}$, $D_{DE}=2,47 \text{ кг/с}$.

В итоге определяем количество теплоты отпускаемой на ГТУ – ТЭЦ внешним потребителям:

$$\text{- с технологическим паром: } Q_{II}=D_{II} \cdot h_{II} - D_{OK} \cdot h_{OK}=67090 \text{ кВт};$$

$$\text{- с сетевой водой: } Q_{II}=G_{CB} \cdot (h_{PC} - h_{OC}) = 21839 \text{ кВт}.$$

2.13.5.5 Конструкторский расчет котла – утилизатора

Котел – утилизатор горизонтальной компоновки. Использована стандартная секция поверхности нагрева с оребренными трубами.

Составляем уравнения теплопередачи поверхностей нагрева КУ, для которых ранее определены количества теплоты по тепловому балансу:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$Q_{ПЕ} = k_{ПЕ} \cdot F_{ПЕ} \cdot \Delta t_{СРПЕ}^{ЛОГ}$$

$$Q_{И} = k_{И} \cdot F_{И} \cdot \Delta t_{СРИ}^{ЛОГ}$$

$$Q_{ЭК} = k_{ЭК} \cdot F_{ЭК} \cdot \Delta t_{СРЭК}^{ЛОГ}$$

$$Q_{ГВТО} = k_{ГВТО} \cdot F_{ГВТО} \cdot \Delta t_{СРГВТ}^{ЛОГ}$$

В результате расчета определено:

$$k_{ПЕ} = 30 \text{ Вт/м}^2\text{град}, \quad \Delta t_{СРПЕ}^{ЛОГ} = 98,2 \text{ }^\circ\text{C}; \quad k_{ЭК} = 40 \text{ Вт/м}^2\text{град}, \quad \Delta t_{СРЭК}^{ЛОГ} = 33,3 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$k_{И} = 40 \text{ Вт/м}^2\text{град}, \quad \Delta t_{СРИ}^{ЛОГ} = 83,9 \text{ }^\circ\text{C}; \quad k_{ГВТО} = 40 \text{ Вт/м}^2\text{град}, \quad \Delta t_{СРГВТ}^{ЛОГ} = 51,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Число стандартных секций в одном ряду КУ по ходу газов $b = 4$ и рассчитываем поверхность нагрева стандартной секции ($d_n = 30 \text{ мм}$; $h_{РЕБ} = 11 \text{ мм}$; $b_{РЕБ} = 7 \text{ мм}$; $\delta_{РЕБ} = 2 \text{ мм}$): $F_{СЕК} = 647,5 \text{ м}^2$.

В соответствии с конструктивной схемой справедливо соотношение:

$$F = b \cdot z \cdot F_{СЕК},$$

где z – число рядов секций по ходу газов соответствующей поверхности нагрева.

В результате расчета определено:

$$F_{ПЕ} = 5180 \text{ м}^2, \quad z_{ПЕ} = 2, \quad b_{ПЕ} = 4;$$

$$F_{И} = 15540 \text{ м}^2, \quad z_{И} = 6, \quad b_{И} = 4;$$

$$F_{ЭК} = 2590 \text{ м}^2, \quad z_{ЭК} = 1, \quad b_{ЭК} = 4;$$

$$F_{ГВТО} = 7770 \text{ м}^2, \quad z_{ГВТО} = 3, \quad b_{ГВТО} = 4.$$

Суммарная поверхность КУ: $F_{КУ} = 31080 \text{ м}^2$,

Число рядов секций по ходу газов: $z_{КУ} = 12$.

2.13.5.6 Аэродинамический расчет котла – утилизатора

Расчет выполняем с целью определения аэродинамического сопротивления КУ и влияния этого сопротивления на мощность ГТУ в режиме ее работы в схеме ГТУ – ТЭЦ.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

1. Площадь свободного сечения для прохода газов ГТУ через КУ, м²:



где $b_{КУ}$ – ширина газохода КУ в расчетном сечении, $\gamma_1 = S_1/d_H$, $S_1=72$ мм, $S_2=85$ мм.

2. Скорость газов, м/с:

$$W_{\Gamma} = G_{КТ} / (F_{СВ} \cdot \rho_{\Gamma}),$$

$$W_{\Gamma} = 189 / (58,79 \cdot 0,723) = 4,45.$$

3. Аэродинамическое сопротивление первого ряда секций, Па:

$$\Delta P = \xi \frac{\rho W_{\Gamma}^2}{2} = 158.$$

4. Аэродинамическое сопротивление КУ ($z_{КУ}=12$), Па:

$$\Delta P_{КУ} = \sum_1^{12} \Delta P = 2008.$$

5. Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ:

$$K_N = \frac{N_{\Gamma} - \Delta P_{КУ}}{N_{\Gamma}} = 0,989.$$

6. Электрическая мощность ГТУ при ее работе в схеме ГТУ – ТЭЦ, кВт:

$$N_{\Gamma}^{\Gamma} = K_N \cdot N_{\Gamma}^{\Gamma АВТ} = 0,989 \cdot 57400 = 56769.$$

2.13.5.7 Определение энергетических показателей промышленно – отопительной ГТУ – ТЭЦ

1. Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя:

$$Q_{\text{отп}} = 3,69$$

2. Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии:

“физический” метод:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

“пропорциональный” метод:

$$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{отп}} \cdot \frac{\eta_{\text{отп}}}{\eta_{\text{отп}}}$$

где $\eta_{\text{отп}}$ - КПД котельной для отпуска теплоты.

3. Доля топлива, отнесенная на производство и отпуск тепловой энергии:

$$G_{\text{отп}} = G_{\text{отп}} \cdot \frac{\eta_{\text{отп}}}{\eta_{\text{отп}}}$$

4. КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = \frac{W_{\text{эл}} + Q_{\text{отп}}}{G_{\text{отп}} \cdot H_{\text{н}}}$$

где $\eta_{\text{ГТУ-ТЭЦ}}$ - соотношение КПД при раздельном производстве электрической и тепловой энергии.

5. Расход электроэнергии на привод дожимающего компрессора природного газа:

- требуемое давление перед камерами сгорания ГТУ, МПа:

$$P_{\text{Г}} = P_{\text{КК}}^{\text{МАКС}} \cdot (1,3 \div 1,5),$$

$$P_{\text{Г}} = 2,0 \cdot 1,4 = 2,8.$$

- мощность электропривода дожимающего компрессора, МВт:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		53

~~1. Расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ – ТЭЦ, МВт:~~

6. Расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ – ТЭЦ, МВт:

~~1. Расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ – ТЭЦ, МВт:~~

7. Доля расхода электроэнергии на собственные нужды:

~~1. Расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ – ТЭЦ, МВт:~~

8. КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии (нетто):

~~1. Расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ – ТЭЦ, МВт:~~

9. Удельный расход условного топлива (нетто) на производство электроэнергии, г/(кВт·ч):

~~1. Расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ – ТЭЦ, МВт:~~

10. Коэффициент использования теплоты сгорания топлива (полный КПД ГТУ – ТЭЦ):

~~1. Расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ – ТЭЦ, МВт:~~

2.13.6 Расчет энергетических показателей работы ТЭЦ

1. Годовая выработка электроэнергии ТЭЦ, млн.кВт·ч:

$$Q_{вн} = N_{г} = 139 \cdot 7000 = 973 \text{ млн.кВт·ч,}$$

в том числе от 2-х блоков ГТУ:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						54
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$\bar{E}_{\text{ТЭЦ}} = N \cdot b = 114 \cdot 8300 = 946,2 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ:

$$Q_{\text{ОТП}}^{\Gamma} = 6086 \text{ тыс. ГДж,}$$

в том числе от двух блоков ГТУ:

$$Q_{\text{ОТП}}^{\Gamma} = 4525 \text{ тыс. ГДж.}$$

3. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ:

$$\bar{E}_{\text{СН}} = K_{\text{СН}} \cdot \bar{E}_{\text{ТЭЦ}} = (10/100) \cdot 973 = 97,3 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч,}$$

где $K_{\text{СН}} = 10 \%$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды.

4. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, отнесенный на отпуск теплоты:

$$\bar{E}_{\text{СН}}^{\Gamma} = \bar{E}_{\text{СН}}^{\Gamma} \cdot Q_{\text{ОТП}}^{\Gamma} = 6,3 \cdot 6086 = 19,4 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч,}$$

где $\bar{E}_{\text{СН}}^{\Gamma} = 6,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/ГДж}$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды по отпуску теплоты.

5. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, приходящийся на выработку электроэнергии:

$$\bar{E}_{\text{СН}}^{\ominus} = \bar{E}_{\text{СН}} - \bar{E}_{\text{СН}}^{\Gamma} = 97,3 - 19,4 = 77,9 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

6. Удельный расход электроэнергии на собственные нужды по производству электроэнергии:

$$\bar{E}_{\text{СН}}^{\ominus} = \frac{\bar{E}_{\text{СН}}^{\ominus}}{\bar{E}_{\text{ТЭЦ}}} \cdot 100\% = \frac{77,9}{946,2} \cdot 100\% = 8,0\%.$$

7. Отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ:

$$\bar{E}_{\text{ТЭЦ}} - \bar{E}_{\text{СН}} = 973 - 97,3 = 875,7 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

8. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{Э}} = \mathcal{E}_{\text{CH}} - \mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}} = 97,3 - 19,4 = 77,9 \quad (4,9/100) \cdot 973 = 37 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч},$$

где $K_{\text{CH}} = 4,9 \%$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды.

9. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, отнесенный на отпуск теплоты:

$$\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}} = \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}^{\text{T}} \cdot Q_{\text{отп}}^{\text{Г}} = 4,8 \cdot 4525 = 21,7 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}^{\text{T}} = 4,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{ГДж}$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды по отпуску теплоты.

10. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, приходящийся на выработку электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{Э}} = \mathcal{E}_{\text{CH}} - \mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}} = 37 - 21,7 = 15,3 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}.$$

11. Удельный расход электроэнергии на собственные нужды по производству электроэнергии:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{П}}^{\text{Э}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{Э}}}{\mathcal{E}} \cdot 100\% = \frac{15,3}{946,2} \cdot 100\% = 1,6\%.$$

12. Отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} = \mathcal{E} - \mathcal{E}_{\text{CH}} = 946,2 - 37 = 909,2 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч},$$

2.13.6.1 Расчет годового расхода условного топлива по ТЭЦ в целом

1. Годовой расход условного топлива на турбины Р-25-90:

Общий расход тепла на турбины Р-25-90:

$$Q_{\text{ТУРБ}} = 0,65 + 0,88 \cdot N_{\text{T}} + Q_{\text{П}}^{\text{Г}} = \\ = 3 \cdot 0,65 \cdot 8000 + 0,88 \cdot 525 \cdot 10^3 + 2203 \cdot 10^3 = 11987 \text{ тыс.ГДж}.$$

Годовой отпуск теплоты для производственных целей:

$$Q_{\text{П}}^{\text{Г}} = Q_{\text{П}}^{\text{Ч}} \cdot h_{\text{П}} = (3 \cdot 0,9 \cdot 102 \cdot 8000) \cdot 4,19 = 9230,57 \text{ тыс.ГДж}.$$

Суммарный часовой отпуск теплоты из производственных отборов турбин:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$Q_{\Pi}^{\text{ч}}=427,38 \text{ ГДж/ч}$$

Число часов использования в течении года производственной нагрузки:

$$h_{\Pi}=8000 \text{ ч.}$$

Общий расход тепла на турбины Р-25-90:

$$Q_{\text{ТУРБ}}=1867 \cdot 4,19=7822,7 \text{ тыс.ГДж.}$$

Годовой расход топлива на турбины Р-50-130/13 и Р-25-90:

$$B_{\text{y}} = \left(\frac{Q_{\text{ТУРБ}}}{\eta_{\text{т}}} \right) K_{\text{ПОПР}} = \left(\frac{1867 \cdot 10^3}{7 \cdot 0,92} \right) \cdot 0,96 = 278 \text{ тыс.тут,}$$

где $K_{\text{ПОПР}}=0,96$ поправочный коэффициент при работе ТЭЦ на газе.

2. Годовой расход условного топлива ГТУ:

$$B_{\text{y}}^{\text{ГТУ}}=48 \text{ тыс.тут.}$$

3. Общий годовой расход условного топлива по ТЭЦ:

$$B_{\text{y}} = 278+487=765 \text{ тыс.тут.}$$

2.13.6.2 Расчет удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты

1. Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты без учета расхода электроэнергии на собственные нужды:

$$B_{\text{y}}^{\text{Г}} = \left(\frac{Q_{\text{ОТП}}^{\text{Г}}}{7 \cdot \eta_{\text{к}}} \right) = \left(\frac{1454 \cdot 10^3}{7 \cdot 0,92} \right) = 226 \text{ тыс.тут,}$$

где значение КПД котла $\eta_{\text{к}}$ находится в пределах $0,9 \div 0,94$.

2. Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

$$B_{\text{y}}^{\text{Э}} = B_{\text{y}} - B_{\text{y}}^{\text{Г}} = 765 - 226 = 539 \text{ тыс.тут.}$$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

3. Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты с учетом электроэнергии на собственные нужды, отнесенной на отпуск теплоты:

$$B_Y^T = B_Y^{T'} + B_{\text{ОТП}}^{\text{Э}} \cdot \text{Э}_{\text{СН}}^T = 226 + 602 \cdot 10^{-6} \cdot 19,4 \cdot 10^3 = 238 \text{ тыс.тут,}$$

где $B_{\text{ОТП}}^{\text{Э}} = \frac{B_Y^{\text{Э}}}{\text{Э}_B + \text{Э}_{\text{СН}}^{\text{Э}}} = \frac{539 \cdot 10^9}{(973 - 77,9) \cdot 10^6} = 602 \text{ гут/кВт}\cdot\text{ч.}$

4. Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии с учетом собственных нужд, приходящихся на производство электроэнергии:

$$B_Y^{\text{Э}} = B_Y - B_Y^T = 765 - 238 = 527 \text{ тыс.тут.}$$

5. Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

$$B_{\text{ОТП}}^{\text{Э}} = \frac{B_Y^{\text{Э}}}{\text{Э}_{\text{ОТП}}} = \frac{527}{875,7} = 602 \text{ гут/кВт}\cdot\text{ч.}$$

6. Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты:

$$B_{\text{ОТП}}^T = \frac{B_Y^T \cdot 10^3}{Q_{\text{ОТП}}} = \frac{238 \cdot 10^6}{6,1 \cdot 10^6} = 39 \text{ кгут/ГДж.}$$

7. Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты без учета расхода электроэнергии на собственные нужды:

$$B_Y^{T'} = \left(\frac{Q_{\text{ОТП}}^T}{7 \cdot \eta_K} \right) = \left(\frac{4525 \cdot 10^3}{29,33 \cdot 0,92} \right) = 168 \text{ тыс.тут,}$$

где значение КПД котла η_K ориентировочно находится в пределах $0,9 \div 0,94$.

8. Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

$$B_Y^{\text{Э}} = B_Y - B_Y^{T'} = 487 - 168 = 319 \text{ тыс.тут.}$$

9. Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты с учетом электроэнергии на собственные нужды, отнесенной на отпуск теплоты:

$$B_Y^T = B_Y^{T'} + B_{\text{ОТП}}^{\text{Э}} \cdot \text{Э}_{\text{СН}}^T = 168 + 343 \cdot 10^{-6} \cdot 21,7 \cdot 10^3 = 175 \text{ тыс.тут,}$$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$\text{где } V_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{в}} + \text{Э}_{\text{сн}}} = \frac{319 \cdot 10^9}{(946,2 - 15,3) \cdot 10^6} = 343 \text{ гут/кВт}\cdot\text{ч.}$$

10. Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии с учетом собственных нужд, приходящихся на производство электроэнергии:

$$B_{\text{у}}^{\text{э}} = B_{\text{у}} - B_{\text{у}}^{\text{т}} = 487 - 175 = 312 \text{ тыс. гут.}$$

11. Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

$$V_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{отп}}} = \frac{312}{946,2} = 329 \text{ гут/кВт}\cdot\text{ч.}$$

12. Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты:

$$V_{\text{отп}}^{\text{т}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{т}} \cdot 10^3}{Q_{\text{отп}}} = \frac{175 \cdot 10^6}{4525 \cdot 10^3} = 39 \text{ кгут/ГДж.}$$

13. КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии:

$$\eta_{\text{э}} = \frac{3,6 \cdot 875,7 \cdot 10^3}{29,33 \cdot 329 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 32,7 \%$$

14. КПД ТЭЦ по отпуску теплоты:

$$\eta_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{29,33 \cdot 238 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 87 \%$$

15. Коэффициент использования топлива:

$$\eta_{\text{топл}} = \frac{3,6 \cdot 875,7 \cdot 10^3 + 6086 \cdot 10^3}{29,33 \cdot 765 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 41 \%$$

2.14 Электротехнические решения

2.14.1 Главная схема электрических соединений

Принципиальная схема электрических соединений приведена на чертеже. В состав основного электрооборудования ГТУ-КУВ входит два турбогенератора, сопрягаемых каждый в отдельности с двумя газовыми турбинами.

Генератор 1G, сопрягаемый с газовой турбиной ГТ №1 синхронный трехфазный переменного тока, двухполюсный мощностью $S_{\text{н}} = 65,5 \text{ МВА}$

						Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

ДП-5В071700-2015.ПЗ

(активная мощность $P_n=52,5$ МВт) с водо-воздушным охлаждением, напряжением 6,3 кВ, с номинальной частотой 50 Гц, $\cos \varphi=0,8$, номинальным током на линейных выводах $I_n=3428$ А с бесщеточной системой возбуждения. Линейные и нулевые выводы данного генератора выведены в шкаф выводов генератора расположенный с левой стороны генератора (вид на передний подшипник). Генератор поставляется комплектно с блоком нулевых выводов и блоком заземления нейтрали генератора (встроено в шкаф выводов генератора). Генератор 1Г работает с газотурбинной установкой ГТУ№1.

Генератор 2Г, сопрягаемый с газовой турбиной ГТ №2 аналогичен по типу и своим техническим характеристикам.

Подключение генераторов 1Г и 2Г к шинам ОРУ-110 кВ производится по блочной схеме генератор-трансформатор с отпайкой на собственные нужды через токоограничивающий реактор на номинальный ток 1000 А.

Генераторы работают через блочный повышающий трансформатор 1ГТ и 2ГТ, напряжением 6,3/110 кВ.

Блочные трансформаторы подключаются кабельными линиями 110 кВ к шинам ОРУ-110 кВ в ячейки №6 и №10 соответственно через существующие элегазовые выключатели, $I_n=2500$ А с током отключения $I_{откл}=40$ кА. В ячейках №6 и №10 ОРУ-110 кВ производится замена существующих разъединителей на новые разъединители по типу существующих с электроприводом основных и заземляющих ножей. Связь каждого генератора с блочным трансформатором осуществляется гибкой связью до ряда А главного корпуса далее тремя пофазно-экранированными комплектными токопроводами напряжением 6 кВ, на номинальный ток 4000 А, ток электродинамической стойкости 250 кА, до генераторного распределительного устройства в строящемся главном корпусе с вакуумным выключателем на номинальное напряжение 7,2 кВ, номинальный рабочий ток 4000 А, ток электродинамической стойкости 125 кА, ток отключения $I_{откл}=50$ кА. В состав генераторного распределительного устройства в данном случае входит электротехническое оборудование: вакуумный выключатель, разъединитель на номинальный ток 4000 А, номинальное напряжение 10 кВ, $I_{э.д.}=125$ кА, $I_{тер.}=50$ кА, заземлитель. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения встраиваются в токопровод и поставляются заводом изготовителем токопровода комплектно. Присоединение выводов каждого генератора к генераторному распределительному устройству производится при помощи трех пофазно-экранированных комплектных токопроводов напряжением 6 кВ, на номинальный ток 4000 А, ток электродинамической стойкости 250 кА.

12.14.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор арматуры

На основании главной схемы электрических соединений АлЭС-ТЭЦ-1, данных о токах короткого замыкания на шинах АлЭС-ТЭЦ-1 и разработанной главной схемой электрических присоединений была составлена расчетная

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

схема замещения для определения токов коротко замыкания и выполнен электротехнический расчет. Результаты расчета сведены в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 - Результаты расчета токов короткого замыкания

К1		Тa (с)
от эквивалента системы (А)	15655	0,889
от 1GT (А)	670	
от 2GT (А)	670	
от Т-5 (А)	621	
суммарный (А)	17590	
К2		
от эквивалента системы (А)	27710	0,081
от 1G (А)	16473	
от 2GT (А)	2490	
от Т-5 (А)	1407	
суммарный (А)	49341	
К3, К4 при питании от блока		
от блока (А)	11273	0.066
от двигателя 2950 кВт(А)	1605	
от двигателя 200 кВт(А)	118	
суммарный (А)	12995	
К5		
суммарный (А)	13288	0,234
К6		
суммарный (А)	11663	0,132

Примечания: К1 – шины 110 кВ.

К2 – сторона НН трансформатора блока 1GT.

К3 – I СШ проектируемого КРУ 6 кВ.

К4 – II СШ проектируемого КРУ 6 кВ.

К5 – яч. 14 «Новое ГРУ 6 кВ».

К6 – яч. 29 «Новое ГРУ 6 кВ».

Ток приведен к напряжению точки короткого замыкания.

Проведенный расчет показал, что уровень токов к.з. на шинах ОРУ-110 кВ не превышает 40 кА и составляет: суммарный = 17,6 кА и максимальный по присоединениям = 15,7 кА. Следовательно, установленные существующие выключатели 110 кВ рассчитанные на ток отключения 40 кА удовлетворяют условию их проверки.

Критериями проверки электротехнического оборудования и комплектных токопроводов блоков генератор-трансформатор 1GT, 2GT по воздействию составляющих токов к.з. стал максимальный уровень тока к.з. протекающий по данной ветви = 27,7 кА.

Таким образом, ударный ток к.з. данной ветви составил порядка 77 кА и выбранное оборудование данной ветви имеет характеристики устойчивые к воздействию данного ударного тока, а именно:

- токопровод по типу ТПЛ М-6-4000-250 УХЛ1 Iэд = 250 кА,
- выключатель вакуумный на номинальное напряжение 7,2 кВ,

						Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

ДП-5В071700-2015.ПЗ

- номинальный рабочий ток 4000 А, ток электродинамической стойкости 125 кА, ток отключения $I_{откл}=50$ кА,

- разъединитель по типу РВРЗ-16-10/4000МУЗ на номинальный ток 4000 А, номинальное напряжение 10 кВ, $I_{э.д.}=125$ кА, $I_{тер.}=50$ кА,

- секции токопроводов со встроенными трансформаторами тока и напряжения удовлетворяющими условиями проверки по устойчивости от воздействия токов короткого замыкания.

Расчетный ток трехфазного короткого замыкания в ветви отпайки на собственные нужды блока 1ГТ, 2ГТ составил порядка 49,34 кА ($i_{уд}=138$ кА). Соответственно на данной ветви был выбран токопровод по типу ТПЛ М-6-2000-150 УХЛ1 $I_{эд} = 150$ кА и токоограничивающий реактор по типу РТСТУ-10-1000-0,25УЗ на ток 1000 А, рассчитанный на полную нагрузку собственных нужд 6 кВ ограничивающий ток короткого замыкания на секциях КРУ-6 кВ до уровня 12,995 кА. Выбор токоограничивающего реактора с такими данными обусловлен тем, что при работе секций КРУ-6 кВ от резервного ввода уровень короткого замыкания составляет порядка 13 кА. В соответствии с этим сопротивление реактора подобрано таким образом, чтобы обеспечить ограничение тока короткого замыкания на данном уровне. При выборе реактора принимается расчетная величина в 11,2 кА в режиме питания секций КРУ-6 кВ по отпайке от токопровода блока. Ударный ток за реактором составляет порядка 30 кА, а из каталожных данных на реакторы данного типа токи $I_{э.д.}=31,8$ кА, $I_{тер.}=12,5$ кА следовательно данное оборудование удовлетворяет условию проверки.

Все токопроводы и питающие кабельные линии, а также основное электротехническое оборудование, вновь устанавливаемое на станции при строительстве ГТУ-КУВ выбрано с учетом работы оборудования в нормальном и аварийном режимах (п.п. 30, 61 ПУЭ).

2.14.3 Автоматика и управление

Управление

Основное управление главными элементами электрической схемы блоков ГТУ1 и ГТУ2, а именно:

- а) выключателями 110 кВ блоков;
- б) генераторными выключателями;
- в) генераторами в части возбуждения.

предусматривается с пульт-панелей управления ПУ17 и ПУ17а на ГЩУ.

Для ручной синхронизации генератора на панели также предусмотрено управление скоростью вращения турбины.

Предусматривается резервное управление главными элементами.

Управление вспомогательными элементами электрической схемы блоков ГТУ1 и ГТУ2 разъединителями и системой охлаждения трансформаторов блоков осуществляется по месту из шкафов местного управления поставляемых комплектно с силовым оборудованием.

						Лист
					ДП-5В071700-2015.ПЗ	62
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Основное управление питающими элементами собственных нужд РУСН-6 кВ:

- а) выключателями вводов рабочего питания;
 - б) выключателями вводов резервного питания;
 - в) выключателями линий резервного питания.
- предусматривается с панели ПУ2 на ГЩУ.

Кроме этого предусмотрено резервное управление выключателями вводов рабочего и резервного питания из ячеек РУСН-6 кВ.

Основное управление выключателями механизмов (двигателей) РУСН-6 кВ осуществляется из устройств управления технологической части блока, при этом цепи управления организуются в ячейках РУСН-6 кВ соответствующих механизмов.

Так же предусмотрено резервное управление выключателями механизмов (двигателей) РУСН-6 кВ из ячеек РУСН-6 кВ этих механизмов.

Основное управление элементами собственных нужд РУСН-0,4кВ:

- а) выключателями 6 кВ ТСН;
- б) выключателем 6 кВ РТСН1;
- в) выключателями вводов рабочего питания РУСН-0,4 кВ;
- г) секционным выключателем РУСН-0,4 кВ.

предусматривается со шкафов управления в помещении РУСН-0,4 кВ.

Кроме того для выключателей 6 кВ ТСН и РТСН предусмотрено резервное управление из ячеек РУСН-6 кВ главного корпуса 1\1.

Основное управление элементами главной электрической схемы подстанции:

- а) выключателями вводов на секции 35 кВ;
- б) секционным выключателем ЗРУ-35 кВ;
- в) выключателями отходящих линий 35 кВ;
- г) выключателями трансформаторов 35/6 кВ.

предусматривается с панели 28 ГЩУ (ввод на секцию 1 РУ 35 кВ), панели 32 ГЩУ (ввод на секцию 2 РУ 35 кВ), панели 29 на ГЩУ (для линии N42 и N44 35 кВ), панели 31 на ГЩУ (для линии 35 кВ N40А, N45, N47), панели 30 на ГЩУ (для секционного выключателя РУ-35 кВ).

Вся индикация на панелях управления ГЩУ, а так же их аппаратура остаются в существующем объеме.

Кроме этого предусмотрено резервное управление элементами главной электрической схемы непосредственно из ячеек ЗРУ-35 кВ.

Основное управление главными элементами ЗРУ-6 кВ:

- а) выключателями вводов рабочего питания;
- б) секционным выключателем.

предусматривается с панели 30 на ГЩУ, на которой необходимо предусмотреть:

- а) ключ управления секционным выключателем РУ-6 кВ;
- б) лампы индикации положения секционного выключателя.

									Лист
									63
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				

Так же предусматривается резервное управление главными элементами ЗРУ-6 кВ непосредственно из ячеек 6 кВ.

Основное управление выключателями отходящих присоединений ЗРУ-6 кВ предусматривается непосредственно из ячеек 6 кВ.

Основное управление элементами РУ-0,4 кВ:

- а) выключателем ТСН 6 кВ;
- б) выключателем ввода РУ-0,4 кВ;
- в) секционным выключателем.

осуществляется с ячейки ЗРУ-6 кВ (для выключателя ТСН 6 кВ), с панели ввода 0,4 кВ (для выключателей ввода 0,4 кВ и секционного выключателя 0,4 кВ)

Управление вспомогательными элементами главной электрической схемы подстанции:

- а) системой охлаждения трансформаторов;
- б) системой регулирования напряжения на стороне 6 кВ;
- в) дугогасящими реакторами заземления нейтрали секций 6 кВ.

осуществляется соответственно из:

- а) шкафов охлаждения трансформаторов (поставляются комплектно с трансформаторами);
- б) шкафов защиты силовых трансформаторов;
- в) шкафов автоматики управления ДГР.

Автоматика

Автоматика регулирования возбуждения генераторов поставляется комплектно с генератором и состоит из блока управления и выключателя поля возбуждения, установленных в главной коробке выводов генератора.

Автоматическая синхронизация предусматривается на генераторном выключателе 6,3 кВ и входит в комплект АРВ генератора в главной коробке выводов генератора.

Автоматика управления генераторного выключателя 6,3 кВ

Для генераторных выключателей 6.3 кВ предусмотрены комплекты автоматики управления составе шкафов защит блочных трансформаторов 1GT и 2GT панели П1 в помещениях РЗА1 и РЗА2 соответственно главного корпуса 1/1.

Автоматика управления выключателя блока 110кВ. Для выключателей блока 110 кВ Q-1GT и Q-GT предусмотрены отдельные шкафы автоматики управления (панели П1) в помещениях РЗА1 и РЗА2 соответственно, главного корпуса 1/1.

Автоматика управления охлаждением трансформаторов блока.

Автоматика ввода резерва секций собственных нужд 6,3 кВ и 0,4 кВ

На секциях РУСН-6,3 кВ и РУСН-0,4 кВ предусмотрена автоматика ввода резерва.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						64
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Функции автоматики секций 6,3 кВ распределяются по комплектам защит и автоматики вводов рабочего и резервного питания РУСН-6 кВ, а также трансформаторов напряжения секций.

Функции автоматики секций 0,4 кВ предусматриваются в комплекте автоматики ввода резервного питания секций 0,4 кВ(секционного выключателя), в шкафу ввода резервного питания секции (секционного выключателя).

Автоматика управления выключателем 6,3 кВ.

Функции АУВ предусматриваются в комплектах защит и автоматики соответствующих присоединений РУСН-6 кВ.

Автоматика регулирования напряжения трансформаторов 35/6 кВ устанавливается в шкафах защит трансформаторов 35/6 кВ «сн №1» и «сн №2» панели П2 и П3 соответственно.

АВР секций 6кВ и ЩСН 0,4 кВ ПС35/6 кВ

Функции автоматики секций 6 кВ распределяются по комплектам защит и автоматики вводов питания и секционного выключателя КРУ-6 кВ, а также трансформаторов напряжения секций.

Функции автоматики секций 0,4 кВ предусматриваются в комплекте автоматики секционного выключателя 0,4 кВ, в шкафу секционного выключателя.

Автоматическая частотная разгрузка

В целях сохранения устойчивой работы генераторов сети, на секциях 6 кВ предусмотрена трехступенчатая автоматическая частотная разгрузка. Автоматика реализуется в комплектах АЧР устанавливаемых в шкафах трансформаторов напряжения секций КРУ-6 кВ.

Автоматика управления дугогасящих реакторов 6 кВ

Для точной компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 6 кВ подстанции, предусматривается автоматика управления дугогасящими реакторами. Для реализации функций автоматики в помещении релейного щита предусмотрена установка шкафа автоматики управления ДГР (П4), с комплектом управления двумя реакторами.

Автоматика управления выключателями 35 кВ

Функции автоматики организованы в комплектах защит и УАВ соответствующих выключателей. Комплекты установлены в шкафах выключателей КРУ-35 кВ, за исключением комплектов резервных защит и АУВ трансформаторов 35/ 6 кВ «сн №1» и «сн №2», которые установлены на панелях релейного щита П2 и П3 соответственно.

Автоматика управления выключателями 6 кВ

Функции АУВ предусматриваются в комплектах защит и автоматики соответствующих присоединений КРУ-6 кВ.

2.14.4 Расчет сужающего устройства

Задано:

1) измеряемая среда: природный газ;

									Лист
									65
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

ДП-5В071700-2015.ПЗ

- 2) наибольший измеряемый расход $Q_{o_{max}} = 150 \text{ м}^3 / \text{ч}$;
- 3) средний измеряемый объемный расход $Q_{o_{cp}} = 130 \text{ м}^3 / \text{ч}$;
- 4) температура газа перед сужающим устройством $t = 20^\circ \text{C}$;
- 5) внутренний диаметр трубопровода перед сужающим устройством при температуре 20°C $D_{20} = 184 \text{ мм}$;
- 6) материал трубопровода – сталь марки 20

Результаты расчета сужающего устройства сведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13- Результаты расчета сужающего устройства

Определяемая величина	Формула, номера рисунков, приложений и таблиц.	Результат, числовой расчет
1	2	3
Выбор сужающего устройства и дифманометра		
Тип сужающего устройства	Диафрагма камерная. Материал – сталь X17.	
Тип и разновидность дифманометра	Дифманометр мембранный ДМ.	
Верхний предел измерения дифманометра, $\text{м}^3/\text{ч}$	$Q_{пред} = Q_{0max}$	150
Определение недостающих для расчета данных		
Абсолютное давление газа перед диафрагмой, $\text{кгс}/\text{см}^2$	P	0,3
Плотность при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{ном}$	1,24
Динамическая вязкость газа, $\text{кгс} \cdot \text{сек}/\text{м}^2$	μ	$1,85 \cdot 10^{-6}$
Коэффициент расширения газа	ε	0,842
Определение номинального перепада давления дифманометра		
Вспомогательная величина	$C = \frac{Q_{норм}}{0,2109 D^2} \sqrt{\frac{\rho \cdot T}{P}}$	$\frac{150}{0,2109 \cdot 184^2} \sqrt{\frac{1,24 \cdot 293,15}{0,3}} = 0,731$
Предельный номинальный перепад давления, $\text{кгс}/\text{см}^2$	P_H	25
Приближенное значение модуля	m	0,28
Определение числа Рейнольдса		
Число Рейнольдса	$Re = \frac{0,0361 \cdot Q_{норм} \cdot \rho_{норм}}{D \cdot \mu}$	$\frac{0,0361 \cdot 150 \cdot 1,24}{184 \cdot 1,85 \cdot 10^{-6}} = 19700$
Минимальное допустимое число Рейнольдса	Re_{min}	$Re_{min} = 10000$, т.к. $Re > Re_{min}$ расчет продолжаем.
Граничное значение числа Рейнольдса	$Re_{гр}$	$Re_{гр} = 16000$, т.к. $Re > Re_{гр}$, то нет надобности учитывать погрешность коэффициента расхода, расчет продолжаем.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Наибольший перепад давления в диафрагме, кгс/см ²	$\Delta P = \Delta P_H$	25
Вспомогательная величина та	$m\alpha = \frac{C}{\varepsilon \cdot \sqrt{\Delta P_H}}$	$\frac{0,7313}{0,842\sqrt{25}} = 0,1737$
Вспомогательный коэффициент α	$\alpha = \frac{1}{\sqrt{1-m^2}} [0,5959 + 0,0312 \cdot m^{1,05} - 0,184 \cdot m^4 + 0,0029 \cdot m^{1,25} \cdot \left(\frac{10^6}{Re}\right)^{0,75}]$	$\alpha = \frac{1}{\sqrt{1-0,28^2}} \cdot [0,5959 + 0,0312 \cdot 0,28^{1,05} - 0,184 \cdot 0,28^4 + 0,0029 \cdot 0,28^{1,25} \cdot \left(\frac{10^6}{19700}\right)^{0,75}] = 0,639$
Модуль диафрагмы, т	$m = \frac{m\alpha}{\alpha}$	$m = \frac{0,1737}{0,639} = 0,2718$
Поправочный множитель на тепловое расширение материала трубопровода	K_t''	1,0001
Диаметр отверстия диафрагмы при t=20°C, мм	$d_{20} = \frac{D}{K_t''} \cdot \sqrt{m}$	$d_{20} = \frac{184}{1,0001} \cdot \sqrt{0,2718} = 95,917$
Проверка расчета		
Коэффициент расхода	α	0,639
Диаметр отверстия диафрагмы при температуре t= 20°C, мм	$d = d_{20}$	95,917
Расход, соответствующий наибольшему перепаду давления, м ³ /ч	$Q_{ном} = 0,2109 \alpha \varepsilon K_t'' d_{20}^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_H P}{\rho_{ном} T}}$	$Q_{ном} = 0,2109 \cdot 0,639 \cdot 0,842 \cdot 1 \cdot 95,917^2 \cdot \sqrt{\frac{25 \cdot 0,3}{1,24 \cdot 293,15}} = 149,983$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		67

3 Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

3.1 Расчет рассеивания вредных примесей в атмосфере и определение санитарно-защитной зоны

В проекте произведен расчет приземной концентрации вредных примесей в атмосфере при их рассеивании через дымовую трубу электрической станции и определена зона загрязнения территории вокруг станции.

Исходные данные

Высота, м	30
Диаметр устья, м	3,2
Скорость выхода газов, м/с	15
$T_{ГВ}$, °С	110
$T_{ос}$, °С	23
Выброс оксидов азота, г/с	2,9
Степень очистки воздуха, %	0
Район расположения	Алматы

Таблица 3.1 – Значение Р, %

Город	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Алматы	9	12	7	23	16	20	7	6

Определение максимальной концентрации примесей в атмосфере с учетом веществ, обладающих эффектом суммации

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества определяется по формуле:

$$C_{M_x} = \frac{A_x M_x F_x m_x n_x \eta}{0,1 H^2 \sqrt[3]{V_1 \Delta T}}$$

где $A=200$ – коэффициент температурной стратификации для Казахстана;

M_x - масса вредного вещества, г/с;

$F_x = 1$ для газообразных веществ;

$\eta = 1$ - коэффициент рельефа местности для ровной поверхности;

V_1 - расход газовой смеси, m^3 / c ;

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						68
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

H - высота источника, м;

$$\Delta T = T_{ГВ} - T_{OC} = 110 - 23 = 87^\circ C$$

$$V_1 = \frac{\pi D^2 w_0}{4} = \frac{\pi \cdot 3,2^2 \cdot 15}{4} = 120,6 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Значения коэффициентов m_x и n_x определяются в зависимости от параметров:

$$f = 1000 \frac{w_0^2 D}{H^2 \Delta T} = 1000 \cdot \frac{15^2 \cdot 3,2}{30^2 \cdot 87} = 9,1954$$

$$v_M = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \Delta T}{H}} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{120,6 \cdot 87}{30}} = 4,5796$$

$$v_M' = 1,3 \frac{w_0 D}{H} = 1,3 \frac{15 \cdot 3,2}{30} = 2,08$$

$$f_e = 800 (v_M')^3 = 800 \cdot 2,08^3 = 7199,13$$

Тогда при $f < 100$

$$m_x = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{9,1954} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{9,1954}} = 0,5933.$$

При $f < 100$ и $v_M > 2$ $n_x = 1$.

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{200 \cdot 2,9 \cdot 1 \cdot 0,5933 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \sqrt[3]{120,6 \cdot 87}} = 0,0175 \text{ мг} / \text{м}^3$$

$$ПДК_{NO_2} = 0,085 \text{ мг} / \text{м}^3 \quad C_{M_{NO_2}} < ПДК_{NO_2}$$

Определение расстояния, на котором достигается максимальная концентрация

Расстояние X_M от источника выбросов, на котором приземная концентрация при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения, определяется по формуле:

$$X_M = \frac{5 - F}{4} dH,$$

где d - безразмерный коэффициент.

При $v_M > 2$ и $f < 100$

$$d = 7 \sqrt{v_M} (1 + 0,28 \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{4,5796} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{9,1954}) = 23,7674$$

$$X_{M_{NO_2}} = \frac{5 - 1}{4} \cdot 23,7674 \cdot 100 = 2376,74 \text{ м}$$

Значение опасной скорости ветра u_M на уровне флюгера (обычно 10 м от уровня земли), при которой достигается наибольшее значение приземной концентрации вредных веществ в случае $f < 100$ и $v_M > 2$ определяется по формуле:

$$u_M = v_M (1 + 0,12 \sqrt{f})$$

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				69

$$u_M = 4,5796 \cdot (1 + 0,12\sqrt{9,1954}) = 6,2461 \text{ м/с}.$$

Расчёт приземной концентрации на различных расстояниях и определение L_0

При опасной скорости ветра приземная концентрация вредных веществ в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях X от источника выброса определяется по формуле:

$$c = s_1 C_M,$$

где s_1 - безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения X/X_M и коэффициента F по формулам:

$$s_1 = 3\left(\frac{X}{X_M}\right)^4 - 8\left(\frac{X}{X_M}\right)^3 + 6\left(\frac{X}{X_M}\right)^2 \text{ при } X/X_M \leq 1$$

$$s_1 = \frac{1,13}{0,13\left(\frac{X}{X_M}\right)^2 + 1} \text{ при } 1 < X/X_M \leq 8$$

$$s_1 = \frac{\frac{X}{X_M}}{3,58\left(\frac{X}{X_M}\right)^2 - 35,2\frac{X}{X_M} + 120} \text{ при } X/X_M > 8 \text{ и } F \leq 1,5$$

$$s_1 = \frac{1}{0,1\left(\frac{X}{X_M}\right)^2 + 2,47\frac{X}{X_M} - 17,8} \text{ при } X/X_M > 8 \text{ и } F > 1,5$$

Таблица 3.2

№	X, м	$X_{M \text{ NO}_x}$, м	$X_{\text{NO}_x}/X_{M \text{ NO}_x}$	S_{INO_x}	C_{NO_x} , мг/м ³
1	0	2376,74	0,000000	0,000000	0,000000
2	500	2376,74	0,210372	0,196932	0,003446
3	1000	2376,74	0,420744	0,560308	0,009805
4	1500	2376,74	0,631117	0,854766	0,014958
5	2000	2376,74	0,841489	0,985963	0,017254
6	2500	2376,74	1,051861	0,987906	0,017288
7	3000	2376,74	1,262233	0,936112	0,016382
8	3500	2376,74	1,472605	0,881495	0,015426
9	4000	2376,74	1,682978	0,825894	0,014453
10	4500	2376,74	1,893350	0,770794	0,013489
11	5000	2376,74	2,103722	0,717308	0,012553
12	5500	2376,74	2,314094	0,666213	0,011659
13	6000	2376,74	2,524466	0,617999	0,010815
14	6500	2376,74	2,734838	0,572931	0,010026
15	7000	2376,74	2,945211	0,531101	0,009294
16	7500	2376,74	3,155583	0,492482	0,008618
17	8000	2376,74	3,365955	0,456962	0,007997

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

18	8500	2376,74	3,576327	0,424379	0,007427
19	9000	2376,74	3,786699	0,394542	0,006904
20	9500	2376,74	3,997072	0,367246	0,006427
21	10000	2376,74	4,207444	0,342286	0,005990
22	10500	2376,74	4,417816	0,319460	0,005591
23	11000	2376,74	4,628188	0,298577	0,005225
24	11500	2376,74	4,838560	0,279460	0,004891
25	12000	2376,74	5,048933	0,261943	0,004584
26	12500	2376,74	5,259305	0,245875	0,004303
27	13000	2376,74	5,469677	0,231119	0,004045
28	13500	2376,74	5,680049	0,217551	0,003807
29	14000	2376,74	5,890421	0,205059	0,003589
30	14500	2376,74	6,100794	0,193541	0,003387
31	15000	2376,74	6,311166	0,182907	0,003201
32	15500	2376,74	6,521538	0,173075	0,003029
33	16000	2376,74	6,731910	0,163972	0,002870
34	16500	2376,74	6,942282	0,155532	0,002722

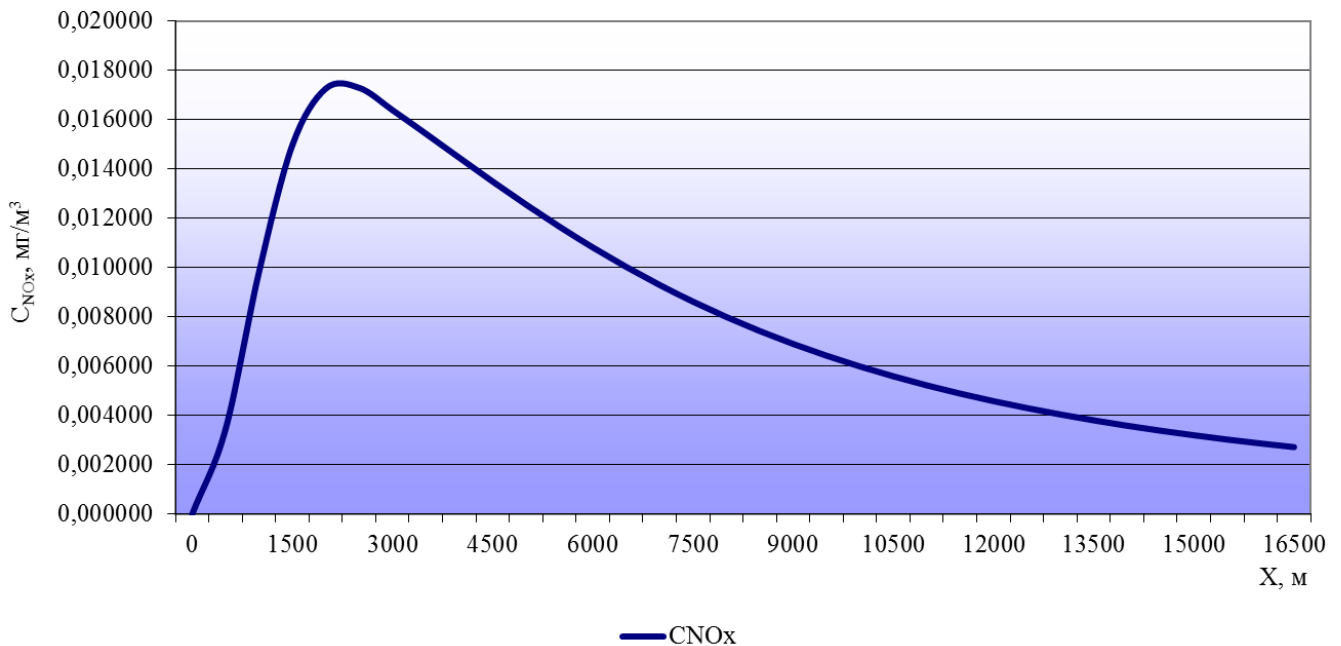


Рисунок 3.1 - Изменение призматической концентрации на различных расстояниях

Определение санитарно-защитной зоны станции

Определим границы санитарно-защитной зоны предприятия по формуле:

$$l = L_0 \frac{P}{P_0},$$

где P - среднегодовая повторяемость направления ветров рассматриваемого румба;

P_0 - повторяемость направлений ветров одного румба при круговой розе ветров, %;

						Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ	71

L_0 - расчетный размер участка местности, где концентрация вредных веществ превышает ПДК.

Концентрация оксида азота не превышает ПДК на всей протяженности, для расчетов принята расстояние при максимальной концентрации оксида азота. Тогда $L_0 = 2500 \text{ м}$.

$$P_0 = \frac{100}{8} = 12,5 \% \text{ при восьмирумбовой розе ветров.}$$

Таблица 3.3

№	Направление	$P, \%$	$L_0, \text{ м}$	$P_0, \%$	$l, \text{ м}$
1	С	9	2500	12,5	3472,2
2	СВ	12	2500	12,5	2604,2
3	В	7	2500	12,5	4464,3
4	ЮВ	23	2500	12,5	1358,7
5	Ю	16	2500	12,5	1953,1
6	ЮЗ	20	2500	12,5	1562,5
7	З	7	2500	12,5	4464,3
8	СЗ	6	2500	12,5	5208,3

Построение «розы ветров» и санитарно-защитной зоны станции

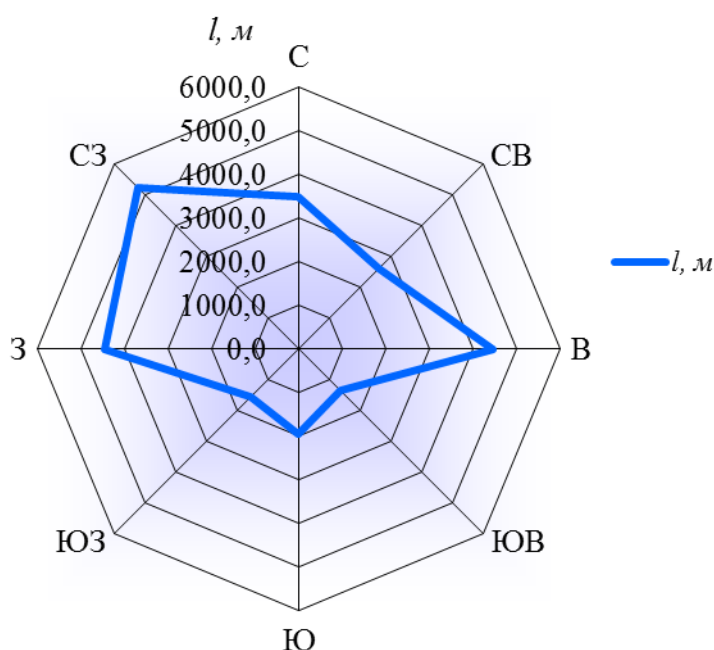


Рисунок 3.2 – Санитарно-защитная зона станции

Выводы

Атмосфера – внешняя и наиболее подвижная оболочка нашей планеты, активно взаимодействующая с другими геосферами.

Загрязнение атмосферы при эксплуатации ТЭС обуславливается выделением вредных веществ при сжигании топлива. При сжигании топлива в

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						72
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

атмосферу выделяются углекислый и угарный газ, оксиды серы, азота, углеводороды, аммиак и др. В расчетах ТЭС используется газ. Из-за использования газа на ТЭС практически не происходит загрязнение атмосферы азотом оксида, так концентрация вредных веществ не превышает ПДК. Из этого следует, что эксплуатация ГТУ в черте города уменьшает негативное воздействие на окружающую среду по сравнению с использованием традиционного вида топлива (уголь, мазут).

3.2 Разработка мероприятий по снижению шума для ГТУ

Из энергетического оборудования газотурбинные установки (ГТУ) являются одними из самых мощных источников постоянного шума для окружающей среды. ГТУ используются для покрытия максимума нагрузки в электрических системах, широко устанавливаются на газоперекачивающих станциях. Возможность быстрого монтажа, возросшая экономичность этих установок, компактность оборудования делает перспективным установку ГТУ для покрытия не только пиковой нагрузки. Возможность широкого внедрения ГТУ будет определяться во многом шумовыми характеристиками оборудования, его шумовым влиянием на окружающий район.

Различают шумы, излучаемые от ГТУ через воздухозаборный и выхлопной тракты, а также от корпуса агрегата. Первые два пути распространения шума от ГТУ являются наиболее интенсивными по воздействию на окружающую среду. Влияние шума от корпуса агрегата определяется звукоизолирующими свойствами помещения, где оно установлено, и, как правило, невелико.

Через воздухозаборный тракт в атмосферу излучается шум, который имеет аэродинамическую природу. Шум, излучаемый через систему всасывания ГТУ, обусловлен переменными аэродинамическими силами взаимодействия турбулизованного воздуха от ротора и статора компрессора, а также явлениями неустойчивости турбулентного потока. В спектре шума всасывания ГТУ имеются тональные составляющие характерные для вихревого и сиренного шума. Основная частота вихревого шума для газотурбинных установок (50 - 160 Гц) пропорциональна числу оборотов в секунду. Наиболее интенсивные тональные составляющие приходятся на частоты сиренного шума, которые равны произведению числа лопаток ротора на число оборотов в секунду. Для газовых турбин сиренная частота лежит в пределах 1000-5000 Гц.

Общая звуковая мощность шума всасывания ГТУ зависит от многих факторов: массового расхода воздуха через компрессор, адиабатного напора, наружного диаметра рабочего колеса первой ступени компрессора, адиабатного КПД компрессора. Общий уровень звуковой мощности шума всасывания L_{p_c} осевого компрессора определяется по формуле

						<i>Лист</i>
					ДП-5В071700-2015.ПЗ	
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

$$L_{p,c} = 10 \lg (P_{p,c}/P_0) \quad (3.1)$$

Где P_0 - пороговое значение звуковой мощности, $P_0 = 10^{-12}$ Вт;

$$P_c = 0,5 \left(\frac{1 - \eta_{ад}}{\eta_{ад}} \right)^2 \frac{m_t H_{ад}^2}{\rho^{-3} D^2} \quad (3.2)$$

Здесь $\eta_{ад}$ - адиабатный КПД первой ступени компрессора; m_t - массовый расход через компрессор, кг/с; $H_{ад}$ - адиабатный напор первой ступени компрессора, Дж/кг; D - наружный диаметр рабочего колеса первой ступени компрессора, м; ρ - плотность воздуха на входе в компрессор, кг/м³; c - скорость звука на входе в компрессор, м/с.

Уровень звука от шума компрессора ГТУ 100 МВт, излучаемого через воздухозабор без глушителей, составляет 110 дБА на расстоянии 120 м от него. Поэтому на воздухозаборе ГТУ всегда устанавливают глушитель.

Шум, излучаемый выхлопным трактом ГТУ, вызван процессом горения, высокой скоростью прохождения газов через проточную часть турбины и турбулентностью газового потока. Уровень шума, излучаемый от дымовой трубы ГТУ, меньше, чем из системы воздухозабора. Например, уровень звука от дымовой трубы ГТУ 100 МВт без системы шумоглушения составляет на расстоянии 120 м от нее 84 дБА. Максимальные уровни шума приходятся на высокие (4000 - 8000 Гц) и низкие (31 - 125 Гц) частоты. Шум, излучаемый на низких частотах, наиболее трудно устранить и может вызывать вибрацию в близко расположенных зданиях.

Выхлопные газы после ГТУ могут направляться для утилизации их теплоты в котел или специальный теплообменник, которые можно рассматривать как устройства, дополнительно снижающие шум. Следует иметь в виду, что при неблагоприятных сочетаниях конструктивных параметров в теплообменниках утилизаторов могут возникнуть сильные колебания, в некоторых случаях вызывающие даже их разрушение.

Средний уровень звука на расстоянии 1 м от поверхности газовых турбин составляет (95±5) дБА, что превышает допустимые нормы для рабочих мест. Нормальная эксплуатация газовых турбин связана с установкой на них кожуха.

Для снижения шума от энергетического объекта, как правило, необходимо осуществления комплекса мероприятий по шумоглушению для обеспечения санитарных норм.

Источники шума и величины требуемого снижения от них определяются из акустического расчета.

На рисунке 3.3 показан комплекс мероприятий по шумоглушению на ТЭС с газотурбинными установками (ГТУ). Здесь предусмотрена установка шумоглушителей: на выхлопном (1) и воздухозаборном (4) трактах ГТУ; на выхлопном тракте парового котла (2); на воздушном тракте дутьевого

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

вентилятора и местной вентиляции (3); на градирни (5); паровые выбросы (9). Для снижения корпусного шума дутьевого вентилятора котла и ГТУ используются кожухи (8). Газовоздухопроводы имеют звукоизоляцию (6).

Выбор мер по шумоглушению обосновывается технико-экономическим расчётом.

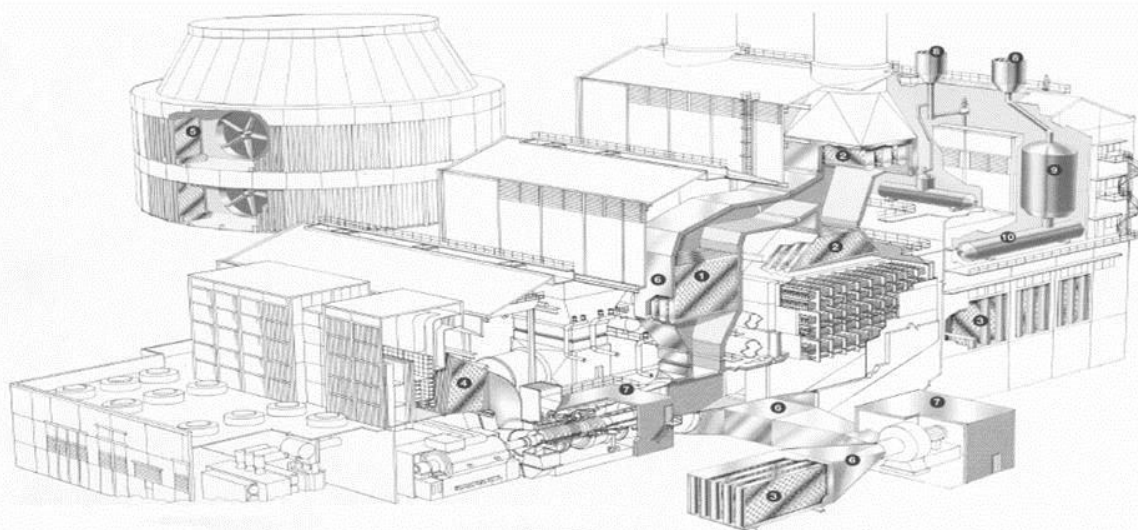


Рисунок 3.3 Система шумоглушения на ТЭС с ГТУ: 1- шумоглушитель на выхлопном тракте ГТУ; 2- шумоглушитель на выхлопном тракте котла; 3- шумоглушитель на воздушном тракте дутьевого вентилятора и местной вентиляции; 4- шумоглушитель на воздухозаборе ГТУ; 5- шумоглушители градирни; 6- звукоизоляция газовоздухопроводов; 8- кожухи; 9- паровые глушители

Особенность снижения шума в энергетике состоит в том, что здесь необходимо принимать комплекс мер по уменьшению шума от разного типа оборудования. Шумозащитные мероприятия от оборудования ТЭС, РТС, газоперекачивающих станций требуют значительных затрат. Особенно это касается ТЭС со сверхкритическими блоками или с установками ГТУ. Поэтому важной задачей является доведение шума до санитарно-гигиенических норм на рабочих местах и на территории жилой застройки от разных источников с минимальными затратами.

Нормативы по шуму для производственных помещений и рабочих зон сильно отличаются от допустимых значений для территории жилого района. Например, уровень звука на территории ТЭЦ или РТС допускается в 80 дБА, а для территории жилой застройки - не более 45 дБА. Энергетические предприятия находятся в непосредственной близости от жилой застройки, поэтому необходимо принятие мер по шумоглушению от энергетического оборудования, даже если санитарно-гигиенические нормы около этого оборудования выполняются.

Для достижения уровня звука 90 дБА около энергетического оборудования на ТЭС, по данным американских специалистов, удельные затраты составляют от 1,9 до 3,4 долларов на 1кВт установленной мощности. Снижение уровня звука около оборудования с 85 до 80 дБА требует увеличения удельных затрат в 2 раза. В некоторых случаях затраты могут

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		75

быть в несколько раз больше. Например, для снижения шума от трех блоков по 150 МВт на расстоянии 150 м от станции до 52 дБА пришлось затратить сумму, равную 4,5% общей стоимости тепловой станции.

В абсолютных величинах затраты на шумоглушение энергетического оборудования крупных предприятий, например, тепловых станций, могут составлять миллионы тенге. На шумоглушение отдельных электростанций США было потрачено (тыс. долларов): Northport - 27508; Parish - 5242; Redondo Beach - 4460.

Стоимость мероприятий по снижению и контролю шума составляет для новой электрической станции от 0,8 до 1,4% всей стоимости станции. Стоимость мероприятий по шумоглушению газотурбинных установок составляет 1-2% общей стоимости станции или около 6% стоимости самой ГТУ.

Следует отметить, что расходы на мероприятия по борьбе с шумом в некоторых странах, как, например, Нидерланды, выплачиваются из суммы налогов, взимаемых в соответствии с "платой за загрязнение".

Выбор мероприятий по борьбе с шумом осуществляют на основе многовариантного анализа ожидаемых приведенных затрат, обеспечивающих максимальное значение годового экономического эффекта R , т.е. $R=P-Z$ максимум, где P - годовой экономический результат от мероприятий по борьбе с шумом, тенге/год; Z - годовые приведенные затраты на осуществление мер по борьбе с шумом, тенге/год, которые определяются по известной формуле:

$$Z = r_n K + C, \quad (3.3)$$

где C - годовые эксплуатационные расходы, связанные с осуществлением мер по шумоглушению, тенге/год; K - капитальные вложения на осуществление шумозащитных мероприятий, тенге/год; $r_n = 0,12$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

От величины требуемого снижения шума оборудования зависит выбор способа или устройства для его уменьшения шума. Эта величина, как и проходное сечение глушителя, определяет капитальные и эксплуатационные расходы на осуществление мер по шумоглушению. Поэтому, важной технико-экономической задачей является обоснование требуемого снижения шума от энергетического оборудования, как на открытом воздухе, так и для оборудования, находящегося внутри помещений.

						Лист
					ДП-5В071700-2015.ПЗ	76
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

4 Экономический раздел. Расчет технико-экономических показателей ТЭЦ

Исходные данные:

1. Установленная электрическая мощность $N_y = 139$ МВт.
2. Тип и количество турбин
P-25-90 x 1
GT8C x 2
3. Число часов использования установленной мощности
 $h_y = 7000$ ч.
4. Топливо
Природный газ.
5. Удельные капиталовложения
 $K_y = 440$ тыс. тг.

4.1 Расчет абсолютных капиталовложений в новое строительство ТЭЦ

1. Абсолютное капиталовложения в новое строительство ТЭЦ:

$$K_{CT} = K_{yд} \cdot N_y = 440 \cdot 139 \cdot 10^3 = 61160 \text{ млн. тг.}$$

2. Стоимость основных фондов ТЭЦ:

$$C_{\Phi} = 0,9 \cdot K_{CT} = 0,9 \cdot 61160 = 55044 \text{ млн. тг.}$$

где коэффициент 0,9 учитывает так называемые возвратные суммы.

3. Стоимость оборудования:

$$C_{OB} = 0,7 \cdot C_{\Phi} = 0,7 \cdot 55044 = 38531 \text{ млн. тг.}$$

4.2 Расчет энергетических показателей работы ТЭЦ

1. Годовая выработка электроэнергии ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_B = N_y \cdot h_y = 139 \cdot 7000 = 973 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч,}$$

в том числе от 2-х блоков ГТУ:

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$\mathcal{E}_B = N_Y \cdot h_Y = 114 \cdot 8300 = 946 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч.}$$

2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ:

$$Q_{\text{ОТП}}^{\Gamma} = 6086 \text{ тыс.ГДж,}$$

в том числе от трех блоков ГТУ:

$$Q_{\text{ОТП}}^{\Gamma} = 4525 \text{ тыс.ГДж.}$$

3. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}} = (K_{\text{СН}}/100) \cdot \mathcal{E}_B = (10/100) \cdot 973 = 97,3 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч,}$$

где $K_{\text{СН}} = 10\%$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды.

4. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, отнесенный на отпуск теплоты:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{T}} = \bar{\mathcal{E}}_{\text{СН}}^{\text{T}} \cdot Q_{\text{ОТП}}^{\Gamma} = 6,3 \cdot 6086 = 19,4 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч,}$$

где $\bar{\mathcal{E}}_{\text{СН}}^{\text{T}} = 6,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/ГДж}$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды по отпуску теплоты.

5. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, приходящийся на выработку электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{СН}} - \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{T}} = 97,3 - 19,4 = 77,9 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч.}$$

6. Удельный расход электроэнергии на собственные нужды по производству электроэнергии:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{СН}}^{\mathcal{E}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\mathcal{E}}}{\mathcal{E}_B} \cdot 100\% = \frac{77,9}{973} \cdot 100\% = 8,0\%.$$

7. Отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_{\text{ТШ}} = \mathcal{E}_B - \mathcal{E}_{\text{СН}} = 973 - 97,3 = 875,7 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч.}$$

8. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{СН}} - \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{T}} = 97,3 - 19,4 = 77,9 \text{ (4,9/100)} \cdot 973 = 37 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч,}$$

						Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ	78

где $K_{CH}=4,9\%$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды.

9. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, отнесенный на отпуск теплоты:

$$\mathcal{E}_{CH}^T = \bar{\mathcal{E}}_{CH}^T \cdot Q_{OTП}^Г = 4,8 \cdot 4525 = 21,7 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\bar{\mathcal{E}}_{CH}^T = 4,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{ГДж}$ - удельный расход электроэнергии на собственные нужды по отпуску теплоты.

10. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, приходящийся на выработку электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{CH}^Э = \mathcal{E}_{CH} - \mathcal{E}_{CH}^T = 37 - 21,7 = 15,3 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}.$$

11. Удельный расход электроэнергии на собственные нужды по производству электроэнергии:

$$\frac{\mathcal{E}_{CH}^Э}{\mathcal{E}_В} \cdot 100\% = \frac{15,3}{946,2} \cdot 100\% = 1,6\%.$$

12. Отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_{ТВ} = \mathcal{E} - \mathcal{E}_{CH} = 946,2 - 37 = 909,2 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч},$$

4.3 Годовые издержки по калькуляционным статьям в целом по ТЭЦ

Наибольший удельный вес в издержках производства занимает топливная составляющая, зависящая от экономичного режима работы энергооборудования.

Этот показатель определяется расходом топлива $V_H^Г$ и во многом зависит от его договорной цены, которая включает оптовую цену топлива у поставщика, стоимость транспортных затрат, посреднических услуг и другие факторы.

Договорная цена на топливо:

$$C_{ДОГ} = 19\,337 \text{ тг/тыс.м}^3.$$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Издержки по топливу на технологические цели:

$$И_{\text{ТОПЛ}} = V_{\text{Н}}^{\Gamma} \cdot C_{\text{ДОГ}} = 665 \cdot 19\,337 = 12\,859 \text{ млн.тг/год,}$$

где $V_{\text{Н}}^{\Gamma}$ - годовой расход натурального топлива:

$$V_{\text{Н}}^{\Gamma} = V_{\text{У}}^{\Gamma} / 1,15 = 665 \text{ млн.м}^3/\text{год.}$$

Цена одной тонны условного топлива:

$$C_{\text{У}} = И_{\text{ТОПЛ}} / V_{\text{У}}^{\Gamma} = 12859 / 765 = 16\,809 \text{ тг/тут.}$$

Вода на технологические цели, забираемая из поверхностных источников водохозяйственных систем.

К этой статье относятся затраты по воде, расходуемой на питание котлов, гидрозолоудаление и золоулавливание, систему технического водоснабжения, охлаждение генераторов и трансформаторов, пополнение (подпитку) системы теплофикации и отпуска горячей воды и другие технические и бытовые нужды. Здесь же учитываются все затраты по химводоочистке (кроме амортизации): химические реактивы и другие расходы, а также плата за воду в бюджет.

Затраты по воде:

$$И_{\text{В}} = \left(\alpha_1 \frac{V_{\text{Н}}^{\text{К}}}{1000} + \alpha_1 \frac{V_{\text{Н}}^{\text{ВК}}}{1000} + \alpha_2 \cdot D_{\text{Н}}^{\text{К}} \cdot n_{\text{К}} + \alpha_3 \cdot N_{\text{У}} \right) \cdot 10^{-6} + П_{\text{ПЛ.В}} \cdot n_{\text{Т}} = 22 \text{ млн.тг/год,}$$

где $\alpha_1 = 0$ для газомазутного топлива;

$\alpha_2 = 21\,615$ тг. на 1 т. суммарной часовой производительности всех котлов;

$\alpha_3 = 538$ тг. на кВт установленной мощности для ТЭЦ с поперечными связями;

номинальная производительность энергетического котла:

$D_{\text{Н}}^{\text{К}} = 160$ т/ч (2 котла);

$n_{\text{К}}$ - количество установленных котлов;

$N_{\text{У}}$ - установленная электрическая мощность ТЭЦ;

$П_{\text{ПЛ.В}} = 5,0$ млн.тг – годовая плата в бюджет в зависимости от типа турбины и системы технического водоснабжения в расчете на один агрегат;

$n_{\text{Т}}$ - количество установленных турбин.

Оплата труда.

По данной статье на основе нормативной численности и расчетной среднемесячной зарплаты рассчитываются затраты на оплату труда

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				80

эксплуатационного персонала, непосредственно участвующего в технологическом процессе производства энергии.

Среднемесячная зарплата одного работника:

$$ЗП_{СР}^{МЕС} = 90000 \text{ тг.}$$

Годовой фонд оплаты труда одного работника:

$$\Phi_{ЧЕЛ}^{\Gamma} = ЗП_{СР}^{МЕС} \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 90000 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 1,08 \text{ млн. тг.}$$

Затраты на оплату труда эксплуатационного персонала:

$$И'_{ОТ} = \alpha_{ПР} \cdot \bar{n} \cdot N_y \cdot \Phi_{ЧЕЛ}^{\Gamma} = 0,7 \cdot 1,25 \cdot 139 \cdot 1,08 = 131 \text{ млн. тг/год,}$$

где $\alpha_{ПР}$ - доля эксплуатационного персонала в общей численности промышленно – производственного персонала;

\bar{n} - штатный коэффициент промышленно – производственного персонала;

Отчисления на социальные нужды.

Статья включает в себя обязательные отчисления в государственные внебюджетные фонды от затрат по оплате труда согласно социальному налогу.

Отчисления на социальные нужды:

$$И_{СН} = \frac{Н_{СН}}{100} \cdot И'_{ОТ} = \frac{22}{100} \cdot 131 = 29 \text{ млн. тг/год,}$$

где $Н_{СН} = 22\%$ - суммарный норматив отчислений в фонды РК:

- пенсионный – 11 %

- социального страхования – 11 %

Оплата труда с учетом социального налога:

$$И_{ОТ} = И'_{ОТ} + И_{СН} = 131 + 29 = 160 \text{ млн. тг/год.}$$

Амортизационные отчисления по этой статье производятся по производственному оборудованию на полное его восстановление (реновацию).

Амортизация:

$$И_a = \frac{Н_A^{ОБ}}{100} \cdot C_{ОБ} = \frac{3,2}{100} \cdot 38531 = 1233 \text{ млн. тг/год,}$$

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

где $N_A^{OB}=3,2$ – средняя норма амортизации на реновацию в цело по ТЭЦ;

$C_{OB}=38\ 531$ млн.тг – стоимость оборудования составляет 60 – 70 % от капиталовложений в строительство ТЭЦ.

Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования:

$$I_{ЭКС} = N_{ЭКС} \cdot N_y \cdot 10^{-6} = 460 \cdot 139 \cdot 10^{-6} = 64 \text{ млн.тг/год,}$$

где $N_{ЭКС}=460$ тг/кВт.

К цеховым расходам относятся затраты на обслуживание цехов и управление ими: зарплата аппарата управления цехом, амортизация и расходы по содержанию и текущему ремонту зданий и инвентаря общецехового назначения, расходы по охране труда.

Цеховые расходы:

$$I_{ЦЕХ} = \beta \cdot I_{ЭКС} = 0,06 \cdot 64 = 3,8 \text{ млн.тг/год,}$$

где $\beta=0,06$.

В состав общестанционных расходов входят расходы по управлению электростанцией: административно – управленческие расходы (оплата труда, командировочные и подъемные, представительские и канцелярские затраты в пределах нормативов); общепроизводственные издержки (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, опыты, исследования).

Общестанционные расходы:

$$I_{OC} = \chi_{AУП} \cdot 3П_{CP} + \gamma \cdot (I_{ЭКС} + I_{ЦЕХ}) = 10 \cdot 0,09 + 0,06 \cdot (64 + 3,8) = 4,9 \text{ млн.тг/год,}$$

где $\chi_{ППП} = \bar{n}_{ППП} \cdot N_y = 1,25 \cdot 139 = 174$ чел. – численность ППП,

$\chi_{AУП} = 0,06 \cdot \chi_{ППП} = 0,06 \cdot 174 = 10$ чел. – численность АУП.

Плата за землю:

$$S_{OБЩ} = S_1 = 11,2 \text{ га,}$$

$$S_1 = \bar{S}_1 \cdot N_y \cdot 10^{-2} = 11,2 \text{ га,}$$

где $\bar{S}_1 = 8$ га/100МВт.

Плата за землю:

$$П_{ЗЕМ} = N_{ЗН} \cdot S_{OБЩ} \cdot K_{ЗЕМ} \cdot 10^{-6} = 289\ 500 \cdot 11,2 \cdot 10^{-6} = 3,2 \text{ млн.тг/год,}$$

где $N_{ЗН} = 289\ 500$ тг/га – ставка земельного налога.

						<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		ДП-5В071700-2015.ПЗ
						82

Плата за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду:

$$Пл_{\text{ВЫБР}} = N_{\text{ПЛ}}^{\text{NO}_2} \cdot M_{\text{NO}_2}^{\Gamma} \cdot K_{\text{ВЫБР}} \cdot 10^{-6} = 19820 \cdot 2258 \cdot 10^{-6} = 45 \text{ млн.тг/год},$$

где $N_{\text{ПЛ}}^{\text{NO}_2} = 19820 \text{ тг/т}$ – норматив платы за выброс NO_2 ;

$$M_{\text{NO}_2}^{\Gamma} = \frac{0,247}{1000} \cdot B_{\text{H}}^{\Gamma} \cdot Q_{\text{P}}^{\text{H}} = \frac{0,247}{1000} \cdot 271 \cdot 33729 = 2258 \text{ т/год} - \text{ годовая масса}$$

загрязняющего вещества.

$$I_{\text{НАЛ}} = Пл_{\text{ЗЕМ}} + Пл_{\text{ВЫБР}} + N_{\text{ПР}} = 3,2 + 45 = 48,2 \text{ млн.тг/год}.$$

Общие издержки производства на ТЭЦ включают в свой состав следующие составляющие расчетных величин:

$$I_{\text{ТЭЦ}} = I_{\text{ТОПЛ}} + I_{\text{В}} + I_{\text{ОТ}} + I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ЦЕХ}} + I_{\text{ОС}} + I_{\text{НАЛ}} = \\ = 12\,859 + 22 + 160 + 1233 + 64 + 3,8 + 4,9 + 48,2 = 14\,395 \text{ млн.тг/год}.$$

Коэффициент распределения:

$$K_{\text{РЭ}} = \frac{I_{\text{Э}} - I_{\text{ТОП(Э)}}}{I_{\text{ТЭЦ}} - I_{\text{ТОП}}} = \frac{10024 - 9063}{14395 - 12859} = 0,63.$$

Себестоимость единицы теплоты составляет:

$$s_{\text{омн}}^m = \frac{I_{\text{ТЭЦ}} \cdot K_{\text{РЭ}}}{Q_{\text{омн}}}, \text{ тг/ГДж}$$

где $Q_{\text{омн}}$ – годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ, тыс. ГДж/год.

$$s_{\text{омн}}^m = \frac{14395 \cdot 10^6 \cdot 0,63}{6086 \cdot 10^3} = 1490 \text{ тг/ГДж}$$

Себестоимость отпущенной электрической энергии составляет:

$$s_{\text{омн}}^{\text{э}} = \frac{I_{\text{ТЭЦ}} \cdot (1 - K_{\text{РЭ}})}{W_{\text{омн}}}, \text{ тг/кВт}\cdot\text{ч}$$

где $W_{\text{омн}}$ – годовой отпуск электрической энергии с шин электростанции, тыс. МВт.ч/год.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$S_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{14395 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,63)}{909,2 \cdot 10^6} = 5,9 \text{ мз} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Срок окупаемости данного проекта, лет:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K_{\text{см}}}{\left[(S_{\text{отп}}^{\text{э}} - S_{\text{отп}}^{\text{э}'}) \cdot Q_{\text{отп}} + (S_{\text{отп}}^{\text{т}} - S_{\text{отп}}^{\text{т}'}) \cdot W_{\text{отп}} \right] \cdot 0,88}$$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{61160 \cdot 10^6}{\left[(9,53 - 5,9) \cdot 909,2 \cdot 10^6 + (1628,8 - 1490) \cdot 6,086 \cdot 10^6 \right] \cdot 0,88} = 13 \text{ г}$$

где $S_{\text{отп}}^{\text{э}'}$ - себестоимость электрической энергии до реконструкции;
 $S_{\text{отп}}^{\text{т}'}$ - себестоимость тепловой энергии до реконструкции;
 $0,88 = 1 - \text{НДС}$, $\text{НДС} = 0,12$.

4.4 Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ

Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ на предварительных этапах принятия решений обычно производится на основе составления бизнес-плана, а в случае его положительного вывода, разрабатывается инвестиционный проект. Это современный метод оценки принятия технико-экономических решений, учитывающий изменение стоимости денег по времени и весь комплекс затрат на реализацию проекта: цены и ценовая политика на перспективу; объем реализации продукции; доход и прибыль от реализации проекта; часть прибыли, идущая на возврат кредита; процентная ставка банка, под которую предприятие берет кредит; срок кредита.

Сложность финансово-экономической оценки строительства и эксплуатации крупных энергетических объектов связана с тем, что инвестиции поступают в несколько этапов, и имеет место длительность срока получения результатов от реализации проекта. Длительность таких операций приводит к неопределённости оценки инвестиций и риску ошибок. Поэтому в практике используются методы оценки инвестиционных проектов, чтобы свести к минимуму уровень погрешности проектов. Это методы: определения чистой текущей стоимости (NPV), срока окупаемости проекта (PP), расчета внутренней нормы прибыли (IRR), расчета рентабельности инвестиций (PI), определения бухгалтерской рентабельности инвестиций (ROI). Естественно, что в практике не всегда применяются все пять методов оценки инвестиционных проектов, поэтому и в данной работе будут использованы только первые три метода.

Как уже указывалось во введении, строительство таких крупных объектов, как электрические станции, в развитых странах обычно происходит

						<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	ДП-5В071700-2015.ПЗ	84

при преобладающей финансовой и правовой поддержке государства, позволяя ему контролировать стратегические объекты. Остальная часть денежных средств обеспечивается за счет создания, чаще всего, акционерных обществ, пользующихся льготным кредитом.

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство ТЭЦ следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «Энергоинвест». Эти денежные средства идут только на строительство станции, но необходимы средства и на эксплуатационные расходы станции на первый год ее работы. Эксплуатационные расходы второго и последующих годов эксплуатации заложены в себестоимости электрической и тепловой энергии, а значит и в тарифе на них. Здесь 70% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 30% - АО «Энергоинвест».

Таким образом, объем инвестиций I_0 , которые АО «Энергоинвест» берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство ТЭЦ и 30% от суммарных эксплуатационных расходов. Таким образом

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot Z = 0,1 \cdot 61160 + 0,3 \cdot 14395 = 10\,435 \text{ млн.тенге}$$

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

I_0 - первоначальные инвестиции;

CF - денежный поток, направляемый на возврат кредита;

r - процентная ставка банка по кредиту (10%);

n - календарный год кредита.

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока CF, направляемого на возврат кредита.

Определимся, что отпускной тариф на электрическую и тепловую энергию от нашей ТЭЦ будет иметь рентабельность 20%, т.е. для текущего проекта

$$T_{оэ} = S_э \cdot 1,2 = 5,9 \cdot 1,2 = 7,1 \text{ тенге/кВтч,}$$

$$T_{от} = S_т \cdot 1,2 = 1490 \cdot 1,2 = 1788 \text{ тенге/Гкал.}$$

Доход от реализации электрической и тепловой энергии от ТЭЦ составит:

$$D = T_{оэ} \cdot Э_{от} + T_{от} \cdot Q_{от} = 7,1 \cdot 909,2 + 1788 \cdot 6086/1000 = 17319 \text{ млн. тенге,}$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$Z = S_э \cdot Э_{от} + S_т \cdot Q_{от} = 5,9 \cdot 909,2 + 1490 \cdot 6086/1000 = 14432 \text{ млн. тенге.}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = D - Z = 17319 - 14432 = 2886 \text{ млн. тенге.}$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 20%, образуется чистая прибыль:

$$ЧП = ПР \cdot (1 - 0,2) = 2886 \cdot (1 - 0,2) = 2309 \text{ млн. тенге,}$$

						<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	ДП-5В071700-2015.ПЗ	85

которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF.

4.4.1 Определение чистой текущей стоимости NPV

Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \frac{CF_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0$$

Таблица 4.1 - Расчет NPV

год	CF	R ₁₀	PV ₁₀
0	-10 435	1,0	-10434,5
1	2 309	0,909	2099,3
2	2 309	0,826	1908,4
3	2 309	0,751	1734,9
4	2 309	0,683	1577,2
5	2 309	0,621	1433,8
6	2 309	0,564	1303,5
7	2 309	0,513	1185,0
NPV			+807,6

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV. В итоге получим окупаемость проекта на 7 –ом году.

Широкое использование этого метода объясняется тем, что он устойчив в разных комбинациях исходных условий, позволяя во всех случаях находить экономически рациональное решение.

4.4.2 Расчёта внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение r, при котором NPV=0. Формализовано, это уравнение

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

IRR при NPV=0, - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта ($R = 1: (1+r)^n$) разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент). Результаты расчета занесены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Расчет IRR

год	CF	R ₁₀	PV ₁₀	R ₁₅	PV ₁₅
0	-10 435	1,0	-10 435	1,0	-10 434,5

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП-5В071700-2015.ПЗ				86

1	2 309	0,909	2 099	0,870	1 825,4
2	2 309	0,826	1 908	0,756	1 443,0
3	2 309	0,751	1 735	0,658	1 140,7
4	2 309	0,683	1 577	0,572	901,8
5	2 309	0,621	1 434	0,497	712,9
6	2 309	0,564	1 303	0,432	563,5
7	2 309	0,513	1 185	0,376	445,5
NPV			+807,6		-3 401,6

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}}(r_2 - r_1) = 10 + \frac{807,6}{807,6 - (-3401,6)} \cdot (15 - 10) = 11\%$$

IRR служит индикатором уровня риска по проекту - чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее страшны ошибки при оценке будущих денежных поступлений.

4.4.3 Расчёт окупаемости инвестиций РР

Метод состоит в определении того срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций

$$PP = I_0 / CF_n$$

$$PP = 10\,435 / 2\,309,2 = 4,5 \text{ года.}$$

4.5 Вывод

Произведенные расчеты показывают высокую эффективность газотурбинных установок в качестве замещения электрической мощности.

Себестоимость электрической и тепловой энергии по ТЭЦ в целом соответственно равна 5,9 тг/кВт·ч и 1490 тг/ГДж.

Установка двух блоков газотурбинных установок (2хGT8С+2хКУ) замещения электрической мощности с последующим выводом четырех котлов 4хБКЗ-160-100Ф и демонтажем двух паровых турбин 2хПТ-60-90/13 обеспечивает покрытие существующего уровня тепловых нагрузок с увеличением надежности отпуска электроэнергии и улучшением технико-экономических показателей ТЭЦ за счет использования двух блоков газотурбинных установок в базовой части.

Рассмотренный в данном дипломном проекте вариант установки замещения электрической мощности обеспечивает покрытие существующих электрических нагрузок с высокими технико-экономическими показателями.

						<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	ДП-5В071700-2015.ПЗ	
						87

5 Заключение

В дипломном проекте поставлена цель определения целесообразности строительства замещающей электрической мощности за счет внедрения газотурбинных технологий.

Произведенные расчеты показывают высокую эффективность газотурбинных установок в качестве замещения электрической мощности.

Установка двух блоков газотурбинных установок обеспечивают покрытие существующего уровня тепловых нагрузок за счет использования котлоутилизаторов и с увеличением качества и надежности отпуска электроэнергии и улучшением технико-экономических показателей ТЭЦ.

В результате внедрения газотурбинных технологий на Алматинской ТЭЦ-1:

– удельные расходы топлива на отпуск электрической энергии составили **602 г.у.т./кВт·ч** против **743 г.у.т./кВт·ч** до ввода замещающей мощности;

– удельные расходы на отпуск тепловой энергии снизились с **163 кгут/ГДж** до **39 кгут/ГДж**;

– себестоимость тепловой энергии после реконструкции составила: **1490 тг/ГДж**;

– себестоимость электрической энергии составила: **5,9 тг/кВт·ч**.

– простой срок окупаемости данного проекта составил **13 лет**.

						<i>Лист</i>
						88
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	ДП-5В071700-2015.ПЗ	

6 Список использованной литературы

1. Теплотехнический справочник, том 1. - Москва: Энергия, 1975.
2. Тепловые и атомные электрические станции, справочник. - Москва: Энергоиздат, 1982.
3. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - Москва: Энергия, 1976.
4. Трухний А.Д. Стационарные тепловые турбины. - Москва: Энергоатомиздат, 1990.
5. Паровые и газовые турбины / под редакцией Костюка А.Г. - Москва: Энергоатомиздат, 1985.
6. Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций. - Минск, 1974.
7. Б.С. Белосельский, В.И. Барышев. Низкосортные энергетические топлива. - Москва: Энергоатомиздат, 1989, 134 с.
8. Матвеева И.И., Н.В. Новицкий, Вдовченко В.С. Энергетическое топливо СССР. Справочник. - Москва: Энергия, 1979.
9. Антонянц Г.Р., Черников В.П., Райфельд О.Ф. Топливо и транспортное хозяйство тепловых электростанций. - Москва: Энергия, 1977.
10. Белосельский В.С., Соменов В.К. Энергетическое топливо. Учебное пособие для вузов. - Москва: Энергия, 1980, 169 с.
11. Гаврилов Е.И. Топливотранспортное хозяйство и золоудаление на ТЭС. - Москва: Энергоатомиздат, 1987.
12. Абдуллаев К.М., Малахов И.А., Полетаев А.Н., Соболев А.С. Водоподготовка на ТЭС при использовании городских сточных вод. - Москва: Энергоатомиздат, 1988, 271 с.
13. Белаконова А.Ф. Воднохимические режимы ТЭС. - Москва: Энергоатомиздат, 1985, 246 с.
14. Громогласов А., Копылов А.С., Пильщиков А.П. Водоподготовка: Процессы и аппараты. - Москва: Энергоатомиздат, 1990, 272 с.
15. Маргулова Т.Х., Мартынова О.И. Водный режим тепловых и атомных электростанций. - Москва: Высшая школа, 1987, 319 с.
16. Стерман Н.Л., Покровский В.Н. Физические и химические методы обработки воды на ТЭС. Для вузов.- Москва: Энергоатомиздат, 1991, 329 с.
17. Кострикин Ю.М., Мещерский Н.А., Коровина О.В. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления. Справочник. - Москва: Энергоатомиздат, 1990, 252 с.
18. Латышкина Н.П., Сазонова Р.П. Водоподготовка и воднохимический режим тепловых сетей. - Москва: Энергоиздат, 1982, 201 с.
19. Лифшиц О.В. Справочник по водоподготовке котельных установок. - Москва: Энергия, 1976, 238 с.
20. Мещерский Н.А. Эксплуатация водоподготовительных установок электростанций высокого давления. - Москва: Энергоатомиздат, 1984, 407 с.

						Лист
					ДП-5В071700-2015.ПЗ	89
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

21. Сазанов Б.В. Тепловые электрические станции. Москва, Энергия, 1974.
22. Григорьев В.А., Зорин В.М. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник. Книга 3. - Москва: Энергоатомиздат, 1989.
23. Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. - Москва: Энергоиздат, 1991, 296 с.
24. Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. - Москва: Энергоатомиздат, 1987; 215 с.
25. Рихтер Л.А., Тупов В.Б. Охрана окружающей среды от шума тепловых электростанций. - Москва: издание МЭИ., 1990, 96 с.
26. ОНД – 86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия. - Москва: Госкомгидромет, 1987. – 94 с.
27. Т.С. Санатова, С.Е. Мананбаева. Экология и устойчивое развитие. Методические указания и задания к расчетно-графической работе для студентов всех специальностей - Алматы: АУЭС, 2010, 26 с.
28. Тупов В.Б. Снижение шумового воздействия от оборудования в энергетике. - Москва: Издательский дом МЭИ, 2004, 232 с.
29. Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов по специальности 5В071700 – Теплоэнергетика специализаций «Тепловые электрические станции» и «Промышленная теплоэнергетика», - Алматы: АУЭС, 2013, 17 с.
30. Жакупов А.А., Попова Т. М., Сяндюков Р.Х., Ходанова Т.В. Методические указания к выполнению курсовой работы. Проектирование и расчет технико-экономических показателей производства энергии. - Алматы: АИЭС, 1997, 37 с.
31. Попова Т.М., Ходанова Т.В. Методические указания к выполнению курсовой работы. Экономические основы управления производством на ТЭС, - Алматы: АИЭС, 1999, 35 с.
32. Дукенбаев К. Энергетика Казахстана и пути ее интеграции в мировую экономику. - Алматы, 1996, 532 с.

					ДП-5В071700-2015.ПЗ	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		