

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 101 _____ с., _____ 7 _____ рис., _____ 13 _____ табл.,
_____ 25 _____ источников, _____ 1 _____ прил.

Ключевые слова: ГТУ, ПГУ, ПАРОВАЯ ТУРБИНА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ
МОЩНОСТЬ, КПД, ГТС, КОМПРЕССОР, ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЙ РЕЖИМ,
ПАРОВОЙ ЦИКЛ, ПРОЦЕСС РАСШИРЕНИЯ
_____.

Объектом исследования является (ются): Томская ГРЭС-2(г. Томск)

Цель работы – исследовать Томскую ГРЭС-2 на возможность установки ПГУ-220
В процессе исследования проводились расчет гту; расчеты: котла-утилизатора,
паротурбинной установки и вспомогательного оборудования.

В результате исследования пришли к выводу, ПГУ-220 даст ощутимый эффект от
установки, так как область находится в энергодефиците

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные
характеристики: _____

Степень внедрения: желательна и возможна

Область применения: Надстройка парового цикла к газовому

Экономическая эффективность/значимость работы _____

В будущем планируется модернизация Томской ГРЭС-2 _____

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ	13
1.1 Обоснование ввода новых мощностей на базе ПГУ-220 на Томской ГРЭС-2	13
1.2 Перечень существующего оборудования	14
1.3 Технические решения по реконструкции.....	18
1.4 Турбина газовая ГТЭ-160.....	19
1.5 Котел - утилизатор	21
2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПГУ.....	24
Исходные данные расчета:	24
2.1 Определение параметров рабочего тела в осевом компрессоре	24
2.2 Определение основных параметров рабочего тела в газовой турбине	30
2.3 Тепловой расчет котла утилизатора	36
2.4 Конструкторский расчет котла – утилизатора.....	44
2.5 Расчет парового цикла	50
3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ	59
4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	61
4.1 Защита водоемов от сточных вод	61
4.2 Выбросы в окружающую среду.....	61
4.2.1 Мероприятия, направленные на уменьшение выбросов NO _x	62
4.3 Расчет выбросов вредных веществ.....	65
4.4 Расчет выбросов оксидов азота	65

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
5.2 Определение капиталовложений	69
5.3 Расчет годовых эксплуатационных расходов	69
5.4 Определение прибыли.....	71
3.5 Расчет срока окупаемости инвестиций	71
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
6.1 Анализ существующих опасностей и вредных факторов	73
6.2 Освещение рабочего места	78
6.3 Вентиляция рабочего места	79
6.4 Электробезопасность	79
6.5 Расчет защитного заземления	81
6.6 Пожаробезопасность	85
АСР ПИТАНИЯ КОТЛА ВОДОЙ.....	87
7.1 Системный анализ объекта автоматизации	87
7.2 Выбор структуры АСР питания котла водой.....	88
7.3 Разработка функциональной схемы АСР питания котла водой	91
7.4 Выбор технических средств АСР и составление заказной спецификации	94
7.4.1 Выбор средств измерения гидростатического давления.....	94
7.4.2 Выбор средств измерения расхода	95
7.4.3 Выбор устройств оперативного управления	96
7.4.4 Выбор исполнительного механизма.....	98
7.4.5 Выбор регулирующего устройства.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	102

СПИСОК ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА:

ФЮРА.311124.003.МЧ- План главного корпуса над отметкой 10.2

ФЮРА. 311111.006.ТЗ –Тепловая схема ПГУ-220

ФЮРА.323543.001.МЧ- Поперечный разрез главного корпуса

ФЮРА.33145.002.ВО-П-88 (общий вид)

ФЮРА.311160.005.МЧ –Разрез котла-утилизатора вид сверху

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время СМИ и энергетические издания обсуждают тему состояния генерируемых мощностей[1], модернизации и реконструкции. Технический ресурс у существующих генерирующих мощностей неумолимо уменьшается. Поддержание устаревшего оборудования в надлежащем состоянии требует всё более и более денежных средств. Мировой кризис сгладил проблемы дефицита генерирующих мощностей, но по мере преодоления кризисных явлений и оживления производства, потребность в них будет возрастать. Перед каждой энергетической компанией рано или поздно встаёт вопрос: «Какой путь развития и обновления генерирующих мощностей выбрать, что эффективнее - новое строительство или модернизация и техническое перевооружение существующих мощностей на основе инновационных решений[1]?

Формирование энергосистемы состоялось в 60е года XX века в городе Томске и прилегающих районах[2]. Эффективный процесс формирования Томской энергосистемы состоялся в 70е – 80е годы. За этот период выстроена железная дорога Асино - Белый Яр и сделано электроснабжение всех потребителей прилегающих к железной дороге, осуществлено электроснабжение сельскохоз. потребителей южных и восточных районов области и начато освоение северных нефтяных и газовых месторождений. В районе месторождений строятся новые города Стрежевой, Кедровый, начинается освоение Игольского, Лугинецкого, Герасимовского и других нефтяных и газовых месторождений, для электроснабжения которых строятся линии электропередачи и подстанции. [2] Воздушная линия 110 кВ Парабель - Лугинецкая - Игольская выстроена в 220 кВ с перспективой перевода указанных подстанций напряжением 220 кВ [2]. С конца восьмидесятых годов в стране начинается перестройка и освоение месторождений замирает примерно до двухтысячного года. С появлением собственника ОАО «Томскнефть» ВНК начинается освоение севера, в частности Северо-Васюанских нефтяных и газовых месторождений. Строятся

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

сети 110-35 кВ, уторойе принадлежат ОАО «Томскнефть» ВНК, ограниченная пропускная способность ВЛ, которая препятствует дальнейшему росту нагрузок в этом районе. [2]

В этой работе будет показан проект реконструкции Томской ГРЭС-2 установкой ПГУ 220.

Основной задачей проекта, значительно повысить технико-экономические показатели станции и, как следствие, повысить ее конкурентоспособность на оптовом рынке поставок электроэнергии и мощности, как в регулируемом секторе, так и в секторе свободных торгов, а также на рынках системных и потребительских услуг.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Обоснование ввода новых мощностей на базе ПГУ-220 на Томской ГРЭС-2

Томская ГРЭС-2 расположена в восточной части города Томска и в настоящее время является самым крупным источником теплоснабжения города, основным источником покрытия электрических нагрузок. Основной функцией Томской ГРЭС-2 является выработка электроэнергии и отпуск тепла с паром и горячей водой. Изначально, ГРЭС-2 строилась как обычная электростанция и поэтому получила название «Томская государственная районная электростанция № 2», сейчас же она фактически является тепловой электрической станцией, и правильнее ее было бы называть «Томская ТЭЦ-2». Однако первоначальное название осталось за ней [2].

Установленная электрическая мощность станции составляет 331 МВт. Установленная тепловая мощность 815 Гкал/ч, в том числе: по горячей воде – 755 Гкал/ч (с учетом подпитки и собственных нужд), по пару – 60 Гкал/ч. По отборам 650 Гкал/час [2].

Основной предпосылкой к реализации проекта служит развитие городской инфраструктуры, что влечет за собой увеличение объемов потребления тепло- и электроэнергии. Так же предпосылкой служит планируемая ликвидация источника тепла на «Сибирском химическом комбинате». Нагрузка с ликвидируемых мощностей ложится на ОАО «ТГК-11», в связи с чем появляется возможность и необходимость в производстве и реализации дополнительной тепловой энергии.

Среди преимуществ реализации проекта, с точки зрения Томской ГРЭС-2, можно выделить возможность обновления энергетического оборудования ГРЭС, более эффективное использование топливных ресурсов, улучшение экологических показателей станции, снижение себестоимости отпускаемой электроэнергии и тепла и повышение надежности энергоснабжения потребителей. Перечисленные преимущества реконструкции генерирующего оборудования на ГРЭС-2 позволят

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

осуществить увеличение мощности и сохранить потенциал станции, как собственного источника энергоснабжения.

Анализ рынка сбыта показал, что потребление электрической энергии в Томской области стабильно растет. Потребности в энергии превышают возможности генерации ТГК -11 почти в 2 раза [2].

Установка блока ПГУ- 220 обеспечивает покрытие существующего уровня тепловых нагрузок с одновременным увеличением отпуска электроэнергии и улучшением технико-экономических показателей ТЭЦ за счет использования двух блоков ГТУ в базовой части тепловых нагрузок с выработкой электроэнергии на тепловом потреблении.

1.2 Перечень существующего оборудования

Станция состоит из пяти основных цехов: ЦТП, КЦ, ТЦ, ЭЦ, ХЦ. Рассмотрим оборудование каждого цеха в отдельности [2].

ЦТП оснащен двумя кранами-перегрузчиками на открытом угольном складе емкостью 160000 тонн, конвейерами для транспортировки угля в две нитки, двумя дробилками, разгруз-сараем с щелевыми бункерами и лопастными питателями, бульдозерами для формирования штабеля угля.

В КЦ находятся 10 котлоагрегатов. Котлы имеют П-образную компоновку. Котлы № 3-9 подключены к двум коллекторам пара 100 кгс/см². Котлы № 10-12 подключены к коллектору 140 кгс/см². Связь между коллекторами осуществляется с помощью РОУ 140/100. Пар по коллекторам поступает в турбинный цех на турбогенераторы и РОУ. Вода на котлы поступает по питательным трубопроводам высокого давления с параметрами $P=150$ кгс/см² и температурой 210-230 °С. Вода подается посредством питательных насосов, находящихся в турбинном цехе. Характеристики котельного оборудования показаны в таблице 1.1.

В ТЦ через отборы турбин и РОУ осуществляется отпуск пара потребителям с параметрами $P=10-13$ ата и $t=230-270$ °С. Сетевая вода,

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

используемая для горячего водоснабжения и отопления, подогревается в бойлерах, на которые подается пар с меньшим потенциалом.

Установленная электрическая мощность турбоагрегатов Томской ГРЭС-2 составляет 331 МВт.

Турбина ст. № 2 типа Т-50/60-90, с регулируемым теплофикационным отбором 0,2-1,5 кгс/см².

Турбины ст. № 3,5 типа К-50-2М ЛМЗ перемаркированы на основании технических актов № 19, 20 от 30.10.91 в турбины типа Т-43-90, работают с теплофикационными отборами 1.8-2.5 кгс/см². Номинальная величина расхода пара в теплофикационный отбор 150 т/ч. Характеристики турбинного оборудования приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.1- Характеристики котельного оборудования

Станционный номер	Тип (марка) котла	Год ввода	Паропроизводительность тн/ч	Давление кгс/см ²	Температура °C
3	БКЗ-210-100-4	1981	220	100	510
4	ТП-230-2	1953	230	100	510
5	ТП-230-2	1953	230	100	510
6	ТП-230-2	1958	230	100	510
7	ТП-230-2	1959	230	100	510
8	ТП-230-2	1960	230	100	510
9	БКЗ-210-100-4	1971	220	100	540
10	БКЗ-210-140-9	1986	210	140	560
11	БКЗ-210-140-9	1987	210	140	560
12	БКЗ-210-140-9	1994	210	140	560

Таблица 1.2- Характеристики турбинного оборудования

Станционный номер	Тип (марка)	Год ввода	Завод изготовите ль	N _э ном.	P ₀	Расход пара	
						D ₀ ном.	D ₀ макс.
				МВт	кгс/ см ²	тн/ч	тн/ч
2	T-50/60-90	2009	ЛМЗ	50	90	250	250
3	T-43-90	1953	ЛМЗ	43	90	270	270
5	T-43-90	1958	ЛМЗ	43	90	270	270
6	ПТ-25-90/10	1959	УТМЗ	25	90	200	240
7	ПТ-60-90/13	1960	УТМЗ	60	90	402	402
8	T-110-125-130	1997	УТМЗ	110	130	515	520

Турбина ст. № 6 типа ВПТ-25-3 УТМЗ с производственным и теплофикационным отборами пара.

Турбина ст. № 7 типа ПТ-60-90/13 ЛМЗ с производственным и теплофикационным отборами пара.

Турбина ст. № 8 типа Т-118/125-130-8 ЛМЗ (Ласточка) с двумя теплофикационными отборами пара. Турбина сопряжена с генератором завода «Электросила» типа ТПФ-110-2УЗ зав. № 18011 с воздушным охлаждением номинальной мощностью 110 МВт.

Суммарная тепловая мощность отборов турбин составляет 650 Гкал/ч.

В конденсаторе турбоустановки ст. № 5, № 2, № 8 осуществляется подогрев подпиточной воды теплосети в количестве до 1800 т/ч до температуры 35 °С. Система циркуляционного водоснабжения - обратная с градирнями. Подпитка системы циркуляционного водоснабжения осуществляется с береговой насосной станции реки Томь.

Предусмотрена подача пара давлением 13 кгс/см² внешним потребителям. Возврата конденсата от потребителей нет.

Выпар деаэраторов высокого давления поступает в деаэраторы атмосферного типа. Выпар расширителей дренажей 1 ступени поступает в деаэраторы 6 кгс/см², выпар расширителей дренажей 2 ступени в деаэраторы 1.2 кгс/см². Пар продувки котлов используется для подогрева подпиточной воды.

В ЭЦ находятся ОРУ-110, ОРУ-35, КРУ-10, где через трансформаторы происходит преобразование напряжения. Основные классы напряжений: 110кВ, 35кВ, 10кВ, 6кВ, 3кВ, 0.4кВ. ЭЦ осуществляет отпуск электрической энергии потребителям по линиям С1-С4, ЛЭП 35101, 35102 и по 24 фидерам 35-10 кВ.

ХЦ состоит из двух установок по обработке воды и центральной химической лаборатории. В химической лаборатории осуществляется оперативный контроль по ведению водно-химического режима, а так же анализ поступаемого и сжигаемого топлива. На установках подготавливается вода для подпитки теплосети путем осветления в механических фильтрах и одноступенчатого натрий-катионирования, а так же добавочная вода котлов путем осветления, коагуляции и двухступенчатого обессоливания с декарбонизацией.

Водоподготовительная установка Томской ГРЭС-2 состоит из:

- водоподготовительная установка с полным химическим обессоливанием для подготовки подпиточной воды котлоагрегатов,
- водоподготовительная установка для подготовки подпиточной воды теплосети.

Проектная производительность ОВПУ-135 т/ч. Схема ОВПУ включает в себя: 2 осветителя, 4 механических фильтра, 5 Н-катионитных фильтра 1-ой ступени, 4 анионитных фильтра 1-ой ступени, 2 декарбонизатора, 3 Н-

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

катионитных фильтра 2-ой ступени, 3 анионитных фильтра 2-ой ступени, 1 фильтр нейтрализатор, насосы перекачки, взрыхления, обессоленной воды.

Проектная производительность ВПУ подпитки теплосети – 1500 т/ч. Для подпитки теплосети используется умягченная натрий-анионированная вода.

Схема предочистки ВПУ включает в себя: 5 осветителей, перекачивающие насосы осветленной воды, 12 механических фильтров. ВПУ-1 состоит из 6 натрий-катионитных фильтров. ВПУ-2 состоит из 14 натрий-катионитных фильтров.

1.3 Технические решения по реконструкции

Расширение Главного корпуса Томской ГРЭС-2 для установки ПГУ-220, произвести со стороны временного торца турбинного цеха (ось 51) в северном направлении [3, пункт 1].

Работа ПГУ -220 предусматривается в базовом режиме в течении 8000 часов в год.

В состав основного оборудования входят:

- газотурбинная установка типа V 94,2, производства СП "Интертурбо" с генератором ТЗФГ-160-2МУЗ с последующим уточнением способа охлаждения
- паротурбинная установка типа Т-60-7 производства АО "ЛМЗ" в комплекте с генератором ТЗФГ-80-2МУЗ;
- котел-утилизатор барабанного типа, вертикальный, давлением 7,4 МПа, температура перегретого пара 516°С, изготовитель ОАО "ИК 3 и ОМАР";
- схема технического водоснабжения - обратная с использованием существующих градирен и водозаборных сооружений.

Потребность в подпиточной и технической воде для турбины обеспечивается от существующих объектов ГРЭС-2. Сброс промливневых и канализационных стоков будет предусмотрен в существующие инженерные

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

сети станции. Наличие полной инфраструктуры электростанции позволяет сократить капитальные вложения на ее создание.

1.4 Турбина газовая ГТЭ-160

ГТЭ-160 выпускается Филиалом ОАО «Силовые машины» «Ленинградский металлический завод» по лицензионному договору с фирмой SIEMENS на базе освоенного производства компонентов установки V94.2 [3, пункт 7].

Под ГТУ понимается конструктивно объединенная совокупность компрессора, камер сгорания, газовой турбины (от фланца всасывающего патрубка компрессора до фланца выхлопного диффузора), вспомогательных систем и устройств.

ГТУ ГТЭ-160 предназначена для привода электрического генератора переменного тока с частотой вращения 3000 об/мин типа ТЗФГ-160-2М производства Филиала ОАО «Силовые машины» «Электросила», монтируемого на общем с ГТУ фундаменте. Режим эксплуатации базовый.

ГТЭ-160 представляет собой одновальную однокорпусную конструкцию.

Вал турбокомпрессора двухопорный. Вращение вала левое, то есть против часовой стрелки, если смотреть на ГТУ со стороны входного патрубка компрессора.

В передней части турбогруппы располагается передний опорно-упорный подшипник, датчики оборотов, а также гидравлическое валоповоротное устройство.

Весь корпус снабжен общей тепловой и акустической изоляцией.

В ГТЭ-160 применены выносные камеры сгорания. Две камеры сгорания расположены вертикально по обе стороны турбины и присоединены на фланцах к боковым патрубкам корпуса турбины.

Принятое расположение камер сгорания обеспечивает удобство доступа ко всем узлам при ревизии и упрощает сборку и демонтаж.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Применение комбинированных горелок, в которых объединяются режимы диффузионного горения и предварительного смещения, позволяет значительно снизить вредные выбросы окислов азота и окиси углерода и при работе на газообразном топливе отказаться от использования впрыска воды или пара.

Вся турбогруппа образует компактную монтажную единицу, сборка которой выполняется на заводе-изготовителе. Корпус устанавливается на переднюю стойку подшипника, а в выхлопной части – на опоры. Опора представляет собой гибкие стержни в сочетании с продольной шпонкой. Такая конструкция обеспечивает возможность свободного расширения корпуса в осевом и радиальном направлениях.

Как турбогруппа, так и маслбак со всем установленным на нем оборудованием, и боковые площадки обслуживания, используемые в качестве стоек для трубопроводов, могут транспортироваться в полностью собранном виде [3, пункт 7].

Два антипомпажных клапана установлены на корпусе компрессора за 5 ступенью и один за 10 ступенью.

Параметры и энергетические показатели ГТЭ-160 представлены в таблице 1.3

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Таблица 1.3- Характеристики ГТУ

Параметр	ISO	В составе ПГУ*
Мощность на клеммах генератора, МВт	155,3	152,1
Расход газов за турбиной, кг/с	509,1	503,8
Температура газов за турбиной, °С	537	542,7
Расход топлива, кг/с	9,11	9,03
Теплотворная способность топлива, кДж/кг	50000	50000
Коэффициент избытка воздуха	3,19	3,186

*при $t_{\text{нв}}=+15^{\circ}\text{C}$, $\Delta P_{\text{вх}}=1000\text{Па}$, $\Delta P_{\text{вых}}=3000\text{Па}$

1.5 Котел - утилизатор

Котельная установка состоит из котла-утилизатора П-88, который по выхлопным газам подключен к газовой турбине. Двухконтурный котел-утилизатор горизонтального профиля, барабанного типа без промперегрева с естественной циркуляцией среды в испарительных контурах, выполняется с подвеской поверхностей нагрева к собственному каркасу через промежуточные металлоконструкции.

По ходу газов в котле последовательно расположены следующие поверхности нагрева:

- пароперегреватель высокого давления;
- испаритель высокого давления;
- экономайзер высокого давления;
- пароперегреватель низкого давления;
- испаритель низкого давления;
- газовый подогреватель конденсата (ГПК).

Охлаждение дымовых газов до 110-130°C осуществляется за счет ГПК, вода после которого направляется в деаэратор с давлением 0,65 МПа. Для регулирования температуры воды до и после ГПК установлены рециркуляционные насосы и байпасные линии.

Все поверхности нагрева выполнены из оребренных труб. Рабочий диапазон изменения нагрузки каждого котла-утилизатора составляет 100-50% Дн. Регулирование температуры и давления пара высокого и низкого давления в котле не предусматривается, так как котел должен работать при скользящих параметрах пара, определяемых расходом и температурой газов, поступающих из газовой турбины. Работа газовой турбины через отключенный котел не допускается.

Котел-утилизатор проектируется так, чтобы его конструкция обеспечивала время пуска и останова энергоблока в соответствии с требованиями к работе маневренного оборудования.

Масса металлической части котла-утилизатора для ПГУ-220 составляет около 2422,5 т. В таблице 1.4 представлены основные технико-экономические показатели котла-утилизатора.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 1.4- Основные технико-экономические показатели котла-утилизатора.

№	Наименование	Величина
1	Паропроизводительность, т/ч	
	- высокого давления	224
	- низкого давления	48
2	Давление пара, МПа	
	- высокого давления	7,4
	- низкого давления	0,6
3	Температура пара, °С	
	- высокого давления	516
	- низкого давления	224

4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Защита водоемов от сточных вод

Эксплуатация тепловых электрических станций связана с использованием большого количества воды. Основная часть воды (больше 90%) расходуется в системах охлаждения различных аппаратов: конденсаторов турбин, масло- и воздухоохладителей, движущихся механизмов [11,12,13].

К сточным водам относится любой поток воды, выводимый из цикла электростанции. На любой ТЭС образуются сточные воды, содержащие мазут, который попадает в них из главного корпуса, гаражей, открытых распределителей [11,12,13], маслохозяйств.

Снижение отрицательного влияния ТЭС на водоемы осуществляется следующими основными путями: очисткой сточных вод перед их сбросом в водоемы, организацией необходимого контроля; уменьшением количества сточных вод вплоть до создания бессточных электростанций; использованием сточных вод в цикле ТЭС; усовершенствованием технологии самой ТЭС.

4.2 Выбросы в окружающую среду

Процесс горения топлива в КС энергетических ГТУ сложнее, чем в топочных камерах обычных энергетических установок [4,14].

При относительно невысоких температурах химическая реакция горения протекает достаточно медленно, а потребление кислорода во много раз меньше возможности его доставки к фронту пламени, который отделяет топливовоздушную смесь от продуктов сгорания.

Наиболее опасными выбросами ТЭС являются оксиды азота. Содержание оксидов азота определяет токсичность продуктов сгорания природного газа на 90-95%. Кроме того, оксиды азота под воздействием ультрафиолетового излучения активно участвуют в фотохимических реакциях в атмосфере с образованием других вредных газов.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Источником образования оксидов азота служит азот воздуха и топлива. В атмосферном воздухе содержится 78,1% азота по объему.

Азот является составной частью рабочей массы топлива. Содержание азота в топливе невелико: до 1 – 1,5% в топочном мазуте и природном газе и лишь в отдельных месторождениях природный газ содержит до 4% молекулярного азота [4,14].

4.2.1 Мероприятия, направленные на уменьшение выбросов NO_x

Существующие технические решения не всегда позволяют добиться удовлетворительных экологических показателей работы КС энергетических ГТУ. В определенных режимах их переводят в так называемый мокрый режим работы, впрыскивая в поток газов определенное количество воды (пара). Это позволяет значительно сократить количество NO_x в газах. Международный концерн “Асеа Броун Бовери” (АББ) достиг значительных успехов в разработке современных сухих малотоксичных КС оригинальной конструкции. Это так называемые EV – горелки, (экологическая горелка).

EV – горелка состоит из двух конусов, которые смещены один относительно другого в осевом направлении. В результате их смещения образуются два шлица по всей длине горелки. Через эти шлицы в горелку поступает воздух для горения, который перемешивается с природным газом, вводимым через небольшие отверстия по краям шлицов. Благодаря специальной форме внутри горелки образуется топливовоздушная смесь, которая покидает конус и поступает в факел. Последний стабилизируется рециркуляционной зоной перед горелкой без помощи механического стабилизатора пламени [4,14].

В результате того, что обтекающий EV – горелку “холодный” воздух для горения поступает внутрь и факел не имеет контакта с корпусом горелки, последняя остается сравнительно “холодной” и таким образом не подвергается износу [4,14].

EV – горелка пригодна для смешанного режима сжигания газообразного и жидкого топлива. При работе на жидком топливе оно распыляется на внешние конуса и перемешивается с воздухом для сжигания.

При работе на природном газе без впрыска пара (воды) EV – горелки гарантируют выбросы NO_x меньше 25 ppm [4,14].

4.2.2 Снижение выброса соединений серы в атмосферу

Тепловые электростанции являются источником выброса соединений серы в атмосферу.

Диоксид серы (SO_2), содержащийся в дымовых газах, практически не влияет на процесс производства электроэнергии. Триоксид серы (SO_3) обуславливает сернокислотную точку росы. По ней выбирают температуру уходящих газов котлов, и она является одним из основных факторов эффективной работы газоочистки [4,14] .

Но практическое отсутствие воздействия SO_2 на процесс производства энергии “компенсируется” активным воздействием этого вещества на окружающую среду: диоксид серы в атмосфере при воздействии озона, образующегося из кислорода воздуха под действием солнечного света, окисляется до триоксида серы SO_3 , который соединяется с водяным паром и образует пары серной кислоты[4,14] .

Пары серной кислоты в три-четыре раза тяжелее воздуха, под действием гравитации вместе с атмосферными осадками поступают в почву.

В результате пресноводные водоемы и реки закисляются, что приводит к потере части водной флоры и фауны [4,14].

Наличие в дымовых газах диоксида серы обусловлено постоянным присутствием в твердом и жидком топливе (и в природном газе некоторых месторождений) различных соединений серы – сульфидов и органических соединений.

Сокращение выбросов соединений серы на ТЭС может быть осуществлено тремя способами:

- путем очистки топлива от соединений серы до его сжигания;
- связыванием серы в процессе горения;
- в результате очистки дымовых газов.

4.2.3 Сокращение выбросов углекислого газа (CO₂) в атмосферу

С развитием индустрии и техники установившийся баланс нарушился из-за сжигания биомассы. В результате сжигания ископаемых топлив на земле теперь возникает ежегодный прирост на 15 млрд. тонн CO₂ сверх сбалансированного круговорота, что способствует образованию так называемого парникового эффекта.

Уменьшить выбросы CO₂ значительно сложнее, чем выбросы других вредных веществ. Очистка уходящих газов ТЭС от углекислого газа аппаратными средствами (например с помощью абсорбционной или мембранной технологии) на сегодняшний день исключительно дорога, нецелесообразна и не находит применения. Однако, учитывая необходимость решения данной проблемы, в индустриально развитых странах ведутся работы и в этом направлении.

Реальное уменьшение выбросов углекислого газа от ТЭС дают:

- 1) сжигание ископаемых топлив с малым содержанием углерода (природный газ);
- 2) использование энергоносителей, не содержащих углерод (ядерное топливо);
- 3) использование возобновляемых источников энергии;
- 4) энергосбережение;
- 5) теплофикация;
- 6) реализация технических решений, повышающих КПД ТЭС [26].

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

4.3 Расчет выбросов вредных веществ

Выход оксида углерода при сжигании топлива (в $\frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}$) определяется как

$$C_{CO} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_H^P}{1013} = \frac{1 \cdot 0,5 \cdot 5000}{1013} = 25,9 \quad (4.1)$$

где q_3 - потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;

R - коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в продуктах неполного сгорания оксида углерода. Для твердого топлива $R = 1,0$; для газа $R = 0,5$; для мазута $R = 0,65$.

Количество оксида углерода, выбрасываемое с дымовыми газами при работе ПГУ, определяется по формуле, г/с

$$M_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = 0,001 \cdot 25,9 \cdot 9030 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 233,8 \quad (4.2)$$

4.4 Расчет выбросов оксидов азота

Суммарное количество оксидов азота (NO_x) в пересчете на полное окисление оксидов азота в диоксид азота (NO_2), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами каждого котла при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, вычисляется по формуле, г/с:

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_H^P \cdot \left(1 - \frac{q_H}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \cdot \left(1 - \eta_{az} \cdot \frac{n''}{n_k}\right),$$

где B - расход натурального топлива, $\frac{\text{г}}{\text{с}}$;

K - коэффициент, характеризующий выход оксидов азота, $K = 12 \cdot \frac{224}{200 + 224} = 6,33$,

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

β_1 - коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива;

β_2 - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок – 1, для прямоточных – 0,85);

β_3 - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления (при твердом шлакоудалении – 1, при жидком шлакоудалении – 1,6);

ε_1 - коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

ε_2 - коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксидов азота (при двухступенчатом сжигании) при подаче части воздуха помимо основных горелок;

r - степень рециркуляции дымовых газов, %;

$\eta_{аз}$ - доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке;

n'', n_k - длительность работы азотоочистной установки и котла, ч/год.

При сжигании жидкого и газообразного топлива значение β_1 принимается равным:

при $\alpha_\phi > 1,05$	$\beta_1 = 1$
при $\alpha_\phi = 1,05 \div 1,03$	$\beta_1 = 0,9$
при $\alpha_\phi < 1,03$	$\beta_1 = 0,75$

Значение коэффициента ε_1 при номинальной нагрузке котла и степени рециркуляции r менее 20% принимают равными:

$\varepsilon_1 = 0,0025$ при вводе рециркуляционных газов в топку (при расположении горелок на вертикальных экранах);

$\varepsilon_1 = 0,015$ при вводе через шлицы под горелками;

$\varepsilon_1 = 0,025$ по наружному каналу горелок и $0,035$ при вводе в воздушное дутье в рассечку двух воздушных потоков, если сжигается жидкое и газообразное топливо.

При сжигании твердого топлива $\varepsilon_1 = 0,010$ при вводе газов рециркуляции в первичную аэросмесь и равно $0,005$ при вводе во вторичный воздух, если организовано высокотемпературное сжигание. При низкотемпературном сжигании величина $\varepsilon_1 = 0$.

Суммарное количество оксидов азота (NO_x), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами при работе ПТУ

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 6,33 \cdot 9013 \cdot 50000 \cdot 0,9 = 87,33 \quad (4.3)$$

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках данной работы выполнена оценка экономической эффективности инвестиционного проекта установки ПГУ установленной мощностью 220 МВт. Наличие полной инфраструктуры электростанции позволяет сократить капитальные вложения на ее создание.

Расчет ведем по методике [15,16,17]

5.1 Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла

Годовая выработка электроэнергии ПГУ-220

$$\mathcal{E}_{год} = N_H \cdot h_y, \quad (5.1)$$

где h_y - число часов использования установленной мощности, $h_y = 6800$ ч

$$\mathcal{E}_{год} = 220000 \cdot 6800 = 1496 \text{ млн.квт} \cdot \text{час} \quad (5.2)$$

Расход электроэнергии на собственные нужды 12 %

где $\mathcal{E}_{отп}$ - отпуск электроэнергии, МВт*ч

$$\mathcal{E}_{отп} = 0,88 \cdot \mathcal{E}_{год} = 0,88 \cdot 1496 = 1316,48 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}$$

Годовой отпуск тепла

$$Q_{год} = Q_T \cdot \tau_T = 90 \cdot 2157 = 194130 \text{ Гкал/год} \quad (5.3)$$

Годовой расход топлива

$$B_{ym} = 3600 \cdot B_{ГТУ} \cdot h_y = 3,6 \cdot 17,9 \cdot 6800 = 438192 \text{ т} \quad (5.4)$$

5.2 Определение капиталовложений

Капиталовложения в расширяемую часть

$$K_{cm} = K_m + K_o + K_{общ} = 4183 + 500 + 150 = 4833 \text{ млн.руб.},$$

(3.5)

K_m - затраты, относимые соответственно на турбину $K_m = 4183$ млн.руб.,

K_o - затраты, относимые соответственно на монтаж $K_o = 500$ млн.руб.

Общестанционные затраты, $K_{общст} = 150$ млн.руб.,

Данные взяты у заказчика проекта ОАО «ТГК-11»

Удельные капиталовложения в строительство нового блока

$$K_y = \frac{K_{cm}}{N_H}, \quad (5.6)$$

$$K_y = \frac{K_{CT}}{N_H} = \frac{4833}{220000} = 21968 \text{ руб./кВт.}$$

5.3 Расчет годовых эксплуатационных расходов

Норма амортизационных отчислений на строительство энергоблока по данным Томской ГРЭС2 составляет 3,3 %. Так как средний срок службы 30 лет.

Норма отчислений на ремонт по данным Томской ГРЭС2 составляет 3,3 %.

$$I_{ам} = 4833 \cdot 3,3 \cdot 10^{-2} = 159,5 \text{ млн / рублей}$$

$$I_{рем} = K \cdot u_{рем} \cdot 10^{-2} = 4833 \cdot 6 \cdot 10^{-2} = 290 \text{ млн / рублей} \quad (5.7)$$

Численность персонала

$$N_{перс} = N_H \cdot \overline{n_{шт}}, \quad (5.8)$$

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

где $\overline{n_{ум}}$ - штатный коэффициент для ТЭЦ мощностью для ПГУ-220 МВт принимаем 0,5 чел./МВт [10]

$$N_{перс} = N_H \cdot \overline{n_{ум}} = 220 \cdot 0,5 = 110 \text{ чел,}$$

Фонд заработной платы

$$\Phi = 3 \cdot N_{перс}, \quad (5.9)$$

где 3- средняя заработная плата, 3 = 28320 руб.[из документации станции]

$$\Phi = 3 \cdot N_{перс} = 28320 \cdot 110 = 3,11 \text{ млн.р}$$

Годовые затраты на заработную плату

$$И_{зпл} = \Phi \cdot 12 = 3,11 \cdot 12 = 37,32 \text{ млн.руб} \quad (5.10)$$

Отчисления на социальные нужды

$$И_{соц} = 0,3 И_{зпл} = 0,3 \cdot 37,32 = 11,2 \text{ млн. руб}$$

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо

$$И_m = B_{ум} \cdot Ц_m, \quad (5.11)$$

где $Ц_m$ – цена топлива, $Ц_m = 3426$ руб/тут ,

$$И_m = B_{ум} \cdot Ц_m = 438192 \cdot 3426 = 1501 \text{ млн.руб.},$$

Прочие расходы

$$И_{проч} = 0,2(И_{ам} + И_{зпл} + И_{рем}) = 0,2(159,5 + 37,32 + 290) = 97,3 \text{ млн.руб} \quad (5.12)$$

Полная величина годовых эксплуатационных затрат

$$И = И_t + И_{ам} + И_{зпл} + И_{рем} + И_{проч} + И_{соц} = 1501 + 159,5 + 37,32 + 290 + 97,3 + 11,2 = 2096,3 \text{ млн.руб}$$

(5.13)

5.4 Определение прибыли

Прибыль валовая

$$P_{\theta} = \tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{зод}}^{\text{омп}} + \tau_{\text{м/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{зод}}^{\text{омп}} - I \quad (5.13)$$

$$\begin{aligned} P_{\theta} &= \tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{зод}}^{\text{омп}} + \tau_{\text{м/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{зод}}^{\text{омп}} - I = \\ &= 2,5 \cdot 1316,48 \cdot 10^6 + 1750 \cdot 194130 - 2096 \cdot 10^6 = 1534 \text{ млн.р} ; \end{aligned}$$

где $\tau_{\text{э/э}}$ - тариф на отпуск энергии

$\tau_{\text{э/э}} = 2,5 \text{ руб / квт} \cdot \text{ч}$ - тариф на электроэнергию по данным оптового рынка электроэнергии и мощности

$\tau_{\text{м/э}} = 1650 \text{ руб / ГКал}$ - тариф на теплоэнергию.

3.5 Расчет срока окупаемости инвестиций

Срок окупаемости проекта без учета фактора времени

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K_{\text{ст}}}{D} \quad (5.15)$$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K_{\text{ст}}}{D + I_A} = \frac{4833}{1534 + 159,5} = 2,85 \text{ года}$$

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Соблюдение правил и норм по безопасности жизнедеятельности позволяет улучшить и облегчить условия труда, обеспечить широкие возможности для высокопроизводительной работы.

Место размещения пунктов управления в каждом конкретном случае определяется с учетом особенностей технологического процесса, норм и противопожарных требований строительного проектирования, компоновочных и строительных решений, удобства управления автоматизируемым объектом, простоты обслуживания системы. Управление технологическими процессами осуществляется, как правило, со щитов управления, где концентрируются десятки и сотни контрольных приборов, сигнальных устройств, регуляторов, которые также располагаются и в непосредственной близости от объекта (в данном случае, в котельном цехе). При проектировании постов управления руководствуются техническими требованиями на основании нормативных документов.

Ниже приведены некоторые требования, на основании которых необходимо спроектировать рабочее место оперативного персонала на постах управления:

- 1) обеспечение оптимальных информационных связей между оператором и объектом управления;
- 2) обеспечение достаточных размеров пространства, необходимого для действий по управлению технологическим объектом, а также при перемещении оперативного персонала при обслуживании технических средств;
- 3) оптимальное размещение пульта управления и кресла оператора;
- 4) оптимальное размещение технических средств контроля и управления, органов управления и средств диспетчерской и оперативной связи, расположенной в зоне деятельности оператора;

5) обеспечение индикации отказов источников электропитания технических средств;

6) обеспечение наличия предупредительных и информационных плакатов, необходимых для оперативного и ремонтного обслуживания комплекса технических средств;

7) обеспечение нормативных уровней факторов окружающей среды, действующих на оператора во время работы.

Выполнение перечисленных требований значительно повысит производительность труда оператора и уменьшит вероятность возникновения ошибок управления [18].

6.1 Анализ существующих опасностей и вредных факторов

На электростанциях существует множество опасных и вредных факторов, влияющих на здоровье работающих, которые могут привести к травмам, профессиональным заболеваниям. К ним относятся такие факторы, как загрязнение воздуха газами, угольной пылью, слишком высокой или низкой температурой и влажностью воздуха, шум и вибрация, облучение, поражение электрическим током.

На ГРЭС возможно такое сочетание обстоятельств, когда возникает опасность повреждения организма каким-либо из перечисленных выше факторов. Такая опасность создается движущимися частями машин, электрооборудованием, раскаленными топочными газами, паром и горячей водой; незащищенными, горячими поверхностями [19].

В связи с этим производственные травмы могут быть: механическими, химическими, термическими, электрическими и др. Причиной травм является неправильная организация труда, неудовлетворительное состояние оборудования, несовершенство технологических процессов. Поэтому требуется обеспечить наиболее благоприятные условия труда, предусмотренные санитарными нормами проектирования промышленных объектов и производств.

Для оценки производственной среды необходимо исследовать условия микроклимата. В понятие “метеорологические условия” воздушной среды рабочих помещений входят: температура, относительная влажность, насыщенность кислородом и скорость движения воздуха. Длительное воздействие на человека неблагоприятных метеорологических условий резко ухудшает самочувствие, снижает производительность труда.

Температура воздуха в помещении зависит в основном от производственного процесса, при осуществлении которого всегда выделяется теплота. Источниками теплоты на ГРЭС-2 являются котлы, паропроводы, газоходы и пр. Между организмом человека и внешней средой происходит непрерывный процесс теплового обмена. При этом независимо от температуры окружающей среды, температура тела человека сохраняется постоянной на уровне 36,5-36,8 °С. Установлено, что пределы возможных температур, при которых организм человека сохраняет жизнеспособность, относительно невелики. Смерть человека наступает при повышении температуры тела до 43 °С и при падении ее ниже 27-25 °С.

Влажность воздуха оказывает значительное влияние на терморегуляцию организма. Повышенная влажность является неблагоприятным фактором не только в условиях жары, но и при пониженной температуре.

Подвижность воздуха усиливает теплоотдачу и скорость испарения с поверхности кожи человека. В жаркое время года ветер умеренной силы усиливает испарение и конвективно удаляет тепло, поэтому жара переносится человеком легче. Все производственные помещения разделены на два класса. К первому классу отнесены помещения с незначительными избытками явного тепла (до 23 Дж/м³·с). Ко второму классу относятся помещения со значительными избытками тепла (более 23 Дж/м³·с). Шкаф контроля можно отнести к помещениям первого класса. Температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в рабочей зоне помещения, относящегося к первому классу, должны соответствовать

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оптимальным нормам метеорологических условий для категории работ по уровню энергозатрат Ia (до 139 Вт) [21]

- для холодного периода года – температура воздуха 22-24 °С, относительная влажность воздуха 60-40 %, скорость движения воздуха в рабочей зоне помещения 0,1 м/с;

- для теплого периода года – температура воздуха 23-25 °С, относительная влажность воздуха 60-40 %, скорость движения воздуха в рабочей зоне помещения 0,1 м/с.

Шум оказывает неблагоприятное действие не только на органы слуха, но и на всю нервную систему человека, вызывая общее утомление, понижение работоспособности, головные боли и пр. Резонанс резко усиливает вредное воздействие звука. При увеличении в помещении уровня шума общее число речевых сообщений, передаваемых друг другу находящимися в этом помещении людьми, уменьшается, а число требований повторить сообщения увеличивается. В пунктах контроля необходимо создавать приемлемые условия слышимости при минимальном влиянии неблагоприятных факторов на органы слуха оператора. Допустимые значения уровней шума в помещениях пунктов контроля приведены в СН 562-96 ("Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"). Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц): 31,5 Гц – 103 дБ, 63 Гц – 91 дБ, 125 Гц – 83 дБ, 250 Гц – 77 дБ, 500 Гц – 73 дБ, 1000 Гц – 70 дБ, 2000 Гц – 68 дБ.[20]

Одним из основных способов борьбы с шумами, помимо мер по уменьшению шума самих источников, является звукоизоляция помещения. Необходимо не допускать возникновения источников шума внутри помещений шкафов контроля (дребезжание аппаратуры, вибрация стен, обшивки, стекол).

При оценке влияния вибрации на организм человека наиболее важными факторами являются частота и амплитуда вибрации. Пороговая частота вибраций составляет 18 Гц, при меньшей частоте вибрация воспринимается в виде отдельных толчков. Верхний порог частоты воспринимаемых вибраций находится на уровне 1500 Гц. При дальнейшем повышении частоты вибрации возникает ощущение равномерного прикосновения определенной силы.

Вибрации, под воздействием которых может оказаться оператор в производственных условиях, могут быть вызваны главным образом сотрясением пола и других элементов зданий вследствие ударного действия [СН 2.2.4/2.1.8.566-96]. Передаваясь телу человека, вибрации отражаются на нормальном функционировании отдельных органов и вызывают общее утомление оператора. Необходимо также отметить, что при вибрациях, воздействующих на человека с амплитудой 0,025 мм при частоте от 10 до 130 Гц, существенно уменьшается острота зрения (быстро уменьшается возможность различать показания приборов даже в условиях нормального освещения).

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566-96 ("Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий") предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа "а"

К тому же в помещениях шкафов контроля имеются приборы, у которых по условиям их технической эксплуатации имеются ограничения по эксплуатации в условиях вибрации, что отрицательно сказывается на показаниях данных приборов.

Для уменьшения воздействия вибраций и шумов на организм человека можно рекомендовать следующие мероприятия:

- 1) снижение шума в самих источниках - в электрических машинах, станках, механизмах и др. устройствах;
- 2) в механических устройствах часто причинами недопустимого

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

шума являются: износ подшипников, неточная сборка деталей при ремонтах и т. д. Поэтому в процессе эксплуатации всех видов машин и механического оборудования следует точно выполнять все требования «Правил технической эксплуатации»;

3) защита людей от вибраций на рабочих местах осуществляется методом виброизоляции путём установки упругих элементов между вибрирующей машиной и основанием. В качестве амортизаторов вибраций используют стальные пружины или резиновые прокладки;

4) в качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на войлочной или толстой микропористой резиновой подошве.

Поддержание на заданном уровне параметров, определяющих микроклимат, может осуществляться кондиционированием или с большими допусками вентиляцией. Так как в шкафах контроля практически отсутствуют источники тепловыделения то, следовательно, ограничимся только кондиционированием и вентиляцией воздуха в помещении.

Во избежание вредного воздействия веществ, выделяющихся в виде газов, паров или пыли, необходимо обеспечивать высокую герметизацию оборудования и устанавливать местные вытяжки. Содержание вредных веществ в воздухе не должно превышать предельно допустимые концентрации (ПДК). Чем опаснее вещество, тем меньше его ПДК в воздухе рабочей зоны. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны составляют такие значения, которые при ежедневной работе длительностью не более 8 часов в течение всего рабочего времени не вызывают у работающих заболеваний или отклонений в состоянии здоровья. Значения ПДК для часто встречающихся веществ, приведены в таблице [15]. Так ПДК окиси углерода - 20 мг/м^3 , пыли углерода: нефтяной кокс – 6 мг/м^3 , сероводород – 10 мг/м^3 и другие.

Наличие вредных веществ в воздухе производственного помещения определим путем анализа проб воздуха или газоанализаторами. Для защиты органов дыхания в аварийных ситуациях обслуживающий персонал обеспечивается респираторами, противогазами, кислородными изолирующими приборами и другими средствами индивидуальной защиты.

6.2 Освещение рабочего места

Информация, которую человек получает из внешнего мира, поступает в основном через зрительный канал. Поэтому качество информации, получаемой посредством зрения [22], во многом зависит от освещения. Неудовлетворительное освещение может исказить информацию; кроме того, оно утомляет не только зрение, но и весь организм в целом. Неправильное освещение может также являться причиной травматизма: плохо освещенные опасные зоны, слепящие лампы и блики от них, резкие тени ухудшают или вызывают полную потерю ориентации работающих. При неудовлетворительном освещении снижается производительность труда и увеличивается риск выполнения недопустимых действий, поэтому освещенность должна соответствовать нормам и правилам (СНиП 23-05-95) и отраслевым нормам. В помещениях щита управления должны соблюдаться следующие нормы искусственного освещения – 200 лк.

На практике пользуются двумя видами освещения - естественным и искусственным. Естественное освещение положительно влияет не только на зрение, но также тонизирует организм человека в целом и оказывает благоприятное психологическое воздействие. Естественное освещение щита управления осуществляется боковым светом через световые проемы в наружных стенах.

В реальных условиях работы глаза яркость поля зрения неодинакова из-за различия коэффициентов отражения отдельных участков поля зрения и распределения светового потока по освещаемым поверхностям. В результате этого возникает ощущение неудобства или напряженности - зрительный

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

дискомфорт, который отвлекает внимание и уменьшает сосредоточенность, ведет к зрительному утомлению. Утомляет также неправильная передача цвета освещаемых предметов и пульсация яркости рабочих поверхностей во времени. В связи с этим необходимо нормировать и качественные показатели освещения: показатели ослепленности и дискомфорта, пульсацию и спектр излучения.

6.3 Вентиляция рабочего места

Вентиляция представляет собой организованный и регулируемый воздухообмен, обеспечивающий удаление из помещения воздуха, загрязненного вредными газами, парами, пылью, а также улучшающий метеорологические условия в помещениях и цехах.

На щитах контроля чаще всего применяется кондиционирование воздуха, т.к. создать естественную вентиляцию сложно, особенно если щит контроля находится внутри цеха и температура в помещении всегда высокая. Применяется также приточно-вытяжная, обще-обменная система вентиляции, которая состоит из двух отдельных систем – приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Кроме рабочей вентиляции существует аварийная вентиляция для быстрого удаления токсичных и пожароопасных веществ, поступающих в щитовую в случае аварийной обстановки. Наличие вентиляции обязательно, т. к. при загрязненном воздухе, повышенной температуре окружающего воздуха падает работоспособность рабочего персонала, а это может привести к технологическим авариям и производственным травмам [23].

6.4 Электробезопасность

Техническая эксплуатация действующих электроустановок ТЭЦ, подстанций и сетей осуществляется электротехническим персоналом в соответствии с ведомственными «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ) и «Правилами техники безопасности

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

при эксплуатации электроустановок».

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного для жизни воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества .

При воздействии электрического тока на человека может быть два вида поражений: электрические удары и электрические травмы.

Все помещения делятся по степени поражения людей электрическим током на три класса: без повышенной опасности, с повышенной опасностью, особо опасные.

- Щит управления относится к помещению с повышенной опасностью, а котельный цех к особо опасным помещениям.

Для предотвращения возможности поражения электрическим током можно рекомендовать следующие мероприятия:

- 1) при производстве монтажных работ необходимо использовать только исправный инструмент, аттестованный службой КИПиА;
- 2) с целью защиты от поражения электрическим током, возникающим между корпусом приборов и инструментом при пробое сетевого напряжения на корпус, корпуса приборов и инструментов должны быть заземлены;
- 3) при включенном сетевом напряжении работы на задней панели должны быть запрещены;
- 4) все работы по устранению неисправностей должен производить квалифицированный персонал;
- 5) необходимо постоянно следить за исправностью электропроводки.

Известно, что поражения или травмы от электрического тока происходят под воздействием высоких и низких напряжений. Большинство несчастных случаев происходит в электроустановках

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

напряжением 380/220 В, с которыми часто имеют дело люди без специальной подготовки. В системе электропитания проектируемой информационно-измерительной подсистемы имеют место именно эти напряжения. Поэтому защитные мероприятия от поражения электрическим током в данной электроустановке необходимо выполнить в полном объеме, с соблюдением всех требований ПУЭ. Однако опыт показывает, что при отсутствии в проектах детальных указаний по выполнению заземления приводит к тому, что их фактическое выполнение часто не отвечает требованиям действующих правил. Как следствие в эксплуатацию передается электроустановка, в которой существует повышенная опасность электротравматизма. Поэтому недооценка требований электробезопасности при выполнении проекта автоматизации недопустима. Ниже произведено проектирование защитного заземления для шкафа контроля и сигнализации .

6.5 Расчет защитного заземления

Назначение защитного заземления заключается в том, чтобы создать между корпусом защищаемого электроприемника и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением, меньшим сопротивления тела человека. Заземление в электроустановках информационно-измерительных систем выполняют при напряжении переменного тока 42 В и выше в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Заземлению подлежат металлические корпуса контрольно-измерительных приборов, регулирующих устройств, корпуса электродвигателей исполнительных механизмов, металлические щиты, металлические оболочки контрольных и силовых кабелей, стальные трубы электропроводок и т.д. Все эти элементы имеют место в данном проекте. Поэтому появляется необходимость проведения подобного рода мероприятий по защите обслуживающего персонала от поражения электрическим током. Для заземления электроустановок систем контроля и

сигнализации будем использовать заземляющую сеть системы электроснабжения, которую нам и предстоит рассчитать.

Система заземления состоит из заземлителей - металлических предметов, углубленных в землю, заземляющих проводников и заземляющей магистрали. Заземляющие проводники одним концом присоединяются к корпусу оборудования, подлежащего заземлению, а другим к заземлителю или заземляющей магистрали. При наличии защитного заземления человек, прикасающийся к заземленному корпусу электрооборудования, оказавшемуся под напряжением, подключается параллельно цепи тока, протекающего на землю через искусственно выполненную цепь защитного заземления. Так как сопротивление тела человека значительно выше, чем сопротивление ветви заземления, то основная величина тока поражения будет проходить не через тело человека, а через заземляющее устройство.

Для заземления можно использовать трубы диаметром 45 мм (с толщиной стенок 2,5 мм), длиной 2500 мм и полосовую сталь сечением 48×4 мм. Заземлители разместим по контуру. Характер грунта в месте установки заземлителей – суглинок.

В соответствии с трубчатые заземлители погружают в землю на глубину 0,8 м, расстояние между заземлителями примем равным трем длинам заземлителей $a=7500$ мм.

Т.к. суммарная мощность генераторов или трансформаторов, питающих щит управления, более 100 кВА, определяем сопротивление заземлителей не более 4 Ом.

Удельное сопротивление грунта (суглинок): $\rho_T = 1 \cdot 10^4$ Ом·см.

Учитывая возможность высыхания грунта летом и промерзания зимой, определяем расчетное значение удельных сопротивлений электродов и полюс.

$$\rho_{\Sigma} = \rho_T \cdot K_{\Sigma} = 1 \cdot 10^4 \cdot 1,9 = 1,9 \cdot 10^4 \text{ Ом·см}; \quad (6.1)$$

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

6.6 Пожаробезопасность

Согласно нормам пожарной безопасности (НПБ 105-2003) [24] в зависимости от характеристики вращающихся в производстве веществ и их количества, производства подразделяются по пожарной и взрывной опасности на категории А, Б, В, Г, Д.

Помещения котельного цеха относятся к категории Г (горючие газы, твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива). Здания и сооружения, отнесенные к пожароопасным помещениям, должны сооружаться из несгораемых материалов. Огнестойкость стен и перегородок, выполненных из силикатного кирпича или железобетонных панелей, должна соответствовать пределу огнестойкости не менее 3 часов, а перекрытия и покрытия из железобетонных плит не менее 1,5 часа. При планировке промышленных предприятий необходимо предусматривать разрыв между производственными зданиями, сооружениями, закрытыми складами и вспомогательными зданиями.

Помещение шкафа контроля относится к категории Д, т.к. характеризуется наличием только несгораемых веществ и материалов в холодном состоянии. Пожары на щитах управления возможны вследствие загорания изоляции жил при коротких замыканиях, сопровождающихся разрывом оболочки, а также при перегреве кабеля в условиях плохого охлаждения. Пожары на объектах электростанций и сетей являются следствием нарушений правил и норм при проектировании электроустановок, правил монтажа электрооборудования и, главным образом, аварий, произошедших из-за неправильной эксплуатации, отказа в срабатывании соответствующих защит.

Горючими веществами в электроустановках, которые могут воспламениться, являются в основном изоляционные материалы – бумага, пряжа, ткани из органического волокна, резина, пластмассы, лаки и краски, кабельные компаунды и др. Горение большинства этих материалов сопровождается значительным выделением дыма и часто имеет вид тления

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

без пламени [24]. Трансформаторное масло, кабельные компаунды, мастики и пропитки горят пламенем, со значительным выделением продуктов неполного сгорания в виде окиси углерода.

Противопожарные мероприятия:

- 1) помещение должно быть оборудовано: средствами тушения пожара, средствами связи;
- 2) электрическая проводка осветительных приборов и электрооборудования должна быть исправна;
- 3) необходим своевременный противопожарный инструктаж персонала.

Помещение должно быть обеспечено средствами пожаротушения в соответствии с нормами. Поэтому на 100 м^2 пола имеем:

- 1) пенный огнетушитель ОП-10 – 1 шт.;
- 2) углекислотный огнетушитель ОУ-5 – 1 шт.;
- 3) ящик с песком на $0,5 \text{ м}^3$ – 1 шт.;
- 4) железные лопаты – 2 шт.

Все пожароопасные производства должны иметь системы автоматического пожаротушения, поэтому в данном проекте предусмотрим такую систему. В качестве датчиков пожаровозникновения будем использовать комбинированные устройства (реагирующие на температуру и дым), которые установим в помещении из расчета один на 50 м^2 пола. Световые извещатели расположим так, чтобы они охватывали помещение в радиусе не более 30 метров. Установим также в помещении щита управления сигнализационную комплексную пожарную установку СКПУ-1, которая имеет информационный блок, связанный с пожарной частью, которая при получении сигнала немедленно прибудет на место пожара, чтобы принять меры по его ликвидации.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

7 АСР ПИТАНИЯ КОТЛА ВОДОЙ

7.1 Системный анализ объекта автоматизации

Автоматизация технологических процессов является одним из решающих факторов повышения производительности и улучшения условий труда. Все существующие и строящиеся промышленные объекты в той или иной степени оснащены средствами автоматизации [26].

Объектом регулирования является паровой котел типа ДКВР-10/13, который предназначен для генерации перегретого пара при сжигании газообразного топлива. Рассматриваемый котел барабанный, с естественной циркуляцией.

Паровой котел как объект управления представляет собой сложную динамическую систему с многочисленными взаимосвязями входных и выходных величин.

Основными регулируемыми величинами парогенератора являются расход перегретого пара $D_{пп}$, его давление $P_{пп}$ и температура $t_{пп}$. При этом расход пара является переменной величиной, а его давление и температура поддерживается в пределах допустимых отклонений, что обслуживается требованиями заданного режима работы турбины или иного потребителя тепловой энергии.

Условия безопасной и надежной работы парогенератора требуют, чтобы уровень в барабане поддерживался в определенных пределах.

Повышение уровня за верхний допустимый предел (перепитка парогенератора) может привести к постепенному заносу солями пароперегревателя и выбросу влаги из котла, что может явиться причиной повреждения турбины. Снижение уровня за нижний предел (упуск воды из барабана) приводит к нарушению циркуляции в топочных экранах и пережогу труб. Этим объясняется, что к надежности регулирования питания предъявляются повышенные требования.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Уровень в барабане изменяется из-за увеличения или уменьшения расхода пара или поступления воды в парогенератор, изменения тепловой нагрузки топки и давления в барабане [26, с78].

7.2 Выбор структуры АСР питания котла водой

Выбор структуры управления объектом автоматизации оказывает существенное влияние на эффективность его работы, снижение относительной стоимости системы управления, ее надежности, ремонтоспособности и т.д.

Благодаря определенному взаимодействию между объектом автоматизации и системой управления система автоматизации в целом обеспечивает требуемый результат функционирования объекта, характеризующийся различными параметрами регулирования [26 с. 17].

Существует несколько типовых структурных схем АСР питания котла водой, поэтому выбор схемы является одним из важнейших этапов проектирования АСР.

Принципиальная схема одноимпульсной АСР питания представлена на рисунке 7.1. Применение одноимпульсной одноконтурной АСР уровня воды в барабане парового котла не обеспечивает требуемого качества регулирования, так как характерным возмущением на систему является изменение расхода пара для потребителя.

При этом проявляется так называемое явление набухания. В первый момент при увеличении расхода пара на потребление уровень воды даже возрастает. И регулятор РУ, вместо того чтобы прибавить питательную воду начинает ее убавлять. Только после уменьшения уровня начинается добавление воды, уровень воды в барабане сильно падает. При определенных достаточно глубоких возмущениях по нагрузке появляется опасность аварийных ситуаций.

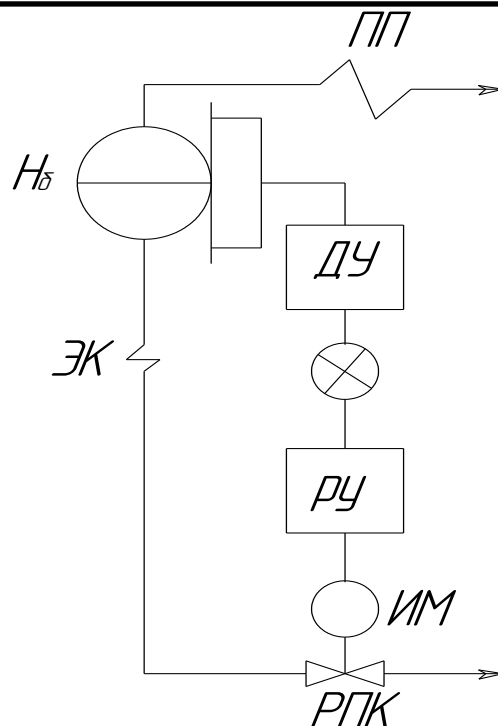


Рисунок 7.1 - Принципиальная схема одноимпульсной АСР питания

Введение дополнительного импульса по расходу пара с помощью датчика ДП позволяет повысить качество регулирования и не допустить значительного отклонения уровня воды при возмущении по этому каналу (рисунок 7.2).

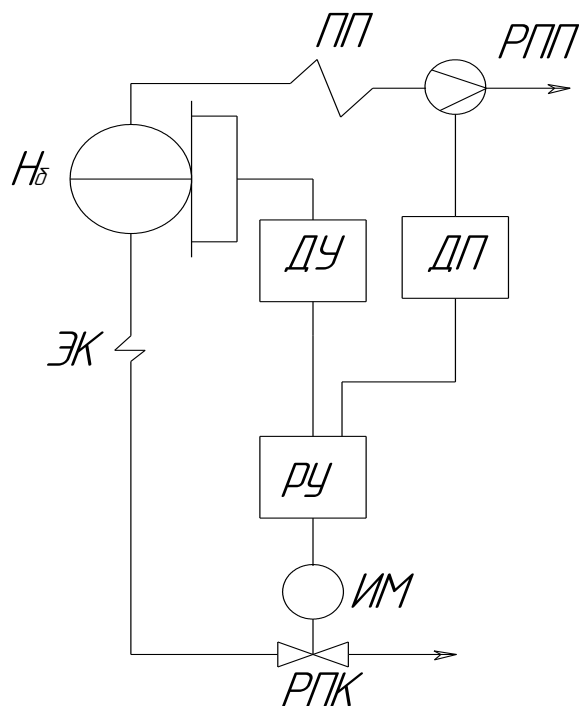


Рисунок 7.2 - Принципиальная схема двухимпульсной АСР питания

Недостатком двухимпульсной схемы было бы наличие статической ошибки, так как регулятор в этом случае стабилизирует не уровень в барабане котла, а некоторую алгебраическую сумму сигналов по уровню и расходу пара со своими весовыми коэффициентами, определенными при настройке. Так, если чувствительность по каналу расхода пара минимальна, то приближаемся к одноимпульсной схеме; если же минимальна чувствительность по каналу регулирования уровня, то приближаемся к схеме регулирования расхода пара. Для ликвидации статической ошибки применяют трехимпульсную схему, которая приведена на рисунке 7.3.

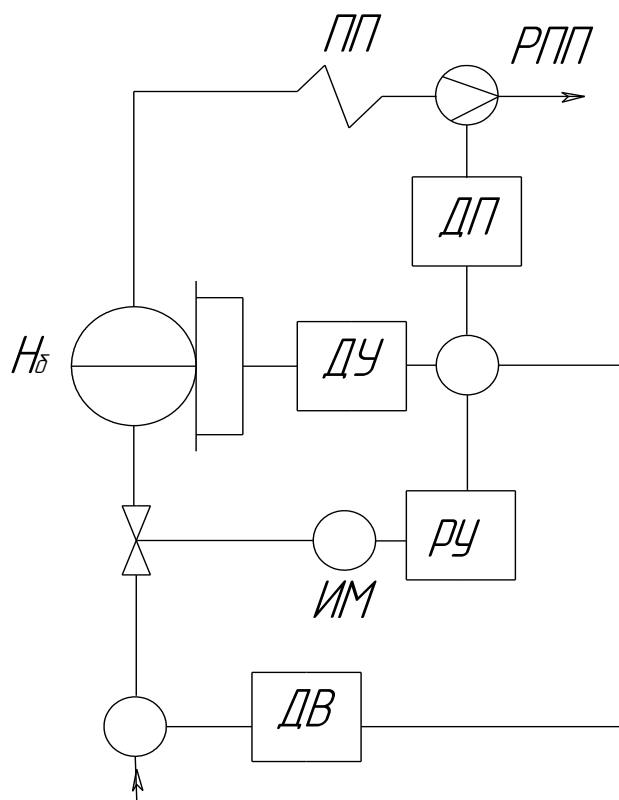


Рисунок 7.3 - Принципиальная схема трехимпульсной АСР питания

В этом случае в динамике при возмущении по расходу пара АСР работает, как описано выше, а статическая ошибка устраивается за счет того, что сигналы по расходу пара и воды подаются в установившемся состоянии (в статике) на вход регулятора равными по значению и противоположными по знаку.

Проанализировав достоинства и недостатки вышеописанных схем, остановим свой выбор на трехимпульсной АСР питания, структурная схема которой приведена на ФЮРА.421000.001 С1.

7.3 Разработка функциональной схемы АСР питания котла водой

Функциональная схема является основным техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащение объекта управления приборами и средствами автоматизации.

Перечень контролируемых технологических параметров и технологических сред объекта автоматизации, местоположение точек контроля технологических параметров и технических средств автоматизации, функции, выполняемые техническими средствами автоматизации, определены в соответствии с выпиской из нормативной документации по объему оснащения паровых котлов средствами контроля и сигнализации.

Объем оснащения парового котла средствами контроля и сигнализации, а также значения контролируемых параметров представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Точки контроля и значения контролируемых параметров

№ п/п	Местоположение, параметр	Форма представления информации					Значение параметра
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	ТЭП	
1	Расход питательной воды, т/ч	+				+	12
2	Уровень в барабане котла, мм		+	↑↓			550
5	Расход свежего пара, т/ч	+			+	+	10

При разработке функциональной схемы АСР уровня были решены следующие задачи:

- на технологической схеме объекта автоматизации определено местоположение точек отбора измерительной информации и точек воздействия на регулируемые параметры;

- выбрана структура измерительных каналов и каналов передачи управляющих воздействий;

- выбраны методы и технические средства получения, преобразования, передачи и представления измерительной информации, а также технические средства выработки управляющих воздействий;

- решены вопросы размещения технических средств автоматизации (ТСА) на технологическом оборудовании, трубопроводах, по месту и на щитах;

- согласованы параметры измерительных каналов.

АСР уровня топлива спроектирована на основе ТСА, серийно выпускаемых отечественными предприятиями. Все измерительные каналы (ИК) имеют унифицированный токовый выходной сигнал 4...20 мА. ИК составлены из однотипных технических средств, обеспечивающих взаимозаменяемость, простоту сочетания друг с другом и удобство компоновки на щитах.

В качестве технических средств получения и преобразования информации, измерительных приборов, а также регулирующих устройств использованы средства автоматизации ГСП.

На чертеже функциональной схемы системы автоматического контроля и сигнализации представлены:

- технологическая схема объекта автоматизации;
- первичные и функциональные преобразователи, устройства оперативного управления;
- щит, микропроцессорный контроллер;
- линии связи между техническими средствами автоматизации.

Функциональная схема АСР уровня в барабане котла представлена на ФЮРА.421000.001 С1.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Получение информации о регулируемом (уровне) и об остальных измеряемых параметрах (расходе питательной воды, расхода перегретого пара) осуществляется следующим образом. Получение сигнала по уровню в барабане котла производится при помощи датчика гидростатического давления (1б). Сигналы по расходу питательной воды и расходу перегретого пара с сужающих устройств (2а), (3а) через уравнильный (2б) и конденсационный (3б) сосуды поступают на датчики давления (2в),(3в). Далее все три токовых сигнала 4...20 мА через соответствующие нормирующие преобразователи (1в), (2г), (3г), осуществляющие гальваническое разделение цепей измерения, подаются на вход регулирующего устройства (контроллер Ремиконт Р-130). На блок контроллера также приходит сигнал (4...20 мА) от ручного задатчика (5а) и сигнал (4...20 мА) с блока сигнализации положения вала исполнительного механизма (БСПТ).

Сигнал по уровню в барабане котла также дублируется на щит КИПиА, путем вывода его на регистрирующий прибор (1г).

Далее регулятор питания (Р-130) сравнивает поступивший сигнал по уровню в барабане с сигналом от ручного задатчика, а также анализирует поступившие значения расходов питательной воды и перегретого пара и, при появлении сигнала небаланса между ними, вырабатывает сигнал управляющего воздействия (0В или 24 В), который с модуля дискретного ввода-вывода через блок ручного управления (4а), коммутирующий режимы управления (ручной либо автоматический), подается на пускатель (4б), где усиливается по мощности и подается на исполнительный механизм (4в). Выходной вал исполнительного механизма посредством механической связи оказывает влияние на клапан, расположенный на питательном трубопроводе перед котлом, тем самым устраняя сигнал небаланса между расходами питательной воды и перегретого пара, а также поддерживая необходимый уровень в барабане котла.

7.4 Выбор технических средств АСР и составление заказной спецификации

7.4.1 Выбор средств измерения гидростатического давления

В качестве первичных измерительных преобразователей давления на ТЭС широко используются преобразователи типов Сапфир–22–ДД (изготовитель – ЗАО «Манометр», г. Москва) и Метран–43–ДГ (изготовитель – ПГ «Метран» г. Челябинск).

Вышеперечисленные преобразователи предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование гидростатического давления (разности давлений) в стандартный токовый выходной сигнал (0...5, 4...20, 0...20, 5...0, 20...4, 20...0 мА) дистанционной передачи.

Основные технические параметры и характеристики преобразователей давления представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Основные технические параметры и характеристики преобразователей давления (уровня)

Тип преобразователя	Модель	Ряд верхних пределов измерений	Предел допускаемой основной погрешности, %
Метран-43-ДГ	3536	4; 6; 10; 16; 25; 40 кПа	0,25; 0,5
	3545-01	25; 40; 60; 100; 160 кПа	
	3595	4; 6; 10; 16; 25; 40 кПа	
Сапфир-22МТ-ДД	2410	0,4; 0,63; 1,0; 1,6 кПа	0,25; 0,5
	2430	6,3; 10; 16; 25; 40 кПа	
	2440	6,3; 40; 100; 160; 250 кПа	

Для преобразования сигналов и питания преобразователей давления применяются блоки питания типа БПС–24, БПД–40, БПК–40, Метран–604 (с линейной характеристикой). Блоки питания и преобразования сигналов обеспечивают получение линейной зависимости между измеряемым

параметром и выходным унифицированным сигналом ,а также осуществляют гальваническую развязку цепей измерительной информации.

Выбираем первичные измерительные преобразователи давления (уровня) типа Метран –43–ДГ-3536, работающие совместно с блоками питания и преобразования сигналов типа Метран–604 с линейной характеристикой (изготовитель – ПГ «Метран» г. Челябинск). В комплекте с преобразователем давления (уровня) выбираем сосуд уравнивательный типа СУ-6,3-2-А (изготовитель – ПГ «Метран» г. Челябинск).

Для регистрации текущего значения уровня на щите, выбираем прибор аналоговый показывающий, регистрирующий типа А-100.

7.4.2 Выбор средств измерения расхода

Измерение расходов жидкостей, газа и пара в теплоэнергетике в основном производится расходомерами переменного перепада давления. В качестве первичных преобразователей используют стандартные сужающие устройства. Для измерения расхода пара выбираем сопло камерное сварное СКС – 250 – 225 (Котельный завод, г.Барнаул), на расход воды выберем диафрагму камерную сварную типа ДКС 10 – 400. Выбираем так же сосуд конденсационный типа СК-40-1-А и сосуд уравнивательный типа СУ-25.

Для преобразования расходов в унифицированные токовые сигналы используют преобразователи разности давлений. Характеристика некоторых таких преобразователей приведена ниже в таблице 7.3.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Таблица 7.3 – Основные технические параметры и характеристики преобразователей давления типа Метран–43–ДД

Тип преобразователя	Модель	Ряд верхних пределов измерений	Предел допускаемой основной погрешности, %
Метран-43-ДД	3494-01	6,3; 10; 16; 25 кПа	0,25; 0,5
	3494-02	16; 25; 40; 63; 100 кПа	
	3494-03	100; 160; 250; 400; 630 кПа	

Согласно таблице 10.3 выбираем преобразователи разности давлений типа Метран–43Ф–Ех–ДД–3494–02–0,5%–100 кПа–6 МПа–4...20 мА и Метран–43Ф–Ех–ДД–3494–02–0,5%–63 кПа– 6 МПа–4...20 мА. Также выберем два блока питания и преобразования типа БПС-24К с корнеизвлекающей характеристикой (изготовитель – ЗАО "Манометр", г. Москва.).

7.4.3 Выбор устройств оперативного управления

В качестве устройств оперативного управления на ТЭС применяются блоки ручного управления, ручные задатчики, пусковые устройства и пр.

Блоки ручного управления используются для коммутации цепей управления, а пусковые устройства – для усиления управляющего сигнала, поступающего на исполнительный механизм. Задатчики необходимы для установки сигналов задания для регуляторов.

Основные характеристики устройств оперативного управления представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Основные характеристики устройств оперативного управления

Исполнение	Функции	Примечание
БРУ–22	Ручное или дистанционное переключение цепей управления на два положения; световая сигнализация положения цепей; управление ИМ	–
БРУ–32	Ручное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно; кнопочное управление интегрирующими исполнительными устройствами; световая индикация выходного сигнала регулирующего устройства с импульсным выходным сигналом; определение положения регулирующего органа	Входные сигналы стрелочного индикатора: унифицированные токо-вые 0...5, 4...20 мА, напряжения 0...10 В
БРУ–42	Ручное или дистанционное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно; кнопочное управление интегрирующими исполнительными устройствами; световая индикация режимов управления, выходного сигнала регулирующего устройства	
РЗД–12	Ручная установка сигналов задания для стабилизирующих регуляторов и регуляторов соотношения. Входной сигнал: нет. Выходной сигнал: плавное изменение коэффициента деления потенциометра с сопротивлением 10 или 2,2 кОм	Разрешающая способность: 0,5 % от максимального сигнала
РЗД–22	Ручная установка сигналов задания для стабилизирующих регуляторов и регуляторов соотношения, преобразование одного вида унифицированного сигнала постоянного тока или напряжения в другой. Входной сигнал: 0...5, 0...20, 4...20 мА, 0...10 В. Выходной сигнал: 0...5, 0...20, 4...20 мА, 0...10 В	

Продолжение таблицы 7.4

Исполнение	Функции	Примечание
ПБР–2М	Бесконтактное управление электрическими исполнительными механизмами и приводами; пуск, реверс любых синхронных и асинхронных двигателей мощностью до 1,1 кВт	Управление электрическими исполнительными механизмами и приводами с однофазными конденсаторными двигателями
ПБР–3А		Управление электрическими исполнительными механизмами и приводами с трехфазными синхронными и асинхронными двигателями

Выбираем устройства оперативного управления типа БРУ–42 и ПБР–3А (изготовитель – ОАО «ЗЭиМ» г. Чебоксары).

В качестве задатчика регулируемого параметра выберем ручной задатчик типа РЗД-22, имеющий выходной сигнал 4...20 мА (ОАО «ЗЭиМ» г. Чебоксары).

7.4.4 Выбор исполнительного механизма

При составлении заказной спецификации был проведен расчет параметров исполнительного механизма (ИМ) по методике, изложенной в [3, приложение 3-12.5].

Исходные данные

Внутренний диаметр трубопровода 150 мм

В качестве ИМ был выбран механизм электрический однооборотный–МЭО [3, табл. ПЗ-53].

Максимальный крутящий момент МЭО

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$M_{\max} = 6,89 \cdot D_y - 338 = 6,89 \cdot 150 - 338 = 695,5 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где D_y - условный диаметр трубопровода, мм.

При выборе МЭО учитывалось условие

$$M_H > M_{\max},$$

где M_H – номинальный крутящий момент на выходном валу ИМ, Н · м.

Выбираем ИМ типа МЭО–1600/25-0,25У-92К.

7.4.5 Выбор регулирующего устройства

Для осуществления регулирования уровня выбран комплекс технических средств типа РЕМИКОНТ. Многофункциональность и свободная программируемость прибора РЕМИКОНТ позволяет не только заменить несколько (в среднем 4-6 в различных сочетаниях) приборов комплекса "Каскад 2" на один прибор РЕМИКОНТ, но во многих случаях существенно усовершенствовать алгоритмы управления по сравнению с используемыми сегодня. РЕМИКОНТ ориентирован на работу в комплекте с серийно выпускаемыми датчиками технологических параметров с выходными сигналами постоянного тока или напряжения. Прибор, как правило, управляет исполнительным устройством, рассчитанным на управление импульсным или аналоговым сигналом. По физической структуре микропроцессорный контроллер типа Ремиконт является цифровой управляющей машиной. Он включает в себя восьмиразрядный микропроцессор, память для хранения данных и программ, устройство связи с объектом (УСО), пульт управления и программирования.

Основной регулирующий блок – блок контроллера типа БК-1 с модификацией 01,01 (регулирующая модель с лицевой панелью, индицирующей аналоговые сигналы).

В качестве УСО выбраны два модуля МДА код-2 (имеют 8 аналоговых входов и 4 дискретных выхода).

В качестве источника питания применяем блок питания БП-1 (предназначен для питания БК-1 от сети, имеет два источника нестабилизированного напряжения 24 В).

На основе выбранных выше технических средств АСР составляем заказную спецификацию приборов и средств автоматизации, которая приведена в приложении А.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установка новой ПГУ-220 на Томской ГРЭС-2 обеспечит долгосрочные потребности промышленного развития Томской области в энергоснабжении и создаст новые рабочие места, что имеет важные социальные последствия. Кроме того, проект обеспечит повышение эффективности системы теплоснабжения г.Томска, которая в настоящий момент слегка приостановилась, так как мощности ПГЭ не хватает .

Применение ПГУ, оснащенной современным оборудованием, позволит повысить эффективность комбинированного производства электрической и тепловой энергии. Дополнительные объемы производства электроэнергии на Томской ПГУ будут замещать выработку электроэнергии на электростанциях объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала, которые работают в основном по традиционному пароводяному циклу.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Модернизация энергоблока К-300-240 Киришской ГРЭС на основе парогазовых технологий. Доклад Дмитрий Трещев ОАО «СЕВЗАП НТЦ»
2. О схеме и программе развития электроэнергетики Томской области на период 2014 - 2018 годов АДМИНИСТРАЦИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ
РАСПОРЯЖЕНИЕ от 12 июля 2013 года № 551
3. БИЗНЕС – ПЛАН. Модернизация основного оборудования Томской ГРЭС2 с монтажом ПГУ - 230Т.
4. С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов . Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций . – издательство МЭИ, 2002.
5. ГТЭ-160- инструкция по эксплуатации
6. Теплотехнический справочник, т.1. - М.: Энергия, 1975.
7. Трухний А.Д Расчет тепловых схем парогазовых установок. –Москва: Издательство МЭИ, 2001г
8. Теплофизические свойства воды и водяного пара/ Вукалович, М.П.– М. : Машиностроение, Москва, 1967г.-160 с.
9. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. чл.-корр. АН СССР В. А. Григорьев В.А., Зорин В.М. Григорьева, В. М. Зорина. Справочная серия. Учебное пособие для ВУЗов. 2-е изд., перераб. - (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3). - М.: Изд-во: Энергоатомиздат, Москва., 1989г.-608 с
10. Григорьев В.А., Зорин В.М. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник. Книга 3. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
11. Гужулев Э.П., Гриценко В.И. Водоподготовка и воднохимический режим ТЭС и котельных. Учебное пособие для вузов. - Омск, ОмГТУ, 2000.
12. Маргулова Т.Х., Мартынова О.И. Водный режим тепловых и атомных электростанций. - М.: Высшая школа, 1987, 319 с.
13. Стерман Н.Л., Покровский В.Н. Физические и химические методы обработки воды на ТЭС. Для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1991, 329 с.

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

- 14.Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. - М.: Энергоиздат, 1991, 296 с
- 15.Менеджмент в энергетике (Экономика и управление энергетическими предприятиями) Учебное пособие/ Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. - Изд-во ТПУ, Томск:, 2007г - 188 с.
- 16.МЕНЕДЖМЕНТ .Планирование производственной программы ТЭС/
Методические указания по выполнению курсовой работы
для студентов энергетических специальностей Института
дистанционного образования Издание второе стереотипное, Изд-во
ТПУ, Томск: 2003г.
- 17.SWOT-анализ и синтез - основа формирования стратегии организации/
Юрий Учитель, Михаил Учитель.-М., «Либроком»,Москва:, 2010г-328 с.
- 18.Сердюк В.С., Цорина Е.Н. Оценка тяжести трудового процесса. - Омск, 2001.
- 19.СНиП 31-03-2001 «Производственные здания» :свод правил .-М.,
«министерство регионального развития РФ», Москва., 2011г.- 22 с.
- 20.ГОСТ 12.1.003–83. ШУМ. Общие требования безопасности
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ/ Система стандартов
безопасности труда / Всесоюзный Центральны й Совет
Профессиональных Союзов Государственным комитетом СССР по
делам строительства, , Москва., 1984г.- 45 с
- 21.СанПиН 2.2.4./2.1.8.582—96. Гигиенические требования при работах с
источниками воздушного и контактного ультразвука промышленного,
медицинского и бытового назначения /САНИТАРНО-
ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ ПРАВИЛА И НОРМАТИВЫ.-М.,
«МИНИСТЕРСТВО ЗДРАВООХРАНЕНИЯ РФ», Москва., 2003г.- 76 с
- 22.Стищенко Л. Г., Горшенина Н. В. Производственное освещение. - Омск, 2001
- 23.СНиП 41-01-2003. Строительные нормы и правила Российской
Федерации. Отопление, вентиляция и кондиционирование: Система

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

нормативных документов в строительстве.-М., «СантехНИИпроект»,
Москва., 2004г.- 236 с.

24.ППБ-01-03 « Правила пожарной безопасности в РФ» :свод правил .-М.,
«Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны»,
Москва., 2003г.- 45 с

25.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 . ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО,
РЕКОНСТРУКЦИЯ, И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ,
ПЛАНИРОВКА И ЗАСТРОЙКА НАСЕЛЕННЫХ МЕСТ/ САНИТАРНО-
ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ ПРАВИЛА И НОРМАТИВЫ.-М.,
«МИНИСТЕРСТВО ЗДРАВООХРАНЕНИЯ РФ», Москва., 2003г.- 76 с

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМ СИСТЕМ
АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ/ А. В.
Волошенко, Д. Б. Горбунов

					ФЮРА.311120.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)
ЗАКАЗНАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ
АВТОМАТИЗАЦИИ

Пози-ция	Наименование, техническая характеристика приборов и средств автоматизации			Тип и марка прибора		Кол-во	
1	2			3		4	
1а	Сосуд уравнительный, условное давление 6,3МПа Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.			СУ-6,3-2-А		1	
1б	Преобразователь гидростатического давления, аналоговый, предел допускаемой основной приведенной погрешности ±0,25 %, верхний предел измерений 4 кПа, предельно допускаемое рабочее избыточное давление 0,25 МПа, выходной сигнал 4...20 мА Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.			Метран-43-ДГ-3536-01-0,25%-4 кПа- 0,25 МПа-4...20 мА		1	
1в	Блок питания с линейной характеристикой, количество каналов 4, входной сигнал 4...20 мА, выходной сигнал 4...20 мА, выходное напряжение 36 В, напряжение питания 220 В. Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.			Метран–604–036		2	
1г	Прибор аналоговый показывающий, регистрирующий, входной сигнал 4-20, выходной сигнал 4-20 мА, основная погрешность ± 0,5% Концерн "Метран", г. Челябинск			А - 100 - 2125		1	
2а	Диафрагма камерная сварная ЗАО Промышленная группа "Метран", г. Челябинск			ДКС 10 – 400		1	
2б	Сосуд уравнительный, условное давление 25МПа; Концерн «Метран», г. Челябинск			СУ-25-2-А		1	
2в	Преобразователь разности давлений, аналоговый, предел допускаемой основной приведенной погрешности ±0,5 %, верхний предел измерений 100 кПа, предельно допускаемое рабочее избыточное давление 6 МПа, выходной сигнал 4...20 мА Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.			Метран–43Ф–Ех–ДД–3494–02–0,5%–100 кПа–6 МПа–4...20 мА		1	
				ФЮРА.421000.001 СО1			
Разраб	Быстров М.Е.			Спецификация приборов и средств автоматизации	Стад	Лист	Листов
Пров.	Атрошенко Ю.К				ТРП	1	2
					НИ ТПУ ИДО Группа 3-6300		
Н.контр							

1	2	3	4
2г,3г	Блок питания напряжением питания 220В, климатическим исполнением УХЛЗ, выходной сигнал 4 - 20 мА, предел основной погрешности $\pm 0,25\%$. ЗАО "Манометр", г. Москва.	БПС - 24К	2
3а	Сопло камерное сварное Котельный завод, г.Барнаул	СКС-250-225	1
3б	Сосуд конденсационный, условное давление 40 МПа; Концерн «Метран», г. Челябинск	СК-40-1-А	1
3в	Преобразователь разности давлений, аналоговый, предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5\%$, верхний предел измерений 100 кПа, предельно допускаемое рабочее избыточное давление 6 МПа, выходной сигнал 4...20 мА Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.	Метран-43Ф-Ех-ДД-3494-02-0,5%-100 кПа-6 МПа-4...20 мА	1
4а	Блок ручного управления. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	БРУ-42	1
4б	Пускатель бесконтактный реверсивный. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	ПБР-3А	1
4в	Механизм электроисполнительный однооборотный с номинальным значением момента на выходном валу 1600 Н·м, номинальное значение времени полного хода 25 с, номинальное значение полного хода 0,25 об., в составе с токовым блоком сигнализации положения выходного вала; год разработки – 1992. ОАО «ЗЭиМ», г Чебоксары.	МЭО-1600/25-0,25У-92К	
5а	Задатчик ручной. ОАО «ЗЭиМ», г Чебоксары.	РЗД-22	1
	Контроллер Ремиконт Р-130 в составе:		
	Блок контроллера, модель и вид лицевой панели 01, коды двух модулей 2, выходной сигнал 0-20 мА, длина соединителя 1,5 м.	БК-1	1
	Блок питания, два источника нестабилизированного напряжения 24 В с нагрузочной способностью $I_n=300$ мА, длина соединителя 1,5 м.	БП-1	1
	Клеммно – блочный соединитель для аналоговых цепей ввода-вывода БК-1.	КБС-3	1
ФЮРА.421000.001 СО1			Лист
			2

