

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Институт энергетики
Кафедра: «Теплотехника и гидравлика»

Допустить к защите в ГЭК

«___» _____ 2019г.
Зав. кафедрой ТиГ, к.х.н.
доцент Турлуев Р. А-В.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

бакалавра по направлению подготовки
130301 - «Теплоэнергетика»

Тема: Проект ТЭС в г. Курчалой

Выполнил: студент гр. ТЭС-15(а)

Исаев С.М.

(подпись)

Ф.И.О.

Руководитель ВКР: ст. преподаватель

Ельмурзаев А.А.

(подпись)

Ф.И.О.

Нормоконтролер:

Джамалуева А.О.

(подпись)

Ф.И.О.

ВКР защищена на оценку

_____ (протокол № _ от «___» _____).

Секретарь ГЭК

Джамалуева А.О.

(подпись)

Ф.И.О.

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. акад. М.Д. Миллионщикова**

Кафедра «Теплотехника и гидравлика»

Задание на выполнение бакалаврской работы

Студент _____ Исаев Селим Мовлдыевич _____ группа ТЭС-15 (а)
(фамилия, имя, отчество)

Тема ВКР Проект ТЭС в г. Курчалой

Дата утверждения темы ВКР на заседании кафедры «Теплотехника и гидравлика»

от « » декабря 201 года протокол №

Срок предоставления ВКР к защите « » « » 201 г.

Исходные данные к выполнению ВКР:

1. Максимальная тепловая мощность, отпускаемая абонентам на отопление, вентиляцию и среднесуточная на горячее водоснабжение , кВт. (по расчету)
2. Коэффициент теплофикации (принимается равным 0,5).
3. Расчетный расход сетевой воды, кг/с, на выходе из ТЭЦ , а также на горячее водоснабжение. (по расчету)
4. Температуры сетевой воды при расчетной температуре наружного воздуха в прямом трубопроводе $= 150^{\circ}\text{C}$ и на выходе из отопительных систем абонентов $= 70^{\circ}\text{C}$.
5. Расход промышленного пара внешним теплопотребителям. (принимается равным 50 т/ч).
6. Давление и температура промышленного пара на выходе из ТЭЦ, МПа и $^{\circ}\text{C}$. (0,7 и 180)
7. Доля возврата конденсата с производства $= 60\%$
8. Потеря тепловой мощности в водяных тепловых сетях - нет , кВт.
9. Величина подпитки водяных тепловых сетей $= 0,02$).

Дополнительные данные: интернет ресурсы.

Перечень основных структурных элементов текстовой части (пояснительной записки) ВКР:

Введение

- 1 Литературный обзор
 - 1.1 История энергетики Чеченской Республики
 - 1.2 Общая характеристика электросетевого хозяйства Чеченской Республики
 - 1.3 О перспективах развития энергетики Чеченской Республики
- 2 Расчетно-технологическая часть
 - 2.1 Общие сведения о г. Курчалой
 - 2.2 Обоснование необходимости строительства ТЭС
 - 2.3 Выбор площадки ТЭЦ

- 2.4 Расчет тепловых нагрузок г. Курчалой
- 2.5 Выбор основного оборудования ТЭЦ
 - 2.5.1 Выбор типа и числа турбин
 - 2.5.2 Выбор типа и числа паровых и водогрейных котлов
 - 2.5.3 Укрупнённый расчёт котлоагрегата Е-320-140
- 2.6 Выбор вспомогательного оборудования ТЭЦ
 - 2.6.1 Выбор питательных насосов
 - 2.6.2 Подбор деаэраторов
- 2.7 Топливное хозяйство Курчалойской ТЭЦ
 - 2.7.1 Газовое хозяйство
 - 2.7.2 Мазутное хозяйство
- 2.8 Схема питания собственных нужд
- 2.9 Охрана труда при монтаже оборудования ТЭС
- 2.10 Техника безопасности при эксплуатации тепловых установок в теплоэнергетике
- 2.11 Противопожарные мероприятия по тепломеханическому и электрическому оборудованию

Заключение

Список использованной литературы

Задание выдал:

Руководитель ВКР

А.А. Ельмурзаев

(подпись) (И.О.Ф)

(дата)

Задание получил:

Студент

С.М. Исаев

(подпись) (И.О.Ф)

(дата)

КАЛЕНДАРНЫЙ РАБОЧИЙ ПЛАН

Дата выдачи задания		Срок начала проектирования май 2019 г.					Срок сдачи проекта на кафедру июнь 2019 г.					Срок защиты на ГЭК Июнь 2019 г.					Утвержден зав. кафедрой, май 2019 г.		Примечания				
Этапы или разделы работы		Месяцы и недели																					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1.	Лит.обзор	X	X																				
2.	Технолог. часть	X	X	X	X	X																	
				X	X	X																	
				X	X	X																	
3.	Подписи					X																	

На основании результатов просмотра дипломного проекта студента Исаева С.М.
кафедра считает возможным допустить его к защите проекта в ГЭК «___» _____ 2019 г.

Зав. кафедрой.....(Р.А-В.Турлуев)

**ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

студента - дипломника

1. Институт нефти и газа.....
2. Специальность ...ТЭС..
3. КафедраТеплотехника и гидравлика.....
4. Фамилия, имя, отчество (*полностью*) Исаев Селим Мовлдыевич
5. Тема дипломного проекта: Проект ТЭС в г. Курчалой
6. Руководитель проекта ст. преподаватель: Ельмурзаев А.А.
7. Консультанты

Фамилия, Имя, Отчество	По какому разделу	Количество часов
1. Ельмурзаев А.А	Литературный обзор	
2. Ельмурзаев А.А	Расчетно-технологическая часть	

Сводка оценок для ГЭК

Отлично.....

Хорошо.....

Удовлетворительно.....

Зав. Кафедрой...../Р.А-В. Турлуев/

Директор Института энергетики...../Л.Ш.Махмудова/

АННОТАЦИЯ

В дипломном проекте была разработана проект электростанции для г. Курчалой.

Первая часть проекта посвящена литературному обзору. Представлены общие сведения о ТЭС и их классификация. ТЭС предназначены для централизованного снабжения теплотой и электрической энергией внешних потребителей. Теплота, полученная водяным паром в парогенераторе от сжигаемого топлива, частично расходуется на производство электроэнергии, а оставшаяся - на удовлетворение тепловых нагрузок внешних теплопотребителей (абонентов). Поэтому коэффициент использования топлива на ТЭС близок к единице. Экономия топлива на ТЭС получается за счет централизации теплоснабжения и выработки электрической энергии на внешнем тепловом потреблении

Во втором разделе было проведено энергетическое обследование тепловых и электрических нагрузок г. Курчалой. Проведено обоснование необходимости строительства ТЭЦ. Подобрано основное и вспомогательное тепломеханическое оборудование. Произведен тепловой расчет парового котла. Определена электрическая схема станции.

Так же в дипломном проекте рассмотрены вопросы охраны труда и охраны окружающей среды.

						ПЗ ДП			
Разраб.	Исаев					Курчалойская ТЭС		лист	листов
Консул.	Ельмурзаев					Проект ТЭС в г. Курчалой	ГГНТУ кафедра «Т и Г» гр.ТЭС -15		
Рук.	Ельмурзаев								
Н.контр.	Джамалуева								
Зав.каф.	Турлуев								

СОДЕРЖАНИЕ		
	ВВЕДЕНИЕ	5
1	Литературный обзор	
1.1	История энергетики Чеченской Республики	8
1.2	Общая характеристика электросетевого хозяйства Чеченской Республики	13
1.3	О перспективах развития энергетики Чеченской Республики	15
2	Расчетно-технологическая часть	
2.1	Общие сведения о г. Курчалой	20
2.2	Обоснование необходимости строительства ТЭС	24
2.3	Выбор площадки ТЭЦ	25
2.4	Расчет тепловых нагрузок г. Курчалой	26
2.5	Выбор основного оборудования ТЭЦ	31
2.5.1	Выбор типа и числа турбин	31
2.5.2	Выбор типа и числа паровых и водогрейных котлов	33
2.5.3	Укрупнённый расчёт котлоагрегата Е-320-140	35
2.6	Выбор вспомогательного оборудования ТЭЦ	39
2.6.1	Выбор питательных насосов	39
2.6.2	Подбор деаэраторов	40
2.7	Топливное хозяйство Курчалойской ТЭЦ	42
2.7.1	Газовое хозяйство	42
2.7.2	Мазутное хозяйство	44
2.8	Схема питания собственных нужд	46
2.9	Охрана труда при монтаже оборудования ТЭС	48
2.10	Техника безопасности при эксплуатации тепловых установок в теплоэнергетике	49
2.11	Противопожарные мероприятия по тепломеханическому и электрическому оборудованию	56
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59

	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	61
--	----------------------------------	----

Тема дипломного проекта - проектирование ТЭС в г. Курчалой.

На примере г. Курчалой теоретически рассмотрена возможность проектирования и строительства ТЭС на территории Чеченской Республики.

Раньше г. Грозном и Аргуне раньше были 4 электростанции и Чеченская Республика имеет богатую историю строительства и эксплуатации электростанций.

В настоящее время в Чеченской Республике в г. Грозном действует только одна тепловая станция.

Указанный проект будет первым шагом для строительства ТЭС и в г. Курчалой, где раньше вообще не было электростанций, несмотря на то, что Курчалой является крупным населенным пунктом в Чеченской Республике и центром наиболее плотно заселенном районе.

В первом разделе проекта представлен литературный обзор, в котором отражена общая информация об электростанциях, рассмотрены основные типы тепловых электростанций, рассмотрен технологический процесс преобразования химической энергии топлива в тепловую и электрическую энергию.

В основной части на основании общих сведений о г. Курчалой - местонахождение, численность населения, наличие промышленных объектов, наличия газовых магистралей, источников воды, железнодорожных путей и т.д., а так же после определения предполагаемой тепловой нагрузки принято решение о необходимости строительства ТЭЦ в северной части г. Курчалой.

В дальнейшем произведен выбор основного оборудования ТЭЦ – паровых и водогрейных котлов, а так же паровых турбин. Произведен укрупнённый тепловой расчёт котлоагрегата Е-320-140

В последующем к этому оборудованию подобрано вспомогательное оборудование: насосы, деаэраторы, подогреватели и т.д.

Определена схема топливоснабжения: в качестве основного топлива выбран природный газ, поступающий от ближайшего ГРС, резервное топливо мазут – подвозимый по железной дороге.

Кратко описаны основные электротехнические решения: определена главная электрическая схема станции, рассмотрена схема питания собственных нужд, определены расположение и конструкция электротехнических устройств.

Большое внимание в проекте уделено охране окружающей среды. Любая тепловая станция, работающая на органическом топливе является источником загрязняющих веществ. Одним из факторов выбора месторасположения станции являлся фактор снижения уровня загрязняющих выбросов в жилом массиве города. Поэтому строительство станции севернее г. Курчалой было проведено с учетом розы ветров.

Последняя часть дипломного проекта посвящена вопросам охраны труда и техники безопасности. Рассмотрены требования охраны труда и пожарной безопасности к зданиям, помещениям, сооружениям и оборудованию Курчалойской ТЭЦ, основные требования к безопасности турбины и противопожарные мероприятия. Определена потребность в первичных средствах пожаротушения.

1. Литературный обзор

1 Литературный обзор

1.1. История энергетики Чеченской Республики

Электроэнергетика Чеченской Республики имеет богатую историю, которая неразрывно связана с нефтедобычей. Сооружение первых электроустановок напрямую было связано с разработками иностранными компаниями в 90-х годах XIX столетия богатых залежей высококачественной грозненской нефти.

Добыча нефти с конца 19-го века по сегодняшний день остается основной отраслью промышленности Республики и проходит красной нитью через судьбу Чеченского народа.

В начале техника добычи нефти была примитивной: черпаками из луж, ведрами и бадьями, из вручную вырытых колодцев.

Первая, пробуренная на Старых промыслах, на Ермоловском участке нефтяная скважина, с глубины 131 м, дала 6 октября 1893 г. нефтяной фонтан. Этот день считается началом добычи нефти в г. Грозном.

Для приведения в движение агрегатов, установленных на нефтяных промыслах, на нефтеперегонных заводах, для перекачки нефтепродуктов и других отраслях бурно развивающейся промышленности требуется энергия, притом в большом количестве.

Так как же обстояло дело об использовании пара и электричества на промыслах и заводах?

Имеющиеся литературные данные говорят, что вплоть до 1917 г. движущейся силой, используемой в промышленности Грозного, были паровые машины. На конец 1893 г. было в работе 5 паровых двигателей мощностью 50 лошадиных сил. В 1901 г. было уже 149 паровых двигателей общей мощностью 3288 л.с.

В г. Грозном в 1895 г. при нефтеперегонном заводе на Старых промыслах английской фирмой «Стюард Лимитед» была сооружена первая в

Чеченской Республике и одна из первых на Северном Кавказе электростанция мощностью в 6 лошадиных сил. При том же нефтеперегонном заводе в 1896 году построена вторая электростанция.

Дальнейшее развитие электрификации шло без общего плана, шло раздроблено. Каждый предприниматель строил для своего хозяйства мелкие электростанции.

В ведомостях «Терское Эхо» за 1910 г. № 74 (за ноябрь-декабрь) есть такое сообщение: - «Русским электрическим обществом «Вестингауз» составлена смета на устройство в Грозном городской электростанции». По этому проекту в центре г. Грозного была построена небольшая электростанция (здание было построено на пересечении улиц, теперь носящих название - проспект В.В. Путина и им. Грибоедова).

В период времени с 1910 г. разными предпринимателями в Грозном построены ряд электростанций. Так об этом написано к книге «Грозненская нефтяная промышленность»:

«Общество Ахвердова – первое сделало попытку широко поставить утилизацию газов, для этой цели была запроектирована электрическая станция и 6 агрегатов. В 1912 г. на электростанции было пущено только 3 агрегата мощностью по 600 л.с. каждый, генераторы были напряжением 2150 в. Газовые двигатели работали не вполне исправно, разъяснили это за счет высокой теплотворности газов, к которым якобы моторы не были приспособлены. Правильно же предположить, что обслуживающий персонал не был на высоте понимания работы газомоторов. В силу неполадок станция не была расширена и работала слабо».

«Общество «Шпис» построило и пустило в эксплуатацию в 1913 г. большую электрическую станцию, работающую на нефти (Красная турбина – последнее время именовалась ГРЭС). На ней было установлено 5 паровых котлов по 400 кв. м. на 16 атм, 3 турбины по 1200 КВт, генераторы напряжением 3150 в. Она затрачивала 900 пудов нефти в сутки.

Через повышающий трансформатор напряжением в 20000 В, по линиям электропередач передавался ток на 4 понижающие подстанции. Электромоторы на буровых были мощностью от 60 до 100 л.с.»

«На всех 10 нефтеперегонных заводах были построены мелкие электростанции, в основном для освещения. На 01.01.1918 г. на всех нефтеперегонных заводах Грозного было установлено всего 37 электромоторов общей мощностью 434 кВт».

На территории нефтеперегонного завода Владикавказской железной дороги в 1904 г. была задействована электростанция, состоящая из 3 паропоршневых машин по 75 л.с. каждая, с генераторами переменного тока. Мощность генераторов по 50 кВт каждый, напряжением 190 В. На этой электростанции были также установлены 2 мотора-генератора (умформера) для преобразования переменного тока в постоянный, напряжением 200 В, по 50 кВт каждый.

От генераторов переменного тока питались электромоторы, а электроосвещение питалось от генератора постоянного тока.

В 1913 г. вне пределов Владикавказской железной дороги началось строительство нового здания для дизельной электростанции. В 1914 г. был установлен дизель мощностью 220 л.с. с 2 генераторами на общем валу – один переменного тока мощностью 100 кВт, напряжением 190 В, второй генератор постоянного тока мощностью 50 кВт, напряжением 230 В. Очевидно электрическое освещение вокзала и всего хозяйства железной дороги было включено не раньше 1910 г.

Все электрические станции, построенные до революции, в параллели не работали, каждая электростанция имела собственные электросети.

С приходом советской власти и принятием плана ГОЭЛРО начинается повсеместная электрификация нефтепромыслов и бурное развитие энергетики республики.

За период существования советской власти были достигнуты следующие показатели:

- построены 4 электростанции общей электрической мощностью –489,2 МВт: три в г. Грозном и одна в г. Аргун;
- построены тысячи километров электрических сетей разных классов напряжения,;
- построены десятки электроподстанций напряжением 35-110 кВ, установлены тысячи трансформаторных пунктов 6-10/0,4 кВ;
- электрифицированы все промышленные объекты и большинство населенных пунктов Чеченской Республики;
- в г. Грозном широко стал использоваться электрифицированный транспорт (троллейбусы и трамваи);
- энергосистема Чечено-Ингушской АССР имела самые низкие удельные расходы топлива из всех энергосистем Советского Союза.
- достигнута самая низкая численность персонала на установленный кВт электроэнергии;
- впервые в Советском Союзе внедрено много прогрессивных мероприятий по экономике, по надежности, было сделано много открытий использовались передовые методы работы.

Это был трудовой подвиг энергетиков, строителей, инженеров, ученых, которые шли в авангарде развития электроэнергетики.

Заметной вехой стало внедрение в энергосистеме напряжения 330 кВ, когда в 1972-1973 гг. были введены в эксплуатацию вначале ВЛ 330-07 Чир-Юрт-Грозный и подстанция «Грозный-330» с одним автотрансформатором мощностью 125 МВА, затем ВЛ 330-06 Владикавказ-Грозный, а позже транзитная ВЛ 330-24 Чир-Юрт-Владикавказ. Потом на подстанции «Грозный-330» были установлены еще два автотрансформатора 125 и 200 МВА соответственно. В 1989 году была построена подстанция «Гудермес-330», но на напряжении 330 кВ она не успела поработать.

В ноябре 1999 года руководством Правительства России были предприняты первые шаги по восстановлению энергетики Чеченской Республики. Согласно поручения тогда еще Председателя Правительства РФ

В.В. Путина уже к 26 ноября 1999 года было подано напряжение в г. Курчалой.

Силами оставшихся в республике специалистов с помощью строительно-монтажных бригад из Дагестана, Ставрополя, Кабардино-Балкарии, Астраханской области и других регионов было начато восстановление энергохозяйства. В условиях военного времени это была очень сложная задача. От энергетиков требовался не только профессионализм, но и мужество, работать приходилось с риском для жизни. Неразорвавшиеся снаряды, комендантский час, блок-посты, разрушенные дороги, периодические зачистки и многое другое сопровождало энергетиков на каждом шагу.

Несмотря на это, благодаря героическому труду энергетиков, строителей, специалистов Чечни, с помощью многих регионов России и в первую очередь правительства Российской Федерации и РАО «ЕЭС России» была обеспечена в достаточно короткие сроки подача электроэнергии практически во все населенные пункты Чеченской Республики. Это был первый шаг в процессе возрождения электроэнергетического комплекса нашей Республики.

В целях решения задач по восстановлению энергетики Чеченской Республики решением Совета директоров РАО "ЕЭС России" было учреждено Открытое акционерное общество "Нурэнерго" (распоряжение РАО "ЕЭС России" №87р от 18 октября 2001 года), которому досталось тяжелое наследие — две войны практически уничтожили все энергетические объекты, созданные на протяжении почти вековой истории энергетики Чеченской Республики, самоотверженным трудом нескольких поколений энергетиков.

В соответствии с решением внеочередного Общего собрания акционеров Общества от 8 сентября 2006 года (протокол №2), а также Договора о передаче полномочий единоличного исполнительного органа Общества от 29 сентября 2006 года № 103-09/2006 единоличным

исполнительным органом Общества является ОАО "МРСК Северного Кавказа".

1.2 Общая характеристика электросетевого хозяйства Чеченской Республики

Электроэнергетика Чеченской Республики представляет собой комплекс воздушных и кабельных линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторных подстанций (ПС) разного класса напряжения, связанных общностью режима работы, имеющих общий резерв мощности и централизованное оперативно-диспетчерское управление. Территориально включает в себя сети напряжением 330 кВ – ПАО «ФСК ЕЭС» и электрические сети напряжением 0,4; 6; 10; 35; 110 кВ, эксплуатация которых осуществляется АО «Чеченэнерго».

В соответствии с этими субъектами электроэнергетики, образующими региональную энергосистему Чеченской Республики являются:

– АО «Чеченэнерго» под управлением ПАО «МРСК Северного Кавказа» осуществляет деятельность по передаче электрической энергии и функции гарантирующего поставщика, занимает доминирующее положение в электроэнергетической отрасли Чеченской Республики, осуществляет перетоки электрической энергии в границах с ней соседние субъекты РФ, а также оказывает услуги по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей на территории Чеченской Республики. Основным центром питания потребителей Чеченской Республики является ПС 330 кВ Грозный. Электроснабжение оставшейся части потребителей осуществляется по межсистемным переточным ВЛ 110 и 35 кВ.

– Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Ставропольское ПМЭС осуществляет эксплуатацию сетей 330 кВ.

Из-за отсутствия собственной генерации в энергосистеме Чеченской Республики является энергодефицитной.

Сетевое хозяйство Чеченской Республики находится в процессе восстановления. Если в сети 110 кВ в результате выполненных работ по реконструкции и строительству энергообъектов удалось «замкнуть транзит» и тем самым обеспечить резервирование подстанции 110 кВ в нормальном режиме работы, то сети 35 кВ и ниже не имеют возможности резервирования электроснабжения потребителей, так сети исторически строились радиального типа. Не смотря на качественные изменения, наметившиеся в энергосистеме за последние годы в плане повышения надежности электроснабжения потребителей, темпы восстановления, реконструкции и модернизации энергообъектов не удовлетворяют возрастающим потребностям экономики Республики в электроэнергии.

Основные проблемы энергетической отрасли Чеченской Республики заключаются:

- в отсутствии собственных генерирующих мощностей;
- проблеме дефицита трансформаторных мощностей подстанций 110 и 35 кВ;
- росте уровня износа основных производственных фондов электросетевой компании, который и так был выше среднероссийского.

В связи со стабилизацией социально-экономической ситуации, увеличением объемов производства в последние годы наблюдается рост потребления электрической и тепловой энергии, при этом опережающими темпами растет объем потребления электрической энергии.

1.30 перспективах развития энергетики Чеченской Республики

При всех вариантах поступательного развития хозяйственного комплекса Чеченской Республики будет иметь место дефицит электроэнергии, который может быть покрыт следующим образом:

- за счет строительства тепловых электростанций;
- использование гидроэнергетических ресурсов р. Аргун, Асса и др;
- за счет увеличения поставок электроэнергии из-за пределов республики, развитием сетей ЕНЭС на территории Республики;
- полное завершение процесса строительства и реконструкции электрических сетей 110 и 35 кВ АО «Чеченэнерго»;
- электроснабжение горных труднодоступных районов республики осуществлять с использованием альтернативных источников электрической энергии.

Как известно Чеченская Республика, несмотря на наличие богатейших собственных природно-ресурсных возможностей для производства энергетических мощностей является энергодефицитным регионом. Сегодня, недостаток собственных генерирующих мощностей является серьезным сдерживающим фактором в развитии хозяйственного комплекса Чеченской Республики

У энергосистемы Чеченской Республики есть все предпосылки для динамичного развития и превращения её в крупный генерирующий комплекс с развитой сетевой инфраструктурой.

В «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики России на период до 2030 года» предусматривается развитие следующих генерирующих источников:

- доведение Грозненской ТЭС до проектной схемы с тепловой частью – ПГУ, суммарной мощностью 360 МВт;
- строительство каскада ГЭС на реке Аргун суммарной мощностью до 720 МВт;
- использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Интересными и перспективными являются предложения по строительству ветропарка в Грозненском районе, между станциями Горячеисточненская и Петропавловская. В составе ветропарка планируется установка 24 ВЭУ (ветроэнергетических установок) по 1,5 МВт каждая. Общая установленная мощность составит 36 МВт, предполагаемая годовая выработка электроэнергии – 75 млн. кВт.ч.

Комплексным НИИ РАН Чеченской Республики разработаны предложения по использованию энергии газодетандерных установок на газораспределительных станциях (ГРС) №1 и №2 в г. Грозном и на ГРС «Курчалой», «Ойсунгур», Мескер-Юрт». По предварительным данным от каждой ГРС может быть передано в энергосистему до 1,5 МВт мощности.

Учитывая, что в республике большое количество солнечных дней в году (свыше 250) имеется возможность применения солнечных коллекторов для производства электроэнергии, отопления и горячего водоснабжения, особенно в отдаленных как горных, так и степных районах.

Так же есть интересные предложения по использованию геотермальных запасов Чеченской Республики.

Перспективным и эффективным для Чеченской Республики является строительство ГЭС, строительство которых позволит обеспечить долговременное динамичное и эффективное развитие Чеченской Республики, которое будет отвечать интересам населения и бизнеса. Валовой гидроэнергетический потенциал Чеченской Республики оценивается в 10-14 млрд. кВт/ч по крупным рекам и 1,4 млрд. кВт/ч по малым рекам в средний по водности год.. Экономически эффективная и технически осуществимая к освоению доля общего потенциала гидроэнергетических ресурсов оценивается в 3,1-5,0 млрд. кВт/час, что соизмеримо с перспективными потребностями республики.

Каскад ГЭС на реке Аргун на многие десятилетия решит проблему мощностей, позволит создать сотни рабочих мест, обеспечит

функционирование инфраструктуры связанной с обслуживанием гидроагрегатов.

В настоящее время завершена разработка 1 этапа проекта - схема размещения гидроэлектростанций каскада Аргунских ГЭС. По мере строительства и ввода в эксплуатацию гидростанций каскада ГЭС прогнозируется покрыть ожидаемый дефицит электроэнергии по СКФО на 2,5 млрд.квт.час., срок окупаемости Чири-Юртовской и Дуба-Юртовской ГЭС составляет 8,5 лет. Проект предусматривает также строительство объектов социальной инфраструктуры.

Кроме обязательного развития генерирующих источников, как указано выше немаловажную роль играет развитие электросетевого комплекса, приведение ЛЭП и подстанций в соответствие с требованиями сегодняшнего дня. Во главу угла ставятся вопросы надежности и качества электроснабжения. Повышение благосостояния населения, использование в повседневной жизни большого количества бытовой техники, несмотря на внедрение энергосберегающих технологий, приводит к увеличению электропотребления. На фоне роста стоимости сырьевых источников энергии, приводящих к росту тарифов, увеличивается рост требований по бесперебойности и качеству электроэнергии. Для решения этих вопросов в схеме и программе развития электроэнергетики Чеченской Республики на период до 2023 года предусмотрен комплекс мероприятий:

- строительство подстанции 330 кВ мощностью 250 МВА, в районе г. Курчалой;
- строительство ряда подстанций 110 и 35 кВ, из них первоочередном порядке подстанции 110/35/10, «Курчалой-Сити» мощностью 50 МВА, «Грозный-Сити», так же мощностью 50 МВА.
- реконструкция существующих подстанций 110, 35 кВ с доведением их до необходимых мощностей, а так же приведением релейной защиты и автоматики в соответствие к современным требованиям по надежности.

- строительство ряда ЛЭП разных классов напряжения для оптимизации существующей схемы сети 110, 35 кВ и обеспечения резервным питанием подстанций 35 кВ не имеющих такого.

Кроме этого ведутся работы по электроснабжению горнолыжного курорта «Ведучи» и других крупных в плане энергопотребления проекты.

Наличие разработанных и утвержденных Правительством Чеченской Республики Схемы и программы развития электроэнергетического комплекса ЧР и тот интерес Руководства Чеченской Республики к развитию энергетического комплекса ЧР, который выражается в заключенных на уровне ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» соглашений, позволяет с уверенностью констатировать, что Энергетика нашей Республики имела не только славную историю, имеет достойное настоящее, но и будет иметь высокотехнологичное будущее.

2. Расчетно- технологическая часть

2 Расчетно-технологическая часть

2.1 Общие сведения о г. Курчалой

Курчалой — город (с 2019 года) в Чеченской Республике Российской Федерации. Административный центр Курчалоевского района.

Образует муниципальное образование Курчалойское городское поселение, как единственный населённый пункт в его составе.

Город Курчалой расположен на предгорной равнине, на правом берегу реки Гумс, чуть выше впадения в неё рек Хунга и Терлинг. Находится в 42 км к юго-востоку от города Грозный и в 20 км к югу от ближайшей железнодорожной станции Гудермес.

Ближайшие населённые пункты: на севере — село Иласхан-Юрт, на востоке — село Майртуп, на юго-востоке — село Джигурты, на юге — сёла Ники-Хита и Джагларги, на юго-западе — село Автуры и на северо-западе — село Гелдагана.

Рельеф района в основном равнинный. В северной части перерезается невысоким Гудермесским хребтом, верхняя часть которого покрыта лесами, а южная часть – склоны Кавказского хребта пригодна для землепользования. Курчалойский хребет - один из отрогов малого Кавказского хребта. Район находится в восточной части Чечни, в предгорной зоне республики. Граничит на юго-востоке с Ножай-Юртовским районом, на севере и северо-востоке с Гудермесским, на западе с Шалинским районами и на юге с Веденским районом.

Площадь территории района составляет — 505 км². Протяженность территории с запада на восток в среднем 35 км, с севера на юг — 30 км. Влияние климата наиболее отчетливо проявляется в южной горной части. Если на равнинах, где воздушные массы перемещаются свободно, устанавливаются более или менее однородные климатические условия, то в предгорьях и горах даже на небольших площадях наблюдаются резкие

климатические контрасты. Территория Курчалойского района относится к следующим типам климата:

- умеренно-континентальный, теплый и влажный;
- умеренно-континентальный, жаркий и теплый, засушливый.

Территория Курчалойского района расположена в зонах и лесостепей и горных лесов. Температурный режим района характеризуется большим разнообразием.

В распределении температур здесь играют: высота над уровнем моря, характер подстилающей поверхности, солнечная радиация, циркуляция атмосферы и особенности рельефа. На предгорной и горной части района заметно понижение температуры, связанное с увеличением высоты. При движении с севера на юг с увеличением высоты понижается температура, уменьшается ее амплитуда. Среднегодовой градиент температуры составляет $0,5^{\circ}\text{C}$ на 100 м, при этом, зимой он опускается до $0,3^{\circ}\text{C}$, а летом повышается до $0,6^{\circ}\text{C}$ на каждые 100 м высоты. Большое значение также имеет положение места на склоне или в замкнутой котловине, находящееся на одинаковой высоте. В котловине летом температура выше благодаря большей поверхности нагревания, а зимой, ниже, вследствие застоя в ней холодного воздуха. В горах при безветренной погоде иногда наблюдается и обратное явление - инверсия температуры. Возникает она, когда холодный, тяжелый воздух скатывается со склонов в глубокие долины и котловины. Наиболее холодным месяцем является январь, самым жарким - июль.

На территории Курчалойского городского поселения Курчалойского района Чеченской Республики функционируют следующие предприятия:

- Курчалоевский электромеханический завод (КурЭМЗ) — предприятие, нацеленное на проектирование, производство и поставку энергосберегающего осветительного оборудования. Завод начал свою деятельность 1 января 2013 года и выпускает универсальные светодиодные светильники. На проектную мощность предприятие вышло в 2019 году. В настоящее время в нём трудится до 300 работников.

- Курчалойский филиал государственного унитарного предприятия «Чечводоканал», который осуществляет техническую эксплуатацию и содержание инженерного оборудования водопроводных сетей с целью предоставления услуги водоснабжения и водоотведения потребителям;

- Курчалойский РЭС акционерного общества «Чеченэнерго», которое осуществляет техническую эксплуатацию и содержание инженерного оборудования и электрических сетей с целью предоставления услуг электроснабжения потребителям Курчалойского района;

- филиал «Курчалойский» открытого акционерного общества «Чеченгаз», который осуществляет техническую эксплуатацию и содержание инженерного оборудования газоснабжающих сетей с целью предоставления услуги газоснабжения потребителям.

- муниципальное унитарное предприятие «ПУЖКХ Курчалойского района», которое осуществляет функции управляющей организации на территории Курчалойского района, одновременно осуществляя сбор и вывоз твердых бытовых отходов и крупногабаритного мусора.

В основу перспективного развития Курчалойского городского поселения легли: стратегия развития Чеченской Республики до 2020 года; программа развития электроэнергетики Чеченской республики на 2016-20120 годы; программа газификации Чеченской Республики на 2016-2021 годы, с перспективой до 2025 года, схема территориального планирования Курчалойского муниципального района Чеченской Республики, где основной задачей комплексного развития системы коммунального хозяйства на период с 2017–2021 годы является повышение надежности и качества функционирования действующих коммунальных систем.

По данным статистического управления Чеченской Республики население г. Курчалой составляет 52376 человек, всего по району 141196 человек.

Действующих электростанций в г. Курчалой нет. В настоящее время в черте г. Курчалой действуют 2 электроподстанции: ПС

110/35/10кВКурчалой-110, предназначенная для распределения электроэнергии в сети 110 -35-10 кВ, ПС 35/10 кВКурчалой.

Имеются следующие проблемы и предложения по повышению надежности электроснабжения Курчалоевского района.

Проблемы электроснабжения:

I. По сети 35,110 кВ

1. Отсутствие резерва мощности питающего центра 110 кВ, связана с наличием единственного центра питания 110 кВ для Курчалоевского района (и для нескольких соседних районов) - ПС 110/35/10 кВ «Курчалой».

2. Две подстанции 35 кВ «Курчалой» и «Бачи-Юрт» работают в режиме близких к номиналу, а Т-1 на ПС «Бачи-Юрт» и в режиме перегруза в период максимальных нагрузок.

II. По распредсетям 0,4-10кВ

1. Большое количество трансформаторных пунктов ТП-10/0,4 кВ подключенных к существующим фидерам и большая протяженность фидеров 10 кВ. Учитывая, что снабжение электроэнергией крупных населенных пунктов района г. Курчалой и села Центорой, Майртуп, Бачи-Юрт, Гелдыген, Цоци-Юрт, Аллерой осуществляется в большинстве случаев по единственному фидеру, с подключенными к нему значительным количеством силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, необходимо проведение разукрупнения этих фидеров, т.е. необходимо строительство дополнительных фидеров 10 кВ.

2. Неудовлетворительное состояние части ВЛ 10 кВ и 0,4 кВ. Необходимо поэтапный перевод сетей 0,4 кВ на изолированный провод СИП.

Предлагаемое решение указанных проблем:

Строительство второго центра питания для района-электростанции со строительством питающих ВЛ-110 кВ от подстанций «Шали» и «Ойсунгур» и ВЛ-35 кВ от неё на подстанции «Курчалой» и «Бачи-Юрт», а так же строительство дополнительных фидеров 10 кВ в вышеуказанные населенные пункты решит 95% вышеизложенных проблем и значительно увеличит надежность и качество электроснабжения потребителей Курчалоевского района.

Вместе с тем параллельно со строительством подстанции необходимо планомерно реконструировать сети 0,4 кВ и внутри сельские сети 10 кВ. В связи с отсутствием финансовых возможностей ОАО «Чеченэнерго» обеспечивает только поддержание в работоспособном состоянии существующих энергообъектов в районе.

Существующие электрические сети:

1. Общая протяженность ВЛ 6-10кВ - 236,56 км
2. Общая протяженность ВЛ 0,4 кВ- 533,15 км
3. Количество ТП 6-10/0,4кВ - 290/54,31 шт/МВА

2.2 Обоснование необходимости строительства ТЭС

В Курчалойском районе имеется недостаток электроэнергии, что в первую очередь сказывается на качестве электроснабжения потребителей. Проблема электроснабжения решается перетоками из соседних регионов, в первую очередь из Республики Дагестан. При этом практически вся электроэнергия в Дагестанской энергосистеме вырабатывается на гидроэлектростанциях. Несмотря на дешевизну электроэнергии вырабатываемой на ГЭС, у них имеется один существенный недостаток – сезонная зависимость от полноводности рек.

По вопросу теплоснабжения г. Курчалой – несмотря на то, что г. Курчалой является крупным городом в Чеченской Республике, в городе отсутствует централизованное теплоснабжение.

Учитывая удачное географическое положение, значительных водных ресурсов, разветвлённой газовой сети, с учетом перспектив развития г. Курчалой – роста численности населения, увеличения числа промышленных предприятий наиболее целесообразным является строительство в черте г. Курчалой ТЭЦ - электростанции, вырабатывающей и отпускающей два вида энергии — электрическую и тепловую.

2.3 Выбор площадки и компоновка ТЭЦ

На основании общих сведений о г. Курчалой – перспективы развития города, местонахождения, численности населения, наличия промышленных объектов, наличия газовых магистралей, источников воды, железнодорожных путей и т.д., а также после определения предполагаемой тепловой нагрузки мною принято решение о необходимости строительства ТЭЦ в северной части г. Курчалой. Необходимость строительства именно ТЭЦ обоснована необходимостью обеспечения в городе и прилегающих крупных населенных пунктах централизованного теплоснабжения, что является атрибутом современных городов. Определение именно этого места строительства ТЭЦ так же связано с тем, что недалеко находится недавно введенная в строй подстанция 110 кВ «Курчалой-110». Это соседство позволяет удешевить затраты на выдачу и распределение мощности от Курчалойской ТЭЦ.

Одним из факторов выбора месторасположения станции являлся фактор снижения уровня загрязняющих выбросов в жилом массиве города. Поэтому строительство станции севернее г. Курчалой было проведено с учетом розы ветров.

Компоновку главного корпуса характеризует взаимное расположение турбинного и котельного помещений и размещение основных агрегатов – на открытом воздухе или в цехе.

В нашем проекте применяем закрытую компоновку – турбины и парогенераторы находятся внутри здания, это основной тип компоновки, применяемый в энергетике Р

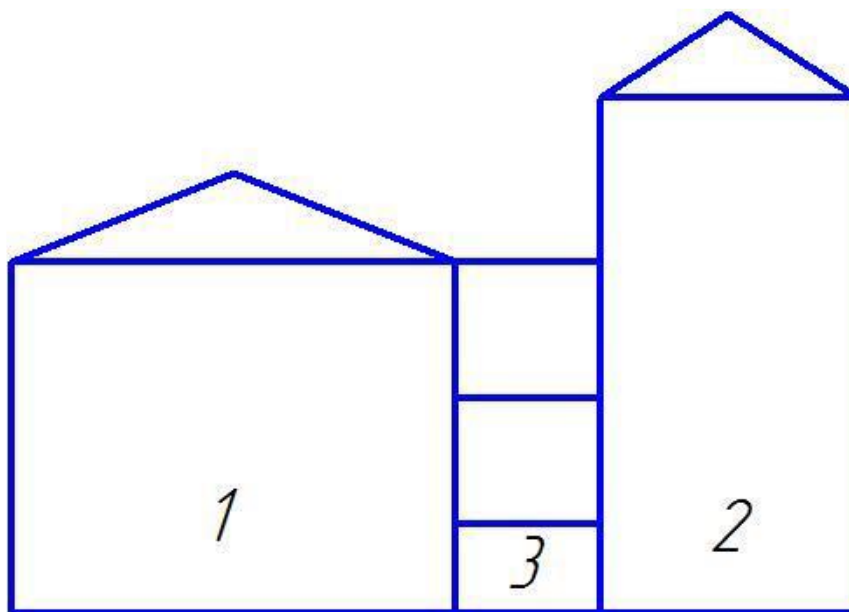


Рисунок 2.1 Схема компоновки главного корпуса без бункерного отделения при газомазутном топливе.

1 – машинное отделение; 2 – помещение парогенераторов; 3 - деаэрационное отделение.

2.4 Расчеты тепловых нагрузок г. Курчалой

А) Расчет максимального расхода тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение производится по укрупненным показателям

Расход тепла на отопление ($Q_{от}$), вентиляцию (Q_v) и горячее водоснабжение ($Q_{г.в.}$):

$$Q_T = Q_{от} + Q_B + Q_{г.в.} \quad (1)$$

Суммарная расчётная (максимальная) нагрузка определяется по формуле:

$$Q_m^{\max} = Z \cdot q^{\max} \quad (2)$$

где Z – число жителей в Курчалойе, чел;

q^{\max} – максимальный расход теплоты на одного жителя при расчётной наружной температуре воздуха, кВт. В расчёте $q^{\max} = 2,28$ кВт.

$$Q_m^{\max} = 57000 \cdot 2,28 = 129,96 \text{ (МВт)}.$$

В соответствии с заданием суммарное количество теплоты на отопление и вентиляцию определяется формулой:

$$(Q_{от}^{\max} + Q_{г.в.}^{\max}) = \varphi_0 \cdot Q_m^{\max}, \quad Q_{г.в.}^{\max} = \varphi_{г.в.} \cdot Q_{от}^{\max} \quad (3)$$

Из последних соотношений следует, что:

$$Q_{от}^{\max} = \frac{\varphi_0}{1 + \varphi_{г.в.}} \cdot Q_m^{\max}; \quad Q_{г.в.}^{\max} = \varphi_{г.в.} \cdot \frac{\varphi_0}{1 + \varphi_{г.в.}} \cdot Q_m^{\max}; \quad Q_{з.в.}^{\max} = (1 - \varphi_0) \cdot Q_m^{\max} \quad (4)$$

$$Q_{от}^{\max} = \frac{0,63}{1 + 0,06} \cdot 129,96 = 77,2 \text{ (МВт)}.$$

$$Q_{г.в.}^{\max} = 0,05 \cdot \frac{0,63}{1 + 0,06} \cdot 129,96 = 4,6 \text{ (МВт)}.$$

$$Q_{з.в.}^{\max} = (1 - 0,63) \cdot 129,96 = 48,1 \text{ (МВт)}.$$

Б) Расчет расхода тепла на О, В и ГВ

Отопительная нагрузка относится к категории сезонных и изменяется, главным образом, от температуры наружного воздуха. Текущее значение величины отопительной нагрузки определяется из соотношения:

$$Q_{от} = Q_{om}^{max} \cdot \frac{t_{вр} - t_{н}}{t_{вр} - t_{но}} = Q_{om}^{max} \cdot \bar{Q}_{от}, \quad (5)$$

где $\bar{Q}_{от} = \frac{t_{вр} - t_{н}}{t_{вр} - t_{но}} = \frac{Q_{от}}{Q_{om}^{max}}$ – относительный расход теплоты на отопление;

$t_{вр}$ – расчётная температура внутри помещения (при отсутствии перечня зданий, принимают равной 18), °С;

$t_{н}$ – текущее значение температуры наружного воздуха, °С;

$t_{но}$ – расчётная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления (для города Курчалойа, равна –6,2), °С.

Вентиляционная нагрузка, так же как и относительная, относится к категориям сезонных. Изменение вентиляционной нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха определяется по формуле

$$Q_{в} = Q_{е}^{max} \cdot \frac{t_{вр} - t_{н}}{t_{вр} - t_{нв}} = Q_{е}^{max} \cdot \bar{Q}_{в}, \quad (6)$$

где $t_{нв}$ – расчётная температура наружного воздуха для проектирования систем вентиляции (для города Курчалойа, равна –7), °С.

Так как нагрузка горячего водоснабжения сохраняется на одном уровне в течение года и несколько уменьшается летом, то в соответствии с методическим указаниям можно принять, что

$$Q_{гв}^{min} = 0,8 \cdot Q_{гв}^{max} \quad (7)$$

$$Q_{гв}^{min} = 0,8 \cdot 48,1 = 38,5 \text{ (МВт)}.$$

Определим расход тепла на отопление и вентиляцию в характерных точках графика

а) при значении температуры наружного воздуха 8 °С

Моментом включения отопления осенью и его отключения весной считается устойчивое значение $t_{\text{н}} = t_{\text{нк}} = 8^{\circ}\text{C}$ (не менее трёх суток подряд). Этому значению температуры наружного воздуха соответствует минимальный расход теплоты:

$$Q_{om}^{\min} = \frac{18-8}{18+19} \cdot 77,2 = 20,9 \text{ (МВт)},$$

$$Q_{\text{г}}^{\min} = \frac{18-8}{18+7} \cdot 4,6 = 3,4 \text{ (МВт)},$$

$$Q_m^{\min} = Q_{om}^{\min} + Q_{\text{г}}^{\min} + Q_{\text{зг}}^{\min}$$

$$Q_m^{\min} = 20,9 + 3,4 + 38,5 = 62,8 \text{ (МВт)}.$$

б) при значении температуры наружного воздуха -7°C , при этой температуре происходит «перелом» графика суммарной тепловой нагрузки, поэтому

$$Q_{om}^{\{-7\}} = \frac{18+7}{18+19} \cdot 77,2 = 36,4 \text{ (МВт)},$$

$$Q_{\text{г}}^{\{-7\}} = \frac{18+7}{18+7} \cdot 4,6 = 4,5 \text{ (МВт)},$$

$$Q_m^{\{-7\}} = Q_{om}^{\{-7\}} + Q_{\text{г}}^{\{-7\}} + Q_{\text{зг}}^{\{-7\}}$$

$$Q_m^{\{-7\}} = 36,4 + 4,5 + 48,1 = 89,0 \text{ (МВт)}.$$

3. Определение годовых расходов теплоты.

Средний расход теплоты за отопительный период, по средней температуре наружного воздуха $t_{\text{н}} = t_{\text{н.ср}} = 0^{\circ}\text{C}$ (для города Курчалойа):

а) для системы отопления:

$$Q_{om}^{\text{ср}} = \frac{t_{\text{вр}} - t_{\text{н.ср}}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{но}}} \cdot Q_{om}^{\text{макс}}, \quad (8)$$

$$Q_{om}^{\text{ср}} = \frac{18+0,0}{18+19} \cdot 77,2 = 37,6 \text{ (МВт)}.$$

б) для системы вентиляции:

$$Q_{\text{в}}^{\text{сп}} = \frac{t_{\text{вп}} - t_{\text{н.сп}}}{t_{\text{вп}} - t_{\text{нв}}} \cdot Q_{\text{в}}^{\text{max}}, \quad (9)$$

$$Q_{\text{в}}^{\text{сп}} = \frac{18 + 0,0}{18 + 7} \cdot 4,5 = 3,4 (\text{МВт}).$$

Годовые расходы теплоты:

а) на отопление:

$$Q_{\text{от}}^{\text{год}} = Q_{\text{от}}^{\text{сп}} \cdot \tau_{\text{от}} \cdot 24 \cdot 3600 \quad (10)$$

где $\tau_{\text{от}}$ – продолжительность отопительного периода (для города Курчалойав – 167 суток).

$$Q_{\text{от}}^{\text{год}} = 37,58 \cdot 10^6 \cdot 168 \cdot 24 \cdot 3600 = 0,545 \cdot 10^{15} (\text{Дж}).$$

б) на вентиляцию:

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = Q_{\text{в}}^{\text{сп}} \cdot \tau_{\text{от}} \cdot z \cdot 3600 \quad (11)$$

где z – продолжительность работы системы вентиляции за сутки, час.
Для административных и общественных зданий при отсутствии данных $z = 16$ час.

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = 3,3 \cdot 10^6 \cdot 168 \cdot 16 \cdot 3600 = 3,2 \cdot 10^{13} (\text{Дж}).$$

в) на горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{гв}}^{\text{год}} = [Q_{\text{гв}}^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{от}} + Q_{\text{гв}}^{\text{min}} \cdot (350 - \tau_{\text{от}})] \cdot 24 \cdot 3600 \quad (12)$$

где 350 – продолжительность работы систем горячего водоснабжения в году, сут.

$$Q_{zg}^{zod} = [48,085 \cdot 168 + 37,58 \cdot (350 - 168)] \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^6 = 0,59 \cdot 10^{15} (\text{Дж})$$

Суммарный расход теплоты отпускаемой ТЭЦ за год:

$$Q_m^{zod} = Q_{om}^{zod} + Q_g^{zod} + Q_{zg}^{zod} \quad (13)$$

$$Q_m^{zod} = 0,545 \cdot 10^{15} + 3,2 \cdot 10^{13} + 0,59 \cdot 10^{15} = 1,4 \cdot 10^{15} (\text{Дж}).$$

Годовое число часов использования максимума отопительной нагрузки определяется соотношением:

$$n_{от} = \frac{Q_{om}^{zod}}{Q_{om}^{max}} = \frac{\bar{Q}_{om}^{cp} \cdot Q_{om}^{max} \cdot \tau_{от}}{Q_{om}^{max}} = \bar{Q}_{om}^{cp} \cdot \tau_{от} \quad (14)$$

$$n_{от} = \frac{0,545 \cdot 10^{15}}{77,2 \cdot 10^6 \cdot 3600} = 1959,8 (\text{ч}) \approx 81 (\text{сут}).$$

2.5 Выбор основного оборудования ТЭЦ

2.5.1 Выбор типа и числа турбин

Типы турбин определяются видами тепловых нагрузок ТЭЦ. При нагрузках на ГВС, отопление и паровой производственной нагрузке на ТЭЦ могут устанавливаться турбины типа ПТ или совместно турбины типов Т, ПТ, Р, ПР, ТР.

Выбор единичной мощности турбин производится исходя из заданной тепловой нагрузки и с учетом электрической нагрузки, отдавая предпочтение агрегатам большей мощности.

После выбора турбин выбираются котлы. На ТЭЦ без промежуточного перегрева пара с преимущественно паровой нагрузкой могут быть выбраны схемы с поперечными связями или блочные схемы, при преимущественно отопительной нагрузке как правило, блочные схемы.

Для блочных ТЭЦ, входящих в энергосистему, производительность паровых котлов энергоблока выбирают по максимальному пропуску свежего пара через турбину с учетом запаса 3% по производительности и расхода пара на собственные нужды 2%:

Нагрузка отборов турбин:

Пар на производство $D_{\Pi} = 50$ т/ч;

Теплофикация $Q^T = \alpha_T \cdot Q^{ТЭЦ} = 0,5 \cdot 50 = 25$ МВт.

$$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta) \cdot D_T^{макс}, \text{ т/ч (15)}$$

где $\alpha = 0,03$ - доля запаса по паропроизводительности котла;

$\beta = 0,02$ - доля расхода пара на собственные нужды;

$D_T^{макс}$ - максимальный расход пара на паровую турбину.

При этом, на блочных ТЭЦ устанавливаются резервные водогрейные котлы в таком количестве, чтобы при выходе из строя одного энергоблока или одного энергетического котла дубль-блока, оставшиеся в работе энергоблоки и пиковые водогрейные котлы обеспечили максимальный отпуск пара на производство и тепловую нагрузку в размере 70% от расчетной.

Для Курчалойской ТЭЦ производительность паровых энергетических котлов выбирают по максимальному пропуску свежего пара через все турбины машинного с учетом запаса 3% по производительности и расхода пара на собственные нужды 2%.

$$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta) \cdot \Sigma D_T^{макс}, \text{ т/ч (16)}$$

где $\alpha = 0,03$ - доля запаса по паропроизводительности котлов;

$\beta = 0,02$ - доля расхода пара на собственные нужды;

$\Sigma D_T^{\text{макс}}$ - максимальный расход пара на все паровые турбины.

В случае выхода из работы одного энергетического котла, оставшиеся в работе котлы должны обеспечить обеспечили максимальный отпуск пара на производство и тепловую нагрузку в размере 70% от расчетной. При этом для этих ТЭЦ, входящих в энергосистему, допускается снижение электрической мощности на величину самого мощного турбоагрегата ТЭЦ.

Расход пара на производство $D_{\text{пр}} = 150$ т/ч, давление пара $P_{\text{пр}} = 1,3$ МПа.

Максимальные тепловые нагрузки:

- отопление, вентиляция и ГВ $Q_{\text{ов+гв}} = 130$ МВт;

Коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{тэц}} = 0,5$.

Выбор паровой турбины начинаем с возможности отпуска пара на производство, т.е. типов Р или ПТ.

Для восполнения расход пара на производство $D_{\text{пр}} = 150$ т/ч с давлением пара $P_{\text{пр}} = 1,3$ МПа, подходят две турбины типа ПТ-80/100-130 с $D_{\text{пр}} = 2 \cdot 85 = 170$ т/ч. При этом турбина имеет отопительный отбор мощностью $Q_T = 60$ МВт, что для двух турбин составит $Q_{\text{пт отб}}^{\text{пт}} = 2 \cdot 60 = 120$ МВт. Оставшуюся теплофикационную нагрузку должна покрыть турбина типа Т:

$$Q_{\text{отб}}^T = Q_{\text{отб}} - Q_{\text{отб}}^{\text{пт}} = 180 - 120 = 60 \text{ МВт.}$$

Подбираем турбину типа Т-110/120-130 с $Q_T = 160$ МВт.

Итак, для заданных нагрузок выбираются три теплофикационные турбины:

2хПТ-60/100-130/13

1хТ-110/120-130.

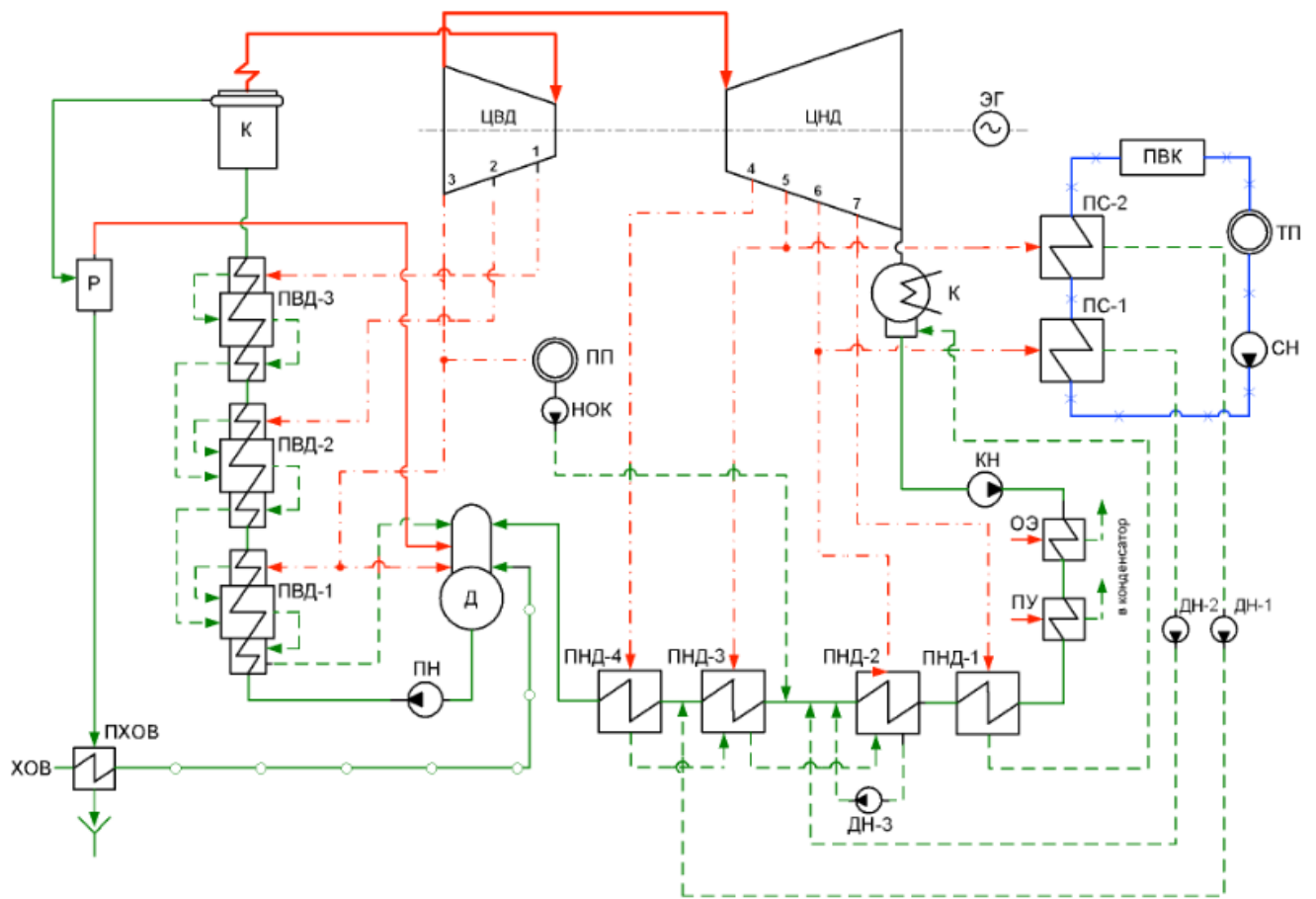


Рисунок 2.2 Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-60/100-130/13

2.5.2 Выбор типа и числа паровых и водогрейных котлов

Выбор пиковых водогрейных котлов (ПВК)

Требуемая тепловая мощность ПВК

$$Q_{\text{ПВК}}^{\text{тр}} = Q_{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{отб}} = 620 - 360 = 260 \text{ МВт.} (17)$$

Выбираем согласно данных приложения Г к установке два водогрейных котла типа КВ-ГМ-160 с суммарной тепловой мощностью

$$Q_{\text{ПВК}} = n_{\text{ПВК}} \cdot Q_{\text{КВ-ГМ}} = 2 \cdot 160 = 320 \text{ МВт}$$

где тепловая мощность водогрейного котла КВ-ГМ-160 $Q_{\text{КВ-ГМ}} = 160$ МВт.

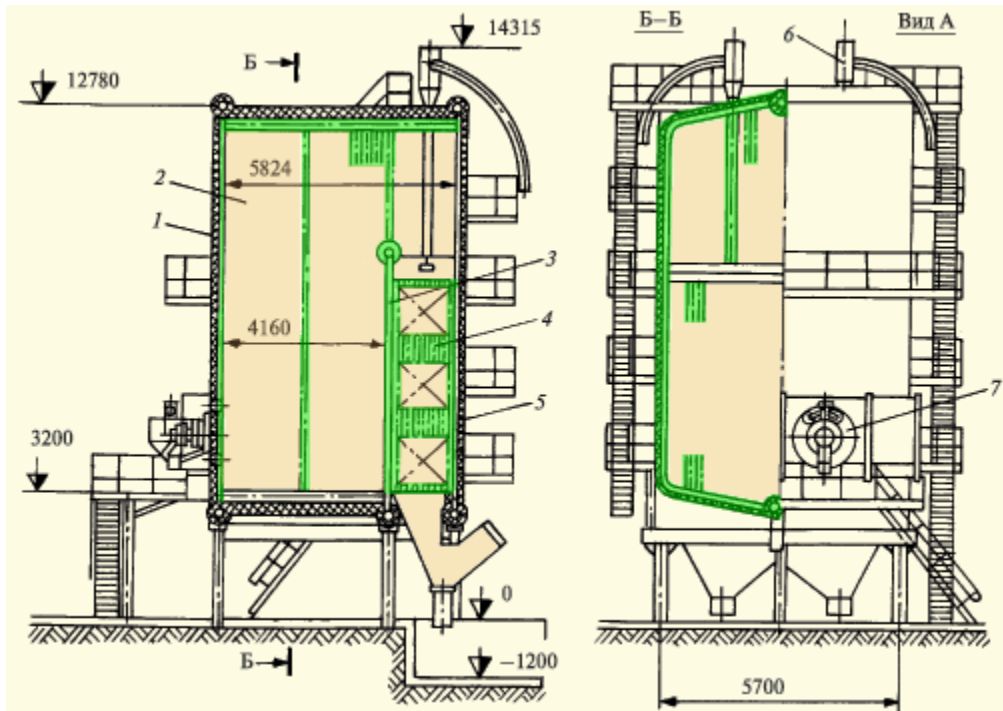


Рисунок 2.3. Устройство водогрейного котла КВГМ-160

1-3,5- экраны соответственно передней, боковой, промежуточной и задней; 4-конвективные пакеты; 7-газозащитная горелка

Выбор паровых котлов

Пусть ТЭЦ работает по схеме с поперечными связями.

Для подобранных турбин следующие расходы свежего пара:

$$\text{ПТ-60/100-130/13} \quad D_{\text{ПТ}_o} = 220 \text{ т/ч,}$$

$$\text{Т-110/120-130} \quad D_{\text{Т}_o} = 485 \text{ т/ч.}$$

Максимальный расход пара на все паровые турбины

$$\Sigma D_{\text{Т}}^{\text{макс}} = n_{\text{ПТ}} \cdot D_{\text{ПТ}_o} + n_{\text{Т}} \cdot D_{\text{Т}_o} = 2 \cdot 220 + 1 \cdot 485 = 925 \text{ т/ч (18)}$$

Тогда суммарная производительность паровых энергетических котлов для ТЭЦ с поперечными связями

$$D_{\text{ка}} = (1 + \alpha + \beta) \cdot \Sigma D_{\text{Т}}^{\text{макс}} = (1 + 0,03 + 0,02) \cdot 925 = 971 \text{ т/ч (19)}$$

где $\alpha = 0,03$ - доля запаса по паропроизводительности котла;

$\beta = 0,02$ - доля расхода пара на собственные нужды;

$\Sigma D_T^{\text{макс}}$ - максимальный расход пара на все паровые турбины.

Выбираем для ТЭЦ с поперечными связями четыре котла типа Е-320-140, с суммарной паровой производительностью $D_{\text{ка}} = 4 \cdot 320 = 1280$ т/ч.

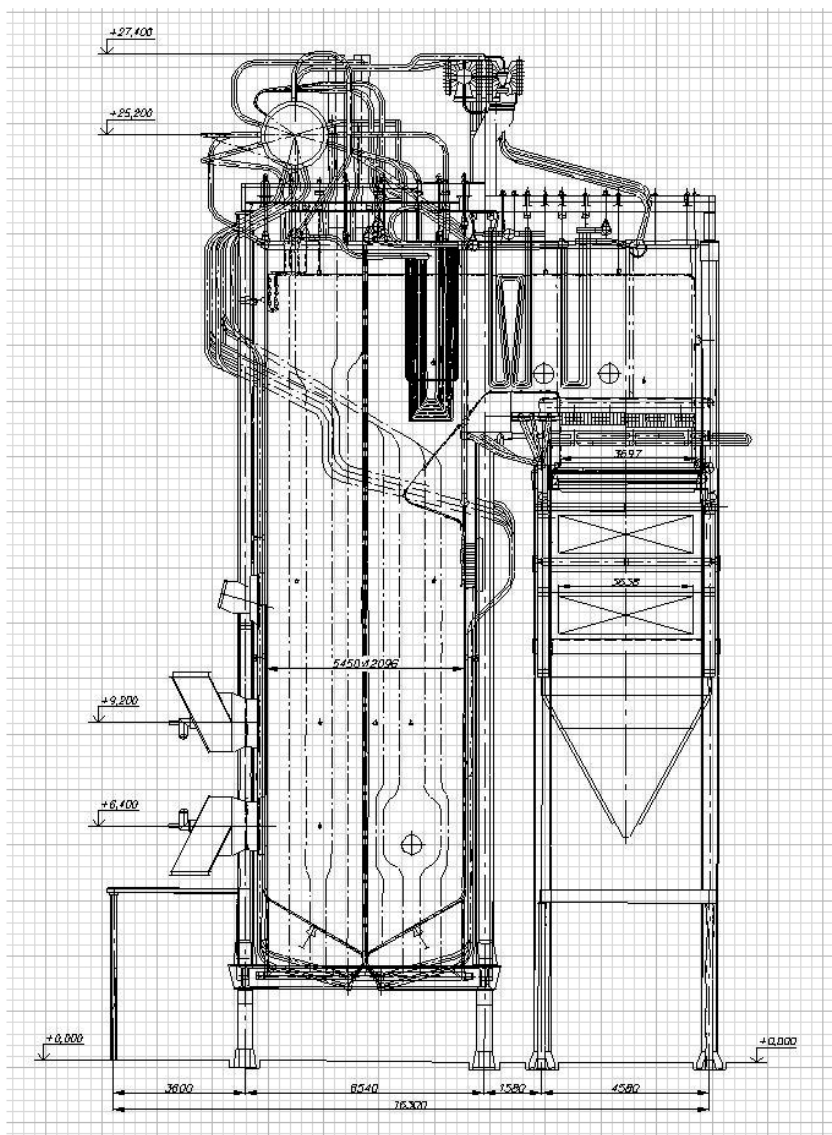


Рисунок 2.4 Чертеж котла серии Е-320-140

Проверка правильности выбора паровой производительности котлов производится при выходе из строя одного парового котла. При выходе из строя одного котла паровая производительность оставшихся в работе трех котлов

$$D_{ка} = 3 \cdot 320 = 960 \text{ т/ч.} \quad (20)$$

Из этого количества пара, чтобы обеспечить пар на производство, 150 т/ч необходимо для турбин типа ПТ-60/100, на собственные нужды 2% т.е. 1 т/ч и оставшееся количество пара т/ч пойдет на турбину Т-110/120-130.

2.5.3 Укрупнённый тепловой расчёт котлоагрегата Е-320-140

Используемое топливо: основное – газ, резервное – мазут М-100.

А) Исходные данные

Паропроизводительность $D_0 = 320$ т/ч

Давление острого пара $P_0 = 14$ МПа

Температура перегретого пара $t_0 = 545$ 0С

Таблица 2.1-Состав газа по элементам

Q_p^H , ккал/ м ³	СН ₄ , %	С ₂ Н ₆ , %	С ₃ Н ₈ , %	С ₄ Н ₁₀ , %	С ₅ Н ₁₂ , %	Н ₂ , %	СО ₂ , %	$\rho_{г.тл}^c$, кг/м ³
8570	98.9	0.3	0.1	0.1	0	0.4	0.2	0.712

Таблица 2.2- Состав мазута по элементам

Q_p^H , ккал/кг	W _p , %	A _p , %	S _{к+ор} ^p , %	С _p , %	Н _p , %	NP+OP, %
9260	3.0	0.1	2.8	83.0	10.4	0.7

Б) Расчёт котлоагрегата при сжигании газа

- Теоретическое количество воздуха для полного сгорания газообразного топлива (при $\alpha = 1$):

$$V_g^0 = 0.0476 \left[\sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n + 0.5(CO + H_2) + 1.5H_2S - O_2 \right] =$$

$$= 0.0476 \left[\left(1 + \frac{4}{4} \right) 98.9 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) 0.3 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) 0.1 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) 0.1 + 0.5(0 + 0) + 1.5 \cdot 0 + 0 \right] = 9.52 \frac{M^3}{M^3}; \quad (21)$$

- Теоретические минимальные объёмы продуктов сгорания при полном сгорании топлива с $\alpha=1$:

теоретический объём азота:

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot V_g^0 + 0.01 \cdot N_2 = 0.79 \cdot 9.52 + 0.01 \cdot 0.4 = 7.525 \frac{M^3}{M^3}; \quad (22)$$

теоретический объём трёхатомных газов:

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

$$= 0.01 (1 \cdot 98.9 + 2 \cdot 0.3 + 3 \cdot 0.1 + 4 \cdot 0.1 + 0.2 + 0 + 0) = 1.004 \frac{M^3}{M^3};$$

(23)

теоретический объём водяных паров:

$$V_{H_2O}^0 = 0.01 \left(\sum \frac{n}{2} C_m H_n + H_2S + H_2 + 0.124 \cdot d_r \right) + 0.0161 \cdot V_g^0 =$$

$$= 0.01 (2 \cdot 98.9 + 3 \cdot 0.3 + 4 \cdot 0.1 + 5 \cdot 0.1 + 0 + 0 + 0.124 \cdot 10) + 0.0161 \cdot 9.52 = 2.16 \frac{M^3}{M^3}; \quad (24)$$

При избытке воздуха $\alpha > 1$ (принимаем $\alpha = 1,05$):

объём водяных паров:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0.0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_g^0 = 2.16 + 0.0161 \cdot (1.05 - 1) \cdot 9.52 = 2.168 \frac{M^3}{M^3}; \quad (25)$$

объём дымовых газов:

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V_g^0 = 1.004 + 7.525 + 2.16 + (1.05 - 1) \cdot 9.52 = 11.165 \frac{M^3}{M^3}; \quad (26)$$

Объёмные доли трёхатомных газов и водяных паров соответственно:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}; \quad r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}. \quad (27)$$

Суммарная объёмная доля:

$$r_{\Pi} = r_{RO_2} + r_{H_2O}; \quad (28)$$

$$G_{\Gamma} = 1 - \frac{A^P}{100} + 1.306 \cdot \alpha \cdot V_{\epsilon}^0, \frac{\text{кг}}{\text{кг}}; \quad \text{— масса ДЫМОВЫХ ГАЗОВ. (29)}$$

Таблица 2.3- Расчетные данные

Величина	Размерн.	Газоходы			
		$\alpha_{\Gamma}=1,05$	$\alpha_{\text{ПП}}=1,08$	$\alpha_{\text{ВЭ}}=1,1$	$\alpha_{\text{РВП}}=1,3$
среднее знач. α в газоходах	—	1,05	1,065	1,095	1,2
$(\alpha-1) \cdot V_0$	м3/м3	0,476	0,6188	0,904	1,904
$V_{\text{H}_2\text{O}}$	м3/м3	2,168	2,17	2,174	2,191
V_{Γ}	м3/м3	11,165	11,308	11,593	12,593
r_{RO_2}	—	0,09	0,0888	0,0866	0,0797
$r_{\text{H}_2\text{O}}$	—	0,194	0,192	0,187	0,174
$r_{\text{П}}$	—	0,284	0,2808	0,274	0,254

- Тепловой баланс котлоагрегата

Составим общее уравнение теплового баланса:

Составим общее уравнение теплового баланса:

$$Q_P^P = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6; \quad (30)$$

- Располагаемое тепло на 1 м^3 жидкого топлива:

$$Q_P^P = Q_H^P + Q_{\text{в.вн}} + i_{\text{mn}} = 8570 + 56.5 + 0 = 8626.5 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}; \quad (31)$$

$$\text{где: } Q_{\text{в.вн}} = \beta' \left[I_{\text{хв}}^0 - I_{\text{хв}}^0 \right] = 1.3 \cdot [80 - 40] = 52 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3} \quad (32)$$

— тепло внесённое в котёлвоздухом;

β' – отношение количества воздуха на входе в котлоагрегат к теоретическому необходимому;

I_{XB}^0 , I_{XB}^0 – энтальпии теоретически необходимого количества воздуха на входе в котлоагрегат и холодного воздуха, определяется соответственно по температуре на входе в воздухоподогреватель и холодного воздуха по I-t таблице [5].

$$\beta' = \alpha_m + \Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{\text{en}} = 1.05 + 0.05 + 0.2 = 1.3; \quad (33)$$

$$I_{\text{XB}}^0 = C_p \cdot V^0 \cdot t_g = 0.28 \cdot 9.52 \cdot 30 = 82 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}; \quad (34)$$

$$I_{\text{XB}}^0 = C_p \cdot V^0 \cdot t_g = 0.28 \cdot 9.52 \cdot 15 = 38.88 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}; \quad (35)$$

$$i_{\text{мл}} = 0 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3} - \text{физическое тепло топлива (для газа)}.$$

Определяем потери тепла с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{(I_{\text{yx}} - \alpha_{\text{yx}} \cdot I_{\text{XB}}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^P} = \frac{(461 - 1.28 \cdot 43.71) \cdot (100 - 0)}{8626.5} = 4.69\%; \quad (36)$$

где $t_{\text{yx}} = 120 \text{ }^\circ\text{C}$,

$$\begin{aligned} I_{\text{yx}} &= (V_{\text{RO}_2} \cdot C_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 \cdot C_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) \cdot V_g^0 \cdot C_g) \cdot t_{\text{yx}} = \\ &= (1.004 \cdot 1.708 + 7.525 \cdot 1.302 + 1.39 \cdot 1.5 + 1.904 \cdot 1.304) \cdot 120 = 461 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}; \end{aligned} \quad (37)$$

$q_4 = 0$ (принято), $\alpha_{\text{ух}} = 1,28$ (см. п.4.2.2.),

Потери тепла от химической неполноты сгорания принимаем $q_3 = 0,5 \%$, от механической неполноты сгорания $q_4 = 0$, потери тепла в окружающую среду $q_5 = 0,4 \%$, потери тепла с физическим теплом шлама $q_6 = 0$.

- Определяем полезно используемое тепло:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бп}} = q_1 = \frac{Q_1}{Q_p^P} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 = 100 - 4.69 - 0.5 - 0 - 0.4 - 0 = 94.41\%; \quad (38)$$

- Определение часового расхода топлива на котёл

$$B = \frac{Q_{KA}}{Q_P^P \cdot \eta_{KA}^{6p}} \cdot 100 = \frac{57970 \cdot 10^3}{8626.5 \cdot 94.41} \cdot 100 = 7117,8 \frac{M^3}{ч}; \quad (39)$$

где:

$$Q_{KA} = D_{ne} \cdot (i_{ne} - i_{ng}) = 1000 \cdot 10^3 \cdot (838.7 - 259) = 57970 \cdot 10^3 \frac{KKAJ}{ч}; \quad (40)$$

2.6 Выбор вспомогательного оборудования ТЭЦ

2.6.1 Выбор питательных насосов

На Курчалойской ТЭЦ с рабочим давлением до 10÷17 МПа в основном применяются насосы с приводом от асинхронных электродвигателей.

При подсчёте потребного количества питательной воды, кроме основного расхода на питание котлов, необходимо учитывать:

- а) расход питательной воды на РОУ;
- б) непрерывную продувку котлов.

Таким образом, потребное количество питательной воды составит:

$$G_{п.в.} = G_{\Sigma k} + G_{POY} + G_{пр}, \quad (41)$$

где $G_{\Sigma k} = D_k \cdot n_k \cdot g'$ – объёмный расход воды на питание всех котлоагрегатов;

D_k – максимальная производительность котлоагрегата, т/ч;

n_k – число котлоагрегатов;

g' – удельный объём воды при температуре перед питательным насосами;

$$G_{POY} = D_{POY} \cdot g' \text{ – объёмный расход воды на РОУ; } \quad (42)$$

$G_{пр} = G_{\Sigma k} \cdot \alpha_{пр}$ – то же на непрерывную продувку котлоагрегата.

$$G_{п.в.} = 260 \cdot 1,1 + 168,46 \cdot 3,6 \cdot 1,1 + 0,02 \cdot 260 \cdot 1,1 = 480,8 \text{ (м}^3 \text{ / ч)} \quad (43)$$

Для ТЭС с общими питательными трубопроводами необходимое число насосов:

$$Z = \frac{G_{пв}}{G_n} + 1,$$

где G_n – единичная производительность выбранного типа насоса.

Таблица 2.4- Техническая характеристика питательных насосов

Технические характеристики	ПЭ-180-185
Подача, м ³ /ч	180
Напор, м.ст.ж.	2030
Потребляемая мощность, кВт	4890
К.П.Д., %	80
Допустимый кавитационный запас, м.ст.ж.	15
Масса, кг	6380

Устанавливаем 4 насоса.

2.6.2 Подбор деаэраторов

Деаэраторы предназначены для удаления из воды растворённых в ней неконденсирующихся газов (O_2 , CO_2).

Для деаэрации питательной воды применяются атмосферные деаэраторы (давлением 0,12 МПа) и повышенного давления (0,6÷0,7 МПа). Первые применяются на ТЭС с котлами на давление до 4 МПа и на станциях высокого давления для предварительной деаэрации химочищенной воды, восполняющей потери рабочего тела в цикле станции, и потока конденсата,

возвращаемого с производства. Деаэраторы повышенного давления применяются на ТЭЦ высокого давления для деаэрации всего потока питательной воды.

Таблица 2.7- Характеристики деаэратора питательной воды

Технические характеристики	ДСП-250
Производительность, т/ч	250
Давление, кгс/см ²	6
Полезная ёмкость, м ³	100

В качестве деаэраторов подпиточной воды теплосети используются смешивающие атмосферные и вакуумные деаэраторы (0,025÷0,03 МПа). Суммарная производительность деаэраторов подпитки теплосети должна обеспечить восполнение удвоенных потерь сетевой воды за счёт естественной утечки, а также расход воды на горячее водоснабжение.

Таблица 2.8- Характеристики деаэратора подпиточной воды

Технические характеристики	ДСВ-25
Давление, кгс/см ²	0,5
Полезная ёмкость, м ³	15

2.7 Топливное хозяйство Курчалойской ТЭЦ

2.7.1 Газовое хозяйство

Курчалойская ТЭЦ снабжается газом от газораспределительной станции (ГРС) через газораспределительные пункты (ГРП).

Последние вместе с системой газопроводов составляют газовое хозяйство ТЭЦ. На газомазутной ТЭЦ с расходом пара до 1000 т/ч установлен один ГРП.

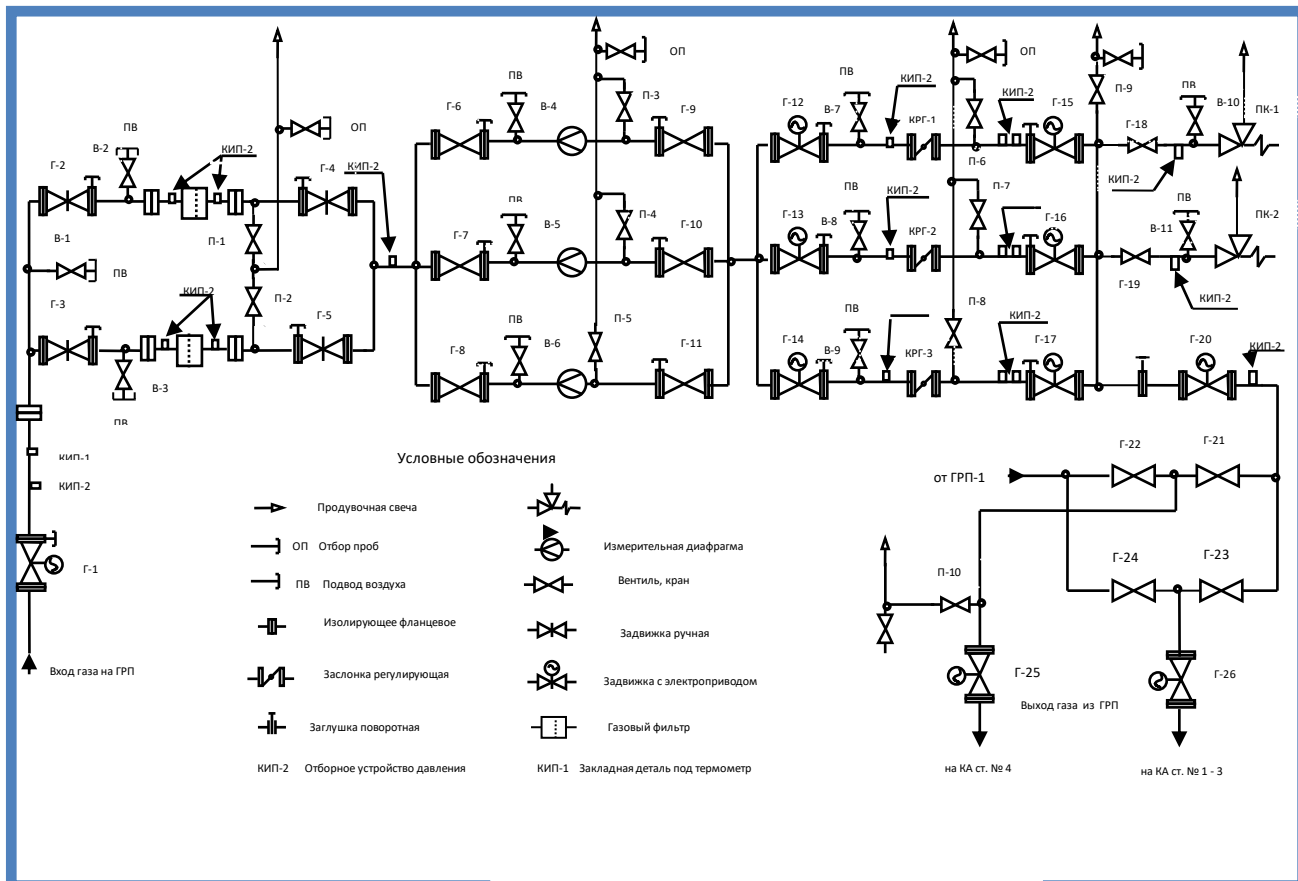


Рис. 2.5 Схема ГРП Курчалойской ТЭЦ

Производительность ГРП на электростанциях, где газовое топливо является основным, рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно,— по расходу газа для летнего режима ГРП размещают в отдельных зданиях или под навесами на территории электростанции. К каждому ГРП газ подводится по одному газопроводу (без резервного) от расположенной вне территории электростанции ГРС. Давление газа перед ГРП 0,6—1,1 МПа, а после ГРП требуемое его значение определяется потерями давления до самого

удаленного от ГРП котла и необходимым давлением газа перед горелками и составляет обычно 0,13— 0,2 МПа.

В ГРП имеются рабочие нитки газопровода, нитки малого расхода, включаемые при малом потреблении газа, и резервная нитка с ручным управлением арматурой. На рабочих нитках и нитках малого расхода устанавливают автоматические регуляторы давления и защитные регуляторы, действующие по принципу «после себя». Защитные регуляторы настраивают на повышенное давление по сравнению с рабочим и при работе в расчетном диапазоне полностью открыты.

В пределах ГРП и до котлов прокладка газопроводов наземная. Подвод газа от каждого ГРП к магистрали котельного отделения и от нее к котлам не резервируется и может выполняться однопиточным. Газовый распределительный коллектор котлов прокладывается вне здания котельного отделения.

При заполнении газом газопроводы должны продуваться им через сбросные свечи до вытеснения всего воздуха, а при освобождении от газа продуваться воздухом до вытеснения всего газа. Эти требования обусловлены тем, что при объемной концентрации природного газа в воздухе 0,05—0,15 (5—15%) образуется взрывоопасная смесь. Из сбросных свечей газ выпускается в места, откуда он не может попасть в здания и где исключена возможность его воспламенения от какого-либо источника огня. На газопроводах устанавливается только стальная арматура.

2.7.2 Мазутное хозяйство

Принципиальная схема мазутного хозяйства Курчалойской ТЭЦ

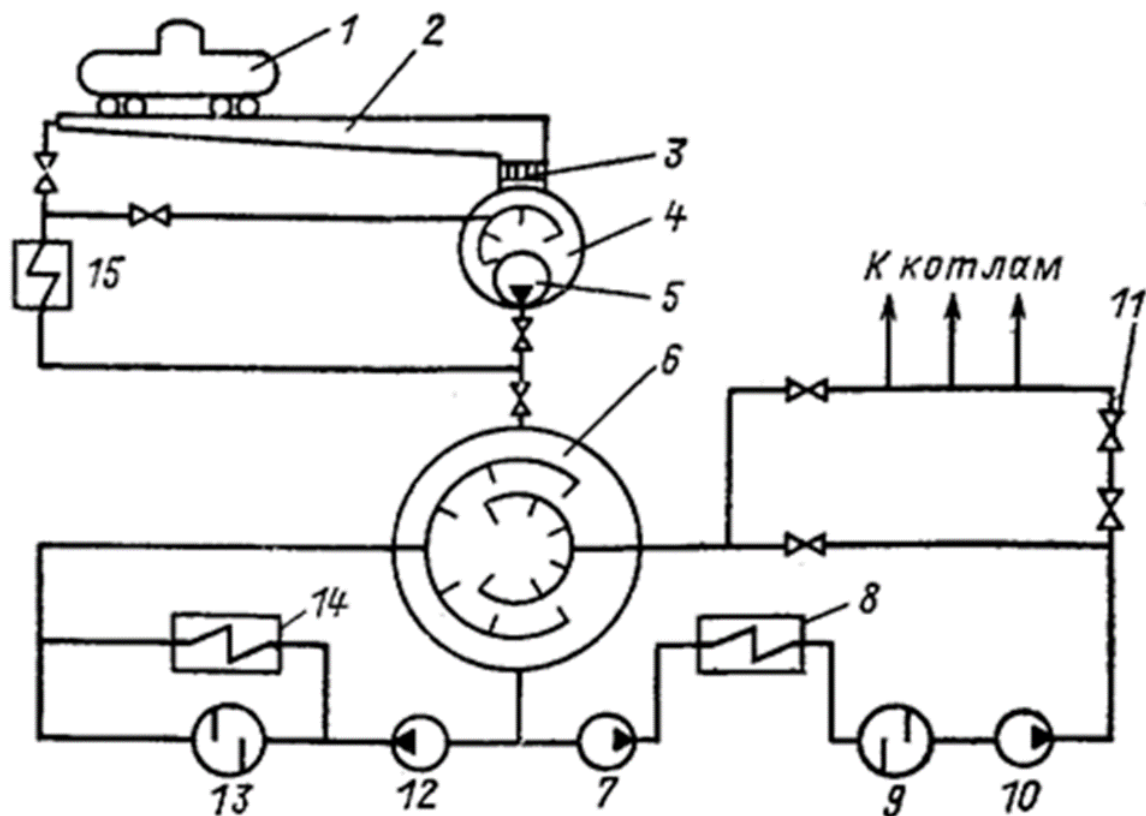


Рис. 2.6 Принципиальная схема мазутного хозяйства Курчалойской ТЭЦ:
 1-цистерна; 2-лоток приемно-сливного устройства; 3- фильтр сетка; 4- приёмный резервуар; 5-перекачивающий насос; 6-основной резервуар; 7-насос I-подъема; 8-основной подогреватель мазута; 9-фильтр тонкой очистки; 10-насос II-подъема; 11-резервуар подачи мазута к котлу; 12-насос рециркуляции; 13-фильтр очистки резервуара; 14-подогреватель мазута на рециркуляцию; 15-подогреватель мазута на рециркуляцию приемного резервуара.

Мазут доставляется на Курчалойскую ТЭЦ на начальном этапе автомобильным транспортом, а в последующем, после строительства железнодорожных путей по железной дороге.

Основные элементы мазутного хозяйства — приемно-сливное устройство, мазутохранилище, мазутная насосная, установки для ввода жидких присадок, трубопроводы и арматура.

Для разогрева и слива мазута из цистерн могут применяться как сливные эстакады с разогревом мазута «открытым» паром или горячим мазутом, так и закрытые сливные устройства — тепляки. Тип сливного устройства выбирается на основании технико-экономического расчета.

Разогретый мазут сливается из цистерн в межрельсовые лотки, выполненные с уклоном не менее 1%, и по ним направляется в приемную емкость, перед которой должны устанавливаться грубый фильтр-сетка и гидрозатвор. На дне лотков укладывают паровые трубы.

Приемно-сливное устройство рассчитывают на прием цистерн грузоподъемностью 50, 60 и 120 т. Длину фронта разгрузки основного мазутохозяйства проектируют, считая, что должен быть слит расчетный суточный расход мазута (20-часовой расход всеми энергетическими котлами станции при их номинальной производительности и 24-часовой расход всеми водогрейными котлами при покрытии тепловых нагрузок для средней температуры самого холодного месяца). Время разогрева и слива одной ставки не должно быть более 9 ч. Полагают также, что мазут доставляется цистернами расчетной грузоподъемностью 60 т, при весовой норме железнодорожного маршрута, с коэффициентом неравномерности подачи 1,2. Принятая длина фронта разгрузки должна быть не менее 1/3 длины маршрута. Для растопочного мазутного хозяйства электростанций с общей производительностью котлов до 8000 т/ч длина разгрузки принимается 100 м, а при большей производительности котлов — 200 м.

Вместимость приемной емкости основного мазутохозяйства должна составлять не менее 20% вместимости устанавливаемых под разгрузку цистерн. Из приемной емкости мазут перекачивается насосами погружного типа в мазутохранилище. Сливаемый из установленных под разгрузку цистерн мазут должен быть перекачан не более чем за 5 ч. В основном мазутном хозяйстве перекачивающие насосы устанавливаются с резервом. В растопочном мазутохозяйстве приемная емкость должна быть не менее 120 м³, откачивающие насосы не резервируются.

От нефтеперерабатывающего завода мазут на мазутохозяйство ТЭЦ подается по одному трубопроводу. В отдельных случаях при обосновании допускается подача по двум трубопроводам с пропускной способностью каждого из них, равной 50% максимального часового расхода топлива при номинальной производительности котлов.

В зависимости от типа мазутного хозяйства вместимость мазутохранилища (без учета госрезерва) принимается следующей:

Мазутохозяйство

- Вместимость резервуаров
- Резервное: на 10-суточный расход
- Аварийное: на 5-суточный расход

Для водогрейных котлов: на 10-суточный расход

- Ёмкость мазутохранилища

Расход мазута одним котлоагрегатом Е-320-140 составляет

Таким образом необходимый запас должен быть не менее 5904 м³.

Принимаем к установке два резервуара ёмкостью по 3000 м³.

2.8. Схема питания собственных нужд

Для питания собственных нужд 10кВ станции предусматривается по две секции 10кВ. Одна секция 6кВ блока получает рабочее питание от обмотки НН трехобмоточного трансформатора газовой турбины, а другая секция 6кВ блока получает рабочее питание от обмотки НН трехобмоточного трансформатора паровой турбины.

Резервное питание блочных секций 10кВ осуществляется от сборки резервного питания 10кВ. Сборка резервного питания 10кВ питается от резервного трансформатора 16МВА и напряжением $115 \pm 9 \times 1.78\% / 6.3\text{кВ}$.

Блочные секции 10кВ с обмотками НН трехобмоточных трансформаторов и со сборкой резервного питания 10кВ соединяются шинопроводами по типу ТЗК-6-1600-81У1.

КРУ-10кВ собственных нужд станции выполняются на базе комплектных устройств заводского исполнения по типу К-104 и К-105 на номинальный ток отключения 31.5кА и номинальный длительный ток до 2000А.

Для питания потребителей собственных нужд 0.4 кВ главного корпуса и вспомогательных сооружений станции с каждым парогазовым блоком предусматривается по четыре секции распределительного устройства 0.4кВ (РУСН-0.4кВ), две секции РУСН-0.4кВ с газовой турбиной и две секции РУСН-0.4кВ с паровой турбиной. Питание секций 0.4кВ главного корпуса принято по схеме «явного» резерва.

Питание потребителей собственных нужд 0.4 кВ электротехнического здания предусматривается от секций 0.4кВ главного корпуса. Рабочее питание каждая секция РУСН-0.4кВ газовой турбины получает от своего рабочего трансформатора 10/0.4кВ, подключенного к блочной секции КРУ-10кВ собственных нужд станции.

Рабочее питание обеих секций РУСН-0.4кВ паровой турбины получают от одного рабочего трансформатора 10/0.4кВ, который подключается к блочной секции КРУ-10кВ собственных нужд станции.

Резервное питание секции РУСН-0.4кВ парогазового блока №1 получают от резервного трансформатора 10/0.4кВ, подключенного к сборке резервного питания 10кВ.

Резервное питание секции РУСН-0.4кВ парогазового блока №2 получают от резервного трансформатора 10/0.4кВ, подключенного к секции 6кВ парогазового блока №1.

РУСН-0.4 кВ выполняется на базе комплектных низковольтных устройств заводского исполнения.

Мощность каждого трансформатора 10/0.4кВ принимается 1000кВА. Количество и мощность трансформаторов 10/0.4кВ уточняется на дальнейших стадиях проектирования.

Для питания цепей управления, защит, автоматики и аварийного освещения на станции устанавливаются три стационарные аккумуляторные батареи напряжением 220В. Одна батарея устанавливается в электротехническом здании и по одной с каждым парогазовым блоком.

Все аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда с подзарядным статическим тиристорным устройством. Все аккумуляторные батареи выбираются исходя из возможности взаимного резервирования. Все щиты постоянного тока связаны между собой линией взаимного резервирования. Емкость аккумуляторных батарей определяется на дальнейших стадиях проектирования.

Для питания цепей управления, защит, автоматики и другой ответственной нагрузки на переменном токе, применяются агрегаты бесперебойного питания (АБП).

2.9 Охрана труда при монтаже оборудования ТЭС

При монтаже тепловых энергоустановок должны выполняться требования охраны труда, содержащиеся в плане производства монтажных работ, технических условиях или в технологической карте, а также в технической документации организации-изготовителя.

Перед началом монтажных работ на монтажной площадке должны устанавливаться места проезда и прохода, а также определяться границы опасных зон с обозначением их защитными ограждениями, предупредительными знаками и надписями.

При выполнении монтажных и других работ сторонними (подрядными, сервисными) организациями должны соблюдаться требования правил техники безопасности.

Выполнение монтажных работ в действующих производственных помещениях с повышенной взрывоопасностью и газоопасностью допускается только при наличии наряда-допуска.

Ремонт, монтаж или демонтаж тепловых энергоустановок в таких производственных помещениях должны производиться с использованием инструмента из цветных металлов.

При этом запрещается:

применять источники открытого огня;

бросать металлические предметы и материалы, способные вызвать искру при падении;

использовать обувь с металлическими подковками и гвоздями;

оставлять на рабочем месте промасленную ветошь (все обтирочные материалы складываются в железный ящик и удаляются из помещения по окончании работ).

Освобождение монтируемых тепловых энергоустановок и трубопроводов от стропов при применении грузоподъемных машин и механизмов должно производиться после надежного их закрепления или установки в устойчивое положение.

Демонтаж должен осуществляться после полного обесточивания тепловых энергоустановок и надежного отключения их топливоснабжения.

2.10 Техника безопасности при эксплуатации тепловых установок в теплоэнергетике.

При эксплуатации тепловых энергоустановок государственные нормативные требования определяют правила по охране труда для тепловых энергоустановок:

-системы теплоснабжения всех назначений (технологические, отопительные, вентиляционные, горячего водоснабжения, кондиционирования воздуха);

- отопительные котельные с абсолютным давлением пара не более 4,0 МПа и с температурой воды не более 115 °С, работающих на всех видах органического топлива;

- агрегаты, тепловые сети потребителей, тепловые пункты, другие сооружения аналогичного назначения;

- водяные тепловые сети всех назначений

- теплообменные аппараты всех назначений;

При пуске, отключении, опрессовке и испытании тепловых энергоустановок и трубопроводов под давлением разрешается находиться вблизи них только работникам, непосредственно выполняющим эти работы.

При повышении давления при гидравлическом испытании тепловых энергоустановок до пробного запрещается нахождение на них людей.

Сварные швы испытываемых тепловых энергоустановок и трубопроводов осматриваются только после снижения пробного давления до рабочего.

При обнаружении свищей в трубах, паропроводах, коллекторах, питательных трубопроводах, в корпусах арматуры работников необходимо срочно увести в безопасное место, опасная зона должна ограждаться и должны вывешиваться таблички: "Осторожно! Опасная зона".

Элементы тепловых энергоустановок и участки трубопроводов с повышенной температурой поверхности, с которыми возможно непосредственное соприкосновение обслуживающего персонала, должны покрываться тепловой изоляцией, обеспечивающей температуру наружной поверхности не выше +45 °С.

Перед каждым пусковым устройством (кроме устройств дистанционного управления) электродвигателей напряжением выше 1000 В, а также электродвигателей напряжением до 1000 В, если они установлены в

помещениях с повышенной опасностью или особо опасных, должны укладываться диэлектрические коврики, а в сырых помещениях - изолирующие подставки.

Запрещается:

- опираться и становиться на оградительные барьеры площадок, ходить по трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним;

- эксплуатировать тепловые энергоустановки с неисправными или отключенными устройствами аварийного отключения, блокировок, защиты и сигнализации, а также с неогражденными вращающимися частями;

- чистить, протирать и смазывать вращающиеся или движущиеся части механизмов;

- останавливать ручную вращающиеся и движущиеся механизмы;

- пользоваться неисправным инструментом;

- применять для промывки тепловых энергоустановок и обезжиривания деталей горючие и легковоспламеняющиеся жидкости (бензин, бензол, ацетон, керосин).

- наступать на оборванные, свешивающиеся или лежащие на земле или на полу электрические провода, а также на обрывки проволоки, веревки, тросы, соприкасающиеся с этими проводами, или прикасаться к ним.

Перед входом в газоопасное помещение с тепловыми энергоустановками должен проводиться анализ воздушной среды на содержание газа с применением газоанализатора во взрывозащищенном исполнении.

При выявлении загазованности помещения входить в него можно только после вентиляции и повторной проверки воздуха на отсутствие в нем газа и достаточность кислорода (не менее 20% по объему).

Если в результате вентиляции газоопасного помещения удалить газ не удастся, то нахождение и производство работ в газоопасном помещении допускается только после оформления наряда-допуска и с применением средств индивидуальной защиты органов дыхания.

При наличии признаков загазованности помещения котельной запрещаются включение электрооборудования, растопка котла, а также использование открытого огня.

Если котел растапливается вновь после ремонта, монтажа или реконструкции, необходимо:

- перед закрытием люков и лазов осмотреть состояние обмуровки и футеровки, убедиться в отсутствии вздутий, трещин, непромазанных швов, а также удостовериться в надежности футеровки по огневой линии и защите барабанов от воздействия газов с высокой температурой, убедиться, что внутри котла, в газоходах и в топке нет людей и посторонних предметов;

- убедиться в исправности гарнитуры котла (топочные дверцы, колосники, лазы в обмуровке, гляделки, шиберы и заслонки, обдувочные устройства, предохранительные взрывные клапаны), перегородок и сводов огневой линии, крышек люков, а также в тщательной очистке поверхности нагрева и газоходов. Проверить правильность открытия и закрытия заслонок и шиберов в газоходах, соответствие обозначений (стрелок) и надписей на них: открыто - "О", закрыто - "З";

- заполнить экономайзер водой установленного водным режимом качества, предварительно убедившись в исправности и правильном положении арматуры, заслонок (шиберов), открыть установленный на нем воздушный клапан (для удаления воздуха) и после появления из клапана воды закрыть его;

- проверить исправность оборудования для сжигания жидкого и газообразного топлива, запорных и регулирующих устройств у котлов, работающих на этих видах топлива;

- проверить, нет ли заглушек у предохранительных клапанов и на трубопроводах, подведенных к котлу;

- проверить исправность контрольно-измерительных приборов и устройств автоматического регулирования, питательных устройств, дымососов и вентиляторов, а также наличие естественной тяги;

- проверить по уровнемерам наличие воды в деаэраторе, емкости запаса воды, давление воды в сетях водоснабжения;

- проверить наличие, исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных приборов, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, устройств защиты, блокировок и средств оперативной связи. При неисправности блокировок и устройств защиты, действующих на останов котла, пуск котла запрещается;

- проверить путем кратковременного пуска исправность всех питательных, сетевых и других насосов.

После закрытия люков и лазов проверяются у водогрейных котлов - заполнение водой котла и системы отопления по выходу воды из сигнальной трубки расширительного бака по манометру на котле и системе отопления и горячего водоснабжения.

Установленные на тепловых энергоустановках манометры не реже одного раза в 12 месяцев должны подвергаться проверке.

На манометр должен наноситься штамп или клеймо с отметкой о проведении проверки.

На шкалу манометра должна наноситься красная черта, соответствующая предельному рабочему давлению. Взамен красной черты разрешается прикреплять к корпусу манометра пластину (из металла или иного материала достаточной прочности), окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра.

Манометр должен быть с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

Не допускается эксплуатировать тепловые энергоустановки, если:

манометр не опломбирован;

истек срок проверки манометра;

стрелка манометра при его отключении не возвращается к нулевой отметке шкалы на величину, превышающую половину допускаемой

погрешности для данного манометра;

разбито стекло или имеются другие повреждения манометра, которые могут отразиться на правильности его показаний.

При проведении газоопасных работ необходимо соблюдение следующих требований:

- в качестве переносного источника света должны использоваться только светильники во взрывозащищенном исполнении;

- инструмент должен быть из цветного металла, исключающего возможность искрообразования. Допускается применение инструмента из черного металла, при этом его рабочая часть обильно смазывается солидолом или другой смазкой;

- обувь персонала должна быть без стальных подковок и гвоздей либо необходимо надевать галоши.

При проведении газоопасных работ запрещается:

- включение и выключение светильников в газоопасных местах, а также использование открытого огня;

- использование электродрелей и других электрифицированных инструментов, а также приспособлений, дающих искрение.

Тепловые энергоустановки (котлы) должны немедленно останавливаться и отключаться действием защит или персоналом в случаях:

- обнаружения неисправности предохранительных клапанов;
- если давление в барабане котла поднялось выше разрешенного на 10% и продолжает расти;

- снижения уровня воды ниже низшего допустимого уровня;

- повышения уровня воды выше высшего допустимого уровня;

- прекращения действия всех питательных насосов;

- прекращения действия всех указателей уровня воды прямого действия;

- если в основных элементах котла (барабане, коллекторе, паросборной камере, пароводоперепускных и водоспускных трубах, паровых и питательных трубопроводах, жаровой трубе, огневой коробке, кожухе

топки, трубной решетке, внешнем сепараторе, арматуре) будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;

- погасания факелов в топке при камерном сжигании топлива;
- снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого значения;
- снижения давления воды в тракте водогрейного котла ниже допустимого;
- повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла до значения на 20 °С ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению воды в выходном коллекторе котла;
- неисправности автоматики безопасности или аварийной сигнализации, включая исчезновение напряжения на этих устройствах;
- возникновения в котельной пожара, угрожающего обслуживающему персоналу или котлу;
- несрабатывания технологических защит, действующих на останов котла;
- возникновения загазованности в котельной;
- взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах, разогрева докрасна несущих балок каркаса котла;
- обрушения обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих работникам или оборудованию.

При опасности возникновения несчастного случая работники, находящиеся вблизи, должны принять меры по его предупреждению (остановить оборудование или соответствующий механизм, снять напряжение, отключить подачу пара или воды, оградить опасную зону), а при несчастном случае оказать первую помощь пострадавшему, сохранив, по возможности, обстановку на месте происшествия. О случившемся немедленно должен быть извещен непосредственный или вышестоящий руководитель.

2.11 Противопожарные мероприятия по тепломеханическому и электрическому оборудованию

По тепломеханической части предусматривается к исполнению целый комплекс противопожарных мероприятий, направленный на предупреждение, ограничение распространения и ликвидацию возможных аварийных ситуаций в т.ч. связанных с возникновением загораний и пожаров.

При проектировании и разработке компоновочного решения помещений для размещения оборудования, входящего в систему смазочного масла паровых турбин, маслохозяйства станции, различных трасс маслопроводов в Главном корпусе систем смазки основного и вспомогательного оборудования газовой и паровой турбин, а также оборудования, входящего в систему подготовки, подачи газа и его утилизации - учитываются требования СО 34.49.101-2003 «Инструкции по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий», СО 34.03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий», «Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления», СП 90.13330.2012 «Электростанции тепловые», СП 1.13130.2009, СП.2.13130.2012, СП 4.13130.2013, а также указания и требования предприятий-изготовителей оборудования Паровых турбин.

Для предотвращения возможных аварийных ситуаций на данном оборудовании проектными решениями предусматриваются к реализации следующие мероприятия:

- 1 Маслопроводы выполнить из усиленных бесшовных стальных труб с минимальным количеством фланцевых соединений;
- 2 Прокладки для фланцевых соединений выполнить из паронита масло-бензостойкого и температуростойкого;

3 В качестве мер, предотвращающих фонтанирование масла на напорных трубопроводах, предусматривается:

- фланцевые соединения, оборудованные защитными кожухами;
- на маслопроводах установка только стальной арматуры;
- фланцевые соединения приняты по ГОСТ 12821-80 типа «шип-паз» исполнение 4,5;
- маслопроводы, проходящие рядом с горячими поверхностями паропроводов, заключены в металлические короба;

4 Под маслососами, маслобаками, маслоохладителями предусмотреть устройство поддонов для сбора дренажей и отвода протечек в бак протечек масла, из которого масло автоматически перекачивается в маслосборник грязного масла в маслоаппаратную;

5 Аварийный слив масла из маслобаков паровой и газовой турбин осуществить в подземные железобетонные емкости. Подземные емкости должны быть расположены не ближе 5 м от стен главного корпуса.

Пожароопасность и взрывоопасность электрических производств обуславливается в основном необходимостью применения технологических процессах горючих и взрывоопасных материалов. Состав зданий по категориям пожароопасности и взрывоопасности:

- категория В3 – производственный корпус, склад с теплой стоянкой автомашин, склад-навес;

- категория В4 – здание управления, насосная склада трансформаторного масла.

- категория А (В-П) – над контейнерами с топливом АЗС.

Пожаробезопасность и взрывобезопасность при эксплуатации зданий и сооружений обеспечивается в проекте выполнением требований системы мероприятий, в том числе:

- применение в производстве по возможности безопасных технологических процессов;

- применение в проектируемых зданиях, соответствующих нормативным требованиям, объемно-планировочных решений и строительных конструкций;

- выделение в отдельные помещения производств с взрывной и пожарной опасностью;

- снижение воздействия взрывной волны при взрыве в помещениях со взрывоопасными технологическими процессами путем устройства легко выбиваемых участков в ограждающих конструкциях таких помещений;

- размещение на территории зданий и сооружений в соответствии с нормативными требованиями по определению расстояний между зданиями;

- устройство противопожарного водопровода и пожарной сигнализации;

- применение установок автоматического пожаротушения;

- выполнение системы мероприятий по электробезопасности;

- нормативными решениями путей эвакуации;

Электробезопасность в зданиях и сооружениях обеспечивается, предусмотренными проектом устройствами, системами и мероприятиями в следующем составе:

- устройство заземления нейтрали трансформаторов подстанции предприятия;

- устройство системы защитного и рабочего зануления электрооборудования;

- система выравнивания потенциалов и защиты от заноса высоких потенциалов в здания и сооружения;

- устройство молниезащиты для зданий и сооружений;

- понижение, при необходимости, питающего напряжения;

- применение защитной отключающей аппаратуры, электрооборудования в оболочках, соответствующих среде размещения степеней защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе рассмотрены вопросы проектирования Курчалойской ТЭЦ:

- выбрано основное оборудование;
- рассчитана принципиальная тепловая схема энергоустановки;
- произведён укрупнённый расчёт котлоагрегата;

- на основании произведенных расчётов выбрано вспомогательное тепломеханическое оборудование.

При заданном географическом районе, промышленной нагрузкой, числе жителей рассматриваемого Курчалойкогорайона и других данных была спроектирована отопительная ТЭЦ в соответствии с рекомендациями методического указания.

Для построения графика изменения сезонной нагрузки ТЭЦ от температуры наружного воздуха и по продолжительности, теплофикационная нагрузка ТЭЦ определена по укрупненным показателям. Дополнительно были определены годовые расходы теплоты.

Для определения давления греющего пара при изменении температуры наружного воздуха, в соответствии с температурным графиком 150/70, были определены: максимально возможный подогрев прямой сетевой воды, температуры обратной сетевой воды и наружного воздуха, максимально возможную нагрузку ОСП, длительность стояния температур наружного воздуха.

Компоновка турбинного отделения, а это выбор типа, числа и мощности турбин, устанавливаемых на ТЭЦ, основывалась в первую очередь на повышении надежности, коэффициента готовности, а также и из соображений того, что размеры выбранных турбин (ПТ и Р) практически одинаковы, что упрощает их размещение в турбинном отделении. Выбор производительности энергетических котлов произведен 3 по 320 т/ч и 2 водогрейных. Дополнительно, была определена схема подключения котла к турбине исходя из следующих соображений: что выбранный тип котла способен обеспечить по нагрузки (320 т/ч) одну турбину типа ПТ (352,61 т/ч) или Р (373 т/ч) как при номинальной, так и при максимальной имея при этом весьма хороший запас по пару, в результате чего котлы будут немного недогружены. При этом резервный котел включается так, чтобы он может заменить любой рабочий в каждой секции. ПВК выбраны по теплофикационной нагрузке при коэффициенте теплофикации, равным 0,5.

В целом, была спроектирована отопительная ТЭЦ для заданного режима работы, данные, при этом полученные описывают нам состояние объекта, как в целом, так и по отдельному элементу схеме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золошлакоудаления ТЭС. М. Энергоатомиздат. 2013 г.
2. Выбор оборудования тепловых схем и их расчет. Иваново 2013.
3. Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения ТЭС. Иваново 2012.
4. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. – М.: Энергия, 2011.
5. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели электрических станций. – М.: Энергия, 2010.
6. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. - М.: Энергоиздат, 2012.
7. Липов Ю.М. и др. Компоновка и тепловой расчет парового котла. М. Энергоатомиздат. 2012г.
8. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций., М. 2011 г.
9. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник. М. Энергоатомиздат. 2014г.
10. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М., Энергоатомиздат, 2012 г.
11. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник. М. Энергоатомиздат. 2014г.
12. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М. Энергоатомиздат, 2014 г.
13. Соловьев Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. М.2011.
14. Тепловой расчет котельного агрегата. Нормативный метод. М. Энергия. 2013 г.

15. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева, т. 1, 2. М., Энергия. 2013 г.
16. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики. Номенклатурный каталог. М. 2012.
17. Правила устройства электроустановок, Изд. 7. Утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204