


ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
МОРДОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. Н. П. ОГАРЁВА»

Институт механики и энергетики
Кафедра теплоэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой
д-р техн. наук, проф.


(подпись) А. П. Левцев

« 17 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ГОРЯЧЕГО
ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЦТП ФГБОУ ВО «МГУ им Н.П. Огарева»**

Автор бакалаврской работы: 05.06.2020  Н. О. Девяткин

Обозначение бакалаврской работы БР-02069964-13.03.01-11-20

Направление 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Руководитель работы

ст.преподаватель 12.06.2020  А. В. Ениватов

Нормоконтролер

ст.преподаватель 08.06.2020  А. А. Кузнецов

Саранск
2020

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
МОРДОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. Н. П. ОГАРЁВА»

Институт механики и энергетики
Кафедра теплоэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой
д-р техн. наук, проф.

 А. П. Левцев
(подпись)

« 04 » 02 2020 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
(в форме бакалаврской работы)

Студент Девяткин Никита Олегович

1 Тема Совершенствование системы управления режимами работы централизованного горячего водоснабжения ЦТП ФГБОУ ВО «МГУ им Н.П. Огарева»

Утверждена по МордГУ № 650-с от 04.02.2020 г.

2 Срок представления работы к защите 05.06.2020 г.

3 Исходные данные для проектирования: данные ПТО, ОГЭ, СНиПы, ГОСТы, типовые проекты

4 Содержание выпускной квалификационной работы

4.1 Анализ систем горячего водоснабжения от ЦТП

4.2 Технологическая часть

4.3 Конструктивная часть


5 Графическая часть. План учебного квартала с сетями ГВС от ЦТП «МГУ».
Расчетная схема сети ГВС от от ЦТП «МГУ». Тепловая схема с безинерционной
системой управления температуры горячей воды

Руководитель работы


04.02.2020
подпись, дата

А. В. Ениватов
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению


04.02.2020
подпись, дата

	Формат	Обозначение	Наименование	Кол.	Пр им .
1					
2			<u>Документация текстовая</u>		
3					
4	A4	БР-02069964-13.03.01-11-20	Пояснительная записка	60	
5					
6			<u>Документация</u>		
7			<u>графическая</u>		
8					
9	A3	БР-02069964-13.03.01-11-20	План учебного квартала	1	
10			с сетями ГВС от		
11			ЦТП «МГУ»		
12	A3	БР-02069964-13.03.01-11-20	Расчетная схема сети	1	
13			ГВС от от ЦТП «МГУ»		
14	A3	БР-02069964-13.03.01-11-20	Тепловая схема с	1	
15			безинерционной системой		
16			управления температуры		
17			горячей воды		
18					
19					
20					
21					
22			<u>Документация прочая</u>		
23					
24					
25					

					БР-02069964-13.03.01-11-20		
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Девяткин Н.О.		05.06.20	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Ениватов А.В.		12.06.20		4	60
Н.Контр.		Кузнецов А.А.		08.06.20	ИМЭ, каф. ТЭС, д/о, 405		
УТВ		Перцев А.П.		17.06.20			

Совершенствование системы управления режимами работы централизованного горячего водоснабжения ЦТП ФГБОУ ВО «МГУ»
Ведомость бакалаврской работы

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 60 листов, 30 источников.

ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ, ТЕМПЕРАТУРА, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, РЕГУЛЯТОР РАСХОДА.

Объектом работы является система горячего водоснабжения от ЦТП «МГУ».

Цель работы – повышения эффективности работы системы ГВС от ЦТП «МГУ» путем совершенствования системы управления режимами.

В результате проведенной работы произведен анализ общих сведений о системе централизованного горячего водоснабжения от ЦТП «МГУ», обзор схем управления, анализ и оценка факторов влияющих на показатели эффективности, предложена тепловая схема безинерционной системы управления температурой горячей воды, выполнен гидравлический расчет и разработан гидравлический режим обеспечивающий условия реализации рациональных режимов работы системы ГВС от ЦТП «МГУ».

Степень внедрения – данная работа послужит основой при разработке проектов модернизации ЦТП.

Область применения – системы централизованного теплоснабжения от ТЭЦ и квартальных котельных.

Эффективность разработки – снижение удельного расхода электрической энергии на передачу горячей воды и технологических потерь тепловой энергии в теплосети, повышение качество теплоснабжения на цели ГВС.

					БР-02069964-13.03.01-11-20			
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата	Совершенствование системы управления режимами работы централизованного горячего водоснабжения ЦТП ФГБОУ ВО «МГУ» Пояснительная записка	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Девяткин Н.О.		05.06.20			5	60
Пров.		Ениватов А.В.		12.06.20				
Н.Контр.		Кузнецов А.А.		08.06.20				
Упр.		Перов А. П.		17.06.20				
						ИМЭ, каф. ТЭС, д/о, 405		

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Анализ систем горячего водоснабжения от ЦТП	8
1.1 Общие сведения о системе централизованного горячего водоснабжения от ЦТП «МГУ»	8
1.2 Обзор схем управления систем ГВС от ЦТП	16
1.3 Расчет нормативных потерь тепловой энергии при передаче горячей воды от ЦТП «МГУ»	21
1.4 Анализ и оценка факторов, влияющих на показатели эффективности системы ГВС	35
1.5 Анализ плановых и фактических затрат электрической энергии на транспорт горячей воды по системе ГВС от ЦТП «МГУ»	36
2. Технологическая часть	39
2.1 Разработка тепловой схемы безинерционной системы управления температурой горячей воды	39
2.2 Разработка расчетной схемы и выполнения гидравлического расчета	41
2.3 Разработка рациональных режимов работы системы централизованного ГВС от ЦТП «МГУ»	46
3 Конструктивная часть	48
3.1 Разработка гидравлического режима сети ГВС от ЦТП «МГУ»	48
3.2 Обзор и анализ технических средств управления рациональных режимов	51
3.3 Расчет показателей эффективности предложенных режимов работы системы ГВС от ЦТП «МГУ»	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	57

ВВЕДЕНИЕ

Системы централизованного теплоснабжения (далее СЦТ) претерпевает изменения в сторону децентрализации. Это и строительство автономных источников тепловой и электрической энергии как для промышленных предприятий, так и для административно бытовых и торговых комплексов, а также для объектов здравоохранения, образования и культуры. Отрыв данных объектов от традиционных СЦТ приводит к снижению возможности для своевременной реконструкции и модернизации с применением современных технологий и оборудования. Ограничения в тарифной политике также не способствуют реализации инвестиционных проектов. Прежде всего сокращаются мероприятия по обеспечению и повышению качества теплоснабжения.

Модернизация ЦТП также идет с запозданием. Применяемые технологии существенно не изменились. Вместо кожухотрубных теплообменных аппаратов применяют пластинчатые. Схема управления и применяемые режимы остались без изменения. Однако имеется много работ касающиеся применение технологий по повышению теплопередачи и очистки теплообменного оборудования. Работы по применению дополнительного оборудования по снижению «перетопов» и «недогревов», в том числе и системах управления режимами приготовления и транспортировки горячей воды в ЦТП. Среди таких технологий и оборудования можно выделить импульсные технологии циркуляции теплоносителя, применение теплонасосных устройств для расширения температурного графика, применение преобразователей избыточного давления теплоносителя и т.д.

В тоже время актуальность проведения исследований и изыскательских работ по усовершенствованию данных систем для реализации данных мероприятий значительно возросло. В данной работе предложены отдельные решения выше приведенных вопросов.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

1 Анализ систем горячего водоснабжения от ЦТП

1.1 Общие сведения о системе централизованного горячего водоснабжения от ЦТП «МГУ»

На территории квартала МГУ (ограниченная ул. Полежаева, Пролетарская, Богдана Хмельницкого, Большевикская) расположены отдельные учебные корпуса, общежития и прочие (бассейн, комбинат питания и т.д.) здания ФГБОУ ВО «МГУ им. Н.П. Огарева». Теплоснабжение централизованное через ЦТП «МГУ» от СЦТ от ТЭЦ-2 г. Саранска. Горячая вода системы централизованного горячего водоснабжения приготавливается в ЦТП «МГУ» с применением приведенных табл. 1.1-1.4 оборудованием.

В соответствии с таблицами подогрев воды системы ГВС осуществляется пластинчатым теплообменным аппаратом АО «Ридан» НН №47 НН-47-16/2-70-ТКТМ50 в количестве двух шт. Циркуляция теплоносителя осуществляется насосом марки КМ 40-32-180/2-5 в количестве 2 шт. Повышения давления исходной воды в условиях максимального водозабора или тех или иных причин заниженного давления в водопроводе осуществляется насосом КМ 100-80-160 также в количестве 2 шт. Управление (поддержание на заданном уровне) температурой подготовленного теплоносителя осуществляется системой управления включающая: клапан регулирующий КР 25с 947нж с электроприводом фланцевый, блок управления микропроцессорный ТРМ 32 - Щ7 - ТС – RS и датчик температуры ДТС 035 Л - 100М.В2.60, ДТС 125 Л.И. По температуре горячей воды управляется расходом греющего теплоносителя.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.1 – Технические характеристики теплообменного оборудования

№ п/п	Показатель	Значение	Примечание
1	Тип теплообменника	Ридан НН №47 НН-47-16/2-70-ТКТМ50	2 шт.
2	Тепловая мощность, Гкал/ч	1,5	
3	Тип среды	Вода/вода	
4	Расчетная температура, С	150	
5	Расчетное давление, амт	16	
6	Массовый расход, т/ч	53,1/30,1	
7	Площадь поверхности теплообмена, м2	26,01	
8	Количество пластин, шт.	70	

Таблица 1.2 – Технические характеристики циркуляционных насосов

№ п/п	Показатель	Значение	Примечание
1	Марка насоса	КМ 40-32-180/2-5	2 шт.
2	Подача, м3/ч	10	
3	Напор, м	45	
4	Частота вращения, об/мин.	2900	
5	Мощность привода, кВт	3	
6	Масса, т	50	

Таблица 1.3 – Технические характеристики повысительных насосов

№ п/п	Показатель	Значение	Примечание
1	Марка насоса	КМ 100-80-160	2 шт.
2	Подача, м3/ч	100	
3	Напор, м	32	
4	Частота вращения, об/мин.	3000	
5	Мощность привода, кВт	15	
6	Масса, т	185	

Таблица 1.4 – Технические характеристики системы управления

№ п/п	Показатель	Значение	Примечание
1	Номенклатура	25с947нж DN-65	2 шт.
2	Диаметр номинальный, мм	65	
3	Давление номинальной, МПа	1,6	
4	Пропускная характеристика	Линейная равнопроцентная	
5	Условная пропускная способность, м ³ /ч	63	
6	Рабочий ход плунжера, мм	32	

Потребление горячей воды определяется количеством душевых сеток, посудомоечных машин или моек, водоразборных кранов, а также количеством сотрудников и студентов[1-3].

В ходе проведения уточнений договорных нагрузок в соответствии с нормами СНиП 2-04-05-85 "Внутренний водопровод и канализация зданий" приняты нормы расхода горячей воды: административный и вспомогательный персонал – 6 л/сут.; студенты, профессорско-преподавательский состав – 6 л/сут.; расход горячей воды в общежитиях – 50 - 60 (для отдельных 80) л/чел. в сут.; расход горячей воды на мытье посуды в столовых и буфетах – 280 л/ч; расход горячей воды на приготовление одного блюда – 12,7 л/блюдо.

Расход горячей воды, м³/год, в учебных корпусах и общежитиях уточнялся по формуле:

$$G_{гв}^{общ} = q_{гв} \cdot n \cdot \tau_p \cdot 10^{-3}, \quad (1.1)$$

где $q_{гв}$ – норма расхода горячей воды на одного человека, л/сут.;

n – количество людей, чел.;

τ_p – время использования, ч.

Расход тепловой энергии для приготовления горячей воды в учебных корпусах и общежитиях определяется по известной формуле, Гкал/год:

$$Q_{ГВ}^{общ} = G_{ГВ}^{общ} \cdot C_B \cdot (t_{ГВ} - t_{ХВ}) \cdot 10^{-6}, \quad (1.2)$$

где C_B – теплоемкость воды, $C_B = 1$ ккал/(кг·°С);

$t_{ГВ}$ – среднегодовая температура горячей воды, $t_{ГВ} = +55^\circ\text{С}$;

$t_{ХВ}$ – среднегодовая температура холодной воды, $t_{ХВ} = +10^\circ\text{С}$.

Расход горячей воды в столовых и буфетах определяется по формуле, м³/год:

$$G_{ГВ}^{ст} = (q_{ГВ}^м \cdot N_м \cdot \tau_p + q_{ГВ}^{бл} \cdot N_{бл} \cdot \tau_p) \cdot 10^{-3}, \quad (1.3)$$

где $q_{ГВ}^м$ – норма расхода горячей воды на один моечный кран;

$N_м$ – количество работающих моечных кранов, шт.;

$q_{ГВ}^{бл}$ – норма расхода горячей воды на приготовление одного блюда, л/ч.; $N_{бл}$ – количество блюд в сутки; τ_p – число часов использования, ч.

Расход тепловой энергии, Гкал/год, для приготовления горячей воды в столовых и буфетах:

$$Q_{ГВ}^{ст} = G_{ГВ}^{ст} \cdot C_B \cdot (t_{ГВ} - t_{ХВ}) \cdot 10^{-6}, \quad (1.4)$$

Расход горячей воды, м³/год, на душевые сетки в спорткомплексе определяется по формуле:

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{ГВ}^д = q_{ГВ}^д \cdot N \cdot \tau_p \cdot 10^{-3}, \quad (1.5)$$

где $q_{ГВ}^д$ – норма расхода горячей воды, л/сутки;

N – количество потребителей;

τ_p – число рабочих суток в году.

Расход тепловой энергии, Гкал/год, для приготовления горячей воды на душевые сетки в спорткомплексе определяется по формуле:

$$Q_{ГВ}^д = G_{ГВ}^д \cdot C_B \cdot (t_{ГВ} - t_{ХВ}) \cdot 10^{-6}, \quad (1.6)$$

Расчет нормативного годового потребления тепловой энергии на ГВС по отдельным зданиям ВУЗа представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Договорные тепловые нагрузки на цели ГВС от ЦТП «МГУ»

№ п/п	Наименование потребителя	Расход горячей воды, м3/год	Среднедневная тепловая нагрузка ГВС, Гкал/ч	Расход тепловой энергии для приготовления горячей воды, Гкал/год
1	2	3	4	5
1	Административно-библиотечный корпус ул. Большевистская, 68	2300,40	0,047	126,52
2	Учебный корпус №2 ул. Большевистская, 68а	2452,46	0,178	134,89
3	Учебный корпус №10 ул. Демократическая, 69	553,39	0,016	30,44
4	Учебный корпус №16 ул. Б.Хмельницкого, 39	2165,18	0,057	119,09
5	Учебный корпус № 24 (аудиторный блок) ул. Полежаева, 44 корп. 2	483,84	0,029	26,61

Продолжение табл. 1.5

1	2	3	4	5
6	Учебный корпус № 25 (УЛК) ул. Полежаева, 44 корп. 1	2009,45	0,144	110,52
7	Учебный корпус №28 ул. Полежаева, 44 корп. 3	2053,30	0,02	112,93
8	Актальный зал ул. Полежаева, 44 корп. 4		0,115	
9	Учебный корпус №29 ул. Полежаева, 44 корп. 4		0,004	
10	Дом аспирантов и стажеров ул. Б.Хмельницкого, 41	3219,30	0,011	177,06
11	Общежитие №13 ул. Пролетарская, 61	7475,20	0,0731	411,14
12	Общежитие №14 ул. Пролетарская, 63	7475,20	0,0725	411,14
13	Комбинат питания «Молодежный» ул. Большевикская, 68б	9525,00	0,212	523,88
14	Бассейн ул. Пролетарская, 61А	5619,6	0,098	309,08
Всего		45631,77	1,068	2493,3

Из результатов расчета тепловой нагрузки на цели ГВС потребителей квартала подключены к ЦТП «МГУ» 14 зданий разной категории (жилые здания – общежития, учебные корпуса и прочие). При этом потребитель горячей воды - бассейн получает горячую воду от ЦТП «МГУ» только на душевые. Суммарная средненедельная тепловая нагрузка на цели ГВС от ЦТП «МГУ» составляет 1,068 Гкал/ч.

Общая характеристика сети ГВС от ЦТП «МГУ» представленных в таблице 1.6: общая протяженность сети ГВС в одноструйном исчислении составляет 2030 м; средний наружный диаметр трубопроводов по материальной характеристике – 0,052 м.; объем трубопроводов сетей ГВС – 4,08 м³. Все сети подземного типа прокладки с годом прокладки и реконструкции после 2004 г.

Таблица 1.6 – Характеристики тепловых сетей системы ГВС

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина трубопровода (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
1	2	3	4	5	6
ЦТП - ТК1	0,133	5	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,076	5	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК1 – ТК2	0,089	37	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,057	37	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК2 – ТК3	0,089	50	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,057	50	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК2 – АБК	0,057	115	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	115	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК3 – ТК4	0,089	75	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	75	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК4 – ТК5	0,089	27	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	27	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК5 – ТК6	0,089	46	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	46	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК5 – Комбинат питания	0,076	6	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	6	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК6 – ТК7	0,057	12	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	12	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК7 – ТК8	0,057	70	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	70	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК8 – Общежитие №14	0,057	7	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	7	Маты минераловатные	Подземная	после 2004

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20

Лист

14

Продолжение табл. 1.6

1	2	3	4	5	6
ТК6 - Бассейн	0,057	11	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	11	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК6 – ТУ4	0,076	59	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	59	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ4 – Учебный корпус №16	0,032	30	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ4 – ТУ5	0,057	45	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	45	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ5 - ДАС	0,057	38	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	38	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ5 – ТК9	0,057	53	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	53	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК9 – Общежитие №13	0,057	26	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	26	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК1 – ТК10	0,089	42	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,057	42	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК10 – ТУ1	0,089	25	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,057	25	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТК10 – Актовый зал	0,057	60	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	60	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ1 – Учебный корпус №29	0,032	30	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ1 – ТУ2	0,076	36	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,057	36	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ2 – ТУ3	0,057	16	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	16	Маты минераловатные	Подземная	после 2004

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20

Лист

15

Продолжение табл. 1.6

1	2	3	4	5	6
ТУ2 – Учебный корпус №28	0,042	67	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ3 – Учебный корпус №25	0,057	18	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ТУ3 – Учебный корпус №24	0,032	43	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
ЦТП - Учебный корпус №2	0,057	60	Маты минераловатные	Подземная	после 2004
	0,032	60	Маты минераловатные	Подземная	после 2004

1.2 Обзор схем управления систем ГВС от ЦТП

В связи с крупным жилищным строительством появилась нужда сооружения укрупненных, центральных тепловых пунктов (ЦТП), для которых отводились специальные земельные участки, как правило, в центре жилых районов. В закрытых системах теплоснабжения тепловую мощность такого ЦТП на микрорайон или группу зданий рекомендуется брать от 12 до 35 МВт (по сумме максимального теплового потока на отопление и среднечасового потока на горячее водоснабжение)[4-17].

Со временем в ЦТП стали размещать не только теплоэнергетическое оборудование, но и водопроводное, насосное противопожарное, электротехническое и низковольтное оборудование, проведя диспетчеризацию и превратив их в энергетические центры обслуживания населения. При этом, после ЦТП прокладывались четырех-, шести-, восьмитрубные распределительные тепловые сети к зданиям, а часто и водопроводные, противопожарные и другие линии и коммуникации. Понятие ЦТП расширилось.

ЦТП - пункт подключения систем теплоснабжения микрорайона к распределительным сетям городской тепловой сети и водопровода и управле-

ния и регулирования системами отопления, вентиляции и водоснабжения зданий.

Несмотря на сложность и количество дворовых разводок, это в целом повысило эффективность и культуру инженерного устройства городов и сёл, сделало доступным установить удаленный контроль и управление процессами энергоснабжения, исключило тепловое, шумовое и электромагнитное воздействие на человека, что неминуемо сопровождалось индивидуальными тепловыми пунктами и местными установками.

Системы горячего водоснабжения при закрытой системе теплоснабжения присоединяют через скоростные секционные водо-водяные подогреватели (кожух трубного и пластинчатого типа).

Главным критерием для выбора схем присоединения теплообменных аппаратов горячего водоснабжения в закрытых системах ЦТ было принято соотношение максимальных нагрузок горячего водоснабжения и отопления. Так при их соотношении: при соотношении меньшей 0,2 применяют одноступенчатую последовательную схему с предвключенным или параллельно включенным подогревателем (детские сады, школы, административные и общественные здания с малой нагрузкой ГВС); при соотношении от 0,2 до 1,0 применяют двухступенчатые смешанные или последовательные схемы (жилые районы, мелкие промпредприятия и др.). В этих схемах подогреватель ГВС разделен на две ступени; при соотношении более 1,0 применяют одноступенчатую параллельную схему (в банях, прачечных, крупных зданиях и промышленных предприятиях с упором на ГВС нагрузку).

Схема, представленная используется при недоступности регуляторов расхода теплоты на отопление (обычно, в групповых и квартальных котельных мощностью до 35 МВт), стабилизация расхода воды на отопление достигается регулятором перепада давлений.

Когда нагрузка ГВС существенно превышает отопительную, подогреватели горячего водоснабжения устанавливают на тепловом пункте по односту-

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

пенчатой параллельной схеме, при которой подогреватель горячего водоснабжения подключается к тепловой сети параллельно системе отопления.

Постоянность температуры водопроводной воды в системе горячего водоснабжения в районе 55-60 °С поддерживается регулятором температуры, который действует на расход греющей сетевой воды через подогреватель. В ряде случаев у потребителя устанавливаются гидроаккумуляторы горячей воды.

При параллельном включении расход сетевой воды равен сумме ее расходов на отопление и горячее водоснабжение. При последовательной схеме он равен только ее расходу на отопление. Тепловая нагрузка горячего водоснабжения при этом покрывается частичным охлаждением сетевой воды, поступившей в систему отопления.

В смешанной схеме первая ступень подогревателя ГВС включена последовательно с системой отопления на обратной линии сетевой воды, а вторая ступень подключена к тепловой сети параллельно с системой отопления. При этом заблаговременный подогрев водопроводной воды происходит за счет охлаждения сетевой воды после системы отопления, что снижает тепловую нагрузку второй ступени и уменьшает суммарный расход сетевой воды на ГВС.

С начала с 1980-х годов, в связи со строительством зданий повышенной этажности (13 этажей и больше) и усилением требований к надежности теплоснабжения стали возникать так называемые изолированные схемы присоединения систем отопления с помощью водо-водяных подогревателей.

Циркуляция воды в таких системах отопления осуществляется циркуляционным насосом, а гидравлический режим становится изолированным от режима в тепловой сети. Ограничение максимально допустимого в обратной линии теплосети пьезометрического напора в 0,6 МПа (60 м вод. ст.) при этом снимается, что повышает ее маневренные возможности и надежность теплоснабжения в целом.

В двухступенчатой последовательной схеме обе ступени подогревателя ГВС включены последовательно с системой отопления: первая ступень - после

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

системы отопления, вторая - до системы отопления. Регулятор расхода, установленный параллельно второй ступени подогревателя, поддерживает постоянным суммарный расход сетевой воды на абонентский ввод независимо от расхода сетевой воды на вторую ступень подогревателя. В часы максимальных нагрузок ГВС вся или большая часть сетевой воды проходит через вторую ступень подогревателя, охлаждается в ней и поступает в систему отопления с температурой, ниже требуемой. При этом система отопления недополучает теплоту. Этот недоотпуск теплоты в систему отопления компенсируется в часы малых нагрузок горячего водоснабжения, когда температура сетевой воды, поступающей в систему отопления, выше требуемой при этой наружной температуре. Для этого теплоснабжающим организациям пришлось разработать и ввести в практику регулирования так называемый повышенный температурный график отпуска теплоты по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

В двухступенчатой последовательной схеме суммарный расход сетевой воды меньше, чем в смешанной схеме, благодаря тому, что в ней используется не только теплота сетевой воды после системы отопления, но и теплоаккумулирующая способность зданий. Поэтому двухступенчатая схема со смешанным включением подогревателей в настоящее время применяется реже последовательной. Снижение расходов сетевой воды способствует снижению удельной стоимости наружных тепловых сетей.

Наибольшие расходы сетевой воды отмечаются при параллельной схеме, а наименьшие при последовательной схеме включения подогревателей ГВС.

Горячее водоснабжение в открытых СЦТ должно присоединяться к подающему и обратному трубопроводам двухтрубных водяных тепловых сетей через регулятор смешения воды для подачи в систему ГВС воды заданной температуры. Отбор воды для ГВС из трубопроводов и приборов систем отопления не допускается. Циркуляционный трубопровод системы ГВС рекомендуется присоединять к обратному трубопроводу тепловой сети после отбора воды в

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

систему ГВС, при этом на трубопроводе между местом отбора воды и местом подключения циркуляционного трубопровода должна предусматриваться диафрагма, рассчитанная на гашение напора, равного сопротивлению системы ГВС в циркуляционном режиме.

При закрытой и открытой схемах теплоснабжения системы горячего водоснабжения жилых зданий присоединяются без баков-аккумуляторов горячей воды.

В банях, прачечных, крупных гостиницах и на промышленных предприятиях с сосредоточенной нагрузкой ГВС, как правило, устанавливают такие баки.

Бак-аккумулятор горячей воды (БАГВ) - емкость, предназначенная для хранения горячей воды в целях выравнивания суточного графика расхода воды в системах теплоснабжения, а также для создания и хранения запаса подпиточной воды на источниках теплоты.

При давлении в обратном трубопроводе теплосети, недостаточном для подачи воды в систему ГВС, на трубопроводе после регулятора смешения следует предусматривать повысительно-циркуляционный насос, при этом установка диафрагмы не требуется.

Устройство индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) обязательно в каждом жилом и общественном здании независимо от наличия ЦТП, при этом в ИТП предусматриваются только те функции, которые необходимы для присоединения систем потребления теплоты данного здания и не предусмотрены в ЦТП.

ИТП - пункт подключения систем отопления, вентиляции и водоснабжения здания к распределительным сетям системы тепловодоснабжения микрорайона.

При теплоснабжении от котельных мощностью 35 МВт и менее рекомендуется предусматривать в зданиях только ИТП. На каждый тепловой пункт должен составляться технический паспорт.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В промышленных зданиях проектируют только ЦТП двухступенчатой смешанной схеме. Промышленные абоненты с паровой нагрузкой могут подключиться к паровым теплосетям как по зависимой схеме - с прямой подачей пара в системы теплоснабжения с изменением, или без изменения параметров пара, так и по независимой схеме - через пароводяные подогреватели. Применение для целей ГВС паровых водонагревателей барботажного типа не допустимо.

В промышленных ЦТП разрешаются устройства закрытых систем сбора и возврата конденсата, а также использование теплоты конденсата для собственных нужд предприятия.

Подбор оборудования системы сбора конденсата (трубопроводы, арматура, баки, насосы, редукционные и охлаждающие устройства и др.) должен производиться в соответствии с требованиями нормативных документов.

Рассмотренные схемы присоединения потребителей теплоты к тепловым сетям не содержат всех возможных вариантов. Могут использоваться и другие схемы присоединения, обеспечивающие минимальные расходы воды в тепловых сетях, экономию теплоты за счет применения регуляторов расхода и ограничителей максимального расхода сетевой воды, корректирующих насосов или элеваторов с автоматическим регулированием, снижающих температуру воды, поступающей в системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

1.3 Расчет нормативных потерь тепловой энергии при передаче горячей воды от ЦТП «МГУ»

Расчет технологических потерь тепловой энергии при ее передаче по сети выполнялся с использованием исходных данных: схем тепловых сетей СЦТ; материальных характеристик тепловых сетей (теплоизоляционных конструк-

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ций, способов прокладки и т.д.); среднемесячных температур теплоносителя в подающем трубопроводе, °С; среднемесячных температур теплоносителя в обратном трубопроводе, °С; среднемесячных температур наружного воздуха, °С.

Расчет произведен специализированной организацией на основании следующих нормативных документов: порядок по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Утверждено приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 325; методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери. РД 34.20.519-97; МДК 4-03.2001. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального водоснабжения [18, 19].

Тепловые потери трубопроводами тепловых сетей теплопередачей через изоляционные конструкции зависят от следующих факторов:

- вида теплоизоляционной конструкции и применяемых теплоизоляционных материалов;
- типа прокладки – надземная, подземная в каналах, бесканальная, их соотношения по длине для рассматриваемой тепловой сети;
- температурных режимов и продолжительности функционирования тепловой сети в течение года;
- параметров окружающей среды – значения температуры наружного воздуха, грунта (для подземной прокладки) и характер их изменения в течение года, скорость ветра (для надземной прокладки);
- продолжительности и условий эксплуатации тепловой сети.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых условий функционирования тепловой сети, сооруженной в соответствии с Нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей, производится согласно нормам по формулам:

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– для теплопроводов подземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам вместе:

$$Q_{из.н.зод} = \sum (q_{из.н} L\beta) \cdot 10^{-6}, \quad (1.7)$$

– для теплопроводов надземной прокладки по подающим и обратным трубопроводам отдельно:

$$Q_{из.н.зодо} = \sum (q_{из.н.о} L\beta) \cdot 10^{-6}, \quad (1.8)$$

$$Q_{из.н.зодн} = \sum (q_{из.н.н} L\beta) \cdot 10^{-6}, \quad (1.9)$$

Где $q_{из.н}$, $q_{из.н.о}$, $q_{из.н.н}$ – удельные часовые тепловые потери трубопроводов каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия функционирования тепловой сети, подающих и обратных трубопроводов подземной прокладки – вместе, надземной отдельно, ккал/ч·м;

L – длина трубопроводов участка тепловой сети подземной прокладки в двухтрубном исчислении, надземной – в однострубной, м;

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий потери запорной арматурой, компенсаторами, опорами; принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм, 1,15 – при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки.

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь, ккал/м·ч, при среднегодовых значениях разности температуры теплоносителя и окружающей среды (грунта и воздуха), отличающихся от значений приведенных в таблицах Норм, определяются линейной интерполяцией (экстраполяцией), по формулам:

– для теплопроводов подземной прокладки, подающих и обратных трубопроводов вместе:

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{из.н} = q_{из.н.T1} + (q_{из.н.T2} - q_{из.н.T1}) \frac{\Delta t_{год} - \Delta t_{T1}}{\Delta t_{T2} - \Delta t_{T1}}, \quad (1.10)$$

где $q_{из.н.T1}$ и $q_{из.н.T2}$ – удельные часовые тепловые потери подающих и обратных трубопроводов каждого диаметра при 2-х смежных табличных значениях (меньшем и большем) среднегодовой разности температур теплоносителя и грунта, ккал/ч·м;

$\Delta t_{год}$ – среднегодовая разность температуры теплоносителя и грунта для рассматриваемой тепловой сети, °С;

Δt_{T1} и Δt_{T2} – смежные, меньшее и большее, чем для конкретной тепловой сети, табличные значения среднегодовой разности температуры теплоносителя и грунта, °С.

Среднегодовая разность температур, °С, теплоносителя и грунта определяется:

$$\Delta t_{ср.год} = \frac{\Delta t_{н.год} - \Delta t_{о.год}}{2} - \Delta t_{ср.год}, \quad (1.11)$$

где $\Delta t_{н.год}$ и $\Delta t_{о.год}$ – значения среднегодовой температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах рассматриваемой тепловой сети, °С;

$\Delta t_{ср.год}$ – среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов тепловой сети, °С.

– для теплопроводов надземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам отдельно:

$$q_{из.н.н} = q_{из.н.н.T1} + (q_{из.н.н.T2} - q_{из.н.н.T1}) \frac{\Delta t_{н.год} - \Delta t_{н.T1}}{\Delta t_{н.T2} - \Delta t_{н.T1}}, \quad (1.12)$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{из.н.о} = q_{из.н.о.Т1} + (q_{из.н.о.Т2} - q_{из.н.о.Т1}) \frac{\Delta t_{о.зод} - \Delta t_{о.Т1}}{\Delta t_{о.Т2} - \Delta t_{о.Т1}}, \quad (1.13)$$

где $q_{из.н.н.Т1}$ и $q_{из.н.н.Т2}$ – удельные часовые тепловые потери подающих трубопроводов конкретного диаметра при 2 смежных (меньшем и большем табличных значениях) среднегодовой разности значений температуры теплоносителя и наружного воздуха, ккал/ч·м;

$\Delta t_{о.зод}$ – среднегодовая разность температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{н.Т1}$ и $\Delta t_{н.Т2}$ – смежные табличные значения (меньшее и большее) среднегодовой разности температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{о.Т1}$ и $\Delta t_{о.Т2}$ – то же для обратных трубопроводов, °С.

Значения среднегодовой разности температуры $\Delta t_{н.зод}$ и $\Delta t_{о.зод}$ для подающих и обратных трубопроводов определяются как разность соответствующих значений среднегодовой температуры теплоносителя $\Delta t_{н.зод}$ и $\Delta t_{о.зод}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $\Delta t_{н.зод} \Delta t_{н.зод}$.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, Гкал, через изоляционные конструкции трубопроводов тепловой сети за соответствующий месяц определяются по выражению:

$$Q_{из.н.мес} = (Q_{из.н} + Q_{из.н.л} + Q_{из.н.о})n, \quad (1.14)$$

где $Q_{из.н}$, $Q_{из.н.л}$ и $Q_{из.н.о}$ – нормативные значения эксплуатационных часовых тепловых потерь тепловых сетей подземной прокладки, подающим и обратным трубопроводом вместе, надземной – отдельно, Гкал/ч;

n – продолжительность функционирования тепловой сети в рассматриваемом месяце, ч.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, Гкал/ч, при среднемесячных условиях функционирования тепловой сети определяются:

– для теплопроводов подземной прокладки, подающими и обратными трубопроводами вместе:

$$Q_{из.н.мес} = Q_{из.н.год} \frac{t_{н.мес} - t_{о.мес} - 2t_{гр.мес}}{t_{н.год} + t_{о.год} - 2t_{гр.год}}, \quad (1.15)$$

– для теплопроводов надземной прокладки, подающими и обратными трубопроводами отдельно:

$$Q_{из.н.мес.п} = Q_{из.н.год.п} \frac{t_{н.мес} - t_{н.мес}}{t_{н.год} + t_{н.год}}, \quad (1.16)$$

$$Q_{из.н.мес.о} = Q_{из.н.год.о} \frac{t_{о.мес} - t_{н.мес}}{t_{о.год} + t_{н.год}}, \text{ Гкал/ч} \quad (1.17)$$

Где $t_{н.мес}$ и $t_{о.мес}$ – ожидаемые среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах конкретной тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки при ожидаемых значениях температуры наружного воздуха, °С;

$t_{гр.мес}$ и $t_{н.мес}$ – ожидаемые среднемесячные значения температуры грунта на глубине заложения трубопроводов и наружного воздуха, °С.

К эксплуатационным технологическим затратам сетевой воды относятся:

– затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;

– технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;

– технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания.

К утечке теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой $G_{ут.н}$, м³/год, определяются по формуле:

$$G_{ут.н} = \frac{a \cdot V_{ср.год} \cdot n_{год}}{100} = m_{у.годн} \cdot n_{год}, \quad (1.18)$$

где a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25 % среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час, м³/ч·м³;

$V_{ср.год}$ – среднегодовая емкость тепловой сети, м³;

$n_{год}$ – продолжительность работы тепловой сети в течение года, ч;

$m_{у.годн}$ – среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч.

Значение среднегодовой емкости тепловой сети $V_{ср.год}$, м³, определяется по формуле:

$$V_{ср.год} = \frac{V_{ом} \cdot n_{ом} + V_{л} \cdot n_{л}}{n_{ом} + n_{л}} = \frac{V_{ом} \cdot n_{ом} + V_{л} \cdot n_{л}}{n_{год}}, \quad (1.19)$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где V_{om} и V_l – емкость трубопроводов тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, м³;

n_{om} и n_l – продолжительность функционирования тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального режима эксплуатации, а также превышающие нормативные значения показателей, приведенных выше, в утечку не включаются.

Технологические затраты теплоносителя, связанные с вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после планового ремонта или реконструкции, принимаются условно в размере 1,5-кратной емкости тепловой сети, находящейся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии.

Размеры затрат устанавливаются на основе информации, содержащейся в паспортах или технических условиях на указанные приборы, и уточняются в результате их регулировки. Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива из этих приборов $G_{a,n}$, м³, определяются по формуле:

$$G_{a,n} = \sum m \cdot N \cdot n, \quad (1.20)$$

где m – технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из установленных типов средств автоматики или защиты, м³/ч;

N – количество функционирующих средств автоматики и защиты, шт.;

n – продолжительность функционирования однотипных средств автоматики и защиты в течение года, ч.

Технологические затраты теплоносителя при плановых эксплуатационных испытаниях тепловых сетей включают потери теплоносителя при выпол-

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

нении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении. Нормирование этих затрат теплоносителя производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения упомянутых работ, а также утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида работ в тепловых сетях, находящихся на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя.

Нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей $Q_{y.n}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{y.n} = m_{y.zod.n} \cdot \rho_{zod} \cdot c \times [b \cdot t_{1.zod} + (1-b) \cdot t_{2.zod} - t_{x.zod}] \cdot n_{zod} \cdot 10^{-6}, \quad (1.21)$$

где ρ_{zod} – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м³;

$t_{1.zod}$ и $t_{2.zod}$ – среднегодовые температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С;

$t_{x.zod}$ – среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;

$c = 1$ – удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/ кг·°С;

b – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (при отсутствии данных принимается в пределах от 0,5 до 0,75).

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по применяемому в си-

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

стеме теплоснабжения графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым среднемесячным значениям температуры наружного воздуха на всем протяжении работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологических станций за последние 5 лет (при отсутствии таковой - в соответствии со СНиП 23-01-94. Строительная климатология, М. 2001 г.).

Среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник для подпитки тепловой сети $t_{x.год}$, °С, определяется по формуле:

$$t_{x.год} = \frac{t_{x.омб} \cdot n_{ом} + t_{x.л} \cdot n_{л}}{n_{ом} + n_{л}}, \quad (1.22)$$

где $t_{x.ом}$, $t_{x.л}$ – значения температуры холодной воды, поступающей на источник теплоснабжения в отопительном и летнем периодах, °С (при отсутствии достоверной информации $t_{x.ом} = 5$ °С, $t_{x.л} = 15$ °С).

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуск в эксплуатацию новых сетей $Q_{зан}$, Гкал, определяются по формуле с учетом плотности воды, используемой для заполнения:

$$Q_{зан} = 1,5 \cdot V \cdot c \cdot (t_{зан} - t_x) \cdot 10^{-6}, \quad (1.23)$$

где $1,5 \cdot V$ – затраты сетевой воды на заполнение трубопроводов и оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии, м³;

$t_{зан}$, t_x – соответственно, температуры сетевой воды при заполнении и холодной воды в этот период, °С.

Нормативные технологические затраты тепловой энергии со сливами из средств авторегулирования и защиты (САРЗ) $Q_{a.n}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{a.n} = G_{a.n} \cdot c \cdot \rho \cdot (t_{сл} - t_x) \cdot 10^{-6}, \quad (1.24)$$

где $G_{a.n}$ – затраты сетевой воды со сливами из САРЗ, определяемые в соответствии с настоящим Положением, м³;

$t_{сл}$, t_x – температура сливаемой сетевой воды, определяемая в зависимости от места установки САРЗ, и температура холодной воды за этот же период, °С;

ρ – среднегодовая плотность сетевой воды в подающем или в обратном трубопроводе, в зависимости от точек отбора сетевой воды, кг/м³.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по периодам функционирования тепловой сети $Q_{у.н.от}$, $Q_{у.н.л}$, Гкал, определяются по формулам:

$$Q_{у.н.от} = Q_{у.н.год} \frac{V_{от} \cdot n_{от}}{V_{год} \cdot n_{год}}, \quad (1.25)$$

$$Q_{у.н.л} = Q_{у.н.год} \frac{V_{л} \cdot n_{л}}{V_{год} \cdot n_{год}}, \quad (1.26)$$

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по месяцам в отопительном и неотопительном периодах $Q_{у.н.от.мес}$, $Q_{у.н.л.мес}$, Гкал, определяются по формулам:

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$Q_{у.н.от.мес} = Q_{у.н.от} \frac{(t_{н.мес} + t_{о.мес} - 2t_{х.мес}) \cdot n_{мес}}{(t_{н.отГ} + t_{о.от} - 2t_{х.от}) \cdot n_{от}}, \quad (1.27)$$

$$Q_{у.н.л.мес} = Q_{у.н.л} \frac{n_{мес}}{n_{л}}, \quad (1.28)$$

где $t_{н.мес}$ и $t_{о.мес}$ – среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С;

$t_{н.от}$ и $t_{о.от}$ – средние значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в отопительный период, °С;

$t_{х.мес}$ – среднемесячное значение температуры холодной воды.

Пример расчета тепловых потерь для участка теплосети ТУЗ – Учебный корпус №25. Расчет выполнен с применением средних значений за пять лет фактических температур наружного воздуха и продолжительности отопительного периода.

Определяется среднегодовая разность значений температуры теплоносителя и среды, °С $\Delta t_{ср.год}$, °С:

$$\Delta t_{ср.год} = 70 - 8,43 = 61,57.$$

Находится удельная плотность теплового потока $q_{из.н}$, ккал/ч·м. Конкретные значения удельной плотности теплового потока определяются интерполирования табличных данных:

$$q_{из.н} = \left(22 + (26 - 22) \frac{70-65}{90-65} \right) \cdot 0,5 = 11,40.$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Рассчитываются нормативные часовые потери тепловой энергии $Q_{из.н.год}$, Гкал/ч:

$$Q_{из.н.год} = 11,40 \cdot 18 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 0,00024624$$

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь через изоляционные конструкции за год, Гкал/год составят:

$$Q_{из.н.год} = 0,00024624 \cdot 8760 = 2,1571$$

Материальная характеристика тепловой сети для подземной прокладки $M_{подз}$, м², определяется по известному выражению:

$$M_{подз} = 2 \cdot 0,057 \cdot 18 = 2,052$$

Объем тепловой сети, м³, находится как:

$$V = \sum V_{уд.i} \cdot L_i \cdot 10^{-3} = 2,0 \cdot 18 \cdot 10^{-3} = 0,036.$$

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой $G_{ут.н}$, м³/год, составят:

$$G_{ут.н} = \frac{0,25 \cdot 0,036 \cdot 8760}{100} = 0,7884.$$

Нормативное значение годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей $Q_{у.н}$, Гкал/год, будет:

$$Q_{у.н} = 0,7884 \cdot 980,6 \cdot 1 \cdot (70 - 9,28) \cdot 10^{-6} = 0,0469.$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуска в эксплуатацию новых сетей $Q_{зан}$, Гкал, с учетом плотности воды, используемой для заполнения:

$$Q_{зан} = 1,5 \cdot 0,7884 \cdot 980,6 \cdot (40 - 15) \cdot 10^{-6} = 0,02899.$$

Суммарные тепловые потери в сети ГВС от ЦТП «МГУ» составляют 232,72 Гкал/год в т.ч 5,35 Гкал/год с нормативными утечками теплоносителя. Результаты представлены в табл. 1.7.

Таблица 1.7 – Нормируемые эксплуатационные тепловые потери по месяцам

Месяц	Среднечасовые в месяц тепловые потери тепловой сети в целом, Гкал/ч				Продолжительность функционирования, ч	Тепловые потери тепловой сети в целом за месяц, Гкал				Тепловые потери тепловой сети в целом за месяц, Гкал	
	Подземная прокладка	Надземная прокладка		с утечкой теплоносителя		Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка			с утечкой теплоносителя
		подающий тр-д	обратный тр-д					подающий тр-д	обратный тр-д		
Январь	0,0280			0,0008	0,0289	744	20,858			0,61	21,47
Февраль	0,0287			0,0007	0,0294	672	19,282			0,50	19,78
Март	0,0290			0,0007	0,0297	744	21,605			0,50	22,10
Апрель	0,0290			0,0006	0,0296	720	20,915			0,40	21,32
Май	0,0271			0,0005	0,0276	744	20,162			0,35	20,51
Июнь	0,0250			0,0005	0,0254	720	17,970			0,34	18,31
Июль	0,0234			0,0005	0,0239	744	17,433			0,35	17,79
Август	0,0224			0,0005	0,0228	744	16,645			0,35	17,00
Сентябрь	0,0227			0,0005	0,0231	720	16,309			0,34	16,65
Октябрь	0,0239			0,0008	0,0247	744	17,777			0,59	18,36
Ноябрь	0,0255			0,0007	0,0261	720	18,331			0,47	18,80
Декабрь	0,0270			0,0007	0,0277	744	20,087			0,53	20,62
В среднем за год						8760	227,37			5,35	232,72

1.4 Анализ и оценка факторов, влияющих на показатели эффективности системы ГВС

Эффективность системы централизованного горячего водоснабжения оценивается следующими показателями: удельный расход электрической энергии на транспорт тепловой энергии; потери тепловой энергии в сети ГВС при ее транспортировке; потери теплоносителя в системе ГВС [20-26].

Данные показатели зависят от многих факторов: состояние трубопроводов и теплоизоляционных конструкций сети ГВС; применение автоматизированных систем учета, контроля и регулирования; фактор учитывающая вероятность неравномерности потребления горячей воды.

Все приведенные факторы в той или иной степени влияют на расход «горячей воды» в сети ГВС. От расхода пропорционально (линейно) и с квадратичной зависимостью изменяются (показатели эффективности) затраты и потери теплоносителя, тепловой энергии и затраты электрической энергии.

Оценку влияния каждого фактора и совокупности факторов является достаточной степени сложная задача и решается с применением комплекса исследовательских мероприятий таких как создание математической и физической моделей учитывающих степень вероятности изменений отдельных факторов.

По отдельным зависимостям на данном этапе работы следует отметить факторы оказывающих наибольшее влияние:

1. Коэффициент неравномерности. Изменение данного коэффициента находится в диапазоне способнойкратно увеличить расход горячей воды по сети ГВС при этом в 2-4 раза от расчетного максимального значения.

2. Качество регулирования отпущенного в сеть ГВС «горячей воды». Также может до 2 раз изменить расход по сети.

3. Качество управления производительностью повысительной и циркуляционной насосных станций.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Все приведенные показатели эффективности и факторы влияющие на них в ходе выполнения работы будут оценены. По результатам оценки будут рекомендованы мероприятия.

1.5 Анализ плановых и фактических затрат электрической энергии на транспорт горячей воды по системе ГВС от ЦТП «МГУ»

В анализ затрат электрической энергии на транспорт горячей воды по системе ГВС от ЦТП «МГУ» применяются расчетные значения при расчетной тепловой нагрузке потребителей на цели ГВС и фактические затраты обусловленные фактической возможностью работы насосных станций по характеристикам насосов[27, 28].

Величина потребляемой мощности насосов N , кВт определяется по приведенной ниже формуле:

$$N = \frac{\Delta H_n \cdot V_n \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_{\text{э}}}, \quad (1.29)$$

где ΔH_n – развиваемый насосом напор, м;

V_n – расход воды при развиваемом напоре, м³/ч;

ρ – плотность перекачиваемой воды, кг/м³;

η_n – КПД насоса;

$\eta_{\text{э}}$ – КПД электродвигателя.

В соответствии с данной формулой при расчетной средней недельной тепловой нагрузке на цели ГВС по характеристикам повысительного и циркуляционного насоса мощности, кВт, составят:

Для повысительной насосной станции $V_H = 51,7$ м³/ч; $\Delta H_H = 38$ м;
 $\eta_H = 0,65$.

$$N = \frac{38 \cdot 51,7 \cdot 975 \cdot 10^{-3}}{367 \cdot 0,65 \cdot 0,98} = 8,19$$

Для циркуляционной насосной станции $V_H = 21,5$ м³/ч; $\Delta H_H = 37$ м;
 $\eta_H = 0,4$.

$$N = \frac{37 \cdot 21,5 \cdot 975 \cdot 10^{-3}}{367 \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 5,39$$

Суммарный часовой расход электрической энергии насосными станциями составит 20,75 кВт*ч.

Фактический расход электрической энергии в условиях отсутствия автоматического регулирования и настроек системы может находиться в широком диапазоне. На основании данных графиков насосов в диапазоне их работы мощности могут составить от 10,79 кВт до 22,04 кВт. Расчеты представлены ниже.

Для повысительной насосной станции при $V_H = 5$ м³/ч; $\Delta H_H = 38$ м;
 $\eta_H = 0,1$.

$$N = \frac{38 \cdot 5 \cdot 975 \cdot 10^{-3}}{367 \cdot 0,1 \cdot 0,98} = 5,15$$

при $V_H = 100$ м³/ч; $\Delta H_H = 31$ м; $\eta_H = 0,75$.

$$N = \frac{31 \cdot 100 \cdot 975 \cdot 10^{-3}}{367 \cdot 0,75 \cdot 0,98} = 11,2$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для циркуляционной насосной станции при $V_H = 2 \text{ м}^3/\text{ч}$; $\Delta H_H = 52 \text{ м}$;
 $\eta_H = 0,1$.

$$N = \frac{52 \cdot 2 \cdot 975 \cdot 10^{-3}}{367 \cdot 0,1 \cdot 0,98} = 2,82$$

при $V_H = 28 \text{ м}^3/\text{ч}$; $\Delta H_H = 25 \text{ м}$; $\eta_H = 0,35$.

$$N = \frac{25 \cdot 28 \cdot 975 \cdot 10^{-3}}{367 \cdot 0,35 \cdot 0,98} = 5,42$$

При этом качество снабжения потребителей горячей водой в соответствии со санитарными нормами и правилами при разных режимах фактической работы следует оценить после выполнения гидравлического расчета.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

2 Технологическая часть

2.1 Разработка тепловой схемы безинерционной системы управления температуры горячей воды

Центральный тепловой пункт «МГУ» входит число 89 шт. ЦТП г. Саранска в которых двухступенчатый нагрев горячей воды. При этом при модернизации ЦТП в 2016 г. было предусмотрено ее работа и в режиме одной ступени. Такой режим применяется прежде всего в летний период при ремонте одного из двух теплообменников и в отопительном периоде при поочередной их промывке. Двухступенчатые нагрев горячей воды осуществляется следующим образом. Водопроводная вода, используемая для горячего водоснабжения по трубопроводу проходит через водомер и установку для обработки воды. В случае понижения давления в городской водопроводной сети (при максимальном водоразборе) включаются повысительные насосы. После этого водопроводная вода поступает на первую ступень подогревательной установки. В данной схеме в первой ступени нагрев осуществляется теплом теплоносителя обратного трубопровода с квартала, а также теплоносителем греющим теплоносителем после второй ступени. Водопроводная вода подогретая до температуры немногим (на 5-7 °С) ниже греющего теплоносителя первой ступени, примерно до 40-50 °С в весеннем и осеннем периоде и возможно до 70 °С в зимнем периоде подмешиваясь с горячей водой возвращенной от потребителя с температурой 40-50 °С поступает на вторую ступень подогревательной установки. Циркуляция воды в системе горячего водоснабжения квартала осуществляется циркуляционным насосом. Подогрев до требуемой по санитарным нормам и поддержание на постоянном уровне температуры горячей воды осуществляется регулятором температуры РК (номенклатуры 25с947нж DN-65). Греющим теплоносителем вто-

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рой ступени является теплоноситель подающего трубопровода от источника тепловой энергии (ТЭЦ-2) [29].

Управление температурой отпущенной в систему ГВС осуществляется по сигналу от температурного датчика к контроллеру ТРМ -32. В контроллере формируется сигнал управления. Коммутируются контакты КЗР на определенный период. В зависимости от фактического значения температуры и заданной температуры шток КЗР увеличивает или уменьшает зазор между клапаном и седлом клапана увеличивая или уменьшая расход греющего теплоносителя. При условии работы системы в динамических режимах происходит запаздывание системы управления (инерционность). Именно в данный период происходит неэффективная работа системы с точки зрения как затрат электрической энергии и потерь тепловой энергии в сети ГВС.

Для модернизации тепловой схемы ЦТП в части управления температурой горячей воды предлагается в замен выше приведенной схеме управления применение регуляторов расхода (напора) по поддержанию постоянного перепада давления прямого действия. В качестве уравнивающих сил для данного регулятора использовать давление (разность давлений) горячей воды отпущенного в систему ГВС и возвращенного из системы. Так при росте потребления горячей воды давление в обратном трубопроводе будет возрастать что изменит равновесие в регуляторе и приоткроется клапан (увеличится расход греющего теплоносителя). При снижении потребления горячей воды давление в обратном трубопроводе снизится а давление в подающем возрастет, шток с клапаном сместится на уменьшение пропускной способности (снижение расхода греющего теплоносителя). Данная схема представлена в графической части работы.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Разработка расчетной схемы и выполнения гидравлического расчета

Поверочный гидравлический расчет необходим для определения потерь давления (напора) по всей сети и на отдельных ее участках при расчетных тепловых нагрузках [27]. Выполним гидравлический расчет на следующие условия:

- расчетная- максимальная тепловая нагрузка потребителей на цели ГВС (с применением коэффициента неравномерности 2,4 к приведенным в таблице 1.5 значениям средненедельной нагрузки);
- циркуляция теплоносителя осуществляется в объеме при средненедельной тепловой нагрузке.

Ниже приведенный пример расчета, выполнен для вводного участка сети ГВС общежития №13 (ТК9 - общежития №13).

Производится расчет действительного удельного линейного падения давления $R'_л$ по формуле:

$$R'_л = A_R^g \frac{G^2}{(d')^{5,25}}, \quad (2.1)$$

где A_R^g – постоянный коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода, при $k_s = 0,0005$ м $A_R^g = 13,64 \cdot 10^{-6}$.

Для подающего трубопровода

$$R'_л = 13,64 \cdot 10^{-6} \frac{0,975^2}{0,05^{5,25}} = 87,7$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обратного трубопровода

$$R'_l = 13,64 \cdot 10^{-6} \frac{0,406^2}{0,028^{5,25}} = 319,5$$

При фактическом диаметре трубопроводов d' уточняется величина коэффициентов местных потерь $\Sigma\zeta$ и определяется эквивалентная длина местных сопротивлений:

$$l_3 = A_l \cdot \Sigma\zeta \cdot (d')^{1,25}, \quad (2.2)$$

где A_l – постоянный коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода, при $k_s = 0,0005$ м $A_l = 60,5$ м^{-0,25};

$\Sigma\zeta$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Для подающего трубопровода

$$l_3 = 60,5^{-0,25} \cdot 2,0 \cdot 0,05^{1,25} = 2,86$$

Для обратного трубопровода

$$l_3 = 60,5^{-0,25} \cdot 2,0 \cdot 0,028^{1,25} = 1,39$$

Падения давления и напора в подающих и обратных линиях участка:

$$\Delta p_n = \Delta p_o = R'_l \cdot (l + l_3), \quad (2.3)$$

$$\Delta H_n = \Delta H_o = \frac{\Delta p}{\gamma}, \quad (2.3)$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где l – длина участка трубопровода, м;

γ – удельный вес воды.

Для подающего трубопровода

$$\Delta p_n = 87,7(26 + 2,86) = 2531,022$$

$$\Delta H_n = \frac{2531,022}{9550} = 0,265$$

Для обратного трубопровода

$$\Delta p_o = 319,5(26 + 1,39) = 8751,105$$

$$\Delta H_o = \frac{8751,105}{9550} = 0,916$$

Результаты гидравлического расчета сети ГВС от ЦТП «МГУ» представлены в таблице 2.1.

Согласно результатам расчета выполненным по выше приведенным условиям, получены следующие выводы:

1. Суммарный расход горячей воды по подающим трубопроводам при максимальной тепловой нагрузке 51,7 м³/ч;
2. Удельные линейные потери давления вводных участков (за отдельным исключением в обратном трубопроводе) находятся в предельной допустимой зоне до 300 Па/м;
3. Удельные линейные потери давления магистральных участков (за отдельным исключением) при условии одновременной максимальной нагрузки находятся выше предельного значения;

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

4. Суммарное падение напора при выше приведенных условиях наиболее загруженной магистрали (ЦТП – общежитие №13) по подающему трубопроводу 10,9 м, по обратному 30,598 м.

Данные результаты расчета указывают о сложности обеспечения циркуляции горячей воды одновременно от всех потребителей в расчетном режиме, что создает условия снижения качества горячего водоснабжения.

Таблица 2.1 – Результаты гидравлического расчета сети системы ГВС от ЦТП «МГУ»

№ участка по расчетной схеме	Наименование теплового узла (начало и конец участка)	Внутренний диаметр трубопровода, м	Длина участка, м	Расход теплоносителя на участок, м ³ /ч	Эквивалентная длина местных сопротивлений, м, участка	Действительное удельное линейное падение давления R, Па/м, на участке	Потери напора в теплосети, м, на участке
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ЦТП - ТК1	0,125	5	43,133	4,50	107,9	0,107
		0,07	5	17,972	2,18	393,2	0,296
2	ТК1 – ТК2	0,08	37	28,157	2,57	478,8	1,984
		0,05	37	11,732	1,43	980,3	3,945
3	ТК2 – ТК3	0,08	50	25,133	2,57	381,5	2,100
		0,05	50	10,472	1,43	781,0	4,206
4	ТК3 – ТК4	0,08	75	25,133	2,57	381,5	3,099
		0,05	75	10,472	1,43	781,0	6,251
5	ТК4 – ТК5	0,08	27	25,133	2,57	381,5	1,181
		0,05	27	10,472	1,43	781,0	2,325
6	ТК5 – ТК6	0,08	46	14,957	2,57	135,1	0,687
		0,05	46	6,232	1,43	276,6	1,374
7	ТК6 – ТУ4	0,07	59	6,773	2,18	55,8	0,358
		0,028	59	2,822	0,69	1190,5	7,442
8	ТУ4 – ТУ5	0,05	45	4,037	1,43	116,1	0,564
		0,028	45	1,682	0,69	422,9	2,024
9	ТУ5 – ТК9	0,05	53	3,509	2,86	87,7	0,513
		0,028	53	1,462	1,39	319,5	1,820
10	ТК9 – Общежитие №13	0,05	26	3,509	2,86	87,7	0,265
		0,028	26	1,462	1,39	319,5	0,916

11	ТК1 – ТК10	0,08	42	14,976	7,72	135,4	0,705
		0,05	42	6,240	4,29	277,3	1,344
12	ТК10 – ТУ1	0,08	25	9,456	5,15	54,0	0,170
		0,05	25	3,940	2,86	110,6	0,323

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
13	ТУ1 – ТУ2	0,07	36	9,264	2,18	104,5	0,418
		0,05	36	3,860	1,43	106,1	0,416
14	ТУ2 – ТУ3	0,05	16	8,304	1,43	491,1	0,896
		0,028	16	3,460	0,69	1789,7	3,128
15	ТУ3 – Учебный корпус №24	0,028	43	1,392	1,39	289,7	1,346
16	ТУ3 – Учебный корпус №25	0,05	18	6,912	2,86	340,3	0,743
17	ТУ2 – Учебный корпус №28	0,04	67	0,960	2,16	21,2	0,153
18	ТУ1 – Учебный корпус №29	0,028	30	0,192	1,39	5,5	0,018
20	ТК10 – Актовый зал	0,05	60	5,520	2,86	217,0	1,428
		0,028	60	2,300	1,39	790,8	5,083
21	ЦТП - Учебный корпус №2	0,05	60	8,544	2,86	519,9	3,422
		0,028	60	3,560	1,39	1894,7	12,179
22	ТК2 - т.1 - АБК	0,05	115	2,256	5,72	36,2	0,458
		0,028	115	0,940	2,77	132,1	1,629
23	т.1 – Учебный корпус №10	0,05	20	0,768	2,86	4,2	0,010
24	ТК5 – Комбинат питания	0,07	6	10,176	4,36	126,1	0,137
		0,028	6	4,240	1,39	2687,6	2,079
25	ТК6 - Бассейн	0,05	11	4,704	2,86	157,6	0,229
		0,028	11	1,960	1,39	574,3	0,745
26	ТК6 – ТК7	0,05	12	3,480	1,43	86,3	0,121
		0,028	12	1,450	0,69	314,3	0,418
27	ТК7 – ТК8	0,05	70	3,480	2,86	86,3	0,658
		0,028	70	1,450	1,39	314,3	2,349
28	ТК8 – Общежитие №14	0,05	7	3,480	2,86	86,3	0,089
		0,028	7	1,450	1,39	314,3	0,276

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

29	ТУ4 – Учебный корпус №16	0,028	30	2,736	1,39	1119,1	3,678
30	ТУ5 - ДАС	0,05	38	0,528	2,86	2,0	0,008
		0,028	38	0,220	1,39	7,2	0,030

2.3 Разработка рациональных режимов работы системы централизованного ГВС от ЦТП «МГУ»

Эффективность системы централизованного горячего водоснабжения как было отмечено в п. 1.4 оценивается следующими показателями: удельный расход электрической энергии на транспорт тепловой энергии; потери тепловой энергии в сети ГВС при ее транспортировке; потери теплоносителя в системе ГВС.

На основе выполненных отдельных эксплуатационных и наладочных расчетов и расчетной оценкой влияния факторов рекомендованы следующие режимы работы системы ГВС от ЦТП «МГУ». Рациональные режимы работы системы ГВС оцениваются критериями рациональности обеспечивающие выполнением следующих условий эксплуатации: минимум расхода теплоносителя по подающему трубопроводу сети ГВС; минимум расхода горячей воды по обратному трубопроводу. Данные условия выполнимы при реализации следующих мероприятий: организации безинерционной системы регулирования (поддержания) температуры горячей воды отпущенная в сеть ГВС; разработка и наладка гидравлического режима циркуляции горячей воды в обратном трубопроводе сети ГВС; разработка и наладка режима регулирования повысительного и циркуляционного насосов системы ГВС от ЦТП «МГУ».

В совокупности реализованные мероприятия должны обеспечить расчетные параметры теплоносителя (горячей воды) в опорных точках системы ГВС от ЦТП «МГУ». Значения данных параметров с учетом факторов не поддаю-

щих управлению (коэффициент неравномерности потребления горячей воды) в данной работе определяются расчетным способом. Результаты расчета параметров рациональных режимов приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры горячей воды рациональных режимов работы системы ГВС от ЦТП «МГУ»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение	Примечание
1	Температура горячей воды на выходе из теплообменного оборудования	°С	75	
2	Давление горячей воды на выходе из теплообменного оборудования	м	45	
3	Давление горячей воды на входе циркуляционного насоса	м	25	

3 Конструктивная часть

3.1 Разработка гидравлического режима сети ГВС от ЦТП «МГУ»

Задачей разработки гидравлического режима сети ГВС заключается: в определении характеристик средств регулирования установленных для балансировки и обеспечения расчетных расходов теплоносителя в сети ГВС согласно гидравлического расчета; в определении характеристик циркуляционных и повысительных насосных станций и способов их регулирования [28].

Обеспечение расчетного давления горячей воды, отпущенного в сеть, осуществляется регулированием изменением частоты вращения повысительного насоса. При этом прирост частоты вращения крыльчатки насоса и давления на выходе рассчитывается фактического падения давления на теплообменном аппарате с учетом уровня снижения давления горячей воды отпущенного в сеть ГВС.

Незначительный рост потребления горячей воды на те или иные цели у того или иного потребителя приводит к перераспределению и срыву расчетного расхода циркулирующего теплоносителя по участкам. В связи с этим и необходимо с нарастающей динамикой регулирование повысительного насоса. Это позволит с большой долей вероятности поддерживать давление в подающем трубопроводе на абонентском вводе.

Регулирование расчетного, в данном разработанном гидравлическом режиме расхода горячей воды по линии циркуляции осуществляется установкой дросселирующих шайб или статических балансировочный клапан.

На основании выше приведенных условий и рекомендаций, а также с применением выражений п. 2.2. выполнена разработка гидравлического режима с предварительным уточнением падения давления в обратном трубопроводе при скорректированных расходах. Результаты представлены в таблице 3.1

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.1 – Результаты разработанного гидравлического режима сети ГВС от ЦТП «МГУ»

№ участка по расчетной схеме	Наименование теплового узла (начало и конец участка)	Внутренний диаметр трубопровода, м	Длина участка, м	Расход теплоносителя на участке, м ³ /ч	Действительное удельное линейное падение давления R, Па/м, на участке	Потери напора в теплосети, м, на участке	Напор в трубопроводе на начало участка, м
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ЦТП - ТК1	0,125	5	43,133	107,9	0,107	45,000
		0,07	5	9,386	107,3	0,081	24,679
2	ТК1 – ТК2	0,08	37	28,157	478,8	1,984	44,893
		0,05	37	6,026	258,6	1,041	24,759
3	ТК2 – ТК3	0,08	50	25,133	381,5	2,100	42,909
		0,05	50	5,236	195,3	1,052	25,800
4	ТК3 – ТК4	0,08	75	25,133	381,5	3,099	40,809
		0,05	75	5,236	195,3	1,563	26,852
5	ТК4 – ТК5	0,08	27	25,133	381,5	1,181	37,710
		0,05	27	5,236	195,3	0,581	28,414
6	ТК5 – ТК6	0,08	46	14,957	135,1	0,687	36,528
		0,05	46	3,116	69,2	0,343	28,996
7	ТК6 – ТУ4	0,07	59	6,773	55,8	0,358	35,841
		0,028	59	1,411	297,6	1,860	29,339
8	ТУ4 – ТУ5	0,05	45	4,037	116,1	0,564	35,484
		0,028	45	0,841	105,7	0,506	31,199
9	ТУ5 – ТК9	0,05	53	3,509	87,7	0,513	34,919
		0,028	53	0,731	79,9	0,455	31,705
10	ТК9 – Общежитие №13	0,05	26	3,509	87,7	0,265	34,654
		0,028	26	0,731	79,9	0,229	32,160
11	ТК1 – ТК10	0,08	42	14,976	135,4	0,705	44,893
		0,05	42	3,360	80,4	0,390	25,068
12	ТК10 – ТУ1	0,08	25	9,456	54,0	0,170	44,187
		0,05	25	2,210	34,8	0,101	25,170
13	ТУ1 – ТУ2	0,07	36	9,264	104,5	0,418	43,770
		0,05	36	2,130	32,3	0,127	25,296
14	ТУ2 – ТУ3	0,05	16	8,304	491,1	0,896	43,352
		0,028	16	1,730	447,4	0,782	26,079

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
15	ТУ3 – Учебный корпус №24	0,028	43	1,392	289,7	1,346	42,006
16	ТУ3 – Учебный корпус №25	0,05	18	6,912	340,3	0,743	42,456
17	ТУ2 – Учебный корпус №28	0,04	67	0,960	21,2	0,153	42,873
18	ТУ1 – Учебный корпус №29	0,028	30	0,192	5,5	0,018	44,017
20	ТК10 – Актовый зал	0,05	60	5,520	217,0	1,428	44,187
		0,028	60	1,150	197,7	1,271	
21	ЦТП - Учебный корпус №2	0,05	60	8,544	519,9	3,422	44,893
		0,028	60	1,780	473,7	3,045	27,723
22	ТК2 - т.1 - АБК	0,05	115	2,256	36,2	0,458	42,909
		0,028	115	0,470	33,0	0,407	
23	т.1 – Учебный корпус №10	0,05	20	0,768	4,2	0,010	42,909
24	ТК5 – Комбинат питания	0,07	6	10,176	126,1	0,137	36,528
		0,028	6	2,120	671,9	0,520	35,439
25	ТК6 - Бассейн	0,05	11	4,704	157,6	0,229	35,841
		0,028	11	0,980	143,6	0,186	29,525
26	ТК6 – ТК7	0,05	12	3,480	86,3	0,121	35,841
		0,028	12	0,725	78,6	0,104	29,443
27	ТК7 – ТК8	0,05	70	3,480	86,3	0,658	35,720
		0,028	70	0,725	78,6	0,587	30,031
28	ТК8 – Общежитие №14	0,05	7	3,480	86,3	0,089	35,062
		0,028	7	0,725	78,6	0,069	30,100
29	ТУ4 – Учебный корпус №16	0,028	30	2,736	1119,1	3,678	35,484
30	ТУ5 - ДАС	0,05	38	0,528	2,0	0,008	34,919
		0,028	38	0,110	1,8	0,007	31,207

3.2 Обзор и анализ технических средств управления рациональных режимов

Техническими средствами управления рациональных режимов, обеспечивающих выше приведенные условия параметры горячей воды в сети системы ГВС, являются регуляторы расхода (РР) и давления (РД) прямого действия.

Регуляторы расхода и давления прямого действия с нормально открытым (НО) или нормально закрытым (НЗ) регулирующим клапаном предназначены для регулирования давления, расхода (перепада давления) жидких и газообразных сред, неагрессивных к материалам деталей регулятора, из которых он изготовлен (чугун СЧ18 ГОСТ 1412). Технические характеристики (диаметр условного прохода, пределы регулирования, пропускная способность, номинальный ход клапана и масса) регулятора приведены в таблице 3.1. В соответствии с таблицей регуляторы расхода и давления в части пропускной способности производятся достаточно широкого ряда от 6,3 м³/ч до 80 м³/ч. Что дает возможность их применения практически по всех тепловых пунктах. К примеру в ЦТП «МГУ» с максимальной тепловой нагрузкой на цели ГВС 1,9 Гкал, расчетный расход греющего теплоносителя во второй ступени не более 30 м³/ч.

В типовой схеме применения регулятора расхода и давления его принцип действия основан на уравнивании силы упругой деформации пружины силой, создаваемой регулируемым давлением на мембране чувствительного элемента мембранного узла. В сборке регулятор давления с нормально открытым или нормально закрытым регулирующим клапаном импульс регулирования давления подается в верхнюю полость мембранного узла. В сборке регулятор расхода (перепада давления) импульсы регулируемого давления, соответствующей заданному расходу, подаются в обе полости мембранного узла, при этом условие равновесия усилий на мембране обеспечивается суммой усилий, разви-

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ваемое разностью регулируемых давлений и силой упругой деформации пружины.

При изменении величин импульсов регулирования, равновесные силы действующие на мембрану, приводит к изменению положения клапана. Данное изменение в типовых схемах использования обеспечивает восстановления регулируемой величины.

В условиях применения в разработанной схеме без инерционного регулирования температуры отпущенного в сеть ГВС горячей воды за счет изменения величины импульсов (разности давлений в подающем и обратном трубопроводах сети ГВС) из за изменения потребления горячей воды, изменяется положения регулируемого клапана изменяя расход греющего теплоносителя.

Таблица 3.2 – Технические характеристики регуляторов расхода и давления прямого действия.

Диаметр условного прохода Ду, мм	Пределы регулирования, МПа	Условная пропускная способность, м ³ /ч	Номинальный ход клапана, мм	Масса, кг, не более
25	(0,04-0,16); (0,1-0,4); (0,16-0,63); (0,4-1)	6,3	4,0+1,0	23,5
32		10,0	4,0+1,0	26
40		16,0	5,5+1,0	28,5
50		25,0	5,5+1,0	34,5
80		60,0	8,0+1,0	56
100		80,0	8,0+1,0	58

В качестве регулирующего оборудования в тепловых узлах потребителя может служить как дроссельная шайба, так и статический (ручной) балансировочный клапан VIR 9505 с соответствующей пропускной способностью [30].

Дополнительным оборудованием для реализации разработанных режимов является: оборудование для управления температурой теплоносителя отпущенного в сеть системы ГВС; оборудование в тепловых узлах потребителя (на обратном трубопроводе вводного участка сети системы ГВС); частотные привода с векторным управлением от внешних датчиков давления.

Для управления температурой теплоносителя (горячей воды) отпущенного в сеть системы ГВС предлагается применить регулятор расхода РР-НО-50 (0,4-1,0) выбранный на основе пропускной способности. Технические характеристики регулятора представлены в таблице 3.3. В качестве регулирующего оборудования в тепловых узлах потребителя может служить как дроссельная шайба, так и статический (ручной) балансировочный клапан VIR 9505 с соответствующей пропускной способностью.

Таблица 3.3 – Технические характеристики регулятора расхода РР-НО-50 (0,4-1,0)

№ п/п	Показатель	Значение	Примечание
1	Номенклатура	РР-НО-50 (0,4-1,0)	2 шт.
2	Диаметр номинальный, мм	50	
3	Давление номинальной, МПа	0,63	
4	Пропускная характеристика	Линейная равнопроцентная	
5	Условная пропускная способность, м ³ /ч	25	
6	Рабочий ход плунжера, мм	32	

Диаметры отверстий дроссельного элемента рассчитываются по формуле:

$$d = 10 \sqrt[4]{\frac{G^2}{\Delta H}}, \quad (3.1)$$

где Н – дросселируемый напор (м вод. ст.);

G – расход тепло несущей жидкости (т/час).

Результаты расчета дроссельных устройств на обратных трубопровода абонентских вводов сети ГВС представлен в таблице 3.4.

Применение в качестве регулирующего оборудования в тепловых узлах потребителя статических балансировочный клапан с соответствующей про-

пусковой способностью позволит более точной настройки гидравлического режима.

Таблица 3.4 – Результаты расчета дроссельных устройств на обратных трубопроводах абонентских вводов сети ГВС

Наименование потребителя)	Расход теплоносителя на участке, м ³ /ч	Напор до и после дроссельного элемента, м	Диаметры отверстий дроссельного элемента, мм
Общежитие №13	3,509	34,389	
	0,731	32,389	7,2
Группа зданий (учебный корпус №24, 25, 29)	8,304	43,352	
	1,730	26,079	6,5
Актальный зал	5,520	42,759	
	1,150	26,441	5,3
Учебный корпус №2	8,544	41,470	
	1,780	27,723	6,9
АБК	2,256	42,450	
	0,470	26,486	3,4
Комбинат питания	10,176	36,392	
	2,120	35,439	14,7
Бассейн	4,704	35,613	
	0,980	29,525	6,3
Общежитие №14	3,480	34,973	
	0,725	30,100	5,7
ДАС	0,528	34,911	
	0,110	31,207	2,4

3.3 Расчет показателей эффективности предложенных режимов работы системы ГВС от ЦТП «МГУ»

Как описывалось в п. 1.4 показателями эффективности системы ГВС от ЦТП являются: удельный расход электрической энергии, кВт*ч/м³, на передачу горячей воды; абсолютные и относительные потери тепловой энергии и теплоносителя в сети ГВС.

В соответствии с п.1.5 нормативный расход электрической энергии при транспортировке горячей воды в режиме максимального водозабора составляет 13,58 кВт*ч. При этом потребление горячей воды составляет 21,53 м³/ч. Удельный расход электрической энергии составляет 0,631 кВт*ч/м³.

При реализации предлагаемых режимов мощности на приводах насосов определяемые в соответствии с выражениями п. 1.5 составят:

Для повысительной насосной станции $V_H = 51,7$ м³/ч; $\Delta H_H = 38$ м; $\eta_H = 0,76$.

$$N = \frac{38 \cdot 51,7 \cdot 975 \cdot 10^{-3}}{367 \cdot 0,76 \cdot 0,98} = 7,01$$

Для циркуляционной насосной станции $V_H = 11,17$ м³/ч; $\Delta H_H = 45$ м; $\eta_H = 0,5$.

$$N = \frac{45 \cdot 11,17 \cdot 975 \cdot 10^{-3}}{367 \cdot 0,5 \cdot 0,98} = 2,73$$

В режиме максимального водозабора составляет 9,74 кВт*ч при потребление горячей воды 21,53 м³/ч. Удельный расход электрической энергии составит 0,452 кВт*ч/м³. Снижение составит 28,4 %.

В связи с тем, что данные мероприятия не изменяют характеристик теплотрассы и объемы отпущенной тепловой энергии потери тепловой энергии в сети ГВС останутся без изменения.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проведен анализ общих сведений о системе централизованного горячего водоснабжения от ЦТП «МГУ», обзор схем управления. Выполнен расчет нормативных потерь тепловой энергии при передаче горячей воды по сети ГВС. Определены факторы влияющие на показатели эффективности системы ГВС которыми являются: неравномерность (коэффициент неравномерности) потребления горячей воды; качество регулирования отпущенного в сеть ГВС «горячей воды» (отклонения от нормативной); качество управления производительностью повысительной и циркуляционной насосных станций (отпкланения).

Предложен вариант тепловой схемы безинерционной системы управления температурой горячей воды. В основу управления положено использования регуляторов расхода прямого действия. Разработана расчетная схема и выполнен гидравлический расчет. Разработан рациональный режим и определены параметры горячей воды данного режима.

Разработан гидравлический режим, обеспечивающий условия рационального режима работы системы ГВС: минимум расхода теплоносителя по подающему трубопроводу сети ГВС; минимум расхода горячей воды по обратному трубопроводу. Выполнен обзор и анализ технических средств управления рациональных режимов. Выполнена оценка показателей эффективности. При реализации предлагаемых мероприятий удельный расход электрической энергии снизится на 28,4 % с 0,631 кВт*ч/м³ до 0,452 кВт*ч/м³.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».

2 Шарапов, В.И. О выборе метода регулирования тепловой нагрузки систем теплоснабжения / В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов // Материалы Второй Российской научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве». – Ульяновск : УлГТУ, 2000. – С. 72–75.

3 Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях: РД34.09.225-97. – М: СПО ОРГРЭС, 2000 г.

4 Левцев А. П. Прогнозирование потерь в тепловых сетях / А. П. Левцев, Н. Д. Куликов, В. А. Агеев / Материалы научной конференции «XXX Огаревские чтения» (естественные и технические науки). — Саранск: Ковылк тип., 2001. - с. 319-321.

5 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7 – е изд. Издательство МЭИ, 2001. с. 472.

6 Рекомендации и пример расчет энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»: РД 153-34.1-20.597-2001. – М.: СПО ОРГРЭС, 2001.

7 Левцев А.П., Ванин А.Г. Проектирование теплоснабжения предприятий. Издательство Мордовского университета. Саранск 2002.- С.65.

8 Шарапов, В.И. Технологии регулирования нагрузки систем теплоснабжения / В.И. Шарапов, П.В. Ротов. – Ульяновск : УлГТУ, 2003. – 160 с.

9 Рыженков В.А., Разговоров А.С., Фролов М.В., Кокорев В. М. Автоматизированная система управления технологическими процессами центральных тепловых пунктов на базе микропроцессорного прибора «ТРАНС-ФОРМЕР» // Межд . научно техническая конференция «Современные научно технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения»: Тез. д окл. Саратов, 2004 . С. 151-154.

10 Рыженков В.А., Разговоров А.С., Фролов М.В., Кокорев В.М. Оценка

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Динамических качеств автоматизированной системы управления технологическими процессами центральных тепловых пунктов на базе микропроцессорного прибора «ТРАНСФОРМЕР» // Новости теплоснабжения, 2004. №11 С. 44- 47.

11 Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», МДК 4-05.2004 Утверждена заместителем председателя Госстроя России от 12.08.2003 г. Москва, 2004. с.79.

12 Семенов В. Г. О государственной политике в области теплоснабжения / В. Г. Семенов, В. В. Ковальчук. // Новости теплоснабжения. 2006. № 4.

13 Кузник.И.В. Централизованное теплоснабжение. Проектируем эффективность. М. : б.н., 2007. 100 с.

14 Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. М.: Новости теплоснабжения, 2008.

15 Бычкова Е.В., Сарач Б.М., Штин Е.Н. Опыт использования регулируемого электропривода в системе горячего водоснабжения // Вестник МЭИ. 2009. №1. с.183.

16 Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник / В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж [и др.]. – 4-е изд. – Москва: ЛИБРОКОМ, 2009.

17 Применение средств автоматизации Danfoss в тепловых пунктах систем централизованного теплоснабжения зданий. - М.: ООО «Данфосс», 2009. - 74 с.

18 Пат. 81790 Российская Федерация, МПК F24D 17/00. Циркуляционная система горячего водоснабжения. Полезная модель. / Ремезов А.Н., Сорокин А.В., Кочанов Ю.И., Крылов Ю.А., Ильинский Н.Ф., Бычкова Е.В., Штин Е.Н. - №2008145235/22; заявка 18.11.2008, опубл. 27.03.2009, Бюл. №9.

19 Штин Е.Н. Теоретическое обоснование применения регулируемого электропривода циркуляционных насосов в системе горячего водоснабжения //

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Электропривод и системы управления: Труды МЭИ. М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 72 с.

20 Штин Е.Н., Ильинский Н.Ф. Оптимизация систем горячего водоснабжения зданий // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Пятнадцатая Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов: Тез. докл. В 3-х т. Т. 2. М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 480 с.

21 Федеральный закон № 261-ФЗ. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности». РФ. // Собрание законодательства. М., 2009.

22 Клименко, А.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. М. : б.н., 2010. 424 с.

23 Пат. 2380619 Российская Федерация, МПК F24D 17/00. Способ снижения расхода тепловой и электрической энергии в циркуляционной системе горячего водоснабжения / Ремезов А.Н., Сорокин А.В., Кочанов Ю.И., Крылов Ю.А., Ильинский Н.Ф., Бычкова Е.В., Штин Е.Н. - №2008145234/03; заявка 18.11.2008, опубл. 27.01.2010, Бюл. №3.

24 Перспективы развития теплоэнергетики в России. Экспертная оценка / М., НП «Российское теплоснабжение». М., 2010. : www.rosteplo.ru.

25 Куличихин В.В., Парыгин А.Г., Волкова Т.А. Повышение эффективности централизованного теплоснабжения за счет использования избыточного магистрального давления // «Новое в российской электроэнергетике», № 12, 2011, с. 5-10.

26 Пуговкин Е.Г., Волкова Т.А., Хованов Г.П. Повышение надежности и эффективности систем тепло- и водоснабжения на основе использования избыточного магистрального давления. Федоровские чтения – 2011. ХLI Всероссийская научно- 20 практическая конференция с элементами научной школы для молодежи. Москва 9-11.11. 2011, с. 70-71.

27 Левцев А.П., Кручинкина О.А., Ениватов А.В. Экспресс-оценка эффективности функционирования систем централизованного теплоснабжения.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Вестник НИИ гуманитарных наук при Правительстве Республике Мордовия.
2015.№1 (33). С.79-88.

28 Ениватов А.В. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМОВ СЦТ ОТ ТЭЦ-2 Г. САРАНСК / Ениватов А.В., Кочетов В.Ю. – Саранск., 2018. – с.

29 Ениватов А. В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СЦТ ОТ ТЭЦ-2 Г. САРАНСК / Ениватов А. В., Учватов А. В. – Саранск., 2018. – с.

30 Rotov, P.V. About the concept of better regulation of the load domestic heat supply systems / P.V. Rotov, M.E. Orlov, V.I. Sharapov // Transaction of Academenergo. – 2012. – №2. – P. 76–87.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 11 – 20	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БР-02069964-13.03.01-11-20

Перв. примен.

Справ. №

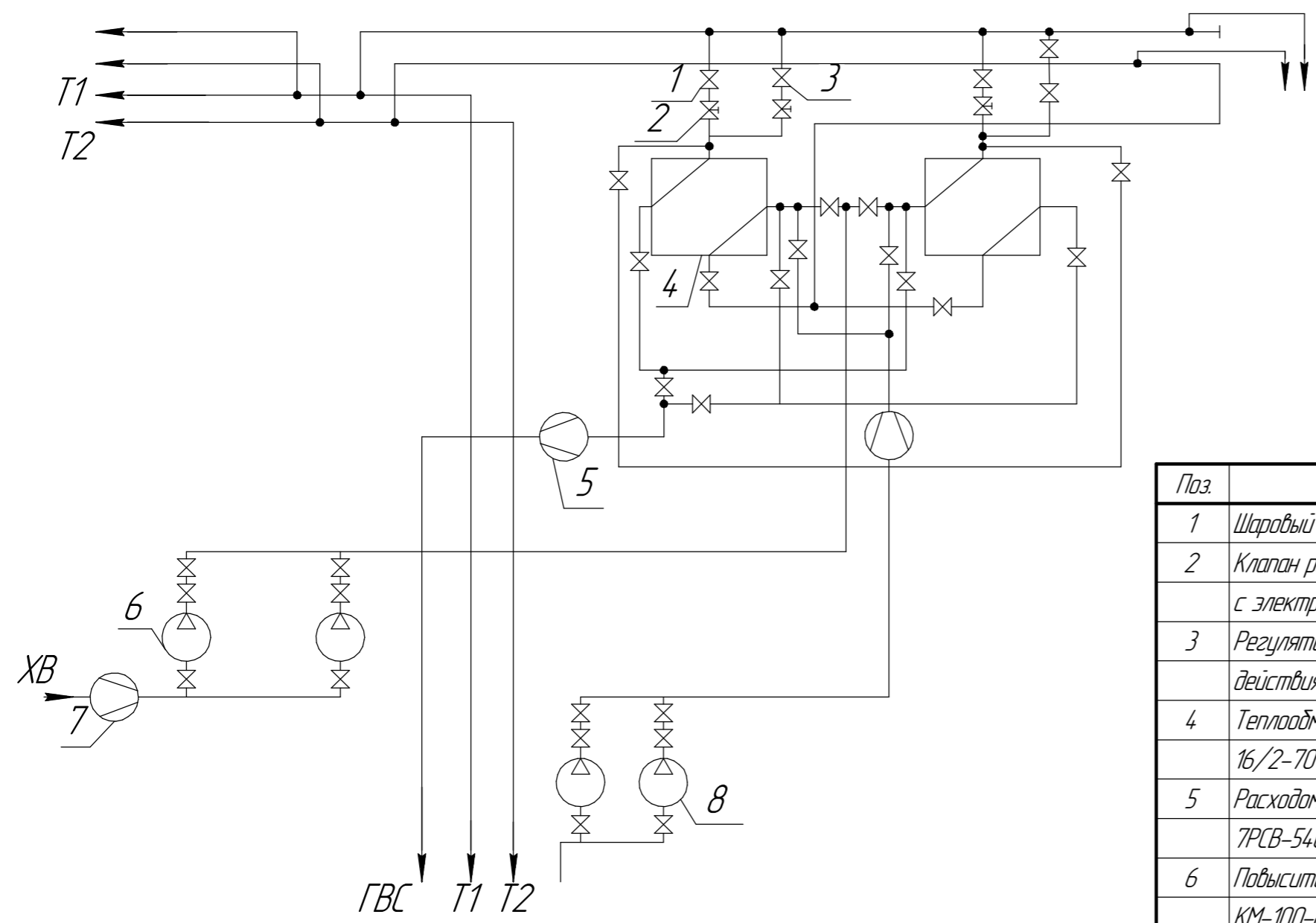
Подп. и дата

Инд. № дюрл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.



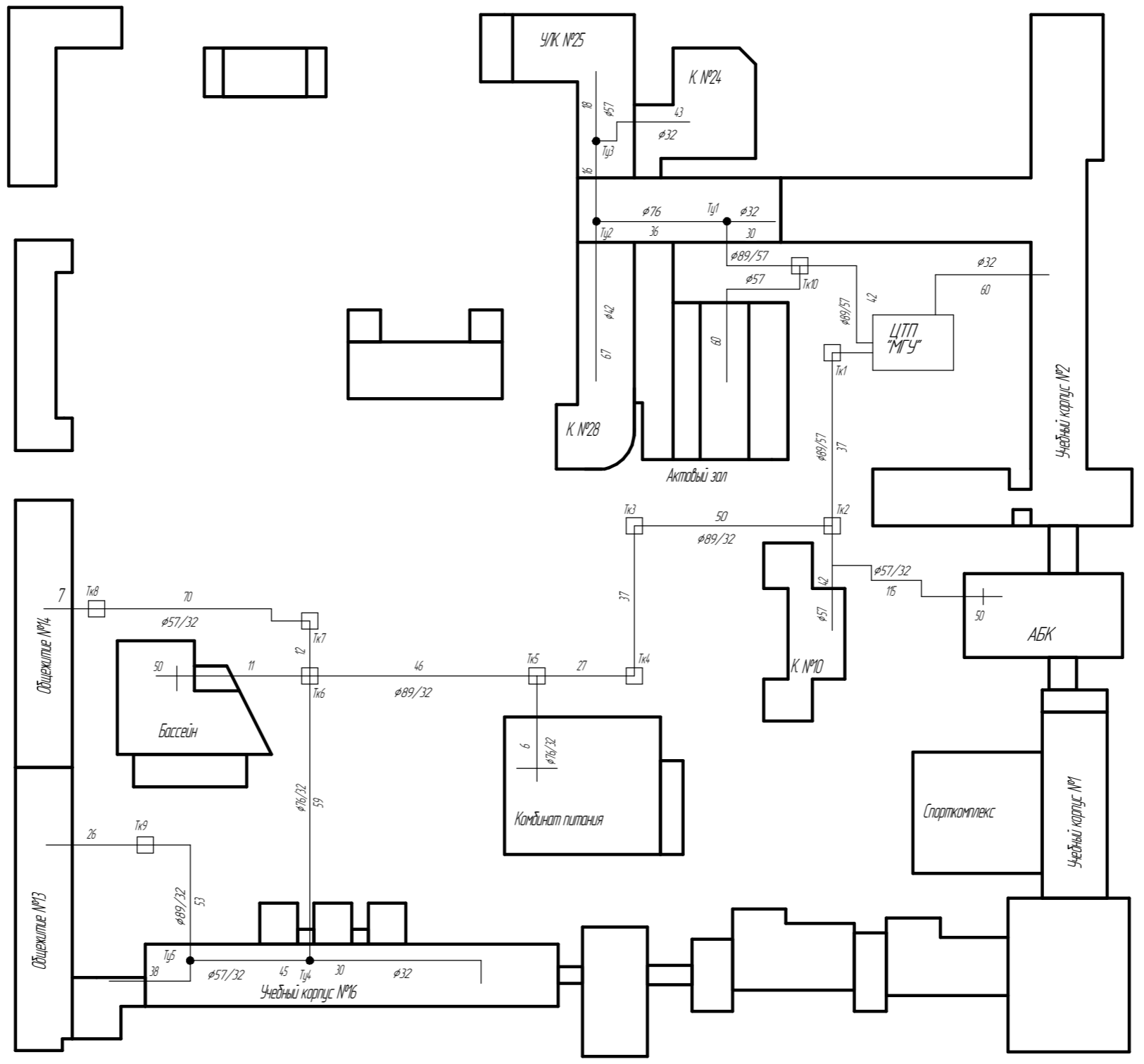
Перечень элементов схемы

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Шаровый кран	26	
2	Клапан регулирующий КП25с4 97 с электроприводом фланцевый	2	
3	Регулятор расхода прямого действия РР-НО-50(0,4-1,0)	2	
4	Теплообменник Ридан НН№4 7-16/2-70 ТКТМ50	2	
5	Расходомер горячей воды 7РСВ-540/В	2	
6	Повысительный насос КМ-100-80-160	2	
7	Водомер	1	
8	Циркуляционный насос КМ40-32-180/2-5	2	

				БР-02069964-13.03.01-11-20				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Совершенствование системы управления режимами работы централизованного горячего водоснабжения ЦТП ФГБОУ ВО "МГУ им. Н.П. Огарева"	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Девяткин Н. О		05.06.20				
Проб.		Ениватов А. В		12.06.20				
Т.контр.						Лист	Листов	1
Н.контр.		Кузнецов А. А.		08.06.20	Тепловая схема с безинерционной системой управления температурой горячей воды	ИМЭ, каф. ТЭС, ЭОП, 405гр, д/о Формат А3		
Утв.		Левцев А. П.		17.06.20				

БР-02069964-13.03.01-11-20

Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Инв. № дюрл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.



				БР-02069964-13.03.01-11-20				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Совершенствование системы управления режимами работы централизованного горячего водоснабжения ЦТП ФГБОУ ВО "МГУ им. Н.П. Огарева"	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Девяткин Н. О.		05.06.20		У		1:1
Пров.		Ениватов А. В.		12.06.20				
Т.контр.						Лист	Листов	1
Н.контр.		Кузнецов А. А.		08.06.20	План учебного квартала с сетями ГВС от ЦТП "МГУ"			ИМЭ, каф. ТЭС, ЭОП, 405гр, д/о
Утв.		Левцев А. П.		17.06.20	Копировал			Формат А3

БР-02069964-13.03.01-11-20

Перв. примен.

Справ. №

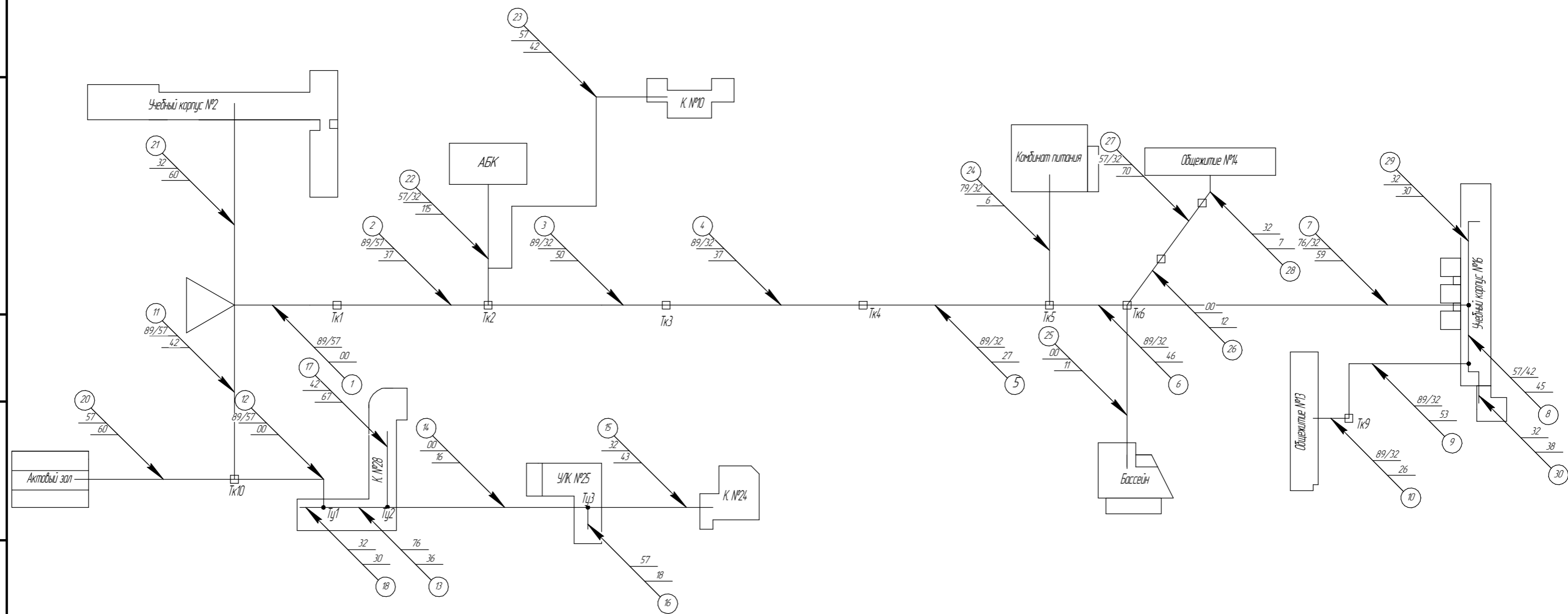
Подп. и дата

Инд. № дюрл.

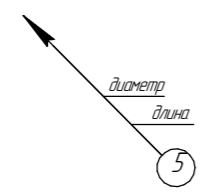
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.



Условные обозначения



				БР-02069964-13.03.01-11-20				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Совершенствование системы управления режимами работы централизованного горячего водоснабжения ЦТП ФГБОУ ВО "МГУ им. Н.П. Огарева"	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Девяткин Н. О.		05.06.20		У		1:1
Пров.		Ениватов А. В.		12.06.20				
Т.контр.						Лист	Листов	1
Н.контр.		Кузнецов А. А.		08.06.20	Расчетная схема			ИМЭ, каф. ТЭС,
Утв.		Левцев А. П.		17.06.20				ЭОП, 405гр, д/о
						Формат А3		

Копировал