



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ
ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА
ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

Книга 1



Великий Новгород
2014

Заказчик: Администрация г. Великий Новгород

Разработчик: ООО НТЦ «Промышленная энергетика», г.Иваново

**Разработка схемы теплоснабжения в административных
границах Великого Новгорода на период до 2030 года**

**Книга 1. Глава 1. Существующее положение в сфере
производства, передачи и потребления тепловой энергии
для целей теплоснабжения**

Обосновывающие материалы
016/13-01 ОМ

Великий Новгород
2014

СОСТАВ ПРОЕКТА

Книга	Обозначение	Содержание Книги
Книга 1	016/13-01 ОМ	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения
Книга 2	016/13-02 ОМ	Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Книга 3	016/13-03 ОМ	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения
Книга 4	016/13-04 ОМ	Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки
	016/13-05 ОМ	Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей
Книга 5	016/13-06 ОМ	Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
Книга 6	016/13-07 ОМ	Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них
Книга 7	016/13-08 ОМ	Глава 8. Перспективные топливные балансы
	016/13-09 ОМ	Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения
Книга 8	016/13-10 ОМ	Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение
	016/13-11 ОМ	Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации
Книга 9	016/13-00СТ	Схема теплоснабжения в административных границах Великого Новгорода на период до 2030 года

СОСТАВ КНИГИ 1

Часть	Обозначение	Наименование Части
1	016/13-01.01	Функциональная структура теплоснабжения
2	016/13-01.02	Источники тепловой энергии
3	016/13-01.03	Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты
4	016/13-01.04	Зоны действия источников тепловой энергии
5	016/13-01.05	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии
6	016/13-01.06	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии
7	016/13-01.07	Балансы теплоносителя
8	016/13-01.08	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом
9	016/13-01.09	Надежность теплоснабжения
10	016/13-01.10	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций
11	016/13-01.11	Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения
12	016/13-01.12	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

Оглавление

ОГЛАВЛЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	8
1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	8
1.1 Зоны действия отопительных котельных	9
1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения	12
2 ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	16
2.1 МУП «ТЕПЛОЭНЕРГО»	16
2.2 ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)	43
2.3 ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» Лужская ГТ-ТЭЦ-009 (г. Великий Новгород)	48
2.4 Прочие источники тепловой энергии	52
2.5 Сводные данные	55
3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ	56
3.1 ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ВЫВОДОВ ДО ЦЕНТРАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ ИЛИ ДО ВВОДА В ЖИЛОЙ КВАРТАЛ ИЛИ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ОБЪЕКТ	56
3.2 ЭЛЕКТРОННЫЕ И (ИЛИ) БУМАЖНЫЕ КАРТЫ (СХЕМЫ) ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	58
3.3 ПАРАМЕТРЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ВКЛЮЧАЯ ГОД НАЧАЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТИП ИЗОЛЯЦИИ, ТИП КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ, ТИП ПРОКЛАДКИ, КРАТКУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ ГРУНТОВ В МЕСТАХ ПРОКЛАДКИ С ВЫДЕЛЕНИЕМ НАИМЕНЕЕ НАДЕЖНЫХ УЧАСТКОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ИХ МАТЕРИАЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПОДКЛЮЧЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	60
3.4 ОПИСАНИЕ ТИПОВ И СТРОИТЕЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕПЛОВЫХ КАМЕР, ПАВИЛЬОНОВ И ЦТП	62
3.5 ОПИСАНИЕ ГРАФИКОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛА В ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ С АНАЛИЗОМ ИХ ОБОСНОВАННОСТИ	65
3.6 ФАКТИЧЕСКИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫЕ РЕЖИМЫ ОТПУСКА ТЕПЛА В ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ И ИХ СООТВЕТСТВИЕ УТВЕРЖДЕННЫМ ГРАФИКАМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛА В ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ	66
3.7 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ ГРАФИКИ	66
3.8 СТАТИСТИКА ОТКАЗОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙ, ИНЦИДЕНТОВ) ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ	68
3.9 СТАТИСТИКА ВОССТАНОВЛЕНИЙ (АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РЕМОНТОВ) ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СРЕДНЕЕ ВРЕМЯ, ЗАТРАЧЕННОЕ НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ	68
3.10 ОПИСАНИЕ ПРОЦЕДУР ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ПЛАНИРОВАНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ (ТЕКУЩИХ) РЕМОНТОВ	68
3.11 ОПИСАНИЕ ПЕРИОДИЧНОСТИ И СООТВЕТСТВИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ РЕГЛАМЕНТАМ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОЦЕДУР ЛЕТНИХ РЕМОНТОВ С ПАРАМЕТРАМИ И МЕТОДАМИ ИСПЫТАНИЙ (ГИДРАВЛИЧЕСКИХ, ТЕМПЕРАТУРНЫХ, НА ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ) ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	69
3.12 ОПИСАНИЕ НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ), ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В РАСЧЕТ ОТПУЩЕННЫХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	69
3.13 ОЦЕНКА ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 3 ГОДА ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРИБОРОВ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	70
3.14 ПРЕДПИСАНИЯ НАДЗОРНЫХ ОРГАНОВ ПО ЗАПРЕЩЕНИЮ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ ИСПОЛНЕНИЯ	70
3.15 ОПИСАНИЕ ТИПОВ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ С ВЫДЕЛЕНИЕМ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ГРАФИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ	70
3.16 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ КОММЕРЧЕСКОГО ПРИБОРНОГО УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТПУЩЕННОЙ ИЗ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПОТРЕБИТЕЛЯМ, И АНАЛИЗ ПЛАНОВ ПО УСТАНОВКЕ ПРИБОРОВ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	71
3.17 АНАЛИЗ РАБОТЫ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ (ТЕПЛОСЕТЕВЫХ) ОРГАНИЗАЦИЙ И ИСПОЛЪЗУЕМЫХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ	71
3.18 УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ, НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ	72

3.19	СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ ЗАЩИТЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ ПРЕВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ.....	73
3.20	ПЕРЕЧЕНЬ ВЫЯВЛЕННЫХ БЕСХОЗЯЙНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОРГАНИЗАЦИИ, УПОЛНОМОЧЕННОЙ НА ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЮ	73
4	ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	73
5	ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	78
5.1	Значения потребления тепловой энергии	78
5.2	Положительные и отрицательные стороны поквартирного отопления.....	86
6	БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	88
6.1	БАЛАНСЫ УСТАНОВЛЕННОЙ, РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НЕТТО, ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, А В СЛУЧАЕ НЕСКОЛЬКИХ ВЫВОДОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ОТ ОДНОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ - ПО КАЖДОМУ ИЗ ВЫВОДОВ	88
6.2	РЕЗЕРВЫ И ДЕФИЦИТЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НЕТТО ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ВЫВОДАМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ОТ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	92
6.3	ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ПЕРЕДАЧУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДО САМОГО УДАЛЕННОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ И ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ИСТОЧНИКА К ПОТРЕБИТЕЛЮ	95
6.4	ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФИЦИТОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ПОСЛЕДСТВИЙ ВЛИЯНИЯ ДЕФИЦИТОВ НА КАЧЕСТВО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	100
6.5	РЕЗЕРВЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НЕТТО ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ВОЗМОЖНОСТИ РАСШИРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ	100
7	БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	102
7.1	ОБЪЕМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО ВИДАМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ В КАЖДОМ РАСЧЕТНОМ ЭЛЕМЕНТЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ.....	102
7.2	УТВЕРЖДЕННЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	111
8	ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	112
8.1	ОПИСАНИЕ ВИДОВ И КОЛИЧЕСТВА ИСПОЛЪЗУЕМОГО ОСНОВНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	112
8.2	ОПИСАНИЕ ВИДОВ РЕЗЕРВНОГО И АВАРИЙНОГО ТОПЛИВА И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С НОРМАТИВНЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ	115
9	НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	117
9.1	ОПИСАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ	117
9.2	АВАРИЙНЫЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ И ВРЕМЯ РЕМОНТА	118
9.3	ГРАФИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ	119
10	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	121
11	ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	123
11.1	ДИНАМИКИ УТВЕРЖДЕННЫХ ТАРИФОВ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ ОРГАНАМИ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ОБЛАСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЦЕН (ТАРИФОВ) ПО КАЖДОМУ ИЗ РЕГУЛИРУЕМЫХ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПО КАЖДОЙ ТЕПЛОСЕТЕВОЙ И ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ С УЧЕТОМ ПОСЛЕДНИХ 3 ЛЕТ	123
11.2	СТРУКТУРЫ ЦЕН (ТАРИФОВ), УСТАНОВЛЕННЫХ НА МОМЕНТ РАЗРАБОТКИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	125
12	ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА	126
12.1	ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ ОРГАНИЗАЦИИ КАЧЕСТВЕННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЧИН, ПРИВОДЯЩИХ К СНИЖЕНИЮ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ВКЛЮЧАЯ ПРОБЛЕМЫ В РАБОТЕ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ).....	126
12.2	ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ ОРГАНИЗАЦИИ НАДЕЖНОГО И БЕЗОПАСНОГО	

	ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ (ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЧИН, ПРИВОДЯЩИХ К СНИЖЕНИЮ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ВКЛЮЧАЯ ПРОБЛЕМЫ В РАБОТЕ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ)	126
12.3	ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	127
12.4	ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ НАДЕЖНОГО И ЭФФЕКТИВНОГО СНАБЖЕНИЯ ТОПЛИВОМ ДЕЙСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	128
12.5	АНАЛИЗ ПРЕДПИСАНИЙ НАДЗОРНЫХ ОРГАНОВ ОБ УСТРАНЕНИИ НАРУШЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	128

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

1 Функциональная структура теплоснабжения

Теплоснабжение города Великий Новгород обеспечивается несколькими теплоснабжающими организациями. Основной организацией, обеспечивающей почти 95% потребности жилого фонда в тепловой энергии, является муниципальное унитарное предприятие МУП «Теплоэнерго».

Основными теплоисточниками МУП «Теплоэнерго» являются 3 крупные котельные, единичной тепловой мощностью свыше 50 Гкал/час, 25 котельных мощностью от 10 до 50 Гкал/час, остальные котельные имеют мощность менее 10 Гкал/час. Основным видом топлива – газ, резервное – мазут (присутствует только на крупных котельных).

В 2013 году на баланс МУП «Теплоэнерго» переданы 9 автономных котельных, ранее принадлежащих ООО "Теплоэнергосервис", суммарной установленной мощностью 16 Гкал/час. Размещение котельных – крышные, встроенные или пристроенные. Все присоединенные котельные автоматизированные, работают без обслуживающего персонала.

Промышленные предприятия в основном обеспечиваются тепловой энергией от собственных котельных, а также от теплоэлектроцентрали ОАО ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ).

ОАО ТГК-2 Новгородская ТЭЦ работает для теплоснабжения химического комплекса «Акрон» и ряда других предприятий, расположенных в промышленной зоне. Более 80% подключенной нагрузки на ТЭЦ - в паре.

Новгородская ТЭЦ – единственная тепловая станция на территории Новгородской области. ТЭЦ размещена на промышленной площадке завода по производству минеральных удобрений ОАО «Акрон» в 10 километрах от города Новгорода.

ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области осуществляет теплоснабжение только промышленных предприятий, расположенных в Северном промышленном районе. Доля ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области в теплоснабжении Северного промышленного района №1 по разным оценкам составляет от 40 до 60%. Остальная часть потребности в тепле восполняется вторичными ресурсами и собственными источниками промышленных предприятий, в частности котельными ОАО «АКРОН».

Всего у ТЭЦ пять потребителей тепловой энергии: ОАО «АКРОН», ЗАО «Новгородский металлургический завод», ООО «Трест-2», ООО «Росконсервпродукт» и ЗАО «Детандер».

В настоящее время единственным крупным потребителем тепловой энергии является ОАО «Акрон», его доля в общем потреблении тепловой энергии от ТЭЦ составляет 99,5%.

ООО "Новострой" эксплуатирует четыре отопительных котельных по ул. Шелонская, по ул. Космонавтов, по ул. Большая Санкт-Петербургская и в д. Григорово.

ООО ТК «Новгородская» имеет на балансе 2 котельные, которые обслуживают ряд домов в Псковском районе.

Не задействованной в системе теплоснабжения города остается тепловая мощность Новгородской ГТ ТЭЦ.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее транспорт до потребителя.

1.1 Зоны действия отопительных котельных

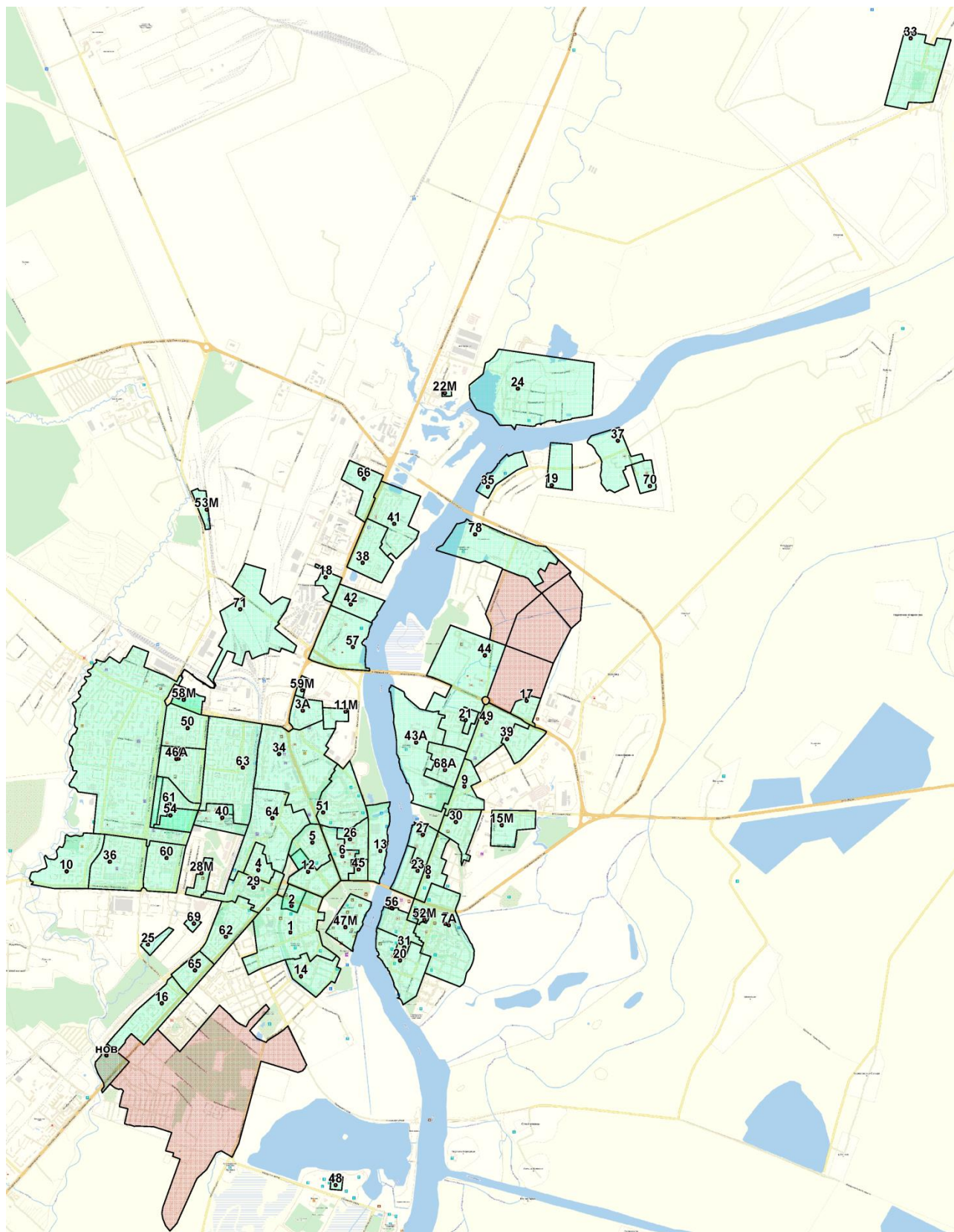


Рисунок 1.1.1 Размещение источников теплоснабжения на карте города

Таблица 1.1.1 Зоны действия основных источников МУП «Теплоэнерго» г.В.Новгород

№ п/п	Номер котельной	Адрес котельной	Административные единицы квартала (микрорайоны)	Зона действия отопительных котельных
1	Котельная № 1	пер. Цветочный, 9	122	121,122,123,127,128,142,145
2	Котельная № 2	Чудинцева ул., 9 к.1	122	111,122
3	Котельная № 3а	Б.С-Петербургская, 62	236	236
4	Котельная № 4	пр. К.Маркса, 10 к.2	115	115
5	Котельная № 5	Б.Конюшенная ул., 4	108	104,108
6	Котельная № 6	Козьмодемьянская ул., 12 к.1	94	94,87
7	Котельная № 7	ул. Панкратова, 30 к.1	30	30,38,25
8	Котельная № 7а	ул. Панкратова, 30 к.1	30	30,41
9	Котельная № 8	ул. Герасименко-Маницына, 9а	6	6,12,25
10	Котельная № 9	Хутынская ул., 1	28	23,28
11	Котельная № 10	Нехинская ул.,34 к.3	14 мкр	14 мкр
12	Котельная № 11	ул. Черепичная, 4	236	236
13	Котельная № 12	Стратилатовская ул., 17а	109	104,109,108
14	Котельная № 13	Яковлева ул., 1а	80	80
15	Котельная № 14	ул.Каберова-Власьевская, 21а к.1	140	140,135,127
16	Котельная № 15М	ул.Связи, 5 к.1	1	1
17	Котельная № 16	Псковская ул., 42а	152	152
18	Котельная № 17	ул. Державина, 11к.4	1 мкр	1 мкр
19	Котельная № 18	ул. Сенная, 7 к.1	118	119
20	Котельная № 19	Береговая ул., 44 стр.1	16мкр	16мкр
21	Котельная № 20	Никольская ул., 14а	60	60,38,41,69
22	Котельная № 21	Б.Московская ул., 67, стр.2	15	15
23	Котельная № 23	Б.Московская ул., 25а	20	20
24	Котельная № 24	пос. Волховский, Керамическая ул., 4/1	241	241
25	Котельная № 25М	ул. Нехинская, 55В	143	143
26	Котельная № 26	Тихвинская ул., 13, к.1	94	94,87
27	Котельная № 27	ул.Т.Фрунзе-Оловянка, 21а	20	20
28	Котельная № 28М	ул.Завокзальная, д.5корп.2	7 мкр	7мкр
29	Котельная № 29	пр. К.Маркса, 11а	114	114,7 мкр
30	Котельная № 30	ул. Заставная, 2, к.7	10	10
31	Котельная № 31	Михайлова ул., 11а	38	38,41,27
32	Котельная № 33	пос. Кречевицы	200	200
33	Котельная № 34	Б.С.-Петербургская ул.,39 стр.4	116	106,116,240
34	Котельная № 35М	Береговая ул., 7	16мкр	16мкр
35	Котельная № 36	ул. Кочетова, 35 к.5	8 мкр	8 мкр
36	Котельная № 37	Береговая ул., 51 к.1	17 мкр	17 мкр
37	Котельная № 38	Б.С.-Петербургская ул., 112	238	238
38	Котельная № 39	ул. Рахманинова, 11, к.2	29	29
39	Котельная № 40	ул.Ломоносова, 27 к.3	7 мкр	7 мкр
40	Котельная № 41	ул. Щусева, 9	239	238,239
41	Котельная № 42	ул. П.Левитта, 22 к.1	238	238
42	Котельная № 43а	Парковая ул., 5 к.1	4	4,15
43	Котельная № 44	ул.Державина, 1 к.2	6мкр	6 мкр.15кв
44	Котельная № 45	Козьмодемьянская ул., 3а	87	87,94
45	Котельная № 46	ул. Свободы, 15, к.1	4 мкр	4 мкр
46	Котельная № 46а	ул. Свободы, 15, к.1	4 мкр	4 мкр
47	Котельная № 47М	Кремль	112	112
48	Котельная № 48	Витославлицы, стр.2	150	150

№ п/п	Номер котельной	Адрес котельной	Административные единицы квартала (микрорайоны)	Зона действия отопительных котельных
49	Котельная № 49	Б.Московская ул., 114	29	28,29
50	Котельная № 50а	Григоровское ш., 29, к.4	3 мкр	3 мкр
51	Котельная № 51М	ул.М.Джалиля-Духовская, 24, к.1	237	237
52	Котельная № 52М	ул. Михайлова, 42	30	30
53	Котельная № 53М	Сырковское ш. 36	234	234
54	Котельная № 54	ул. Попова, 6 к.4	5 мкр	5 мкр
55	Котельная № 56М	наб. Невского, 1а	27	27
56	Котельная № 57	ул.П.Левитта, 10, к.3	238	238
57	Котельная № 58М	пр. Корсунова, 30	232	232
58	Котельная № 59М	ул. Б.С-Петербургская, 76 к.1	236	236
59	Котельная № 60	ул.Ломоносова, 28, к.1	6 мкр	6 мкр
60	Котельная № 61	пр.Мира, 19, к.3	5 мкр	5 мкр
61	Котельная № 62	Псковская ул., 24, к.1	130	130
62	Котельная № 63	ул. Менделеева, 5	2 мкр	2 мкр
63	Котельная № 64	ул. Германа, 23а	116	116,107,106, 115
64	Котельная № 65	Октябрьская ул., 4, к.3	146	146
65	Котельная № 66	Б.С.-Петербургская ул., 161а	120	120
66	Котельная № 68М	Б.Московская ул., 49, к.4	14	14
67	Котельная № 69	ул. Нехинская, 1а	143	143
68	Котельная № 70	Береговая ул.,56, стр.1	17 мкр	17 мкр
69	Котельная № 71 (ЛБК)	Сырковское ш.,23	233	233,234,117,232 8 мкр,9 мкр,10 мкр,11 мкр, 12 мкр,13 мкр
70	Котельная № 72М	ул. Псковская, 29а	Район 1	Район 1
71	Котельная № 73К	ул. Псковская, 28, секция 2	Район 1	Район 1
72	Котельная № 74К	ул. Псковская, 28, секция 6	Район 1	Район 1
73	Котельная № 75К	ул. Октябрьская, 10	Район 1	Район 1
74	Котельная № 76К	ул. Державина, 15	Район 3	Район 3
75	Котельная № 77К	ул. Рахманинова, 10	Район 3	Район 3
76	Котельная № 78	Деревяницы	Район 3	Район 3
77	Котельная № 79М	ул. Маловишерская	Район 3	Район 3

1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Индивидуальное теплоснабжение представлено, главным образом, в ряде небольших предприятий, отапливающих свои здания и сооружения от собственных небольших источников тепловой энергии. Наиболее крупные из них (порядка 60 источников) представлены различными промышленными площадками (таблица 1.1.2).

Таблица 1.1.2 Перечень источников индивидуального теплоснабжения

№ п/п	Потребитель	Площадка	Адрес
1	Общество с ограниченной ответственностью "Галичи"	Производственная база	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 25
2	Открытое акционерное общество "Контур"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Нехинская, 61
3	Муниципальное унитарное предприятие "Новгородский водоканал"	ЛВС(левобережные очистные сооружения)	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, Юрьевское шоссе, 6
4	Открытое акционерное общество "Дека"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, пр. Корсунова, 34 Б
5	Муниципальное унитарное предприятие Пассажирского автотранспорта-2 Великого Новгорода	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Хутынская, 10
6	Открытое акционерное общество "Новгородхлеб"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, пр. А. Корсунова, 10
7	Общество с ограниченной ответственностью "Керамзит"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 45
8	Открытое акционерное общество "ПОГАТ-1"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Магистральная, 10
9	Открытое акционерное общество "Алкон"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Германа, 2
10	Закрытое акционерное общество "Проектстрой"	Промплощадка	Российская Федерация, г. Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская 82
11	Открытое акционерное общество "Научно-производственное объединение "Квант"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская, 73
12	Открытое акционерное общество "Научно-производственное объединение "Квант"	Площадка №3	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Магистральная
13	Санкт-Петербургское открытое акционерное общество "Красный Октябрь"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 32
14	Закрытое акционерное общество "СМУ-57"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, Сырковское шоссе, 26
15	Закрытое акционерное общество "Новтрак"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Магистральная, 15
16	Открытое акционерное общество "Трансвит"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул.

№ п/п	Потребитель	Площадка	Адрес
			Большая Санкт-Петербургская, 51
17	Закрытое акционерное общество "Автотранспортное предприятие №8"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская, 173
18	Закрытое акционерное общество "Нефтегазстрой"	Производственная база	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 36
19	Открытое акционерное общество "Научно-производственное предприятие Старт"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Нехинская, 55
20	Открытое акционерное общество "Ремонт и строительство дорог"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская, 45
21	Открытое акционерное общество "Управление механизации № 268"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая
22	Общество с ограниченной ответственностью "Деловой партнер плюс"	Производственная база	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Сырковское шоссе, д. 20
23	Закрытое акционерное общество "Лактис"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, пр. Корсунова, 12-б
24	Общество с ограниченной ответственностью "Новгородская Аккумуляторная Компания"	Промышленная площадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Северная, д. 15
25	Общество с ограниченной ответственностью "Новая Аляска Волхов"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. 20 января, 48
26	Общество с ограниченной ответственностью "Межмуниципальное пассажирское автотранспортное предприятие-1"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Нехинская, д. 1
27	Общество с ограниченной ответственностью Новгородское СРП "Видеокон" ВОГ	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Связи, 19
28	Открытое акционерное общество "НОЭЗ Новгородлеспром"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Московская, 53
29	Открытое акционерное общество "Опытный механический завод Новгородский"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Московская, 59
30	Открытое акционерное общество "Новгородский завод стекловолокна"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Восточная, 15
31	Общество с ограниченной ответственностью "Предприятие железнодорожного транспорта"	Производственная база	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Северная, 12
32	Открытое акционерное общество "Великоновгородский мясной двор"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, Сырковское шоссе, 25
33	Открытое акционерное общество "Спектр"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул.

№ п/п	Потребитель	Площадка	Адрес
			Чудовская д.4стр.1
34	Общество с ограниченной ответственностью "АмкорФлексиблз Новгород"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 9
35	Закрытое акционерное общество "Строительное управление-5"	пристроенная автоматизированная котельная	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Б. С.-Петербургская, д. 99а
36	Общество с ограниченной ответственностью "АМКОР ТОБАККО ПЭКЕДЖИНГ НОВГОРОД"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 15
37	Общество с ограниченной ответственностью "КСМ"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, Волховский мкр., ул. Керамическая, 1 А
38	Общество с ограниченной ответственностью "Стройдеталь"	Промплощадка №1	Российская Федерация, Новгородская область, Новгородский район, п. Панковка, ул. Промышленная, 6
39	Открытое акционерное общество "Новгородская фирма "Нефтезаводмонтаж"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, Лужское шоссе, 7
40	Общество с ограниченной ответственностью "Новобалт-Евролин"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 43
41	Индивидуальный предприниматель Кульков Владимир Борисович	Продовольственная база	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Нехинская, 55
42	Общество с ограниченной ответственностью "Новгородское дорожно-ремонтное предприятие"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, Лужское шоссе, 11
43	Общество с ограниченной ответственностью "НБМ"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Северная, д. 14
44	Общество с ограниченной ответственностью "СКАРА"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, Новгородский район, п. Волховец, ул. Рябиновая, 2а
45	Общество с ограниченной ответственностью "Фирма Новоцмет"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Магистральная, 4
46	Общество с ограниченной ответственностью "Новгородский комбикормовый завод"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, Сырковское шоссе, 4
47	Общество с ограниченной ответственностью "Новгородский завод металлоизделий "Олевс"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Народная, 44
48	Открытое акционерное общество "Автоспецоборудование"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская, 43
49	Индивидуальный предприниматель Меликсетян Вачаган Лендрушович	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Великая, 22
50	Открытое акционерное общество "ПАТП-Таксопарк"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Московская
51	Общество с ограниченной ответственностью "НААЗ"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул.

№ п/п	Потребитель	Площадка	Адрес
			Нехинская, 61Д
52	Закрытое акционерное общество "Авторемонтный завод"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Магистральная
53	Общество с ограниченной ответственностью "Новохим"	Производственная база	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская, 181 а
54	Общество с ограниченной ответственностью "Тимбер Трейд"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Магистральная, 7а
55	Открытое акционерное общество "Электросетьсервис ЕНЭС"	Производственная база	Российская Федерация, Новгородская область, Новгородский район, д. Новая Мельница, 27 А
56	Открытое акционерное общество "Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада"	Производственная база	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Нехинская, 61а
57	Общество с ограниченной ответственностью "Фабус"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Магистральная, 13
58	Общество с ограниченной ответственностью "Новпромбаза"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 35/8
59	Общество с ограниченной ответственностью "Новкабель"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Рабочая, 51
60	Общество с ограниченной ответственностью "Гранит"	Промплощадка	Российская Федерация, Новгородская область, г. Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская, 107

Зоны действия децентрализованных источников тепловой энергии невелики, имеют точечный характер и мало влияют на общие тенденции развития схемы теплоснабжения города.

2 Источники тепловой энергии

2.1 МУП «Теплоэнерго»

По данным МУП «Теплоэнерго» на 01.01.2014 года на балансе предприятия числится 81 котельная суммарной установленной мощностью 1001,424 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 800,941 Гкал/ч (таблица 1.2.1).

Таблица 1.2.1 Характеристика источников тепловой энергии МУП «Теплоэнерго»

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Установки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
1	1	ДКВР-6,5/13	1973	24	41			
	2	ДКВР-6,5/13	1999	24	15			
	3	ДКВР-4/13	2002	24	12			
	4	ДКВР-10/13	1998	24	16	22,765	23,797	104,5
2	1	Минск-1	1978	16	36			
	2	Минск-1	2002	16	12			
	3	Минск-1	1989	16	25			
	4	Минск-1	1981	16	33			
	5	Минск-1	2006	16	8			
	6	Минск-1	2004	16	10			
	8	Минск-1	2008	16	6	4,63	4,132	89,2
3а	1	Минск-1	1983	16	31			
	2	Минск-1	1981	16	33			
	3	Минск-1	1981	16	33			
	4	Минск-1	1981	16	33	2,6	3,048	117,2
4	1	Минск-1	1985	16	29			
	2	КВ-ГМ-2.32-95Н	2008	16	6			
	3	Минск-1	2004	16	10			
	4	Минск-1	2007	16	7			
	5	Минск-1	1985	16	29			
	6	ТВГ-1,5	2001	16	13	6,35	5,394	84,9
5	1	Минск-1	2006	16	8			
	2	КСВ-1,86	1995	16	19			
	3	КСВ-1,86	1995	16	19			
	4	КСВ-1,86	1994	16	20			
	5	КСВ-1,86	1996	16	18			
	6	КСВ-1,86	1996	16	18			
	7	ТВГ-1,5	1993	16	21	10,25	7,457	72,8
6	1	Минск-1	2007	16	7			
	3	КСВ-1,86	1997	16	17			
	4	КСВ-1,86	1997	16	17			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста- новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	5	КСВ-1,86	1998	16	16			
	6	КСВ-1,86	1981	16	33			
	7	Минск-1	1978	16	36			
	8	Минск-1	1994	16	20	8,551	7,668	89,7
7	1	ТВГ-1,5	1993	16	21			
	2	КСВ-1.86Р	1999	16	15			
	3	КСВ-2,9	1997	16	17			
	4	КСВ-1,86	1996	16	18			
	5	ТВГ-1,5	1993	16	21			
	6	КСВ-1.86	1988	16	26	10,5	7,33	69,8
7а	1	КСВ-1,86Р	2011	16	3			
	2	КСВ 2 -115	2002	16	12			
	3	Минск-1	1984	16	30			
	4	Минск-1	1984	16	30			
	6	КСВ-1,86	1996	16	18			
	7	КСВ-1,86	1996	16	18	8,4	6,795	80,9
8	1	Минск-1	1984	16	30			
	2	Минск-1	2007	16	7			
	3	Минск-1	1988	16	26			
	5	Минск-1	1983	16	31			
	6	Минск-1	1975	16	39			
	7	Минск-1	2007	16	7			
	8	Минск-1	2005	16	9			
	9	Минск-1	1981	16	33	5,2	5,024	96,6
9	1	КСВ-2,9	2002	16	12			
	2	КСВ-2,9	2003	16	11			
	4	КСВ 1,86	2002	16	12			
	5	Минск-1	2006	16	8			
	6	Минск-1	2004	16	10			
	7	ТВГ-1,5	1994	16	20	9,5	7,58	79,8
10	1	КВГ-6,5-150	1989	16	25			
	2	КВГ-6,5-150	1989	16	25	13	11,785	90,7
11М	1	Logano SK 725	2004	16	10			
	2	Logano SK 725	2004	16	10			
	3	Logano SK 725	2004	16	10	3,405	1,543	45,3
12	1	ТВГ-1,5	1983	16	31			
	2	КСВ-2,9	1994	16	20			
	3	ТВГ-1,5	1994	16	20			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста- новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	4	ТВГ-1,5	1994	16	20			
	5	КСВ-1,86	1994	16	20			
	7	КСВ-1,86	2006	16	8	10,5	9,745	92,8
13	1	ТТ-100	2012	16	2			
	2	ТТ-100	2012	16	2			
	3	ТТ-100	2012	16	2	7,72	4,631	60,0
14	1	Минск-1	2001	16	13			
	2	Минск-1	1981	16	33			
	3	КСВ-1,86	1994	16	20			
	4	КСВ-1,86	1994	16	20			
	5	Минск-1	2004	16	10			
	6	Минск-1	1995	16	19			
	7	Минск-1	1976	16	38			
	8	Минск-1	2003	16	11			
	9	Минск-1	1985	16	29			
	10	Минск-1	2005	10	9	8,4	6,235	74,2
15	1	Logano S 825L	2007	16	7			
	2	Logano S 825L	2007	16	7	11,18	11,834	105,8
16	1	ТВГ-8	1986	16	28			
	2	ТВГ-8	1986	16	28			
	3	ТВГ-8	1992	16	22	21,28	23,39	109,9
17	1	КСВ-1,86	1998	16	16			
	2	КВ-ГМ-2.32-95Н	2008	16	6			
	3	КВа-2,5	2005	18	9	5,75	5,648	98,2
18	1	Logano SK 625	2005	16	9			
	2	Logano SK 625	2005	16	9	0,62	0,711	114,7
19	1	ТТ-100	2011	16	3			
	2	ТТ-100	2011	16	3	2,15	2,238	104,1
20	1	Минск-1	2002	16	12			
	2	Минск-1	2004	16	10			
	3	КСВ-1,86	1998	16	16			
	4	КСВ-1,86	1995	16	19			
	5	КСВ-1,86	1998	16	16			
	6	КСВ-1,86	1998	16	16			
	7	КСВ-1,86	1998	16	16	9,155	5,625	61,4
21	1	КСВ-1,86	1998	16	16			
	2	КСВ-1,86	1999	16	15			
	3	Универсал-6	1997	24	17			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста- новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	4	Универсал-6	1997	24	17			
	5	Е-1/9Г	1997	24	17	4,468	1,747	39,1
23	1	ТВГ-1,5	1976	16	38			
	2	Минск-1	1985	16	29			
	4	Минск-1	1994	16	20			
	5	КСВ-1,86	2000	16	14			
	6	ТВГ-1,5	1993	16	21			
	7	КСВ-1,86	1993	16	21	7,75	5,5	71,0
24	1	ДКВР-6,5/13	2000	24	14			
	2	ДКВР-6,5/13	1969	24	45			
	3	ДКВР-6,5/13	1969	24	45	16,44	10,912	66,4
25М	1	Logano SK 625	2006	16	8			
	2	Logano SK 625	2006	16	8	0,912	0,188	20,6
26	1	Минск-1	1996	16	18			
	2	Минск-1	1992	16	22			
	3	Минск-1	2006	16	8			
	4	Минск-1	2005	16	9			
	5	Минск-1	1992	16	22			
	6	Минск-1	1977	16	37			
	7	Минск-1	1981	16	33			
	8	Минск-1	1981	16	33	5,324	3,651	68,6
27	1	Универсал-5	1992	24	22			
	2	КСВ-1,86	1997	16	17			
	3	Минск-1	1984	24	30			
	4	Минск-1	1984	16	30			
	5	КСВ-1.86	2004	16	10			
	6	Минск-1	1984	16	30	5,687	4,607	81,0
28М	1	ТТ-100	2011	16	3			
	2	ТТ-100	2012	16	2			
	3	Ygnis FBG 1080	2005	16	9	5,65	4,794	84,8
29	1	Минск-1	2000	16	14			
	2	Минск-1	2007	16	7			
	3	КСВ-1,86	2004	16	10			
	4	КСВ-1,86	2005	16	9			
	5	КСВ-1,86	2001	16	13			
	6	ТВГ-2,5	1993	16	21			
	7	КСВ-1,86	1990	16	24			
	8	КСВ-1,86	1997	16	17	11,8	7,883	66,8

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста- новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
30	1	Минск-1	1985	16	29			
	2	ТВГ-1,5Р	1983	16	31			
	3	КСВ-1,86	2002	16	12			
	4	КСВ-1,86	1998	16	16			
	5	Минск-1	1985	16	29			
	6	КСВ-1,86	2005	16	9	7,85	6,76	86,1
31	1	КСВ-2.9	1994	16	20			
	2	ТВГ1.5	1993	16	21			
	3	КСВ-1,86	1995	16	19			
	4	КСВ-1,86	2000	16	14	7,3	5,539	75,9
32М	1	Logano SK 725	2009	16	5			
	2	Logano SK 725	2009	16	5	2,752	2,317	84,2
33	1	ДКВР-4/13	1993	24	21			
	2	КВГМ-10-150	1993	16	21			
	3	КВГМ-10-150	1993	16	21			
	5	Е1/9Г	1998	24	16			
	6	Е1/9Г	1998	24	16	24,505	8,951	36,5
34	1	ДКВР 10/13	1980	24	34			
	3	ДКВР 4/13	2005	20	9			
	4	КВГМ-20	1987	16	27			
	5	КВГМ-20	1987	16	27	51,848	26,1	50,3
35	1	Logano SK 625	2008	16	6			
	2	Logano SK 625	2008	16	6	1,186	1,049	88,4
36	1	ТВГ-8	1994	16	20			
	2	ТВГ-8	2001	16	13			
	3	ТВГ-8	2007	16	7	24,9	25,824	103,7
37	2	Минск-1	2002	24	12			
	5	Минск-1	1975	24	39			
	6	КСВ-1,86	1998	16	16			
	7	ТВГ-1,5	1988	16	26			
	8	ТВГ-1,5	1988	16	26	5,986	5,715	95,5
38	1	КВГ-7,56	1992	16	22			
	2	КВГ-7,56	1992	16	22			
	3	КВГ-7,56	1992	16	22	19,5	17,689	90,7
39	1	Минск-1	1979	16	35			
	2	Минск-1	1979	16	35			
	3	Минск-1	1979	16	35			
	4	Минск-1	1979	16	35			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста- новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	5	КВ-ГМ-2.32-95Н	2008	16	6			
	6	КСВ-1,86	1995	16	19			
	7	ТВГ-1,5	1990	16	24			
	8	КСВ-1,86	2001	16	13	10	7,702	77,0
40	3	КСВ-1,86	1997	16	17			
	4	КСВ-1,86	1996	16	18			
	5	Минск-1	1980	16	34			
	6	КСВ-1,86	2001	16	13			
	7	КСВ-1,86	1992	16	22			
	8	КСВ-1,86	1994	16	20	7,45	4,482	60,2
41	1	ТВГ-8	2011	16	3			
	2	ТВГ-8	1981	16	33			
	3	ТВГ-8	1981	16	33	24,9	21,698	87,1
42	1	Универсал-5	1974	16	40			
	2	Универсал-5	1974	16	40			
	3	Универсал-5	1974	16	40			
	4	КВ-Г-1,1-95П	2005	16	9			
	6	Минск-1	1982	16	32			
	7	Минск-1	1982	16	32			
	8	Минск-1	1982	16	32	4,577	3,431	75,0
43а	1	ДКВР-4/13	1984	24	30			
	2	ДКВР-4/13	1984	24	30			
	3	КВГ-7,56	1999	16	15			
	4	КВГ-7,56	1999	16	15	19,77	13,161	66,6
44	1	КВГ-7,56	1993	16	21			
	2	КВГ-7,56	1993	16	21			
	3	КВГ-7,56	2004	16	10	19,5	21,655	111,1
45	1	ТТ-100	2013	16	1			
	2	ТТ-100	2013	16	1	2,58	2,499	96,9
46	2	Минск-1	1978	16	36			
	3	Минск-1	1986	16	28			
	4	Минск-1	1984	16	30			
	5	Минск-1	1979	16	35			
	6	Минск-1	1982	16	32			
	7	КСВ-1,86	1993	16	21			
	8	Минск-1	1979	16	35			
	9	Минск-1	1983	16	31			
	10	КСВ-1,86	1997	16	17	7,75	5,729	73,9
46а	1	КСВ-1,86	1999	16	15			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста- новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	2	КСВ-1,86	1999	16	15			
	3	КСВ-1,86	1999	16	15			
	4	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	5	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	6	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	7	КСВ-1.86	2003	16	11			
	8	КСВ-1,86	2000	16	14	12,8	9,495	74,2
47М	1	Logano S815	2005	16	9			
	2	Logano S815	2005	16	9	3,27	2,999	91,7
48	1	Logano G 334	2005	16	9	0,077	0,09	116,9
49	1	КСВ-1.86	2003	16	11			
	2	КСВ-1.86	2003	16	11			
	3	ТВГ-1,5Р	1981	16	33			
	4	КСВ-1,86	2001	16	13			
	5	КСВ-1.86	2002	16	12			
	6	КСВ-1,86	2001	16	13			
	7	ТВГ-1,5Р	1993	16	21			
	8	ТВГ-1,5Р	1996	16	18			
	9	КСВ-1,86	1998	16	16			
	10	Луга-Лотос	1996	16	18			
	11	КСВ-1,86	1999	16	15	17,5	18,269	104,4
50а	1	КСВ-1,86	1998	16	16			
	2	КСВ-1,86	1999	16	15			
	3	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	4	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	5	КСВ-1,86	1998	16	16			
	6	КСВ-1,86	1999	16	15			
	7	КСВ-1,86	2011	16	3			
	8	КСВ-1,86	2012	16	2			
	9	КВа-1,6	2005	18	9			
	10	ТВГ-1,5	1993	16	21	15,78	12,872	81,6
51	1	ТТ-100	2008	16	6			
	2	ТТ-100	2008	16	6	4,3	3,457	80,4
52М	1	Logano SK 625	2006	16	8			
	2	Logano SK 625	2006	16	8	0,62	0,524	84,5
53М	1	Logano SK 625	2008	10	6			
	2	Logano SK 625	2008	10	6	0,912	0,653	71,6
54	1	КСВ-1,86	1985	16	29			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	2	КСВ-1,86Г	1985	16	29			
	3	КСВ-2,9	1986	16	28			
	4	ТВГ-1,5	1995	16	19			
	5	ТВГ-1,5	1994	16	20	8,9	6,654	74,8
55М	1	Vitoplex 100	2006	16	8			
	2	Vitoplex 100	2006	16	8	1,238	1,129	91,2
56М	1	Logano SK 625	2007	16	7			
	2	Logano SK 625	2007	16	7	0,912	0	0,0
57	1	ДКВР-6,5/13	1986	24	28			
	2	ДКВР-6,5/13	1986	24	28			
	3	ДКВР-6,5/13	2002	24	12	16,44	13,918	84,7
58М	1	Logano SHD 615	2007	15	7	0,715	0,66	92,3
59М	1	Logano SK 625	2005	16	9			
	2	Logano SK 625	2005	16	9	0,809	0,900	111,2
60	1	Минск-1	2000	16	14			
	2	Минск-1	2000	16	14			
	3	КВ-Г-1,1-95П	2007	16	7			
	4	КСВ-1,86	1993	16	21			
	5	КСВ-1,86	1997	16	17			
	6	КСВ-1,86	1997	16	17			
	7	КСВ-1,86	1999	16	15			
	8	КСВ-1,86	1995	16	19			
	9	КСВ-2,9	1995	16	19	12,75	12,092	94,8
61	1	Минск-1	1981	16	33			
	2	Минск-1	1981	16	33			
	3	КСВ-1,86	1995	16	19			
	4	КСВ-1,86	1995	16	19			
	5	Ygnis FBG 1080	2005	16	9			
	6	КСВ-1,86	1994	16	20			
	7	ТВГ-1,5	1990	16	24			
	8	ТВГ-1,5	1989	16	25			
	9	ТВГ-2,5	1990	16	24	13,02	10,944	84,1
62	2	КВаГ-2,9Г-95Н	2000	16	14			
	4	КВ-ГМ-3.48-95Н	2008	16	6			
	5	КВС-4,0	2006	18	8			
	6	КВС-4,0	2006	18	8			
	7	КВС-4,0	2005	18	9	15,65	14,56	93,0

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста- новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
63	1	ДКВР-10/13	1994	24	20			
	2	ДКВР-10/13	1996	24	18			
	3	ДКВР-10/13	2007	24	7			
	4	ДКВР-10/13	2000	24	14			
	5	ДКВР-10/13	2002	24	12			
	6	ДЕ-25/14	1993	24	21	56,265	38,64	68,7
64	1	ДЕ-10/14	2008	24	6			
	2	ДКВР-6,5/13	2010	24	4			
	3	ДЕ-10/14	2012	24	2			
	4	ДКВР-10/13	2009	24	5	25,227	25,091	99,5
65	1	ТВГ-1,5	1986	16	28			
	2	КСВ-1,86	2000	16	14			
	3	КСВ-1,86	1986	16	28			
	4	КСВ-1,86	2002	16	12			
	5	КСВ-1,86	2000	16	14			
	6	КВа-1,6	2006	18	8			
	7	Минск-1	2004	16	10			
	8	Минск-1	2004	16	10	10,68	8,501	79,6
66	1	Минск-1	1994	16	20			
	2	Минск-1	2000	16	14			
	3	Луга- Басалаев	1995	16	19			
	4	Минск-1	1973	16	41			
	5	ТВГ-1,5	1990	16	24			
	6	ТВГ-1,5	1990	16	24			
	7	КСВ-1,86	1995	16	19			
	8	КСВ-1,86	2007	16	7	9,15	8,089	88,4
67М	1	Vitoplex 200	2010	16	4			
	2	Vitoplex 200	2010	16	4	2,494	2,232	89,5
68	1	ТТ-100	2008	16	6			
	2	ТТ-100	2008	16	6			
	3	ТТ-100	2008	16	6	10,83	9,279	85,7
69	1	Универсал-5	1985	16	36			
	2	КСВ-1,86	1995	16	19	2,08	0,881	42,4
70	1	Е-1,0-0,9Г-3	2008	24	6			
	2	Универсал-6	1980	24	34			
	3	Универсал-6	1980	24	34			
	4	Универсал-5	1980	16	34			
	5	Универсал-6	1980	16	34			
	6	Универсал-6	1980	16	34			

№ Котельной	№ и Марка котла		Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	7	Универсал-6	1980	16	34	3,718	1,771	47,6
71 ЛБК	1	ПТВМ-30М	1981	16	33			
	2	КВ-ГМ-35-150	2003	20	11			
	3	ПТВМ-30М	2006	16	8			
	4	ПТВМ-30М	1981	16	33			
	5	КВ-ГМ-58,2-150	2008	16	6			
	1	ДКВР-10/13	2008	24	6			
	2	ДКВР-20/13	1980	24	34			
	3	ДЕ-25/14	1981	24	33			
	4	ДЕ-25/14	1981	24	33	238,596	196,404	82,3
72М	1	Vitoplex 200	2011	16	3			
	2	Vitoplex 200	2011	16	3	2,236	1,87	83,6
73К	1	Vitoplex 100	2005	16	9			
	2	Vitoplex 100	2005	16	9	0,988	0,993	100,5
74К	1	Vitoplex 100	2005	16	9			
	2	Vitoplex 100	2005	16	9	0,988	0,728	73,7
75К	1	Vitoplex 200	2006	16	8			
	2	Vitoplex 200	2006	16	8	0,756	0,716	94,7
76К	1	Rendamax R2705	2007	16	7			
	2	Rendamax R2706	2007	16	7	0,578	0,298	51,6
77К	1	Vitoplex 100	2007	16	7			
	2	Vitoplex 100	2007	16	7	1,926	2,071	107,5
78	2	ДКВР-10/13	1979	24	35			
	3	ДКВР-10/13	2009	24	5			
	4	ДКВР-10/13	1979	24	35	25,38	12,216	48,1
79М(А)	1	Vitoplex-200	2013	16	1			
	2	Vitoplex-200	2013	16	1	1,548	0,752	48,6
Всего:	Всего котлов:							
81	362					1001,424	800,941	80,0

В составе МУП «Теплоэнерго» числится 52 ЦТП, которые присоединены к 19 котельным. Кроме того в режиме ЦТП работают 5 котельных. Тепловая нагрузка котельных: отопление, вентиляция и горячее водоснабжение, причем с нагрузкой горячего водоснабжения работают 39 котельных.

Наиболее крупным источником является Левобережная котельная №71(ЛБК), в составе которой числятся 4 паровых котла марок ДКВР и ДЕ и 5 водогрейных котлов марок ПТВМ и КВ-ГМ. Тепловая мощность паровой части котельной составляет 53,596 Гкал/ч, водогрейной – 185 Гкал/ч. Присоединенная договорная нагрузка 196,404 Гкал/ч, процент загрузки котельной составляет 82,3%.

Данные по выработке тепловой энергии по каждому источнику приведены в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2 Выработка тепловой энергии по источникам, Гкал

№ котельной	2010	2011	2012	2013
1	50723	50640	52922	51894,16
2	5662	3343	0	0,00
3а	6292	5893	4834	5256,56
4	11888	11655	11589	11461,26
5	16231	15344	15545	15155,68
6	16745	16980	16350	16043,80
7	15302	13943	13800	13710,55
7а	16333	15260	15806	15696,01
8	11511	10514	10461	9867,18
9	15464	14648	14317	14016,51
10	14603	9368	12354	9758,02
11М	4537	3906	3888	3619,06
12	22533	21597	20874	20777,83
13	4305	3940	4215	6303,21
14	13097	11314	11018	10639,61
15	25252	23821	22668	20339,28
16	52190	48105	45011	43931,47
17	9680	8781	8650	8297,04
18	1615	1693	1713	1853,60
19	4126	3651	3614	3514,35
20	11432	10821	10457	10769,77
21	5597	5166	4578	7955,79
23	13528	12654	12219	11521,30
24	21107	19356	17799	19485,72
25М	426	528	519	533,80
26	7626	6763	5871	6205,13
27	9251	8404	8018	7837,53
28М	-	1730	5771	7032,62
29	18935	17982	17544	17268,66
30	15001	14044	13819	14343,56
31	12704	11959	11836	11998,52
32М	-	-	-	3331,16
33	19061	18332	19294	18632,03
34	59553	61204	67904	65498,03
35	2609	2572	2291	1599,58
36	53941	63008	50184	52581,19
37	10718	9833	9625	9568,15
38	36790	36385	35358	31979,88
39	19066	18549	18231	16509,27
40	8005	7455	6949	7348,34
41	53718	48665	45877	47453,89
42	8540	9819	8745	7814,51
43а	33900	32622	31624	29857,90
44	40155	38044	36167	33179,49
45	5508	5055	5088	4823,99
46	13598	12178	11919	11908,54

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

46a	20198	17768	17019	16402,23
47M	7168	6767	6676	6562,64
48	267	240	252	236,71
49	42193	39185	37413	37638,45
50a	29306	27875	25783	25466,49
51	8219	7539	7569	7302,49
52M	1156	1067	1141	1008,78
53M	1358	1325	1327	1135,02
54	13367	11336	11240	11723,15
55M	-	-	-	1554,98
56M	570	217	282	180,68
57	25983	23207	23443	22678,62
58M	1219	905	1178	1244,33
59M	1789	1675	1577	1480,69
60	30531	27827	26450	25094,42
61	18861	17830	15485	14826,83
62	33588	31468	29903	29480,70
63	93420	92511	77261	77773,21
64	40570	38296	37444	38117,64
65	19506	17808	16832	16960,25
66	16203	14603	13643	14163,83
67M	-	-	-	2971,33
68	22502	20635	19960	20297,51
69	1603	1598	1569	1608,22
70	4753	4254	4664	4214,05
71 ЛБК	481069	425256	384281	392316,97
72M	-	-	-	2394,09
73K	-	-	-	1230,17
74K	-	-	-	1379,99
75K	-	-	-	932,47
76K	-	-	-	413,44
77K	-	-	-	2043,63
78	-	-	-	9022,43
79M(A)	-	-	-	116,19
ИТОГО:	1714255	1598719	1509708	1529146,55

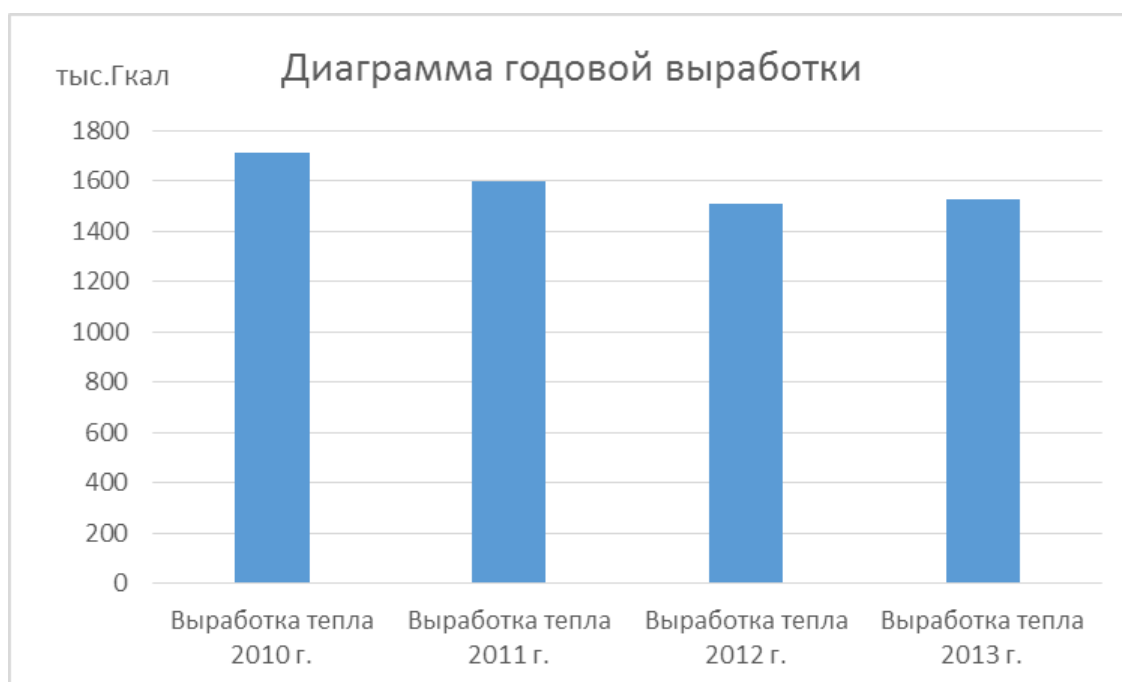


Рисунок 1.2.1 Суммарная годовая выработка тепловой энергии по источникам теплоснабжения за 2010-2013 годы

Анализ приведенных данных таблицы 1.2.2 и рисунка 1.2.1 показывает, что за последние три года в целом по городу наблюдается тенденция к сокращению выработки тепловой энергии. Это может быть результатом влияния теплых зим и реконструкцией ограждающих конструкций зданий с заменой на энергоэффективные окна и стены.

Анализ состояния и работы котельных

Для более углубленного анализа котельные города разделены на группы по величине вырабатываемой тепловой энергии: мелкие с выработкой до 20 тыс.Гкал/год, средние с выработкой до 100 тыс.Гкал/год и крупные с выработкой тепловой энергии до 500 тыс.Гкал/год.

Данные по выработке и потреблению тепловой энергии для котельных с реализацией до 10 тыс.Гкал/год приведены в таблице 1.2.3 и на рисунке 1.2.2.

Таблица 1.2.3 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 10000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной															
	3а	8	13	14	17	19	20	21	26	27	37	40	42	45	69	70
Выработка	4833,9	10461,05	4214,61	11018,49	8650,04	3614,25	10456,6	4578,13	5871,18	8018,05	9625,02	6948,96	8744,55	5088,07	1569,32	4664,03
Собственные нужды	54,2	137,9	109,14	97,2	116,2	72,28	247,6	96,5	78,6	99,1	155,6	175,4	105,2	52	0	176,2
Потери	256,38	1482,43	371,89	1136,27	257,79	639,55	1682,72	390,32	692,04	954,18	1623,97	549,67	1003,44	357,28	0	607,32

Групповая диаграмма, иллюстрирующая структуру затрат на производство продукции по видам затрат (Выработка, Собственные нужды, Потери, Реализация) для различных объектов (3а, 8, 13, 14, 17, 19, 20, 21, 26, 27, 37, 40, 42, 45, 69, 70).

Объект	Выработка	Собственные нужды	Потери	Реализация
3а	4800	100	200	4500
8	10500	100	1500	8800
13	4200	100	300	3700
14	11000	100	1100	9700
17	8600	100	200	8300
19	3600	100	600	2900
20	10400	200	1600	8500
21	4500	100	300	4100
26	5800	100	600	5100
27	8000	100	900	6900
37	9600	200	1600	7800
40	6900	200	500	6200
42	8700	100	1000	7600
45	5000	100	300	4600
69	1500	0	0	0
70	4600	100	600	3900

Таблица 1.2.4 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год

Потери	Собственные нужды	Выработка	Параметр	Номер котельной																																																										
				4	5	6	7	7а	9	10	12	23	24	29	30	31	33	39	46	46а	54	61	65	66																																						
				824,32	260,9	11589,17		1972,86	142,7	15806,43		1681,11	183,1	20873,66		1307,18	693,1	17799,41		1875,76	189,5	17543,61		855,04	128,5	13818,54		1415,7	120,8	11835,73		2710,28	1640,4	19294,1		1392,74	331,4	18230,68		779,35	90	11919,41		1522,91	293,1	17019,22		693,9	119,4	11240,26		1464,86	283,5	15484,67		1504,12	244,7	16832,04		1218,03	231,1	13642,76

Регион	Выработка	Собственные нужды	Потери	Реализация
4	11500	200	800	10500
5	15500	400	1200	13500
6	16200	200	1200	14800
7	13800	200	2200	11200
7a	15800	200	1800	13500
9	14200	200	1400	12500
10	12200	200	400	11600
12	20800	200	1600	18800
23	12200	200	1000	10800
24	17800	600	1000	15600
29	17500	200	1800	15300
30	13800	200	800	12800
31	11800	200	1300	10300
33	19200	1500	2500	14800
39	18200	300	1200	16400
46	11800	200	700	10900
46a	16800	300	1400	15100
54	11200	200	600	10400
61	15500	300	1300	13700
65	16800	200	1400	15200
66	13500	200	1000	12300

Таблица 1.2.5 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 100000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной																
	1+2	16	34	36	38	41	43а	44	49	50а	57	60	62	63	64	69	ЛБК к.71
Выработка	52922,39	45010,73	68499,54	50183,94	35357,5	45876,78	31624,3	36166,99	37413,08	25783,44	23443,41	26449,79	29902,91	77261,3	37443,8	1569,32	394022,73
Собственные нужды	767,45	719,97	1349,27	427,9	683	799,3	784	462,1	544,8	211,9	434,1	288	598,06	1975	1757,4	1569,32	7964,6

Параметр	Номер котельной																
	1+2	16	34	36	38	41	43а	44	49	50а	57	60	62	63	64	69	ЛБК к.71
Потери	6676,56	2374,63	9772,34	3720,6	1917	3126,12	3510,9	3399,84	2136,21	2100,18	2898,39	2394,52	3021,49	5549,48	4081,39	6676,56	39040,63
Реализация	45478,38	41916,13	57377,93	46035,44	32757,5	41951,36	27329,4	32305,05	34732,07	23471,36	20110,92	23767,27	26283,36	69736,82	31605,01	45478,38	347017,5

Примечание – Данные по потерям приведены по сетям на балансе МУП «Теплоэнерго»

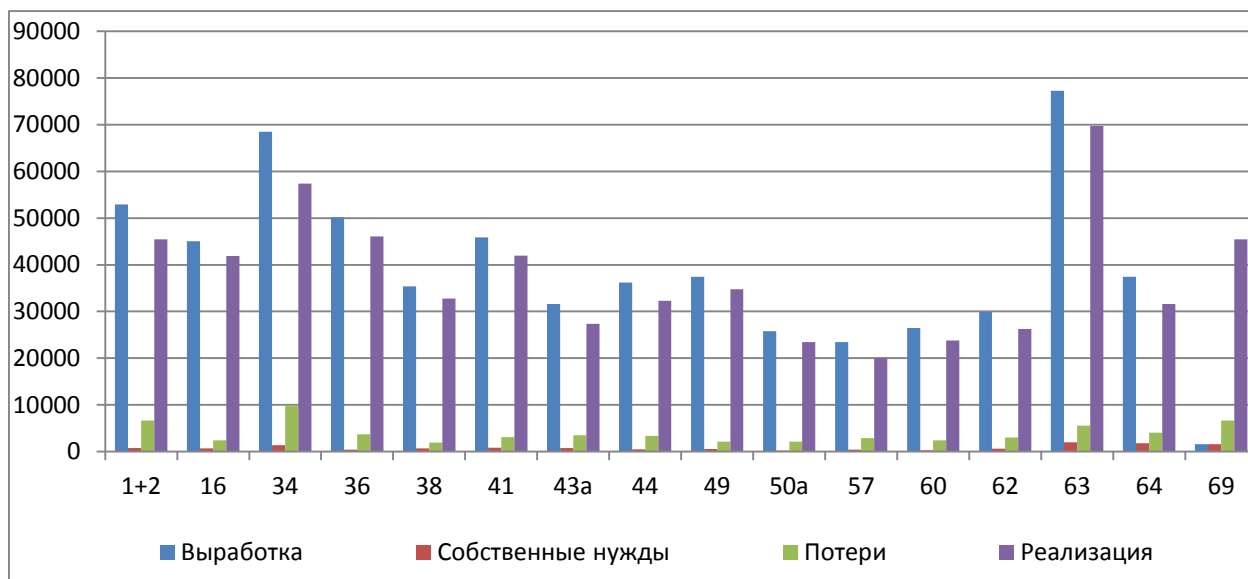


Рисунок 1.2.4 Данные по выработке и потреблению тепловой энергии (мощности) для котельных с реализацией до 100000 Гкал/год

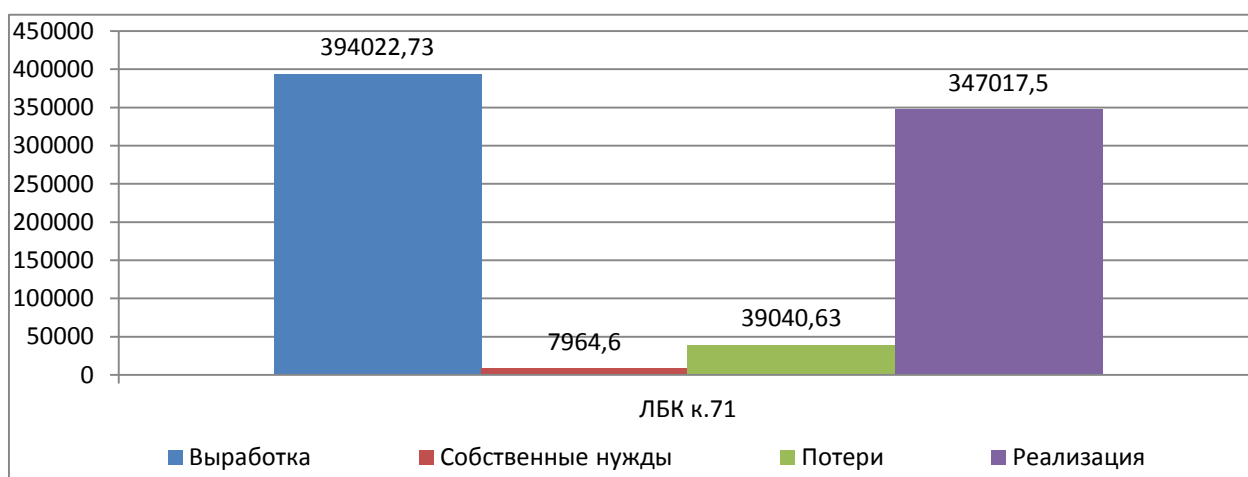


Рисунок 1.2.5 Выработка и потребление тепловой энергии для котельной №71 ЛБК с реализацией до 500000 Гкал/год

Среднегодовая загрузка оборудования котельных в соответствии договорными нагрузками.

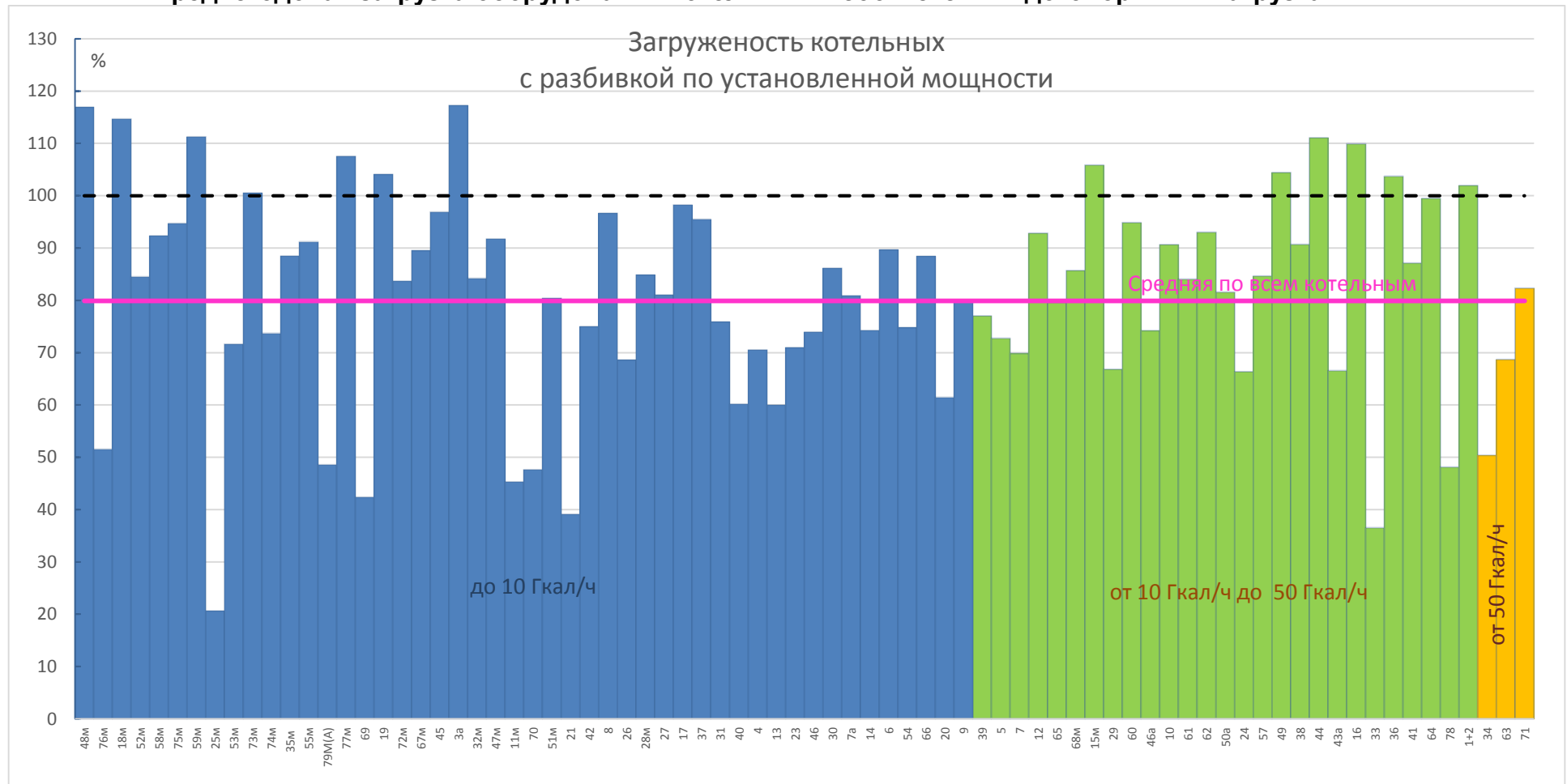


Рисунок 1.2.6 Загруженность по тепловой нагрузке котельных города

Инструментальное обследование котельных МУП «Теплоэнерго»

Цель инструментального обследования

Основанием для выбора вариантов реконструкции источника теплоснабжения является анализ существующего режима работы котельной и график подключения к ней перспективных потребителей по годам до 2025 г.

В соответствии с п.5.2 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» при разработке схем теплоснабжения расчетные тепловые нагрузки определяются:

«а) для существующей застройки – по проектам с уточнением по фактическим тепловым нагрузкам;...

в) для намечаемых к застройке жилых районов – по укрупненным показателям плотности размещения тепловых нагрузок ... (Приложение В СП 124.13330.2012)».

Котельная №71 «Левобережная»



Рисунок 1.2.10 Внешний вид котельной №71 (ЛБК)

Таблица 1.2.6 Состав котельного оборудования

71 ЛБ К	№ котла	Марка котла	Год уста- новки	Нормати- вный срок службы, лет	Факти- ческий срок, лет	Поверхность нагрева		Установленная мощность, Гкал/час
						по котлам	итого покотельной	
						кв.м	кв.м	
Водогрейная часть	1	ПТВМ-30М	1981	16	33	822	5962,3	35
	2	КВ-ГМ-35-150	2003	20	11	821,6		30
	3	ПТВМ-30М	2006	16	8	755		35
	4	ПТВМ-30М	1981	16	33	822		35
	5	КВ-ГМ-58,2-150	2008	16	6	1468		50
Паровая часть	1	ДКВР-10/13	2008	24	6	277		8,46
	2	ДКВР-20/13	1980	24	34	408,7		16,926
	3	ДЕ-25/14	1981	24	33	294		14,105
	4	ДЕ-25/14	1981	24	33	294		14,105

Суммарная установленная мощность котельной 238,6 Гкал/ч (185 Гкал/ч – водогрейная часть и 53,6 Гкал/ч – паровая часть).



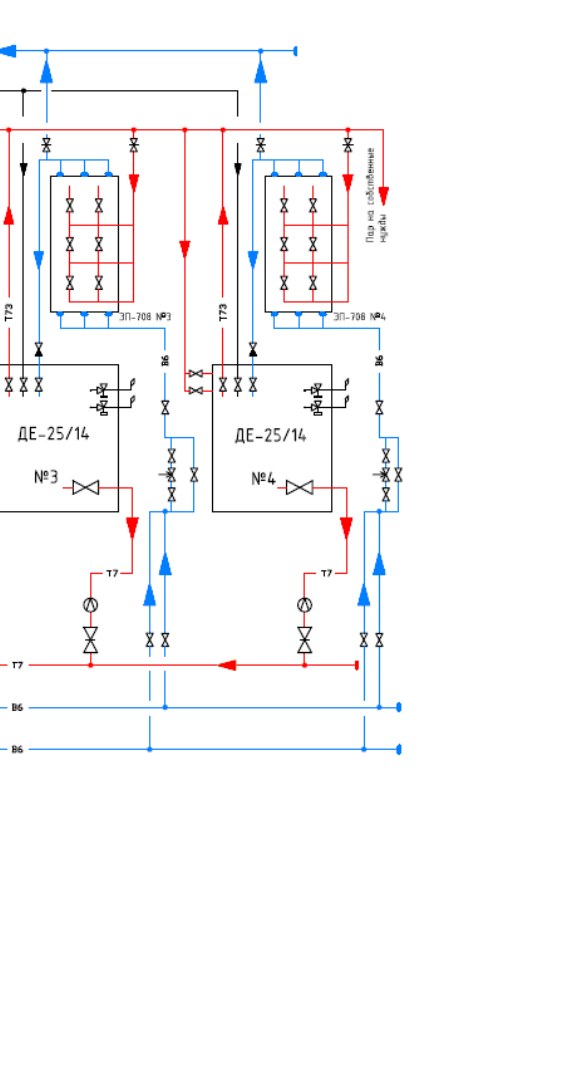


Таблица 1.2.7 Договорные нагрузки потребителей, присоединенных к котельной ЛБК

Договорная подключенная нагрузка, Гкал/час				Процент загруженности котельной
отопление	вентиляция	горячая вода (max)	всего по котельной	
122,414	9,455	64,535	196,404	82,3

График отпуска теплоты

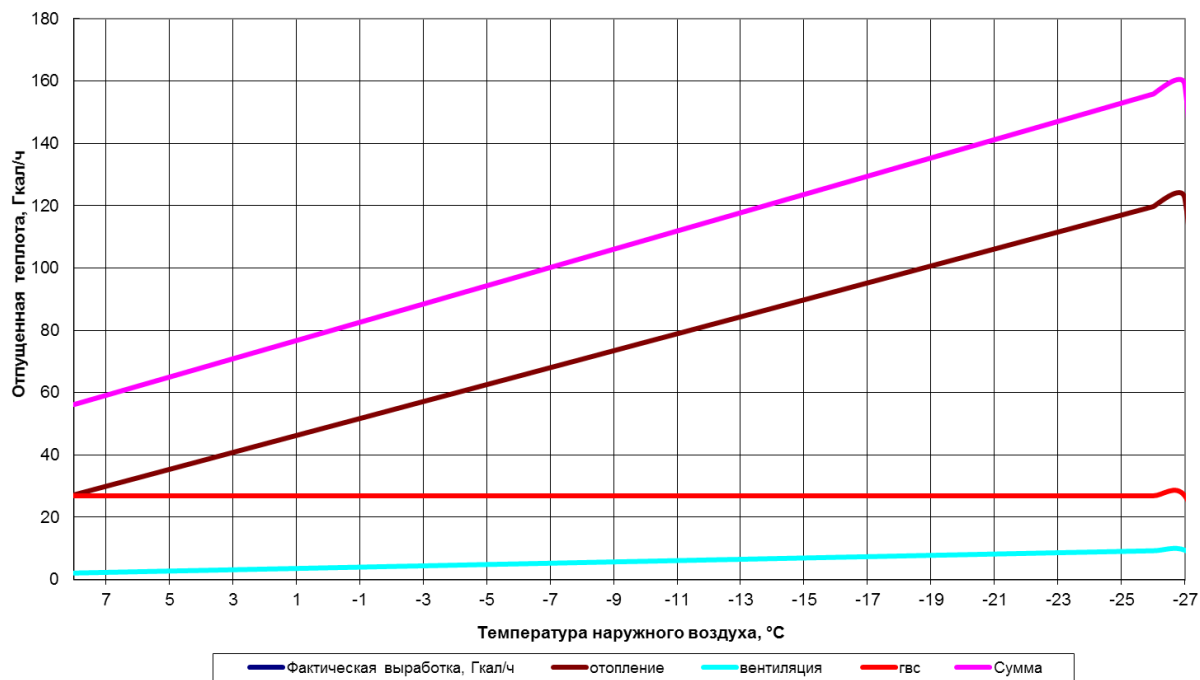


Рисунок 1.2.13 Расчетный отпуск теплоты

* В графике отпуска теплоты используется средняя нагрузка на ГВС.

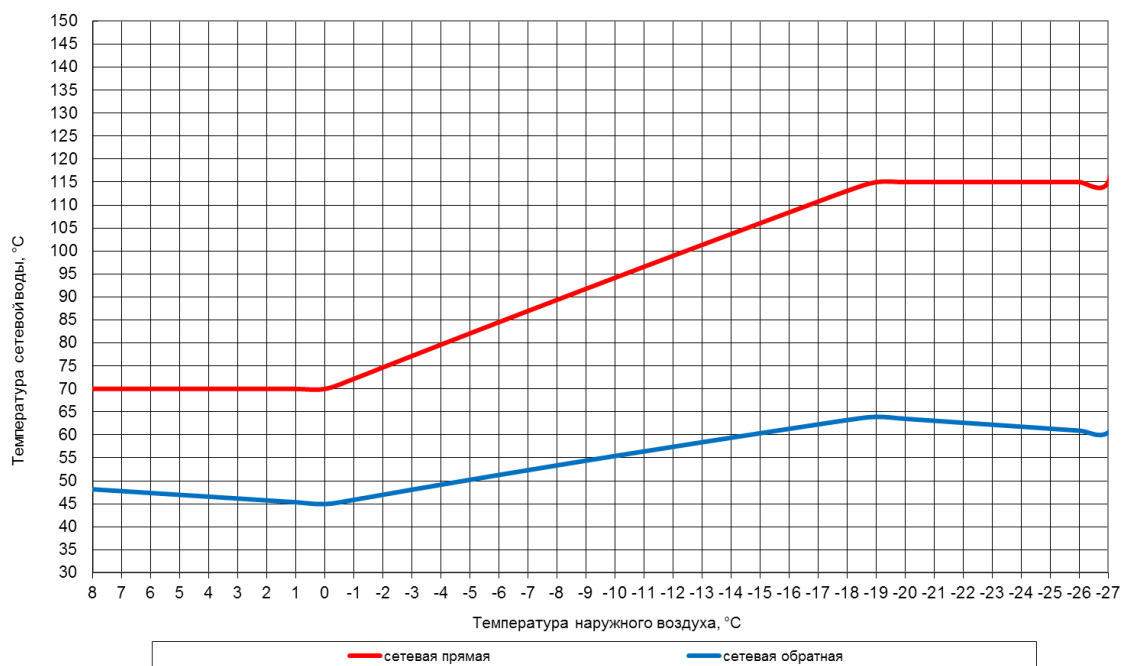


Рисунок 1.2.14 Температурный график теплоносителя ЛБК

При работе по верхней срезке регулирование нагрузки производится количественным способом посредством увеличения расхода сетевой воды дополнительным или более мощным насосом.

Инструментальное обследование проведено в феврале 2014 года. Целью замеров являлось получение данных о фактических тепловых нагрузках и действительных показателях работы котельных установок.

На момент проведения обследования в работе находились три водогрейных котла №2, №3, №5 и один паровой котел №3, работающий на собственные нужды котельной с минимальной загрузкой.

Эффективность работы котлов полностью соответствует режимным картам. Об этом свидетельствует расчет КПД котлов по обратному балансу упрощенной методикой предложенной М.Б. Равичем.

Котел №2												
1. Исходные данные												
O ₂ , %	CO ₂ , %	CO, %	t _{гр} , °C	t _в , °C	G _п , т/ч	G _о , т/ч	t ₁ , °C	t ₂ , °C	t _{хв} , °C	Q _н , Гкал/ч	Q _н ^c , ккал/нм ³	
3,1	10	0	156	25	500	500	65	103	5	30	8000	
2. Результаты расчета												
alfa	h	q ₂ , %	q ₃ , %	q ₅ ^н , %	Q _{ка} , Гкал/ч	q ₅ , %	η, %	B _к , нм ³ /ч		кг ут/Гкал	(нм ³ /ч)/(Гкал)	
1,155	1,172	6,198	0,000	1,500	19,000	4,500	89,302	2659,501		158,170332	139,9737449	

Котел №3												
1. Исходные данные												
O ₂ , %	CO ₂ , %	CO, %	t _{гр} , °C	t _в , °C	G _п , т/ч	G _о , т/ч	t ₁ , °C	t ₂ , °C	t _{хв} , °C	Q _н , Гкал/ч	Q _н ^c , ккал/нм ³	
5,6	8,7	0	220	25	510	510	64	125	5	35	8000	
2. Результаты расчета												
alfa	h	q ₂ , %	q ₃ , %	q ₅ ^н , %	Q _{ка} , Гкал/ч	q ₅ , %	η, %	B _к , нм ³ /ч		кг ут/Гкал	(нм ³ /ч)/(Гкал)	
1,322	1,358	10,312	0,000	1,500	31,110	4,500	85,188	4564,908		165,809898	146,7344228	

Котел №5												
1. Исходные данные												
O ₂ , %	CO ₂ , %	CO, %	t _{гр} , °C	t _в , °C	G _п , т/ч	G _о , т/ч	t ₁ , °C	t ₂ , °C	t _{хв} , °C	Q _н , Гкал/ч	Q _н ^c , ккал/нм ³	
3,9	9,6	0	160	25	680	680	62	130	5	50	8000	
2. Результаты расчета												
alfa	h	q ₂ , %	q ₃ , %	q ₅ ^н , %	Q _{ка} , Гкал/ч	q ₅ , %	η, %	B _к , нм ³ /ч		кг ут/Гкал	(нм ³ /ч)/(Гкал)	
1,203	1,226	6,613	0,000	1,500	46,240	4,500	88,887	6502,628		158,909374	140,6277646	

Наиболее эффективным оказался котел №2, что обусловлено его наибольшей автоматизацией. Котел №2 единственный, который оснащен комплексной системой автоматики и диспетчеризации с оперативными мнемосхемами. Также отличительно от других котлов, котел №2 оснащён частотно-регулируемыми приводами на дымососе и вентиляторе. В комплексе даже автоматизация одного котлоагрегата позволяет существенно увеличивать качественные показатели работы котельной в целом.

Суммарный расход сетевой воды составил 3294 т/ч, температура в подающем трубопроводе 92 °C и в обратном трубопроводе 61,6 °C. На основе этих данных отпуск теплоты определен в количестве 100,13 Гкал/ч, при температуре наружного воздуха -12 °C.

Паровой котел вырабатывал 8,5 т/ч насыщенного пара с давлением 9 кгс/см², что в пересчете на тепловую энергию составляет 4,78 Гкал/ч. Паровой котел полностью покрывал собственные нужды котельной на ХВО и мазутное хозяйство.

Учитывая, что из 100,13 Гкал/ч порядка 32 Гкал/ч приходилось на ГВС, а собственные нужды покрывал паровой котел, в пересчете на максимально-зимний режим отпуск теплоты с котельной должен составить 135 Гкал/ч. Производительность парового котла на собственные нужды должна также возрасти до 6,5 Гкал/ч.

Установленная мощность котельной составляет 238,6 Гкал/ч, максимальное использование в зимний период планируется в пределах 141,5 Гкал/ч, следовательно, на котельной имеется теоретический резерв в 97 Гкал/ч. Полученный резерв говорит о несоответствии договорной нагрузки котельной ее фактической выработке. Результаты вычислений подтверждаются оперативными журналами работы котельной в прошлом отопительном сезоне.

Однако весь резерв скрыт в основном в паровой части котельной, практически не используемой в настоящее время.

Фактический график отпуски теплоты

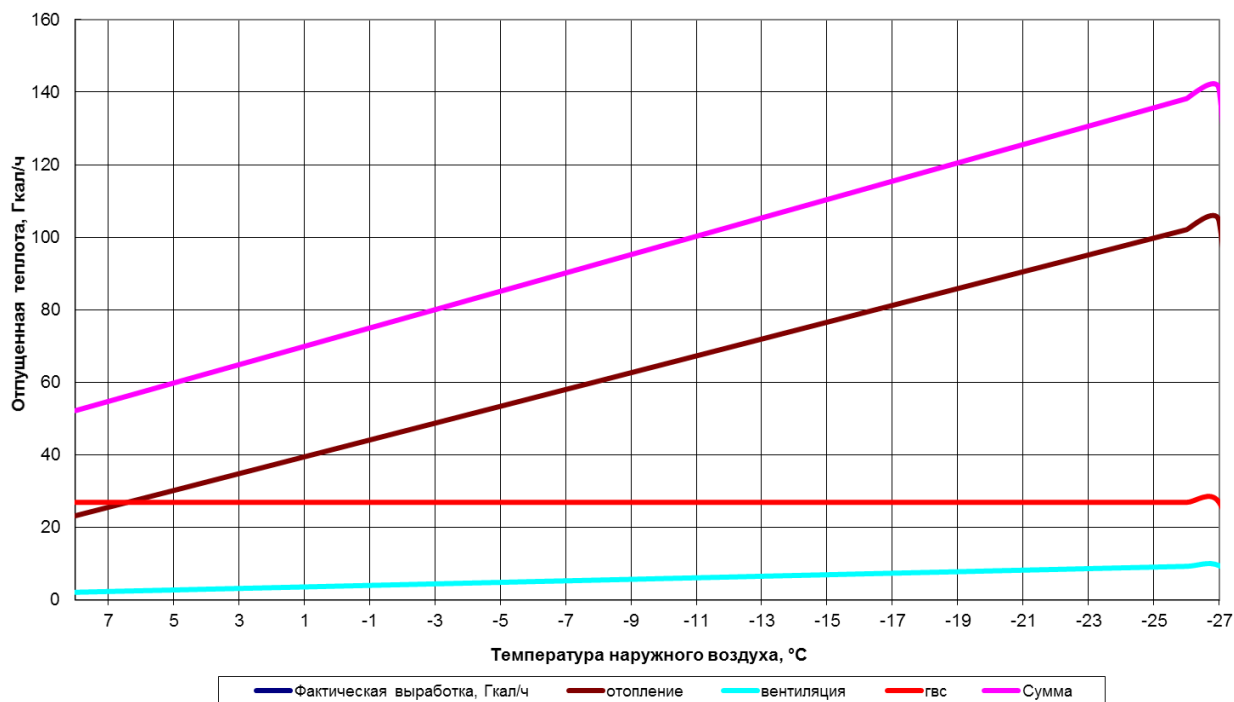


Рисунок 1.2.15 Фактический график отпуски теплоты ЛБК

На котельной оборудован блок выработки электрической энергии на базе газопоршневой машины с асинхронным генератором на 600 кВт и 800 кВт (рисунок 1.2.16).



Рисунок 1.2.16 Внешний вид газопоршневой машины с асинхронным генератором

Установка выработки электроэнергии находится в работе с 2011 года. Выполнена в блочно-модульном виде. Система охлаждения завязана с системой теплоснабжения котельной. Когенерационная установка полностью обеспечивает среднюю электрическую нагрузку котельной. Однако в максимально-зимний период ее не хватает. Наибольшее возрастание потребления электроэнергии котельной за отопительный период составляло до 2,2 МВт. Такие пики потребления кратковременны и связаны с большой загрузкой основного оборудования в самые холодные периоды.

Обследование котельной №13

Котельная прошла реконструкцию в 2012 году на базе старого помещения котельной с полной заменой всего оборудования. Котельная полностью автоматизирована, работает без постоянного присутствия персонала.



Рисунок 1.2.17 Установка автоматизированных котлов в котельной №13

На примере котельной №13 МУП «Теплоэнерго» предполагает провести модернизацию других котельных. В последние годы подобным образом уже модернизированы котельные №19, 51, 68 и др.

Обследование котельных №46, 46а, 49

Котельные №46, 46а, 49 реализованы по проектам прошлых десятилетий. Основные котлоагрегаты, используемые в них, Минск-1, КСВ-1,86, ТВГ-1,5Р и т.п. Средний КПД этих котлов даже по режимным картам не превышает 82 %. Фактические показатели работы, которые были замерены в результате инструментального обследования, показали, что выдержать расчетные параметры работы с существующим парком горелок и регулирующих устройств очень сложно.



Рисунок 1.2.18 Котельное оборудование в котельных № 46, 46а, 49

Эффективность работы одинаковых рядом стоящих котлов с одинаковыми показаниями давления газа на горелках и тяге могут сильно отличаться (что подтверждено измерениями). У операторов котельной отсутствует какая-либо информация об эффективности (КПД, качество смеси, и т.д.) работы котла, кроме режимной карты.

Данные котельные нуждаются в капитальной модернизации с полной заменой оборудования на новое, отвечающее требованиям современной энергетики.

Обследование котельной №44

Котельная №44 оборудована четырьмя котлами КВГ-7,56. По режимным картам КПД котлов приближен к 90%. А благодаря высокому проценту загрузки котельной котельные агрегаты всегда находятся в оптимальных режимах работы, что отличает ее хорошими показателями эффективности работы.

На котельной оборудован блок выработки электрической энергии на базе газопоршневой машины марки WaukeshaF18GLDc асинхронным генератором на 230 кВт.(рисунок 1.2.19).



Рисунок 1.2.19 Внешний вид газопоршневой машины марки WaukeshaF18GLD

Установка выработки электроэнергии в настоящее время находится в режиме пуско-наладки. Обслуживает установку ЗАО «Институт Энергетической Электроники» г. Санкт-Петербург. После введения установки в эксплуатацию она должна покрыть все собственные нужды котельной по электрической энергии.

2.2 ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)

Структура основного оборудования ТЭЦ ТГК-2

Установленная электрическая мощность Новгородской ТЭЦ – 344 МВт, тепловая – 488 Гкал/час. Ограничения мощности отсутствуют, режим работы паротурбинного оборудования станции характеризуется высокой долей конденсационной выработки при значительном резерве электрической и тепловой мощности.

На ТЭЦ имеются две группы оборудования:

- ТЭЦ-130 в составе: четыре энергетических котла ТП-87 (ст. №1-4), две теплофикационные турбины Т-60-130 (ст. №2) и ПТ-80/100-130/13 (ст. №3).
- блок ПГУ-210 (введен в эксплуатацию в 2012г.) в составе: газотурбинная установка ГТЭ-160 (ст. №4), котел-утилизатор П-137, теплофикационная турбина ПТ-50-9,0/1,28 (ст. №1) – результат реконструкции турбины ПТ-60-130/13.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ в целом составляет 992 Гкал по котлам, 488 Гкал по отпускаемому теплу, в том числе 370 Гкал по отборам турбин турбинам.

Для обеспечения надежности снабжения паром потребителей по категории №1 в схеме имеются РОУ-140/1,2-2,5 ата, производительность 150т/ч – 1 шт., БРОУ-140/10-16 ата производительность 250т/ч – 2 шт, подключенные к общестанционному коллектору острого пара.

Схема теплофикационной установки, технические характеристики оборудования

Существующая теплофикационная установка Новгородской ТЭЦ схемно разделена на ТФУ-1 и ТФУ-2. Обогрев основных бойлеров производится от теплофикационного отбора турбины ст.№1 типа ПТ-50-9,0/1,28. Обогрев ПСГ производится от верхнего и нижнего теплофикационных отборов турбины ПТ 80/100-130/13 ст. №3. Пиковые бойлера обогреваются паром 12 ата от станционных коллекторов на которые подключены производственные отборы всех трех турбин.

Типы оборудования:

Основные бойлера 2 шт. тип	ПСВ-315-14-23 (45 Гкал/ч)
Пиковые бойлера 2 шт. тип	ПСВ-500-14-23 (72 Гкал/ч)
Подогреватели сетевые горизонтальные ПСГ-1,2	ПСГ-1300-3-2 (55 Гкал/ч)
Установка подготовки воды для подпитки теплосети производительностью 110 т/ч	

В 2010г. выполнена реконструкция ТА ст. №2 типа Р-50-130/13 с перемаркировкой в Т-60-130 (с двухступенчатым теплофикационным отбором пара, номинальная отопительная нагрузка 100 Гкал/час), однако в настоящее время турбина Т-60-130 работает в конденсационном режиме, подогреватели сетевой воды не подключены в связи с отсутствием отопительной нагрузки.

Параметры пара:

Пар 12 ата: давление 12 ата $\pm 5\%$ ($\pm 0,6$ ата), т.е. 11,4-12,6 ата
температура 250 °C $\pm 5\%$ ($\pm 12,5^\circ\text{C}$), т.е. 237,5-262,5°C

Пар 27 ата: давление 27 ата; $\pm 5\%$ ($\pm 1,35$ ата), т.е. 25,7-28,3 ата
температура 300 °C $\pm 5\%$ ($\pm 15^\circ\text{C}$), т.е. 285-315 °C

Пар 40 ата: давление 40 ата; $\pm 5\%$ ($\pm 2,0$ ата), т.е. 38-42 ата
температура 425 °C $\pm 5\%$ ($\pm 21,25^\circ\text{C}$), т.е. 403,8-446,2 °C

Параметры сетевой воды:

давление прямой – 7 ати; $\pm 5\%$ ($\pm 0,35$ ати), т.е. 6,7-7,3 ати
давление обратной – 2 ати; $\pm 0,2$ ати, т.е. 1,8-2,2 ати

Температура: прямая- по графику $\pm 3^\circ\text{C}$ (среднесуточная)

Температура: обратная - по графику $\pm 3^\circ\text{C}$ (среднесуточная)

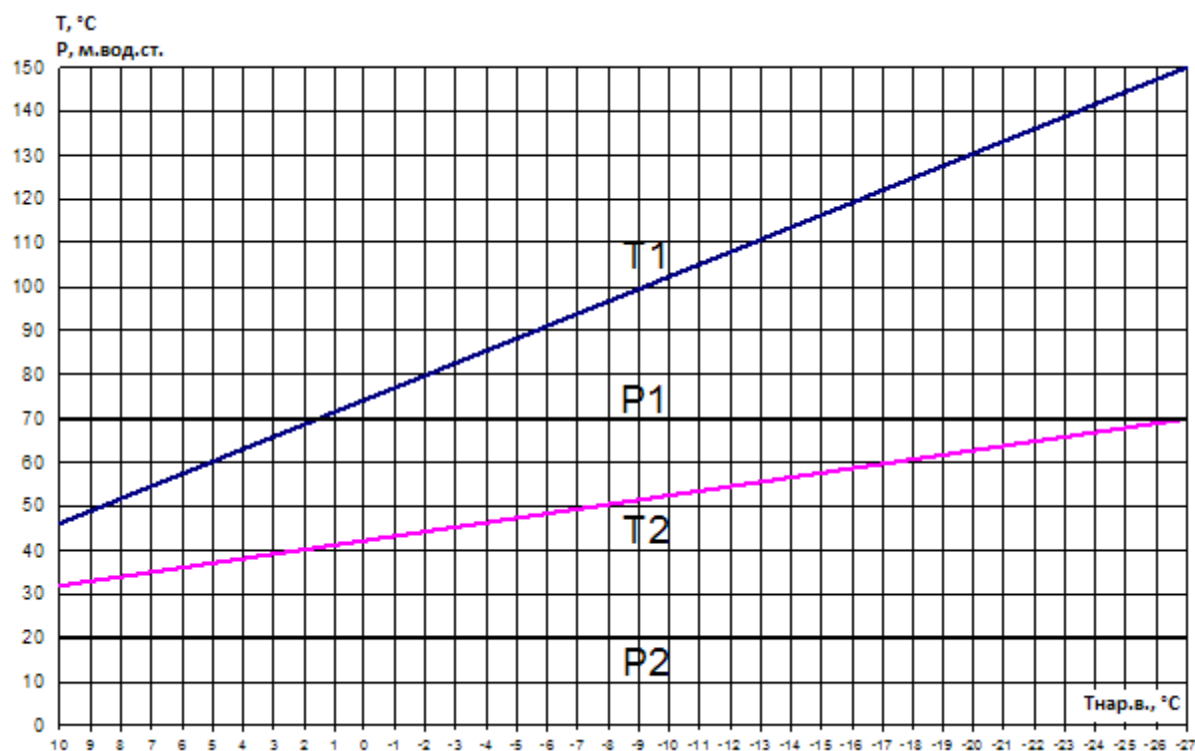


Рисунок 1.2.20 Температурный график отопительного сезона

Таблица 1.2.8 Баланс тепловой энергии.

	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Выработка тепловой энергии:					
- пар	Гкал	951787	1006073	936951	1153750
- горячая вода		862391	910170	859349	1078934
		89396	95903	77602	74816
Расход на хозяйственные нужды:					
- пар	Гкал	3859	3426	3695	4452
- горячая вода		0	0	0	0
		3859	3426	3695	4452
Отпуск тепла потребителям:					
- пар	Гкал	947928	1002647	933256	1149298
- горячая вода		862391	910170	859349	1078934
		85537	92477	73907	70364

Принципиальная тепловая схема ГЧ ОАО "ТГК-2" по НО с установкой блока ПГУ

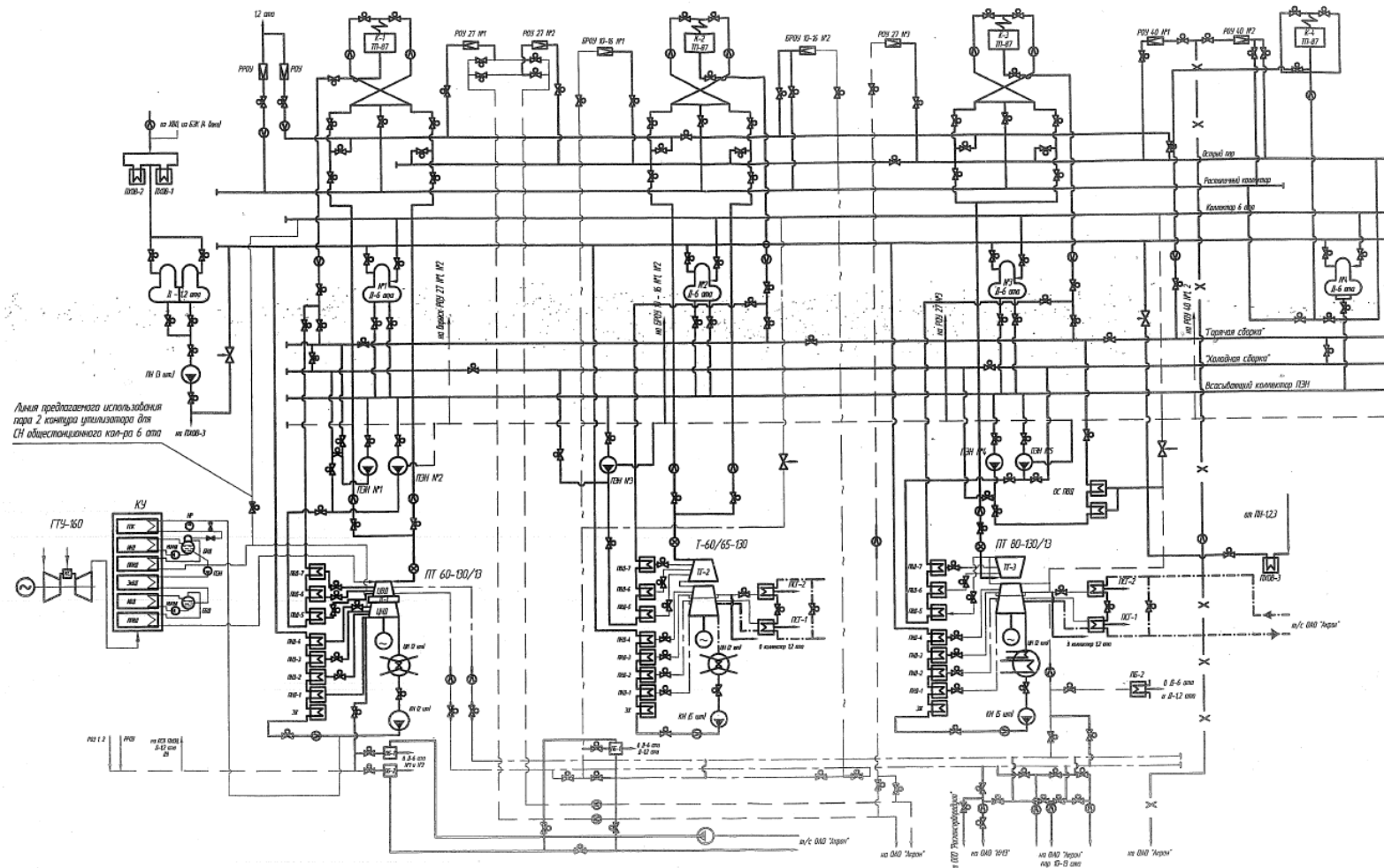


Рисунок 1.2.21 Схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ ТГК-2

Таблица 1.2.9 Среднегодовая загрузка оборудования (число часов использования).

	проект	2009	2010	2011	2012
Энергетические котлы					
ТП-87 ст. №1	7650	0	427	811	1449
ТП-87 ст. №2	7650	3352	5772	6929	3550
ТП-87 ст. №3	7650	4189	5181	1593	4752
ТП-87 ст. №4	7650	7640	5152	4949	2803
Турбины					
ПТ-50-9,0/1,28	7100	993	2491	42 (реконструкция)	4222
Т-60/130	7100	реконструкция	1894	1970	683
ПТ-80/100-130/13	7100	8077	6500	7955	8426

Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Измерение и учет тепловой энергии и теплоносителей на Новгородской Генерирующей Компании осуществляется информационно-измерительным комплексом AS220 EA на базе системы OM 650 TELEPERM ME фирмы «Siemens».

Предписания надзорных органов

Отказов оборудования, связанных с аварийным отключением, ограничением потребителей, недоотпуском тепловой энергии не происходило. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации отсутствуют.

2.3 ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго" Лужская ГТ-ТЭЦ-009 (г. Великий Новгород)

Структура основного оборудования

ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» не осуществляет деятельность в г.Великий Новгород, связанную с оказанием услуг по теплоснабжению, в том числе по передаче тепловой энергии.

Структура основного оборудования представлена четырьмя газовыми турбинами ГТЭ-009 мощностью 9 МВт производства ОАО «Энергомашкорпорация», введенными в эксплуатацию в 2002 году. Каждая турбина оборудована генератором ТФЭ10-2ГУЗ мощностью 10 МВт с напряжением 10 кВ производства ОАО «Энергомашкорпорация».



Рисунок 1.2.22 Схема газоздушного тракта одного из четырех блоков турбин

В хвостовой части турбины установлены водогрейные котлы утилизаторы типа КУВ-23,2(20)-170 с номинальной производительностью 20 Гкал/ч (всего котлов-утилизаторов – 4 шт.). Каждый котел утилизатор выполнен в обвязке с двумя сетевыми насосами, каждый из которых рассчитан на производительность 180 м³/ч и напором 12,8 кгс/см² (всего сетевых насосов – 8 шт.).

НТЦ ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Работа всего оборудования автоматизирована и завязана на диспетчерский пункт с информативными мнемосхемами (рисунок 1.2.24).

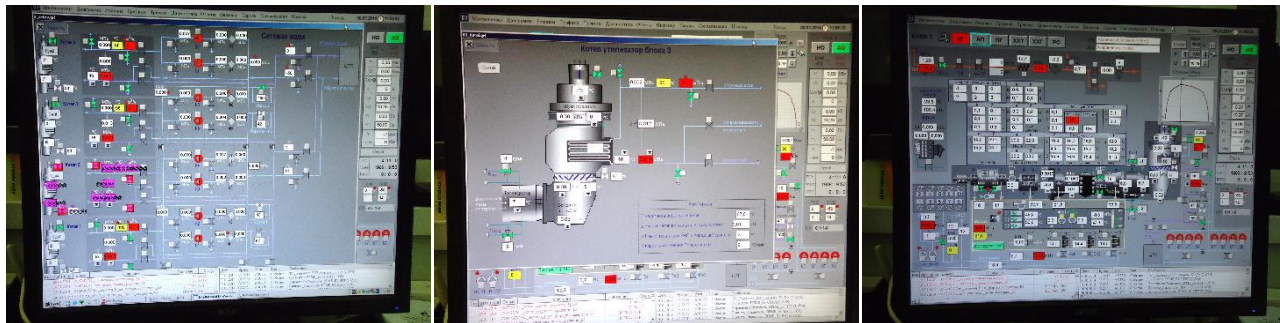


Рисунок 1.2.24 Информативные мнемосхемы ГТ ТЭЦ Энерго



Рисунок 1.2.25 Внешний вид здания ГТ ТЭЦ Энерго

Все оборудование смонтировано в здании блочно-модульного типа из сэндвич панелей (рисунок 1.2.25).

Параметры установленной тепловой мощности и теплофикационного оборудования:
Котел утилизатор водогрейный КУВ-23,2(20)-170 – 4 комплекта, с номинальной производительностью 20 Гкал/ч.

Максимальная температура воды на выходе из котла – 170 °С.

Максимальная температура на входе в котел – 80 °С.

Минимальная температура на входе в котел – 60 °С.

Минимальная производительность одного котла-утилизатора КУВ-23,2(20)-170 составляет 2,5-3 Гкал/ч, максимальная производительность – 20 Гкал/ч.

Максимальная производительность ГТ-ТЭЦ-009 составляет 80 Гкал/ч.

51

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, в зависимости от температуры наружного воздуха, по совмещенной нагрузке отопления и ГВС. Температурный график отпуска тепловой энергии будет определен при проектировании сетей теплоснабжения от ГТ-ТЭЦ- Энерго.

Среднегодовая загрузка оборудования (число часов использования).

Оборудование ГТ-ТЭЦ- Энерго не загружено.

Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Узел коммерческого учета тепловой энергии не монтировался. Его тип и состав будет определен при проектировании сетей теплоснабжения от ГТ-ТЭЦ- Энерго.

Предписания надзорных органов.

Отказов оборудования, связанных с аварийным отключением не происходило.

Испытания выхода на проектную мощность прошли успешно.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации отсутствуют.

В 2009 г. «ГТ-ТЭЦ Энерго» подала заявление о собственном банкротстве, и в конце концов в 2012 г. была признана несостоятельной.

«Газпром энергохолдинг» заинтересовался распределенной генерацией: компания собирается купить активы «ГТ-ТЭЦ Энерго», а именно электростанции, расположенных в различных регионах России, в том числе и В. Новгороде.

Большая вероятность обретения Лужской ГТ-ТЭЦ-009 нового собственника «Газпром энергохолдинг», а, следовательно, большая вероятность продолжение ее работы, обязывает принять ее к рассмотрению в настоящей работе.

2.4 Прочие источники тепловой энергии

ООО "Новострой"

ООО "Новострой" эксплуатирует три отопительные котельные в В.Новгороде по ул. Шелонская, по ул. Космонавтов и в жилом комплексе «Луговой» и котельную в д. Григорово. Ввиду того что генпланом развития В Новгорода предусмотрено расширение границ города за д. Григорово, то котельную в данном отчете принимаем к рассмотрению.

Котельная №1 г. Великий Новгород, ул. Шелонская д.1 к.1

Котельная введена в эксплуатацию в 2006 году. Собственник – ЗАО «Проектстрой».

На котельной установлены два котла КСВ-8, один КСВ-5 с газовыми горелками производства ЗАО «Чибиталунгаз». Схема теплоснабжения – независимая, закрытая. Трассы выполнены по четырехтрубной схеме, в лотках с изоляцией матами из стекловолокна. Подключенных социальнозначимых объектов не имеет. 90% потребителей – население. Температурный график 95-70.

Котельная №2 г. Великий Новгород, ул. Космонавтов д.38 к.2

Котельная введена в эксплуатацию в 2010 году. Собственник – ООО «Новострой».

На котельной установлены два котла ViessmannVitomax 100-LW, M148, мощностью 3,5 МВт с газовыми горелками Weishaupt. Схема теплоснабжения – независимая, закрытая. Трассы выполнены по четырехтрубной схеме, в лотках с изоляцией матами из стекловолокна. Подключенных социальнозначимых объектов не имеет. 99% потребителей – население. Температурный график 95-70.

Котельная №3 г. Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская д.106 к.7

В ходе разработки схемы теплоснабжения г. Великий Новгород были обследована котельная ООО «Новострой» №3 по адресу: ул. Большая Санкт-Петербургская д.106 к.7.

Котельная введена в эксплуатацию в 2011 году. Собственник – ЗАО «Проектстрой».

Котельная №3 обеспечивает теплоснабжение жилых зданий, тепловая нагрузка - отопление (2,7 Гкал/ч) и горячее водоснабжение (4,73 Гкал/ч). Схема теплоснабжения двухтрубная, прокладка бесканальная трубами в пенополиуретановой изоляции. Подключение потребителей по независимой схеме через пластинчатые теплообменники, установленные в помещении котельной. Температурный график 95-70 °С, со срезкой на 70 °С.

В котельной №3 установлены два котла Buderus Logano S 825 L, мощностью 4,2 МВт и 5,2 МВт с комбинированными горелками производства Чибитал унигаз (рисунок 1.2.27). Суммарная установленная мощность котлов 9,4 МВт (8,1 Гкал/ч). Основное топливо – природный газ, резервное – дизельное топливо. Запас аварийного топлива котельной – 0,8 м³.

При максимальной тепловой нагрузке 7,43 Гкал/ч загрузка котельной составляет примерно 92%. По итогам работы в 2013 году потребление тепловой энергии по котельной №3 составило 9299,19 Гкал или 81,4 % от расчетного годового потребления. По этим данным можно судить, что котельная загружена достаточно полно. Максимальная нагрузка горячего водоснабжения составляет 63,7% от суммарной, что позволяет достаточно полно использовать тепловую мощность котельной и в летнее время.

КПД котельных агрегатов при работе на природном газе составляет 90-91%. При этом температура уходящих газов равна 193°С, коэффициент избытка воздуха равен 1,3. Резерв повышения энергетической эффективности видится в снижении потерь тепла с уходящими газами за счет наладки режима горения (уменьшение подсосов воздуха – снижение коэффициента избытка воздуха и снижение температуры уходящих газов).

Котельная полностью автоматизирована, работает без обслуживающего персонала.



Рисунок 1.2.27 Внешний вид котла Buderus Logano S 825 L

Котельная подключенных социальнозначимых объектов не имеет. 97% потребителей – население.

Котельная №4 Новгородский район, д. Григорово, ул. Молодежная д.4а

В ходе разработки схемы теплоснабжения г. Великий Новгород была обследована котельная ООО «Новострой» №4 по адресу: Новгородский район, д. Григорово, ул. Молодежная д.4а.

Котельная введена в эксплуатацию в 2013 году. Собственник – ЗАО «Проектстрой».

Котельная №4 пристроена к жилому зданию и обеспечивает его отоплением (0,74 Гкал/ч). Тепловая сеть отсутствует. Подключение потребителей по независимой схеме через пластинчатые теплообменники, установленные в помещении котельной. Температурный график 95-70.

В котельной установлены два котла VISSMAN Vitoplex 200 SX2A, мощностью 1,1 МВт с комбинированными горелками Weishaupt (рисунок 1.2.28). Суммарная установленная мощность котлов 2,2 МВт (1,9 Гкал/ч). Основное топливо – природный газ, резервное – дизельное топливо. Запас аварийного топлива – 0,8 м³.

При максимальной тепловой нагрузке 0,74 Гкал/ч загрузка котельной составляет примерно 39%. По итогам работы в 2013 году потребление тепловой энергии по котельной №4 составило 832,96 Гкал или 46,1 % от расчетного годового потребления. По этим данным можно судить, что котельная загружена менее, чем на половину. Нагрузка горячего водоснабжения отсутствует, что не позволяет использовать тепловую мощность котельной в летнее время.

КПД котельных агрегатов при работе на природном газе составляет 91,8-93,1%. При этом температура уходящих газов равна 167°С, коэффициент избытка воздуха равен 1,15, что является хорошими показателями.

Котельная полностью автоматизирована, работает без обслуживающего персонала.



Рисунок 1.2.28 Внешний вид котлов VISSMAN Vitoplex 200 SX2A

Котельная подключенных социальнозначимых объектов не имеет. 100% потребителей – население.

ООО ТК «Новгородская»

ООО ТК «Новгородская» имеет на балансе 2 котельные, которые обслуживают ряд домов в Псковском районе. Котельные установлены по адресу: №5 - ул. Большая Санкт-Петербургская, 181, №27 – ул. Псковская, 50. Температурный график 95-70.

ООО «ЦТП» эксплуатирует два ЦТП (тепловая энергия покупается у МУП «Теплоэнерго»). В ЦТП производится подготовка горячей воды для нужд населения.

2.5 Сводные данные

Таблица 1.2.10 Установленная тепловая мощность и подключенная тепловая мощность:

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Договорная подключенная нагрузка, Гкал/час
МУП «Теплоэнерго»		
Все	1001,424	800,941
ООО "Новострой"		
1	18,060	11,700
2	6,019	4,600
3	8,000	7,050
4	1,900	0,740
Итого по котельным ООО "Новострой"	33,979	24,090
ООО «Теплоэнерготранс»		
1	4,500	3,500
ООО ТК «Новгородская»		
1	-	0,0084
2	-	3,1689
Итого по котельным ТК «Новгородская»	-	3,1773
ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)		
1	488,000	233,000
Газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго»)		
1	80,000	0

Загрузка источников осуществлена на 62,5%, в том числе:

- по МУП «Теплоэнерго» – 79,5%;
- по ТЭЦ – 45,5%;
- по прочим котельным – 81,4%.

Наибольший резерв тепловой мощности приходится на две ТЭЦ и составляет порядка 200 Гкал/час (41%), по основной теплоснабжающей организации города МУП «Теплоэнерго» резерв составляет 199,927 Гкал/час (20,5%). Отдельно следует отметить, что газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго») с тепловой мощностью 80 Гкал/ч не имеет присоединенной тепловой нагрузки по жилому сектору города.

3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

В настоящее время теплоснабжение промышленных предприятий, общественной застройки и жилищно-коммунального сектора города осуществляется от индивидуальных, промышленно-отопительных и квартальных коммунальных котельных.

Частный сектор отапливается печами и индивидуальными газовыми 2-х контурными котлами.

Большинство сетей МУП «Теплоэнерго» имеют радиальное строение. Источники и тепловые сети от них распределены равномерно по кварталам города. Теплоснабжение потребителей города осуществляется от более чем 80-ти котельных с независимыми тепловыми сетями. В городе принята закрытая система горячего водоснабжения.

Магистральные тепловые сети от крупных котельных до ЦТП выполнены двухтрубными, внутриквартальные сети от ЦТП до потребителей - в четырехтрубном исполнении. В ряде случаев распределительные тепловые сети выполнены непосредственно от котельных в четырехтрубном исполнении.

Таблица 1.3.1 Суммарная протяженность тепловых сетей

Диаметр трубопровода	Протяженность трубопроводов на левой стороне реки (Софийская сторона), км	Протяженность трубопроводов на правой стороне реки (Торговая сторона), км
до 100 мм включительно	133,01	54,57
свыше 100 и до 200 мм включительно	57,56	20,27
свыше 200 и до 300 мм включительно	31,6	10,25
свыше 300 мм	12,98	1,6
Итого	236,35	86,78

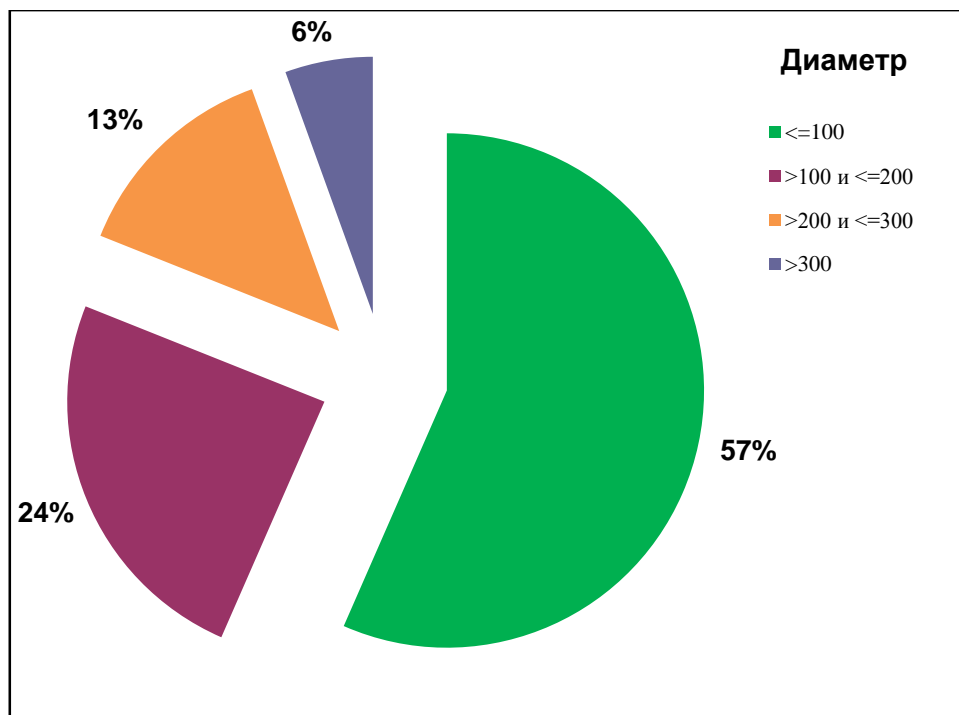


Рисунок 1.3.1 Протяженность трубопроводов левобережного района города

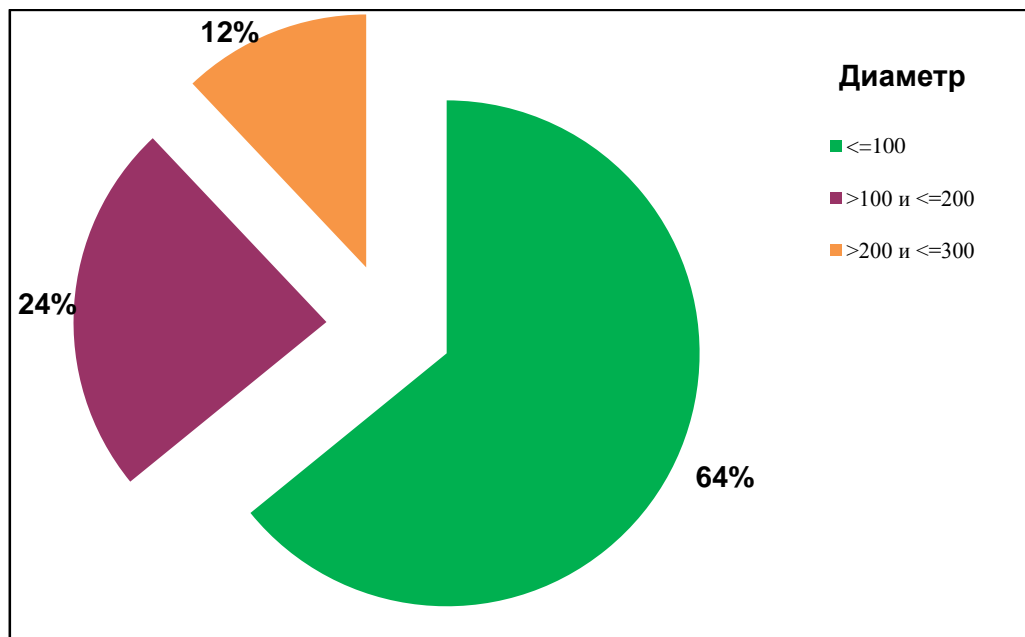


Рисунок 1.3.2 Протяженность трубопроводов правобережного района города

Новгородская ТЭЦ расположена вплотную к своим потребителям. Поэтому на балансе ГУ предприятия нет тепловых сетей, отпуск тепловой энергии с коллекторов осуществляется непосредственно в сети потребителя.

3.2 Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схемы тепловых сетей представлены заказчиком в ГИС Zulu. Тепловые сети выполнены с максимальной детализацией и указанием основных параметров, участвующих в теплотехнических расчетах. Существует привязка к генплану города (рисунок 1.3.3).

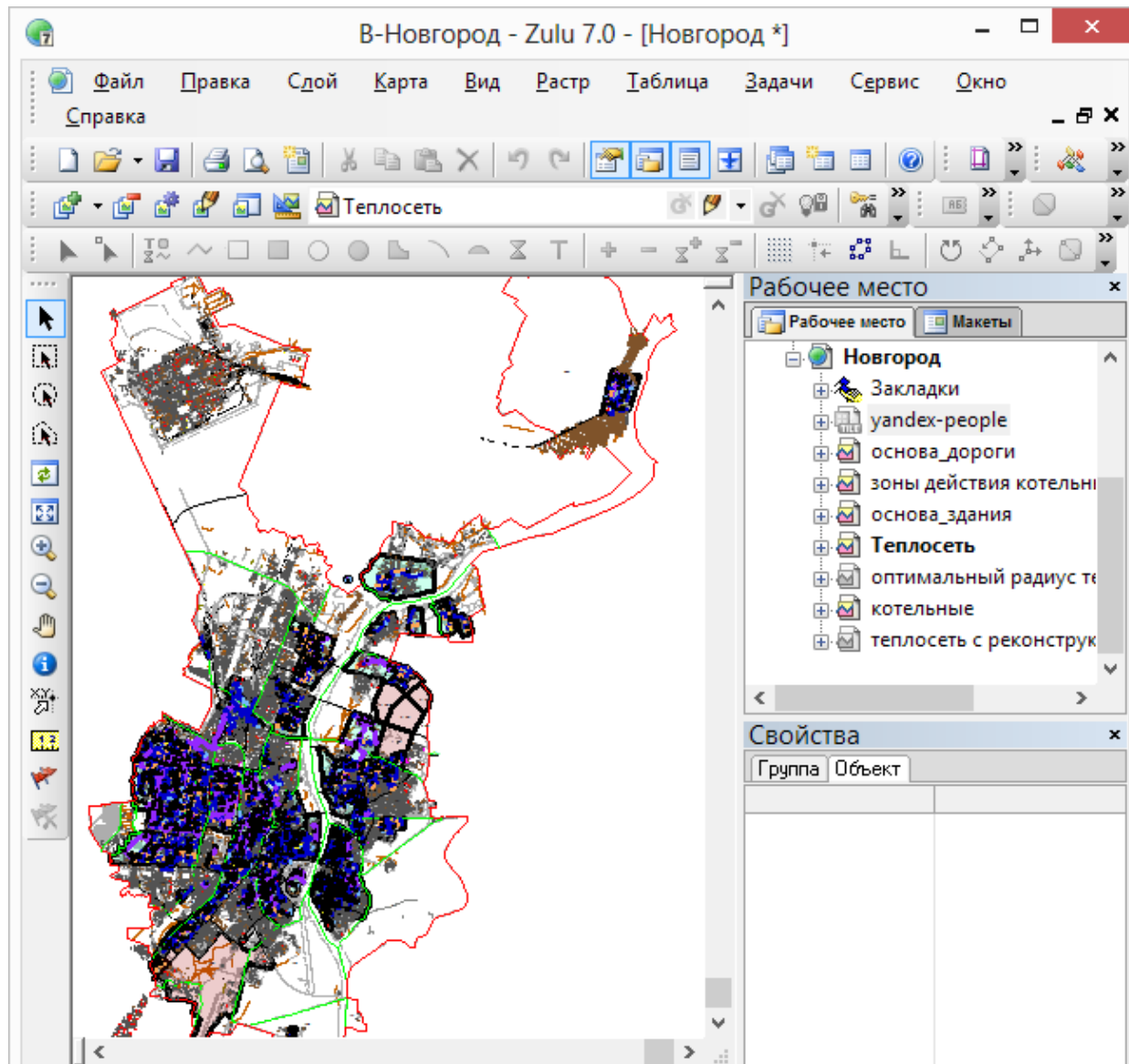


Рисунок 1.3.3 Схема тепловых сетей города в ГИС Zulu

Объем информации, заложенный в ГИС по тепловым сетям, представлен исчерпывающими данными о длине, диаметре, способе и типе прокладки, что позволяет определять не только нормативные параметры сети, но и моделировать реальные ситуации со всеми существующими особенностями (рисунок 1.3.4).

Участки	
Текущая запись Запрос База Ответ	
Номер источника	71
Наименование начала участка	
Наименование конца участка	
Длина участка, м	443.14
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	0.804
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	0.804
Сумма коэф. местных сопротивлений под. тр-да	7.8
Местные сопротивления под.тр-да	0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;1.0;0.0;7.0;0.0;0.0;0.0;0.0;1.0;0.0;0.0
Сумма коэф. местных сопротивлений обр. тр-да	8.1
Местные сопротивления обр.тр-да	0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;1.0;0.0;7.0;0.0;0.0;0.0;0.0;1.0;0.0;0.0
Шероховатость подающего трубопровода, мм	0.5
Шероховатость обратного трубопровода, мм	0.5
Зарастание подающего трубопровода, мм	
Зарастание обратного трубопровода, мм	
Коэффициент местного сопротивления под.тр-да	1
Коэффициент местного сопротивления обр.тр-да	1
Сопротивление подающего тр-да, м/(т/ч)*2	
Сопротивление обратного тр-да, м/(т/ч)*2	
Разделитель зон статического напора	
Вид прокладки тепловой сети	Надземная
Инвентарный номер	30793
Материал трубопровода подача	сталь
Материал трубопровода обратка	сталь
Период работы сети	всегда
Год прокладка трубопровода	1994
Дата ремонта подающего тр-да	
Дата ремонта обратного тр-да	
Назначение участка	Теплоноситель
Баланс	1
Нормативные потери в тепловой сети (1-4)	1988 год
Поправочный коэф. на нормы тепловых потерь для подающего ...	1
Поправочный коэф. на нормы тепловых потерь для обратного т...	1
Вид грунта	
Глубина заложения трубопровода, м	
Теплоизоляционный материал под.тр-да (1-39)	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75
Теплоизоляционный материал обр.тр-да (1-39)	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75
Толщина изоляции подающего тр-да, м	
Толщина изоляции обратного тр-да, м	
Техническое состояние изоляции под.тр-да (1-8)	
Техническое состояние изоляции обр.тр-да (1-8)	
Расстояние между осями трубопроводов, м	
Высота канала, м	

Рисунок 1.3.4 Параметры тепловой сети. Представленные в ГИС Zulu

ГИС Zulu позволяет вести теплотехнические, экономические расчеты параметров тепловых сетей, рассчитывать надежность теплоснабжения потребителей, позволяет моделировать различные варианты развития тепловых сетей.

Электронные схемы тепловых сетей в зонах действия источников теплоснабжения города представлены в Приложении.

3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Тепловые сети Великого Новгорода характеризуются наличием всех типов прокладок. Общая протяженность трубопроводов составляет 330,5 км, в том числе:

- подземная канальная	169 км;
- подземная бесканальная	9,5 км;
- надземная	41,1 км;
- подвальная	110,9 км.

Особенностью сетей является большое количество прокладок в подвальных помещениях многоквартирных и административных зданий.

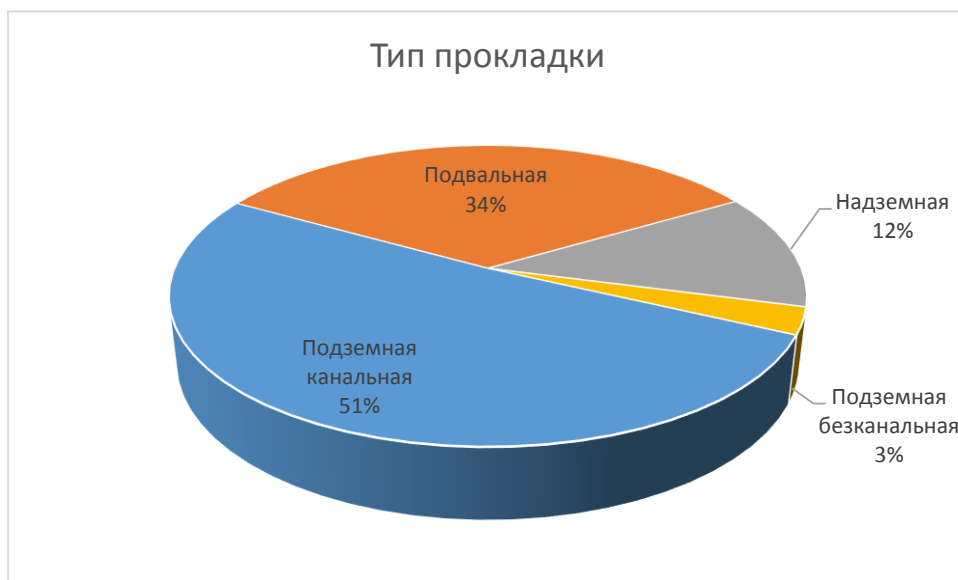


Рисунок 1.3.5 Распределение тепловых сетей по типам прокладок

В качестве изоляционных материалов в тепловых сетях используются в основном минеральная вата (169 км трубопроводов) и пенополиуретан 110,9 км).

Средний срок эксплуатации изоляции трубопроводов с изоляцией из минеральной ваты составляет около 30-ти лет, а трубопроводов с изоляцией из пенополиуретана – 10 лет.

Каждый год производится плановая замена устаревшей изоляции на современные типы на основе пенополиуретана.

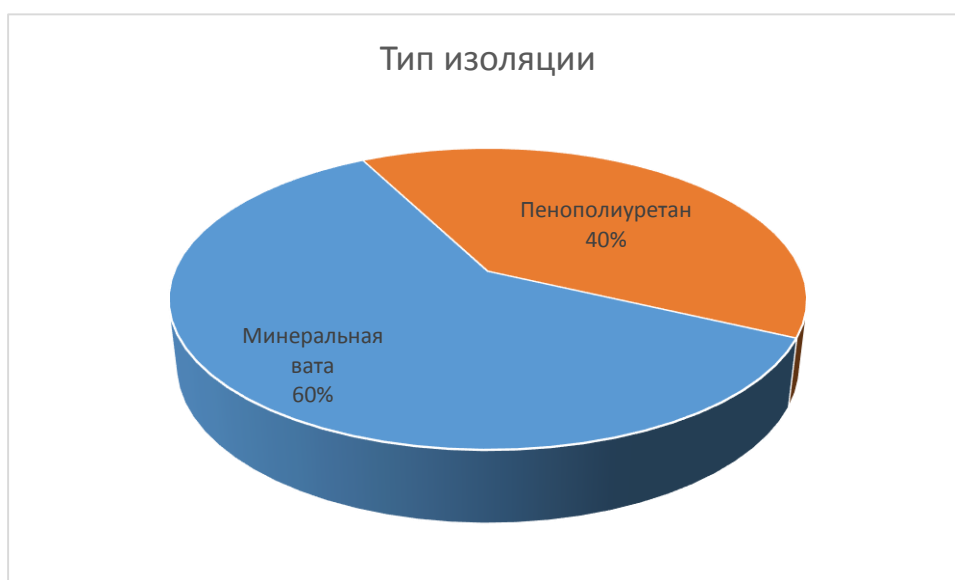


Рисунок 1.3.6 Тип изоляции тепловых сетей

Таблица 1.3.2 Материальная характеристика сетей

Наименование источника теплоснабжения	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Материальная характеристика тепловой сети, м²	Наименование источника теплоснабжения	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Материальная характеристика тепловой сети, м²
Котельная №48	181,2	22,9	Котельная №6	3 315,3	690,2
Котельная №18	1 165,9	167,2	Котельная №54	1 729,6	440,5
Котельная №52М	452,5	58,2	Котельная №66	3 044,8	715,8
Котельная №58М	16,0	1,6	Котельная №20	3 455,6	674,4
Котельная №59М	209,6	32,9	Котельная №9	4 218,2	907,7
Котельная №25М	602,2	72,0	Котельная №39	3 641,8	3 641,8
Котельная №53М	834,0	124,8	Котельная №12	3 917,7	996,7
Котельная №56М	-	-	Котельная №65	3 204,5	718,1
Котельная №22М	85,5	19,2	Котельная №68	3 710,9	856,8
Котельная №35	937,7	937,7	Котельная №15	4 691,2	930,4
Котельная №69	293,0	43,9	Котельная №78	6 191,1	1 626,4
Котельная №19	1 740,8	283,9	Котельная №29	4 593,0	1 009,4
Котельная №45	1 000,0	1 000,0	Котельная №5	3 345,9	249,0
Котельная №3а	728,7	141,7	Котельная №60	4 968,4	1 115,4
Котельная №28	1 106,2	242,3	Котельная №46а	3 949,0	907,9
Котельная №47м	1 355,8	1 355,8	Котельная №10	3 359,9	757,4
Котельная №11М	530,4	167,5	Котельная №61	4 057,3	844,5
Котельная №70	1 236,0	256,9	Котельная №62	5 446,2	1 323,8
Котельная №51	2 647,5	629,7	Котельная №50а	5 345,8	5 345,8
Котельная №21	1 189,3	204,8	Котельная №24	602,2	1 222,9
Котельная №42	1 411,1	1411,1	Котельная №57	7 029,6	1 391,6
Котельная №2	923,7	217,8	Котельная №49	5 537,6	5 537,6
Котельная №8	3 681,5	737,8	Котельная №7,7а	8 091,2	1 857,5
Котельная №26	1 639,2	308,6	Котельная №38	4 531,5	4 531,5
Котельная №27	2 459,5	441,5	Котельная №44	8 494,6	8 494,6
Котельная №17	1 216,4	265,0	Котельная №43а	5 133,7	1 145,3

Наименование источника теплоснабжения	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Наименование источника теплоснабжения	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Материальная характеристика тепловой сети, м ²
Котельная №37	4 062,5	4 062,5	Котельная №16	5 710,5	1 281,6
Котельная №4	2 015,2	158,3	Котельная №1	8 938,2	2 008,8
Котельная №31	3 400,7	3 400,7	Котельная №33	6 646,1	6 646,1
Котельная №40	1 643,3	1 643,3	Котельная №36	8 480,2	8 480,2
Котельная №13	867,9	269,6	Котельная №41	7 190,1	7 190,1
Котельная №23	2 652,1	549,4	Котельная №64	8 455,9	1 988,1
Котельная №46	18 735,8	18 735,8	Котельная №34	10726,0	10 726,0
Котельная №30	2 562,6	614,6	Котельная №63	103,9	3 139,0
Котельная №14	3 110,7	630,6	Котельная №71 (ЛБК)	63762,8	22 769,4

3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер, павильонов и ЦТП

Подземные камеры при подземной прокладке теплосетей служат для обслуживания запорной арматуры.

Камеры тепловых сетей - сооружения на трассе тепловодов для установки оборудования, требующего постоянного осмотра и обслуживания в процессе эксплуатации. В камерах тепловых сетей расположены задвижки, сальниковые компенсаторы, дренажные и воздушные устройства, контрольно-измерительные приборы и другое оборудование (рисунок 1.3.7).

Кроме того, в них обычно устанавливают ответвления к потребителям и неподвижные опоры, то есть тепловые камеры могут быть «проходные» (транзитные) и с ответвлением, отличающиеся лишь наличием дополнительных трубопроводов и задвижек на них.

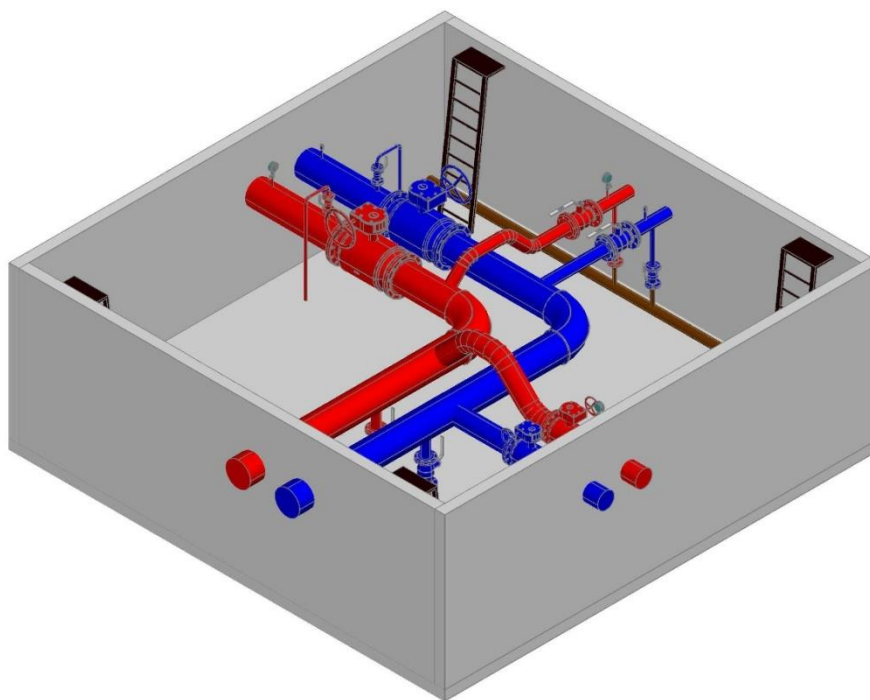


Рисунок 1.3.7 Типовая схема подсоединения ответвлений к магистральной тепловой сети

В камерах прокладывают ответвления к потребителям. Подающий и обратный трубопроводы устанавливают на опоры и покрывают изоляцией.

В системе теплоснабжения города задействовано порядка 50 ЦТП для подготовки горячей воды в системах ГВС и подключения систем отопления потребителей по безэлеваторной схеме (таблица 1.3.5).

Таблица 1.3.5 Количество и тип эксплуатируемых ЦТП

№ котельной	Температурный график по отоплению	Наименование ЦТП	Тип ЦТП
7	105/70	ЦТП 0701	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
10	115/70	ЦТП 1001	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
15	105/70	ЦТП 1501	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
16	130/70	ЦТП 1/16	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/16	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 3/16	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
33	110/70-95/708	ЦТП 1/33	ЦТП с независимым присоединением СО и СВ
	110/70-95/70	ЦТП 2/33	ЦТП с независимым присоединением СО и СВ
34	105/70 (со срезкой)	ЦТП 3403	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС
	105/70 (со срезкой)	ЦТП 3401	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС
	105/70 (со срезкой)	ЦТП 3404	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС
36	115/70	ЦТП 1/36	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
38	115/70	ЦТП 2/38	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	115/70	ЦТП 1/38	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
41	130/70	ЦТП 1/41	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 3/41	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/41	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
43а	105/70 (со срезкой)	ЦТП 4301	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
44	130/70-95/70	ЦТП 2/44	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и независимым присоединением СО и СВ
	130/70-95/70	ЦТП 1/44	ЦТП с параллельным подключением подогревателя ГВС и насосом смешения на подающем трубопроводе на СО
62	105/70	ЦТП 6201	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
63	115/70	ЦТП 4/63	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	115/70	ЦТП 2/63	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	115/70	ЦТП 3/63	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	115/70	ЦТП 1/63	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
64	115/70	ЦТП 6402	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС
	115/70-95/70	ЦТП 6403	ЦТП с независимым присоединением СО и СВ
	115/70-95/70	ЦТП 6401	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС
66	105/70-95/70	ЦТП 1/66	ЦТП с независимым присоединением СО и СВ

№ котельной	Температурный график по отоплению	Наименование ЦТП	Тип ЦТП
71 ЛБК	130/70-110/70	ЦТП 4/11	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и независимым присоединением СО и СВ
	130/70	ЦТП 1/12А	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/12а	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/12	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 1/12	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 1/13	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/13	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 3/13	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 1/10	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/10	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 3/11	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 1/9	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 4/9	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 3/9	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/9	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70-95/70	ЦТП 3/232	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и независимым присоединением СО и СВ
	130/70	ЦТП 5/9	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/11	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 1/11	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
	130/70	ЦТП 2/232	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО
78	110/70	ЦТП 1/78	ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО

3.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Регулирование отпускаемой нагрузки производится качественно-количественным способом. Котельные, работающие по температурным графикам 130-70 °С, при температуре наружного воздуха ниже -21 °С, поддерживают температуру на выходе из котельной на уровне 115 °С. Котельные, работающие по температурному графику 105-70 °С и 110-70 °С, из-за отсутствия элеваторов на тепловых вводах потребителей, поддерживают температуру на выходе из котельной 95 °С. В режиме работы по отопительному графику регулирование отпуска теплоты осуществляется качественным способом, а во время «срезок» - количественным.

Таблица 1.3.6 Температурный график, утверждённый в МУП «Теплоэнерго» на 2013-2014 года.

Темп-ра нар. воздуха, °С	Температура воды на выходе из котельной, °С						Темп-ра. воды в обратной линии, °С	Темп-ра. горячей воды, °С
	95-70	105-70	105-70 (со срезкой)	110-70	115-70	130-70		
№ кот.	все кроме:	6,7,7А,12,13,15, 24(пром.зона) 29,30,31,50, 60,62,65,66	34,43	49,57,61, 78	10,36,38, 63,64	1,16, 41,44, ЛБК	все котельные	все котельные
+10	36,4	38,6	70,0	39,0	70,0	70,0	32,0	60
+9	38,2	40,6	70,0	41,2	70,0	70,0	33,3	60
+ 8	40,0	42,7	70,0	43,3	70,0	70,0	34,5	60
+ 7	41,9	44,7	70,0	45,5	70,0	70,0	35,8	60
+ 6	43,7	46,8	70,0	47,6	70,0	70,0	37,0	60
+ 5	45,5	48,8	70,0	49,8	70,0	70,0	38,3	60
+ 4	47,2	50,7	70,0	51,8	70,0	70,0	39,4	60
+ 3	48,9	52,6	70,0	53,9	70,0	70,0	40,6	60
+ 2	50,6	54,6	70,0	55,9	70,0	70,0	41,7	60
+ 1	52,3	56,5	70,0	58,0	70,0	70,0	42,9	60
0	54,0	58,4	70,0	60,0	70,0	70,0	44,0	60
-1	55,6	60,2	70,0	62,0	70,0	70,4	45,1	60
-2	57,2	62,1	70,0	63,9	70,0	72,8	46,1	60
-3	58,9	63,9	70,0	65,9	70,0	75,2	47,2	60
-4	60,5	65,8	70,0	67,8	70,3	77,6	48,2	60
-5	62,1	67,6	70,0	69,8	72,4	80,0	49,3	60
-6	63,6	69,4	70,0	71,7	74,5	82,3	50,3	60
-7	65,2	71,1	71,1	73,6	76,6	84,6	51,3	60
-8	66,7	72,9	72,9	75,5	78,7	87,0	52,2	60
-9	68,3	74,6	74,6	77,4	80,8	89,3	53,2	60
-10	69,8	76,4	76,4	79,3	82,9	91,6	54,2	60
-11	71,3	78,1	78,1	81,1	84,7	93,9	55,2	60
-12	72,9	79,9	79,9	83,0	86,6	96,2	56,2	60
-13	74,4	81,6	81,6	84,8	88,4	98,5	57,2	60
-14	76,0	83,4	83,4	86,7	90,3	100,8	58,2	60
-15	77,5	85,1	85,1	88,5	92,2	103,1	59,2	60
-16	79,0	86,8	86,8	90,3	94,1	105,4	60,1	60
-17	80,5	88,5	88,5	92,2	96,0	107,6	61,0	60
-18	81,9	90,1	90,1	94,0	98,0	109,9	62,0	60
-19	83,4	91,8	91,8	95,0	99,9	112,1	62,9	60

Темп-ра нар. воздуха, °С	Температура воды на выходе из котельной, °С						Темп-ра. воды в обратной линии, °С	Темп-ра. горячей воды, °С
	95-70	105-70	105-70 (со срезкой)	110-70	115-70	130-70		
№ кот.	все кроме:	6,7,7А,12,13,15, 24(пром.зона) 29,30,31,50, 60,62,65,66	34,43	49,57,61, 78	10,36,38, 63,64	1,16, 41,44, ЛБК	все котельные	все котельные
-20	84,9	93,5	93,5	95,0	101,9	114,4	63,8	60
-21	86,4	95,0	95,0	95,0	104,2	115,0	64,7	60
-22	87,8	95,0	95,0	95,0	106,5	115,0	65,6	60
-23	89,3	95,0	95,0	95,0	108,8	115,0	66,5	60
-24	90,7	95,0	95,0	95,0	111,1	115,0	67,4	60
-25	92,2	95,0	95,0	95,0	113,4	115,0	68,3	60
-26	93,6	95,0	95,0	95,0	114,2	115,0	69,2	60
-27	95,0	95,0	95,0	95,0	115,0	115,0	70,0	60

3.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Температурный режим по подающему трубопроводу выдерживается очень хорошо по всем котельным. Расходы теплоносителя определены по договорной тепловой нагрузке и фактически поддерживаются в расчетных параметрах, за исключением нескольких небольших котельных, на которых выявлен повышенный расход, связанный с особенностью установленного насосного оборудования. Температура в обратном трубопроводе завышена почти у всех котельных по сравнению с расчетным значением (По результатам инструментального и документального обследования). Это доказывает, что фактическая нагрузка потребителей ниже договорной.

3.7 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Каждый год гидравлический режим работы всех тепловых сетей МУП «Теплоэнерго» подвергается наладке. МУП «Теплоэнерго» тщательно прорабатывает все ежегодные изменения в тепловых сетях, с моделированием всех ситуаций в ГИС Zulu. Наладка гидравлического режима производится с помощью дросселирующих шайб.

На рисунке 1.3.8 представлены схемы тепловых сетей Великого Новгорода с цветовой индикацией линейных гидравлических потерь. Верификация представлена тремя цветами – зеленым, оранжевым и красным. Зеленый – нормальный гидравлический режим с удельными гидравлическими потерями до 10 мм/м; оранжевый – удовлетворительный, но допустимый гидравлический режим с удельными гидравлическими потерями от 10 до 35 мм/м; красный – плохой гидравлический режим с удельными гидравлическими потерями свыше 35 мм/м. Как следует из рисунка, подавляющее число участков работают в нормальном гидравлическом режиме.

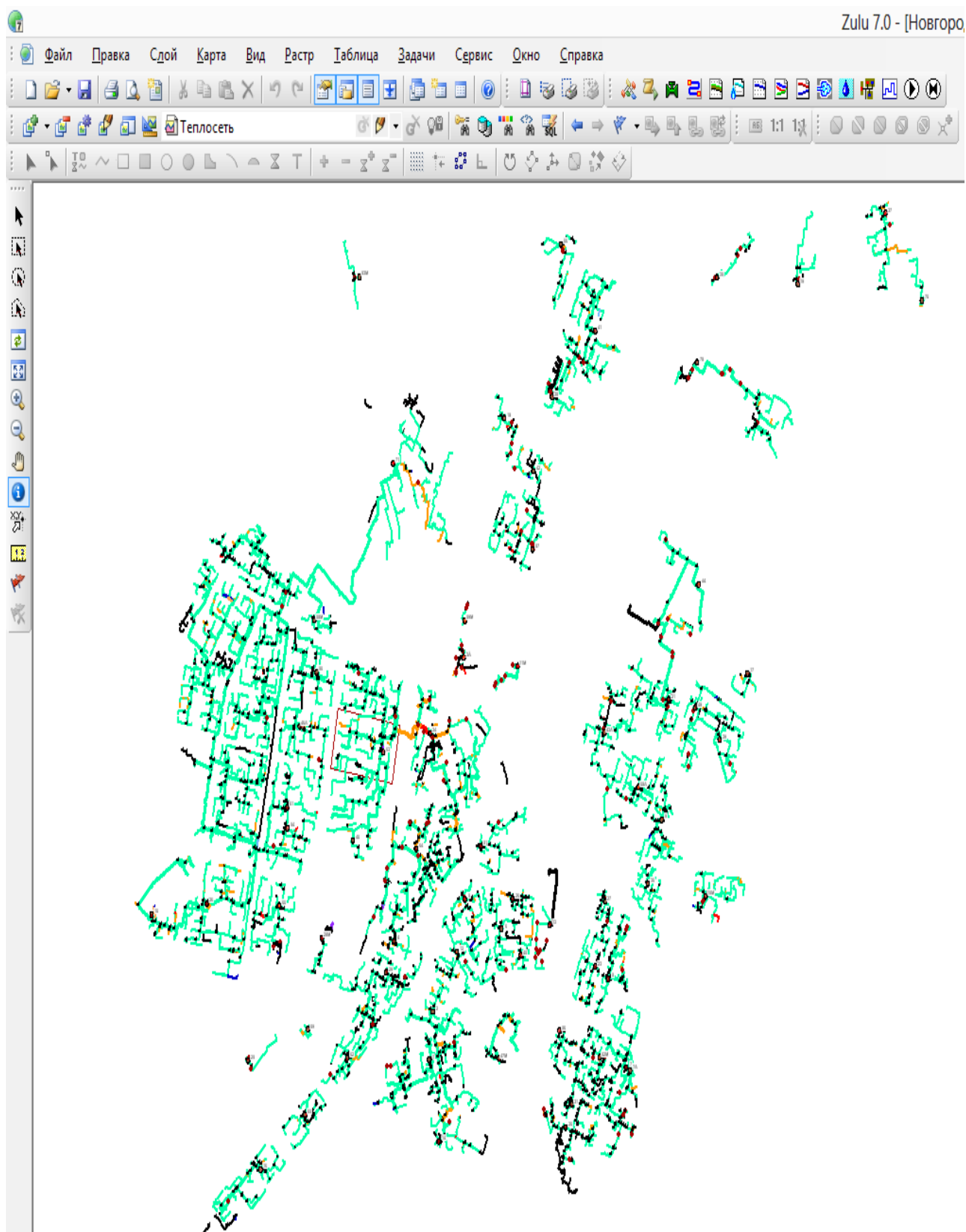


Рисунок 1.3.8 Выделение участков тепловых сетей по удельным потерям давления

3.8 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Статистика отказов тепловых сетей за последние 5 лет представлена в диаграмме на рисунке 1.3.9. По другим теплоснабжающим организациям данные не предоставлены.

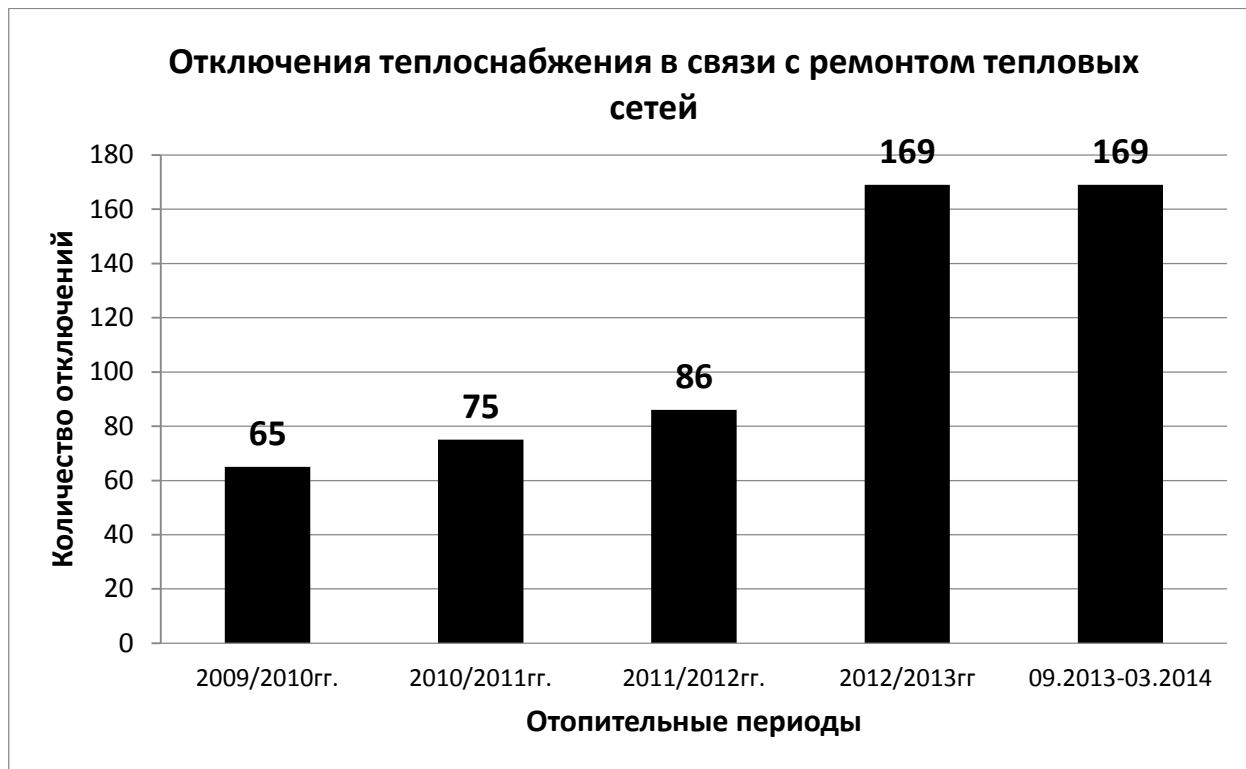


Рисунок 1.3.9 Количество отключений теплоснабжения в связи с ремонтом тепловых сетей

3.9 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика восстановительных работ аналогична статистике отказов тепловых сетей (см. раздел 3.8).

По данным, предоставленным МУП "Теплоэнерго" среднее время восстановления теплоснабжения после аварии составляет 7 ч.

По другим теплоснабжающим организациям данные не предоставлены.

3.10 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Процедура диагностики состояния тепловых сетей в основном представлена гидравлической опрессовкой повышенным давлением магистральных и квартальных тепловых сетей. Данный метод диагностики позволяет выявить в межотопительный период практически 90% возможных аварийных мест на тепловых сетях. Дополнительные опрессовки проводятся после ремонта, замены или длительного отключения тепловых сетей.

Кроме того, в межсезонный период проводятся обязательные капитальные ремонты наиболее изношенных тепловых сетей. Основной задачей капитального ремонта тепловых сетей является обеспечение безаварийной работы тепловых сетей путем своевременного проведения ремонтных работ, в процессе которых восстанавливаются изношенные конструкции, заменяются новыми или более экономичными, улучшающими качество ремонтируемых тепловых сетей.

3.11 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Данные по разделу не предоставлены.

3.12 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Утвержденные нормативные тепловые потери МУП «Теплоэнерго» составляют порядка 8,2% от выработки. У других теплоснабжающих организаций этот показатель на таком-же уровне.

Приложение № 1
к приказу комитета по ценовой
и тарифной политике области
от 13.06.2013 № 52-к

Нормативы
технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям
муниципального унитарного предприятия Великого Новгорода "Теплоэнерго"
на 2014 год

Потери и затраты теплоносителей (вода), м ³	Потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителей (вода), Гкал	Затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии, тыс. кВт. час
1	2	3
241641,00	124554,00	6377,60

Рисунок 1.3.10 Копия приказа комитета по ценовой и тарифной политике Новгородской области об утверждении нормативов тепловых потерь для МУП «Теплоэнерго»

3.13 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Оценка тепловых потерь при отсутствующих приборах учета не производилась.

3.14 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют (рисунок 1.3.11).

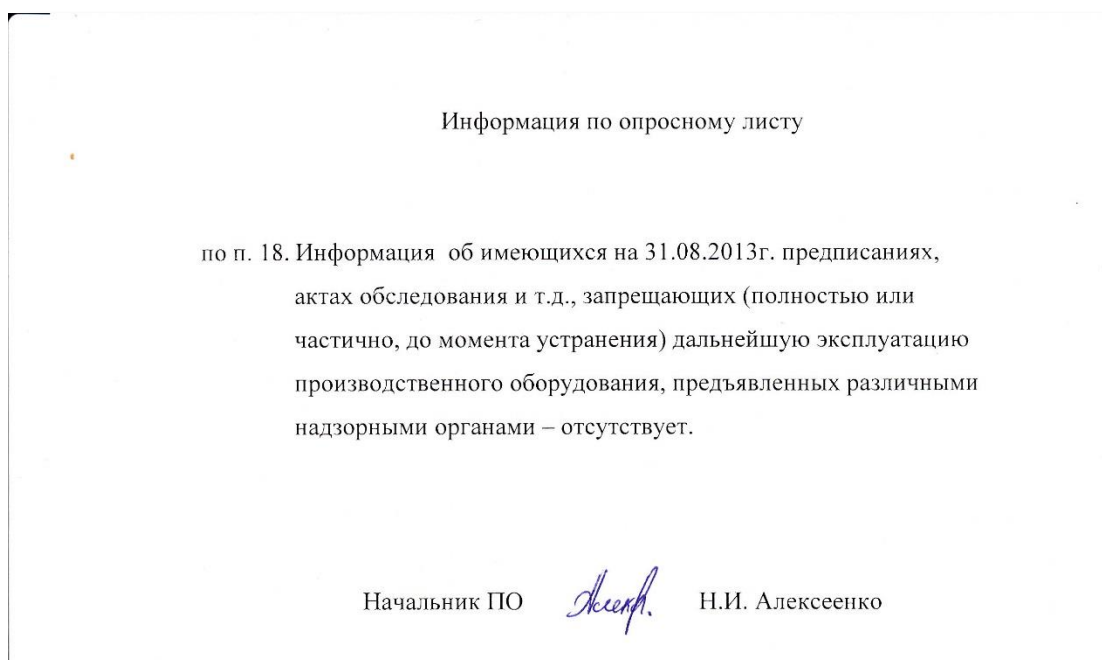


Рисунок 1.3.11 Копия информационного листа

3.15 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Основной тип присоединения потребителей к тепловым сетям при графике 95/70 и 105/70°C это непосредственное подсоединение внутренних систем теплоснабжения потребителя к наружной тепловой сети. При температурных графиках выше 105/70 °C присоединение системы отопления происходит через элеваторные узлы. Подключение системы ГВС при четырехтрубной системе теплоснабжения осуществляется по отдельным трубопроводам от ЦТП. В иных случаях подготовка горячей воды осуществляется непосредственно у потребителя по закрытой схеме через теплообменник.

3.16 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

ТГК-2

Узлы учета тепловой энергии ТЭЦ-20 установлены на границе раздела балансовой принадлежности трубопроводов энергоснабжающей организации и потребителя. Установка дополнительных приборов учета не требуется.

МУП «Теплоэнерго»

Таблица 1.3.7 Наличие приборов учета тепловой энергии по группам потребителей, присоединенных к сетям МУП «Теплоэнерго»

Наименование группы потребителей	Приборы учета тепловой энергии		
	на отопление	на ГВС	пар
Жилые дома	589	248	0
Федеральный бюджет	71	19	0
Областной бюджет	92	38	0
Городской бюджет	139	97	0
Районный бюджет	2	0	0
Прочие	335	618	2

ООО «Новострой»

Узлы учета установлены почти у всех потребителей. Высокая степень оборудования приборами учета обоснована тем, что основные потребители котельных ООО «Новострой» это недавно построенные жилые здания, а у них по современным нормам коммерческие узлы учета заложены на стадии строительства.

3.17 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

МУП «Теплоэнерго»

На устаревших котельных МУП «Теплоэнерго» все регулировки проводятся вручную операторами котельной. Режим работы ведется по приборам контроля основных параметров работы оборудования.

30 котельных выполнены в блочно-модульном исполнении, оснащены современными средствами автоматизации, телемеханизации и связи. Котельные работают полностью в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала.

Около половины котельных оснащено модемами на приборах учета тепловой энергии для передачи информации в службу учета. С остальных приборов списывание показаний происходит вручную.

ООО «Новострой»

Все котельные ООО «Новострой» полностью автоматизированы и работают без участия операторов непосредственно на каждой котельной. На котельных используются современные системы автоматизации, телемеханизации и связи. Все приборы учета тепловой энергии и топлива оснащены модемами для удаленной связи. Один дежурный оператор, у которого в наличии есть телефон и планшетный компьютер с подключением к сети интернет, контролирует работу всего оборудования.

Работа систем организована следующим образом: котельные, работающие в штатном режиме – необслуживаемые. При возникновении какого-либо сбоя (внештатной ситуации) на телефон дежурного оператора посылается уведомление с номером котельной, на которой произошел «сбой». Дежурный оператор, используя подключенный к сети интернет компьютер, может определить какое оборудование дало сбой и принять решение самому по месту ликвидировать проблему или вызвать ремонтную бригаду.

ООО ТК «Новгородская»

На балансе компании числится одна котельная, полностью автоматизированная, оснащенная современными средствами измерения и контроля параметров.

ОАО «ТГК-2» ТЭЦ-20

На ТЭЦ используются типичные для нее средства автоматизации, телемеханизации и связи. Работа оборудования контролируется персоналом по месту и со щитов управления.

Посредством Щитов Управления осуществляются:

эксплуатационное обслуживание оборудования и обеспечивается экономичная и безаварийная работа; ведется режим работы оборудования;

выполняются операции по пуску, останову, опробованию, опрессовке и переключениях в тепловых схемах.

машинист ведёт наблюдение за показаниями КИП и работой автоматических регуляторов и сигнализаций.

ликвидируют аварийные положения, выявляют неисправности в работе оборудования и принимаются меры по устранению их. Выполняются операции по выводу оборудования в ремонт.

С помощью приборов учета ведется технический и коммерческий учет потребляемого топлива, вырабатываемой и потребляемой электрической энергии, а также коммерческий учет отпущенной тепловой энергии.

3.18 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Доля автоматизированных тепловых пунктов в Великом Новгороде небольшая. В основном это несколько относительно новых ЦТП.

Необходимо также отметить, что в период работы систем теплоснабжения на нижней «срезке» для компенсации перегрева (перетопа) потребителей, подключенных через

элеваторы в ЦТП установлены корректирующие узлы (которые состоят из носов с ЧРП, гидравлического регулятора и электронного регулятора температуры) поддерживающими заданный температурный график и перепад давлений.

3.19 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Для защиты оборудования от превышения давления в котельных установлены предохранительно-сбросные клапаны. В тепловых сетях защиты от превышения давления нет.

3.20 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Бесхозные тепловые сети имеются, но они невелики и небольшими отрезками разбросаны по городу. В качестве эксплуатирующей организации, которой рекомендуется передать бесхозные тепловые сети, предлагается назначить МУП «Теплоэнерго», как основную теплоснабжающую организацию города.

4 Зоны действия источников тепловой энергии

Определение радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно определению ФЗ №190 «О теплоснабжении» за радиус эффективного теплоснабжения принимается максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения. Совокупные расходы должны учитывать затраты теплоснабжающей организации на выработку тепловой энергии и транспортировку ее до потребителей. При определении радиуса эффективного теплоснабжения необходимо учитывать тепловую мощность источника теплоснабжения, пропускную способность трубопроводов, затраты на работу сетевых насосов, протяженность тепловых сетей, величину тепловых потерь и другие факторы.

На данный момент официальная методика расчета радиуса эффективного теплоснабжения отсутствует. Поэтому, в разделе приведены некоторые энергетические и экономические показатели существующих котельных, которые (согласно ФЗ №190 «О теплоснабжении») в будущем будут использоваться, при расчете радиуса эффективного теплоснабжения после разработки соответствующей методики (таблица 1.4.1).

Таблица 1.4.1 Энергетические и экономические показатели по системам теплоснабжения МУП «Теплоэнерго»

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение					
	Нагрузка источника (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Площадь зоны теплоснабжения, кв. км	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Число абонентов	Теплоплотность района, Гкал/ч·на 1 кв.км
Котельная №1	22,77	1,211	8 938,2	114,50	119	18,80
Котельная №2	4,63	0,070	923,7	12,42	16	4,63
Котельная №3а	2,60	0,140	728,7	8,08	15	2,60
Котельная №4	6,35	0,110	2 015,2	9,02	28	6,35
Котельная №5	11,85	0,210	3 345,9	14,19	44	11,85
Котельная №6	8,55	0,150	3 315,3	39,34	51	8,55
Котельная №7,7а	18,90	0,640	8 091,2	105,88	60	18,90
Котельная №8	5,20	0,170	3 681,5	42,06	46	5,20
Котельная №9	9,50	0,180	4 218,2	51,74	59	9,50
Котельная №10	13,00	0,406	3 359,9	43,17	39	13,00
Котельная №11М	3,41	0,067	530,4	9,55	6	3,41
Котельная №12	10,50	0,227	3 917,7	56,81	54	10,50
Котельная №13	7,72	0,370	867,9	15,37	9	7,72
Котельная №14	8,40	0,340	3 110,7	35,94	43	8,40
Котельная №15	11,18	0,200	4 691,2	53,03	72	11,18
Котельная №16	21,28	0,392	5 710,5	73,05	94	21,28
Котельная №17	5,75	0,010	1 216,4	15,11	24	5,75
Котельная №18	0,62	0,074	1 165,9	9,53	19	0,62
Котельная №19	2,15	0,172	1 740,8	16,18	19	2,15
Котельная №20	9,16	0,455	3 455,6	38,44	67	9,16
Котельная №21	4,47	0,042	1 189,3	11,67	22	4,47
Котельная №22М	1,00	0,009	85,5	1,10	2	1,00
Котельная №23	7,75	0,214	2 652,1	31,32	37	7,75
Котельная №24	16,44	1,326	602,2	69,71	61	12,40
Котельная №25М	0,91	0,054	602,2	4,11	4	0,91
Котельная №26	5,32	0,129	1 639,2	17,59	32	5,32
Котельная №27	5,69	0,173	2 459,5	25,16	42	5,69
Котельная №28	2,81	0,077	1 106,2	13,81	12	2,81
Котельная №29	11,80	0,249	4 593,0	57,54	61	11,80
Котельная №30	7,85	0,192	2 562,6	35,03	34	7,85
Котельная №31	7,30	0,178	3 400,7	193,84	66	7,30
Котельная №33	24,51	0,519	6 646,1	378,83	46	24,51

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение					
	Нагрузка источника (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Площадь зоны теплоснабжения, кв. км	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Число абонентов	Теплоплотность района, Гкал/ч·на 1 кв.км
Котельная №34	51,85	0,864	10 726,0	611,38	118	51,85
Котельная №35	1,19	0,141	937,7	53,45	8	1,19
Котельная №36	24,90	0,427	8 480,2	483,37	91	24,90
Котельная №37	5,99	0,289	4 062,5	231,56	42	5,99
Котельная №38	19,50	0,270	4 531,5	258,29	54	19,50
Котельная №39	10,00	0,156	3 641,8	207,58	40	10,00
Котельная №40	7,45	0,164	1 643,3	93,67	22	7,45
Котельная №41	24,90	0,380	7 190,1	409,83	100	24,90
Котельная №42	4,58	0,180	1 411,1	80,43	23	4,58
Котельная №43а	19,77	0,654	5 133,7	65,28	82	19,77
Котельная №44	19,50	0,870	8 494,6	484,19	89	19,50
Котельная №45	2,58	0,056	1 000,0	57,00	18	2,58
Котельная №46	7,75	0,187	18 735,8	1067,94	27	7,75
Котельная №46а	12,80	0,125	3 949,0	77,28	39	12,80
Котельная №47м	3,27	0,210	1 355,8	10,33	23	3,27
Котельная №48	0,08	0,024	181,2	315,64	4	0,08
Котельная №49	17,50	0,280	5 537,6	304,71	65	17,50
Котельная №50а	15,78	0,264	5 345,8	35,89	56	15,78
Котельная №51	4,30	0,365	2 647,5	35,89	36	4,30
Котельная №52М	0,62	0,020	452,5	3,32	11	0,62
Котельная №53М	0,91	0,060	834,0	7,12	10	0,91
Котельная №54	8,90	0,115	1 729,6	25,11	31	8,90
Котельная №56М	0,91	0,002	-	0,00	1	0,91
Котельная №57	16,44	0,436	7 029,6	79,32	76	16,44
Котельная №58М	0,72	0,070	16,0	0,09	1	0,72
Котельная №59М	0,81	0,026	209,6	1,88	4	0,81
Котельная №60	12,75	0,282	4 968,4	63,58	63	12,75
Котельная №61	13,02	0,294	4 057,3	48,14	34	13,02
Котельная №62	15,65	0,295	5 446,2	75,46	65	15,65
Котельная №63	56,27	0,779	103,9	178,92	152	56,27
Котельная №64	25,23	0,564	8 455,9	113,32	125	25,23
Котельная №65	10,68	0,144	3 204,5	40,93	33	10,68
Котельная №66	9,15	0,187	3 044,8	40,80	34	9,15

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение					
	Нагрузка источника (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Площадь зоны теплоснабжения, кв. км	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Число абонентов	Теплоплотность района, Гкал/ч·на 1 кв.км
Котельная №68	10,83	0,191	3 710,9	48,84	52	10,83
Котельная №69	2,08	0,019	293,0	2,50	8	2,08
Котельная №70	3,76	0,092	1 236,0	14,65	18	3,76
Котельная №71 (ЛБК)	238,60	3,144	63 762,8	1297,86	826	75,89
Котельная №78	11,20	0,587	6 191,1	92,71	58	11,20

Существующие и перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

На рисунке 1.4.1 зеленым цветом изображены существующие зоны действия котельных, красным цветом выделены предполагаемые зоны действия перспективных источников тепловой энергии.

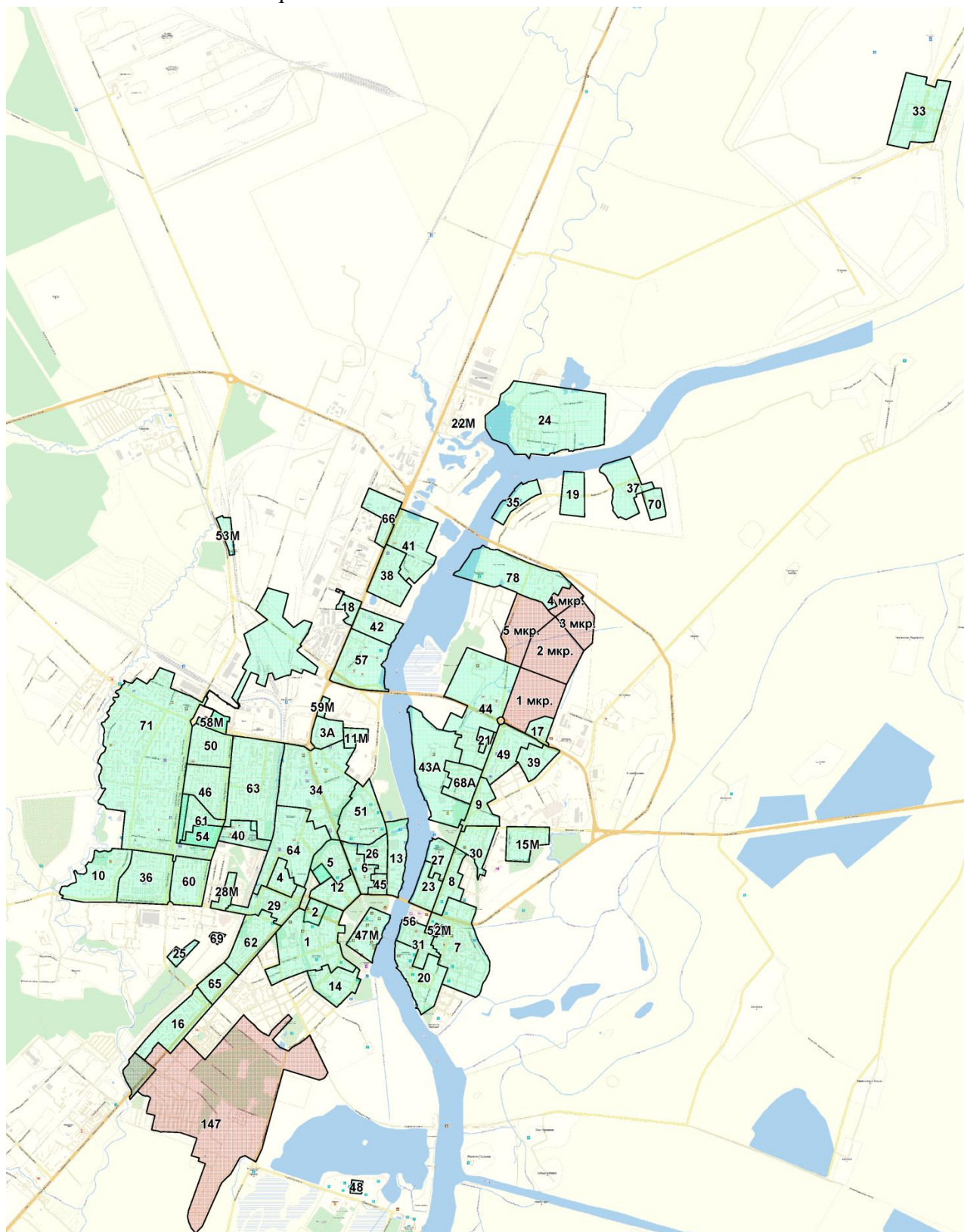


Рисунок 1.4.1 Зоны действия котельных МУП «Теплоэнего»

5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

5.1 Значения потребления тепловой энергии

5.1.1 Котельные МУП "Теплоэнерго"

Информация о фактическом потреблении тепловой энергии с разделением по категориям потребителей тепловой энергии за 2011-2013 годы приведена в таблице 1.5.1 и на рисунке 1.5.1.

Таблица 1.5.1 Потребление тепловой энергии потребителями г.Великий Новгород

Потребители	Потребление тепловой энергии Гкал/год		
	2011	2012	2013
Жилой фонд (население)	1008820,447	953621,629	940701,495
Бюджетные организации и учреждения	215075,715	214900,113	222220,567
Прочие потребители	162634,099	167096,219	180819,034
ИТОГО:	1386530,261	1335617,961	1343741,096

2013

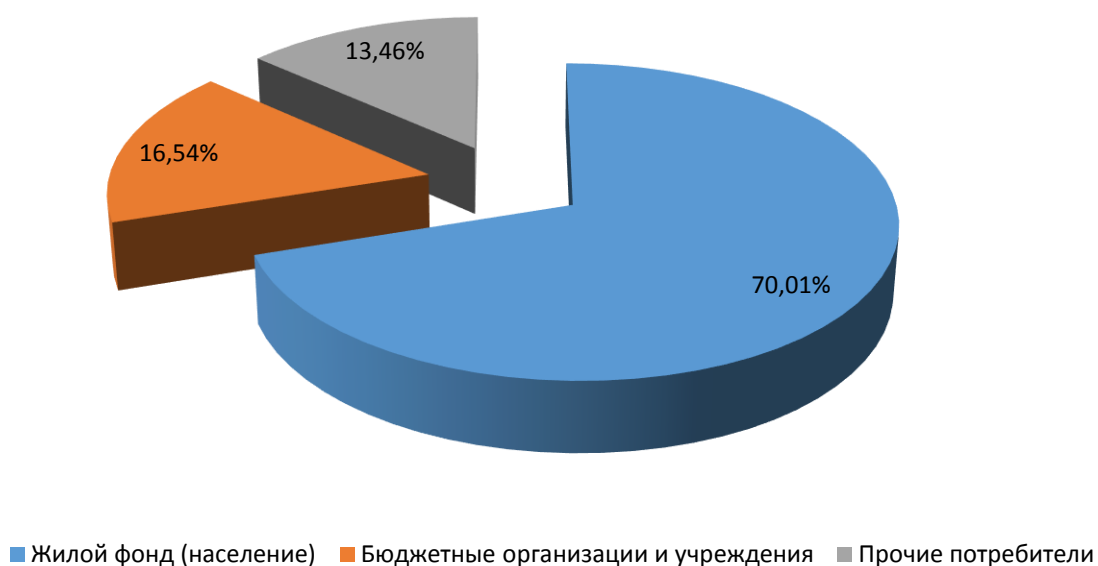


Рисунок 1.5.1 Потребление тепловой энергии абонентами котельных г.Великий Новгород

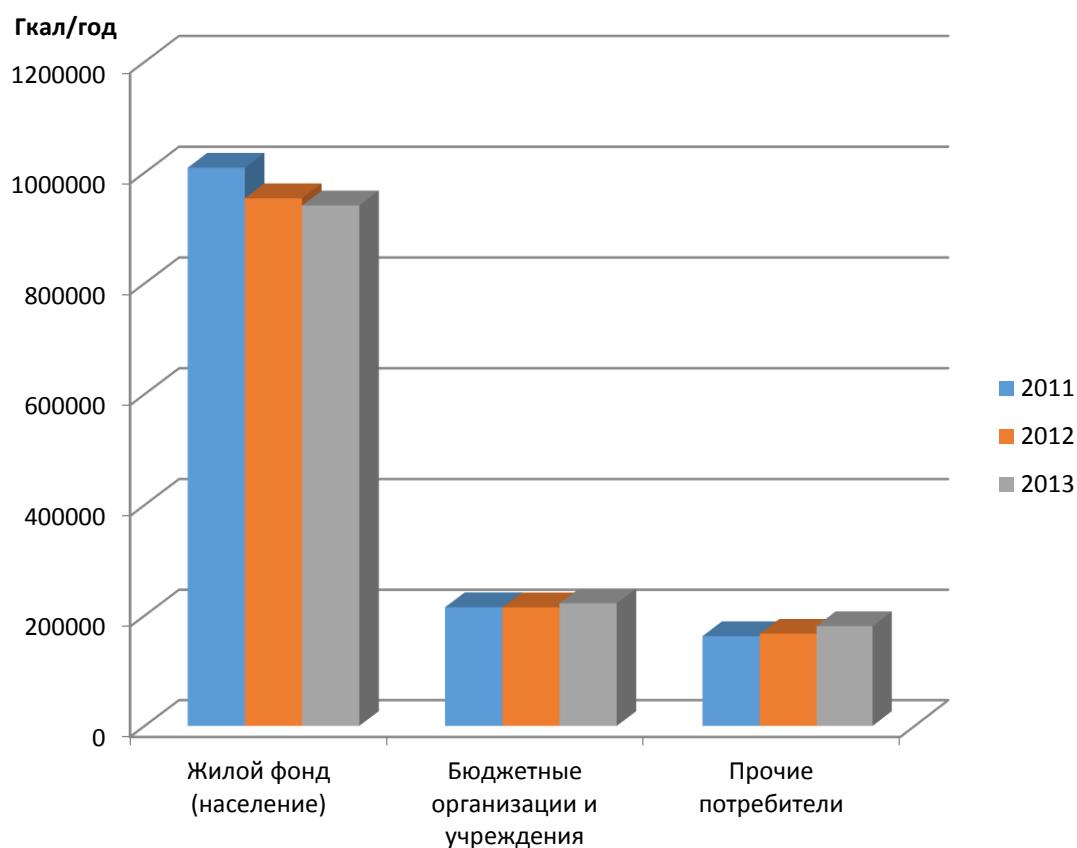


Рисунок 1.5.2 Потребление тепловой энергии абонентами от котельных г.Великий Новгород за 2011, 2012 и 2013 года

Анализируя рисунок 1.5.2, можно наблюдать тенденцию к снижению потребления тепловой энергии населением города и увеличение потребления тепловой энергии бюджетными организациями и прочими потребителями.

Таблица 1.5.2 Потребление тепловой энергии потребителями г. В.Новгород по месяцам 2013 года.

месяц	наименование	Отопление и вентиляция	ГВС
Январь	Население	104 780,90	17 619,53
	Бюджетные организации	36 785,62	2 008,87
	Прочие	30 973,00	936,35
Февраль	Население	106 294,22	18 760,80
	Бюджетные организации	32 254,72	2 248,63
	Прочие	27 904,15	1 123,18
Март	Население	98 642,29	17 151,00
	Бюджетные организации	31 694,66	2 052,00
	Прочие	26 582,71	1 113,35
Апрель	Население	81 405,06	18 497,74
	Бюджетные организации	22 816,95	2 251,12
	Прочие	18 789,32	1 194,39
Май	Население	38 235,75	16 238,05
	Бюджетные организации	4 808,31	1 896,76
	Прочие	3 496,75	1 159,55
Июнь	Население	23 706,76	15 124,73

	Бюджетные организации	79,81	2 198,85
	Прочие	72,44	1 479,01
Июль	Население	23 824,49	12 453,45
	Бюджетные организации	13,39	1 624,90
	Прочие	143,96	1 322,24
Август	Население	23 824,45	13 115,02
	Бюджетные организации	19,80	6 910,29
	Прочие	7,60	1 266,78
Сентябрь	Население	23 808,05	14 986,71
	Бюджетные организации	147,10	2 276,89
	Прочие	26,76	1 588,59
Октябрь	Население	64 451,65	15 154,23
	Бюджетные организации	17 506,71	3 391,91
	Прочие	13 615,57	1 118,72
Ноябрь	Население	70 734,16	15 882,03
	Бюджетные организации	21 385,99	2 327,24
	Прочие	18 319,42	1 152,92
Декабрь	Население	89 961,80	16 048,62
	Бюджетные организации	28 933,18	2 434,47
	Прочие	26 163,37	1 268,92
ИТОГО за год	Население	749 669,58	191 031,91
	Бюджетные организации	196 446,24	31 621,93
	Прочие	166 095,05	14 724,00
	Всего:	1 112 210,87	237 377,84
Всего:		1 349 588,71	

Преимущественное потребление тепловой энергии (82%) приходится на нужды отопления и вентиляции (рисунок 1.5.3), причем около 83% этой нагрузки потребляет население города.

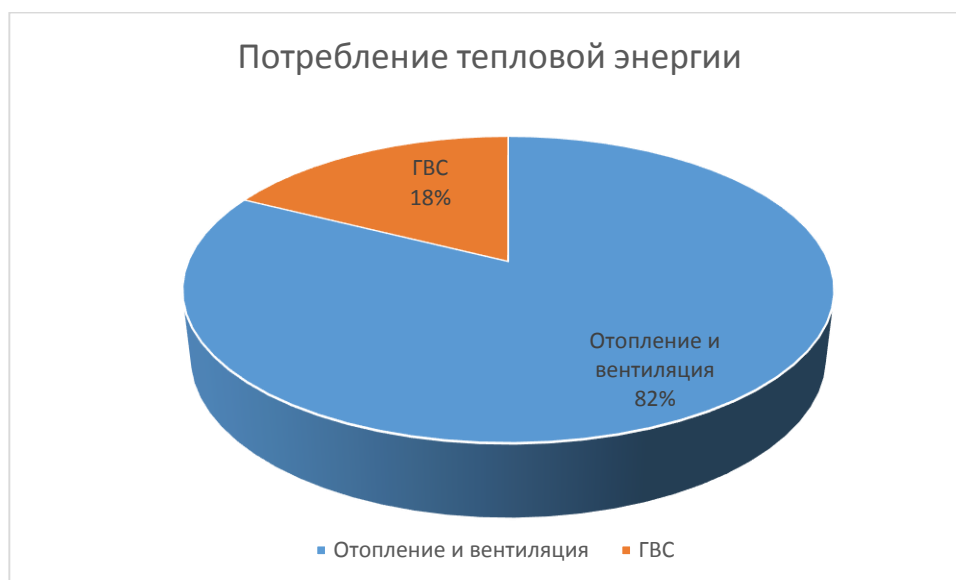


Рисунок 1.5.3 Разделение потребляемой тепловой энергии по видам тепловой нагрузки

На основе анализа статистических и эксплуатационных данных МУП «Теплоэнерго» за последние годы определены фактические показатели присоединенной нагрузки потребителей (таблица 1.5.3), которые пересчитывались на расчетный режим с учетом сведений о фактических температурах наружного воздуха за отопительный период.

Таблица 1.5.3 Фактическая нагрузка потребителей МУП "Теплоэнерго"

Объект потребления	Нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/час	Нагрузка на ГВС, Гкал/час	Общая нагрузка, Гкал/час
Жилой фонд (население)	356	86,4	442,4
Бюджетные организации и учреждения	93,4	11,7	105,1
Прочие потребители	79	6,7	85,7
ИТОГО	528,4	104,8	633,2

Фактическая нагрузка потребителей МУП "Теплоэнерго" на 21% ниже договорной. Этот факт подтвердился при выборочных инструментальных замерах на ряде котельных.

5.1.2. Котельные ООО "Новострой"

Информация о фактических нагрузках и годовом потреблении тепловой энергии с разделением по категориям потребителей тепловой энергии приведена в таблице 1.5.4.

Таблица 1.5.4 Нагрузка и объем потребления тепловой энергии потребителями ООО "Новострой"

	Потребители	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	По СНиП			2013		
				Расчетное годовое потребление на отопление, Гкал/год	Расчетное годовое потребление на ГВС, Гкал/год	Расчетное годовое потребление ГВС, м³/год	Расчетное годовое потребление на отопление, Гкал/год	Расчетное годовое потребление на ГВС, Гкал/год	Расчетное годовое потребление ГВС, м³/год
Кот. 1	Население	5,36	8,2	13077,54	7922,73	144049,65	11687,66	7922,73	144049,65
	Прочие	0,61	0,23	1488,30	767,05	13946,33	1330,13	767,05	13946,33
Кот. 2	Население	2,21	0	5392,05	0,00	0,00	7814,56	0,00	0,00
	Прочие	0,02	0	48,80	0,00	0,00	70,72	0,00	0,00
Кот. 3	Население	2,61	4,62	6367,98	4463,78	81159,68	4306,85	4463,78	81159,68
	Прочие	0,09	0,11	219,59	366,85	6669,99	161,71	366,85	6669,99
Кот. 4		0,74		1805,48	0,00	0,00	832,96	0,00	0,00
ИТОГО:	Население	10,18	12,82	26643,05	12386,51	225209,34	24642,03	12386,51	225209,34
	Прочие	0,72	0,34	1756,68	1133,90	20616,32	1562,56	1133,90	20616,32



Рисунок 1.5.4 Структура потребления тепловой энергии потребителями, подключенными к источникам ООО "Новострой"

5.1.3. Новгородская ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2»

ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области осуществляет теплоснабжение только промышленных предприятий, расположенных в Северном промышленном районе. Доля ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области в теплоснабжении Северного промышленного района №1 по разным оценкам составляет от 40 до 60%. Остальная часть потребности в тепле восполняется вторичными ресурсами и собственными источниками промышленных предприятий, в частности котельными ОАО «АКРОН».

Всего у ТЭЦ пять потребителей тепловой энергии. Это ОАО «АКРОН», ЗАО «Новгородский металлургический завод», ООО «Трест-2», ООО «Росконсервпродукт» и ЗАО «Детандер».

В настоящее время, единственным крупным потребителем тепловой энергии является ОАО «Акрон», доля отпуска тепла для нужд, которого от общего отпуска составляет 99,5%.

Таблица 1.5.5 Отпуск тепловой энергии потребителям ОАО «ТГК-2», Гкал

Вид тепловой энергии	2009	2010	2011	2012
Отпуск тепла потребителям:	947928	1002647	933256	1149298
- пар	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода	85537	92477	73907	70364

Ввиду того, что потребители у ТЭЦ «ТГК-2» подключены непосредственно к коллекторам (там же находится граница балансовой принадлежности), то статью сетевых потерь выделять нецелесообразно по причине отсутствия на балансе ТГК-2 тепловых сетей. Весь отпуск потребляется потребителем в полном объеме.



Рисунок 1.5.5 Соотношение потребления тепловой энергии абонентами Новгородской ТЭЦ за 2012 год по видам энергоносителей

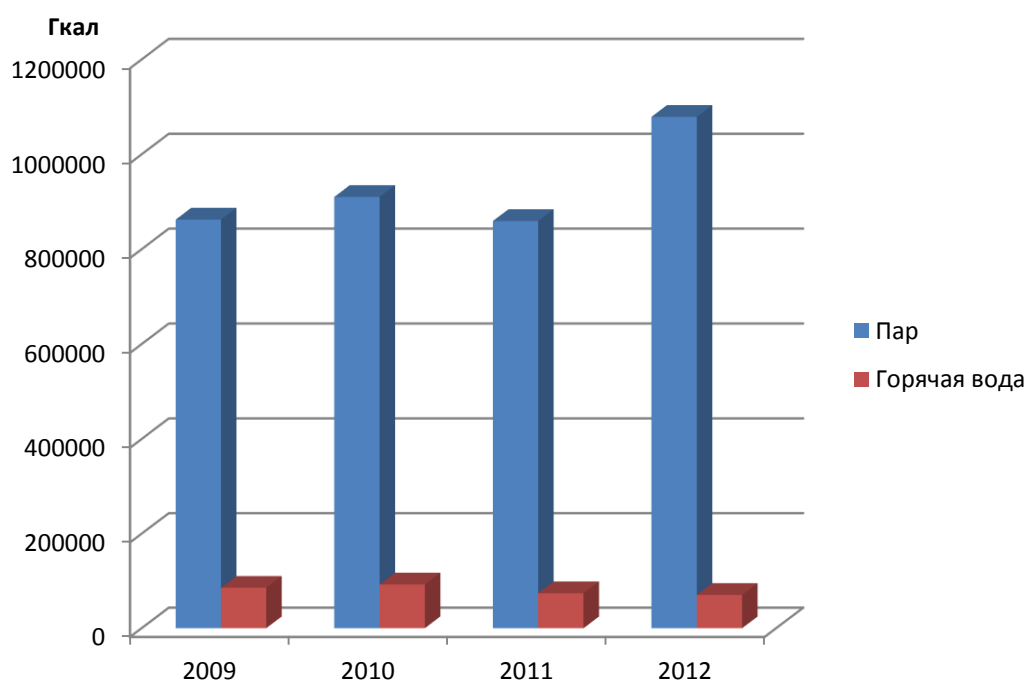


Рисунок 1.5.6 Потребление тепловой энергии абонентами от Новгородской ТЭЦ за 2009-2012 года

В таблицах 1.5.6 и 1.5.7 приведены среднеемесячные нагрузки по видам отпускаемой тепловой энергии за 2011-2012 годы.

Максимально достигнутые нагрузки суммарно по всем параметрам представлены в таблице 1.5.8. Максимум достигнутой нагрузки в горячей воде в период 2011-2012 гг. составляет 41,9 Гкал при температуре наружного воздуха -24,8 °С.

Таблица 1.5.6 Среднемесячные нагрузки по видам отпускаемой тепловой энергии за 2011 год, Гкал/ч

Вид тепловой энергии	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ГОД
Пар 12 ата	80,1	107	98,2	52,6	43,5	36,7	35,6	32,1	40,9	49,3	65,4	57,6	699
Пар 27÷40 ата	40,2	43,1	40	37,7	36,8	38,7	35,9	36,9	35,9	45,1	43,8	45,7	479,8
Горячая вода	27,2	29,3	21,3	13,4	0	0	0	0	0	0	12,1	12,4	115,7

Таблица 1.5.7 Среднемесячные нагрузки по видам отпускаемой тепловой энергии за 2012 год, Гкал/ч

Вид тепловой энергии	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ГОД
Пар 12 ата	86,1	97,1	80,7	49,7	34	28,1	49,5	44,6	38,3	71,4	62,2	122,8	764,5
Пар 27÷40 ата	47,2	54,8	51,7	58,3	65	66,9	66,1	63	60,9	50,6	58,7	65,8	709
Горячая вода	20,3	26,7	15,6	10	0	0	0	0	0	0	10,9	21,7	105,2

Таблица 1.5.8 Суммарные максимально достигнутые нагрузки по всем параметрам

Нагрузки	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год
Максимальная суточная, Гкал/сут.	5197	5427	5900	6305
Максимальная часовая, Гкал/час	219	231	246	233

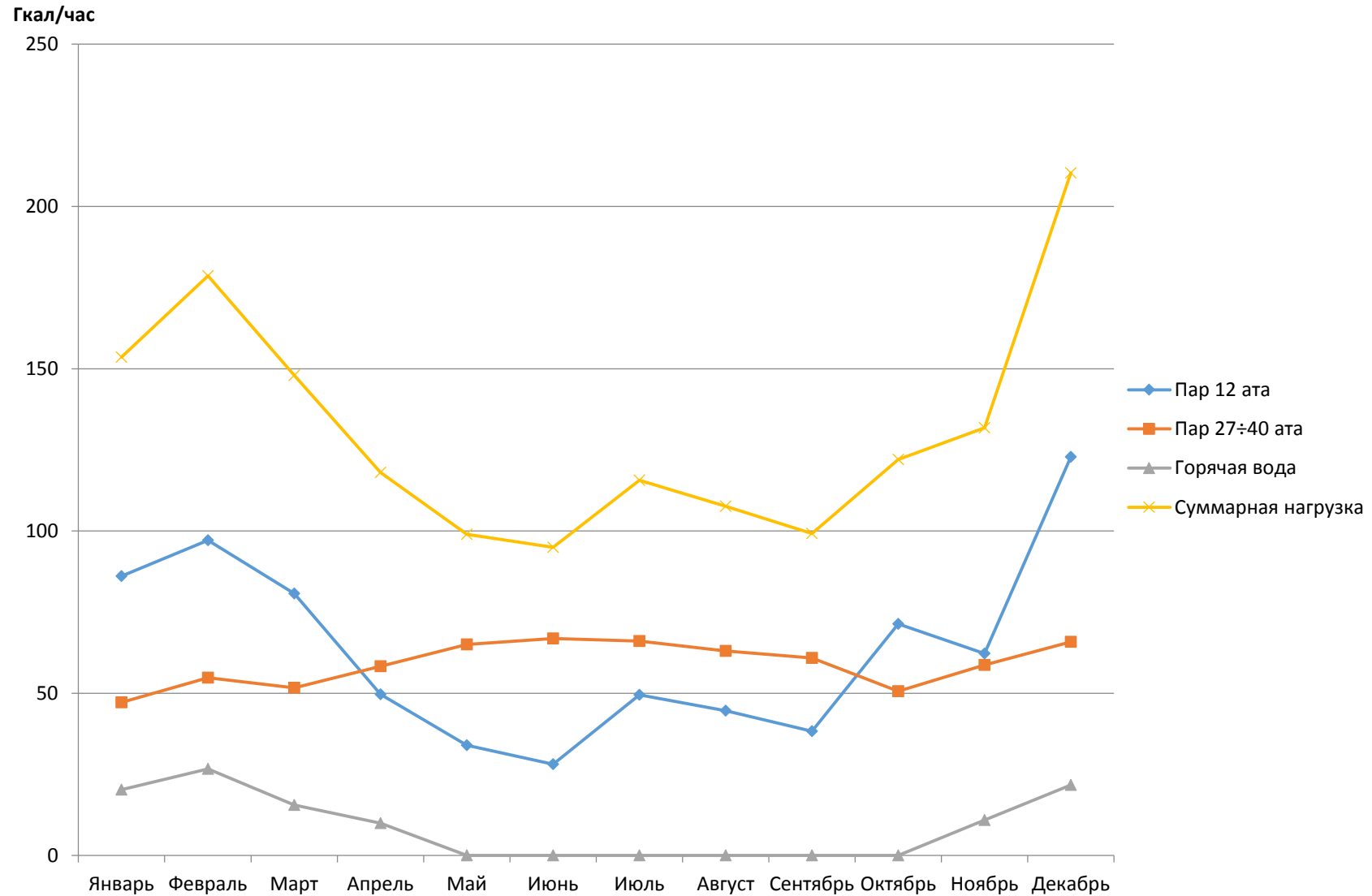


Рисунок 1.5.7 График потребления тепловой энергии абонентами ТЭЦ «ТГК-2» в течение 2012 года

5.2 Положительные и отрицательные стороны поквартирного отопления.

Альтернативой традиционной центральной системе теплоснабжения выступают автономные системы. Одним из вариантов автономного теплоснабжения многоквартирных жилых зданий являются поквартирные системы отопления. Поквартирное отопление (ПО) - это автономное индивидуальное обеспечение отдельной квартиры в многоквартирном доме теплом и горячей водой. Основными элементами системы ПО являются отопительный котел, отопительные приборы (радиаторы), системы подачи воздуха и удаления продуктов сгорания. Наиболее экономичный способ ПО – использование в качестве источника энергии природного газа.

Преимущества автономного поквартирного отопления:

1. Стоимость коммунальных услуг на автономное отопление и горячее водоснабжение существенно ниже, чем в централизованной системе, что очень выгодно для конечного пользователя.
2. Повышается уровень комфорта в квартирах - потребитель может самостоятельно определять время запуска и отключения системы отопления и подбирать оптимальный для себя температурный режим.
3. Отсутствуют проблемы с подачей тепла в силу действия организационных, сезонных и технических причин.
4. Потребитель сам определяет объем потребления энергии в зависимости от экономических возможностей и физиологических потребностей.
5. Потребитель оплачивает только ту часть энергии, которую он фактически истратил.
6. С появлением автономного отопления стало возможным вести жилищное строительство в отдаленных городских районах, где отсутствуют централизованные теплосети, но есть надежная система газоснабжения.
7. Исключает потери тепла в централизованных сетях (так как сети эти проходят непосредственно в квартире, а КПД современных индивидуальных котлов может достигать до 96%).
8. Обеспечивается возможность замены трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и отопительных приборов в отдельных квартирах при перепланировке или аварийных ситуациях без нарушения режима эксплуатации систем отопления в других квартирах.

Недостатки автономного поквартирного отопления:

1. Все расходы по эксплуатации, ремонту и замене отопительного оборудования ложатся на плечи жильцов.
2. Необходимы плановый профилактический осмотр и техническое обслуживание оборудования.
3. Отсутствует постоянный квалифицированный контроль работы автоматики квартирных котлов (газовая служба проводит осмотр оборудования периодически один раз в год).

4. При отключении электричества жильцы остаются без отопления и горячей воды.
5. Возрастают первоначальные затраты строительной организации из-за необходимости установки котла в каждую квартиру.
6. Сложность в организации дымоотводящего тракта. Свод Правил (СП 7.13130.2009 г.) «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования», содержит запрет устройства дымоотводов от теплогенератора через наружную стену (п.5.8.). Дымоход должен быть вертикальным (п.5.7.) и обеспечивать выброс дымовых газов выше кровли здания (п.5.8.). Следовательно, необходима организация одного общего дымохода. Это дорогостоящий и трудоёмкий процесс.

Наряду с положительными моментами, системы поквартирного отопления имеют и отрицательные. Для строительных организаций отпадает необходимость в организации дорогостоящих тепловых сетей, появляется возможность вести строительство в районах, не обеспеченных развитой структурой коммуникаций. Органы исполнительной власти, в свою очередь, экономят денежные ресурсы за счёт отсутствия дотаций на коммунальные платежи и исключения потерь тепла в тепловых сетях. Для конечных потребителей это дополнительный комфорт и удобство, отопление и горячая вода круглый год вне зависимости от плановых отключений, возможность сэкономить средства, регулируя режим работы котла по своему усмотрению.

Подобный вид теплоснабжения рекомендуется осуществлять в новостройках в центральной части города. Теплоснабжение таких домов при поквартирном отоплении можно организовать без нарушения исторически ценной инфраструктуры В.Новгорода.

Однако при использовании поквартирного отопления следует руководствоваться положениями Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (п.15.ст.14), в которых запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных источников тепловой энергии (любых, а не только газовых) при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам централизованного теплоснабжения;

6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов

Котельные МУП "Теплоэнерго"

В таблице 1.6.1 представлены общие данные о балансе тепловой мощности котельных МУП "Теплоэнерго".

Таблица 1.6.1 Баланс тепловой мощности котельных МУП "Теплоэнерго" за 2013г., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность	1002,42
Договорная подключенная нагрузка - всего	802,3
- на отопление и вентиляцию	580,5
- на ГВС	221,8

В таблице 1.6.2 представлен баланс тепловой энергии котельных МУП "Теплоэнерго" за период 2010-2013гг.

Таблица 1.6.2 Баланс тепловой энергии котельных МУП "Теплоэнерго" за 2010-2013гг., Гкал

Параметр	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	1 714 999,2	1 600 825,1	1 511 275,8	1530208,6
- расход на хозяйственные нужды:	нет данных	76840	72541	73450,0
Отпуск тепла потребителям:	нет данных	1523985,1	1438734,8	1 456758,6
- потери в тепловых сетях	нет данных	137418,7	103116,8	107 169,9
Потреблено потребителями	нет данных	1 386 566,4	1 335 618,0	1 349588,7
- отопление и вентиляция	нет данных	1176640,2	1133405,4	1145261
- ГВС	нет данных	209926,2	202212,6	204327,7

В таблице 1.6.3 представлены показатели установленной и подключенной тепловой мощности, а так же процент загруженности по каждой котельной МУП "Теплоэнерго" за 2013г.

Таблица 1.6.3 Характеристики котельных МУП "Теплоэнерго" по состоянию на 1 января 2014 г.

№ котельной	Установленная мощность, Гкал/час			Подключенная нагрузка по договорам, Гкал/час			
	Отопление	ГВС	Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
1	22,765	0	22,765	16,937	1,314	5,546	23,797
2	4,63	0	4,63	3,378	0,754	0	4,132
3а	2,6	0	2,6	2,721	0,327	0	3,048
4	5,05	1,3	6,35	5,018	0	0,376	5,394
5	8	2,25	10,25	6,45	0,19	0,817	7,457
6	7,05	1,501	8,551	6,747	0,411	0,51	7,668
7	8,9	1,6	10,5	5,538	0	1,792	7,33
7а	8,4	0	8,4	6,795	0	0	6,795
8	3,9	1,3	5,2	4,208	0	0,816	5,024
9	6,6	2,9	9,5	5,311	0,176	2,093	7,58
10	13	0	13	6,944	0,216	4,625	11,785
11М	3,405	0	3,405	1,198	0,082	0,263	1,543
12	10,5	0	10,5	9,745	0	0	9,745
13	7,72	0	7,72	2,692	1,048	0,891	4,631
14	7,1	1,3	8,4	5,262	0	0,973	6,235
15	11,18	0	11,18	7,027	0,176	4,631	11,834
16	21,28	0	21,28	12,691	0,062	10,637	23,39
17	5,75		5,75	2,494	0	3,154	5,648
18	0,62	0	0,62	0,636	0,075	0	0,711
19	2,15	0	2,15	1,205	0,147	0,886	2,238
20	8	1,155	9,155	4,879	0	0,746	5,625
21	2,8	1,668	4,468	1,701	0	0,046	1,747
22М	1	0	1	0,792	0	0,562	1,354
23	5,6	2,15	7,75	5,219	0	0,281	5,5
24	16,44	0	16,44	8,363	0,819	1,73	10,912
25М	0,912		0,912	0,188	0	0	0,188
26	4,024	1,3	5,324	2,863	0	0,788	3,651
27	4,5	1,187	5,687	3,326	0,286	0,995	4,607
28М	5,65	0	5,65	1,966	0,387	2,441	4,794
29	10,5	1,3	11,8	7,228	0,214	0,441	7,883
30	7,85	0	7,85	6,424	0	0,336	6,76
31	7,3	0	7,3	5,539	0	0	5,539
32М	2,752	0	2,752	1,123	0	1,194	2,317
33	24,505	0	24,505	7,734	0,088	1,129	8,951
34	51,848	0	51,848	21,029	0,189	4,882	26,1
35	1,186	0	1,186	0,905	0	0,144	1,049
36	24,9	0	24,9	17,898	0,164	7,762	25,824
37	4,8	1,186	5,986	3,184	0,033	2,498	5,715
38	19,5	0	19,5	11,088	0,331	6,27	17,689
39	6,8	3,2	10	4,787	0,105	2,81	7,702
40	4,8	2,65	7,45	2,212	0,449	1,821	4,482
41	24,9	0	24,9	12,875	0,048	8,775	21,698
42	3,459	1,118	4,577	3,097	0	0,334	3,431
43а	19,77	0	19,77	9,463	0,041	3,657	13,161
44	19,5	0	19,5	10,004	1,985	9,666	21,655
45	2,58	0	2,58	2,499	0	0	2,499
46	7,75	0	7,75	5,729	0	0	5,729

№ котельной	Установленная мощность, Гкал/час			Подключенная нагрузка по договорам, Гкал/час			
	Отопление	ГВС	Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
46a	8	4,8	12,8	6,928	0	2,567	9,495
47M	3,27	0	3,27	2,927	0,072	0	2,999
48	0,077	0	0,077	0,09	0	0	0,09
49	11,2	6,3	17,5	12,248	0,38	5,641	18,269
50a	12,58	3,2	15,78	10,961	0	1,911	12,872
51	4,3	0	4,3	3,288	0,1	0,069	3,457
52M	0,62	0	0,62	0,524	0	0	0,524
53M	0,912	0	0,912	0,377	0	0,276	0,653
54	8,9	0	8,9	6,589	0,065	0	6,654
55M	1,238	0	1,238	0,545	0	0,584	1,129
56M	0,912	0	0,912	0	0	0	0
57	16,44	0	16,44	8,657	1,576	3,685	13,918
58M	0,715	0	0,715	0	0	0,66	0,66
59M	0,809	0	0,809	0,756	0	0,144	0,900
60	10,5	2,25	12,75	9,593	0,051	2,448	12,092
61	7,3	5,72	13,02	5,909	0,141	4,894	10,944
62	15,65	0	15,65	11,762	0,088	2,71	14,56
63	56,265	0	56,265	29,764	0,657	8,219	38,64
64	25,227	0	25,227	13,681	1,413	9,997	25,091
65	9,38	1,3	10,68	7,138	0,048	1,315	8,501
66	6,4	2,75	9,15	4,433	0,332	3,324	8,089
67M	2,494	0	2,494	1,134	0	1,098	2,232
68	10,83	0	10,83	8,06	0,112	1,107	9,279
69	2,08	0	2,08	0,68	0	0,201	0,881
70	2,142	1,576	3,718	1,046	0	0,725	1,771
71 ЛБК	239,15	0	239,15	122,414	9,455	64,535	198,17
72M	2,236	0	2,236	0,817	0	1,053	1,87
73K	0,988	0	0,988	0,536	0	0,457	0,993
74K	0,988	0	0,988	0,355	0,039	0,334	0,728
75K	0,756	0	0,756	0,345	0	0,371	0,716
76K	0,578	0	0,578	0,189	0	0,109	0,298
77K	1,926	0	1,926	1,157	0,176	0,728	2,071
78	25,38	0	25,38	7,015	0,267	4,934	12,216
79M(A)	1,548	0	1,548	0,393	0	0,359	0,752

Общая установленная мощность котельных МУП "Теплоэнерго" – 1002,424 Гкал/ч.

Общая подключенная договорная нагрузка – 802,3 Гкал/ч.

Котельные ООО "Новострой"

В таблице 1.6.4 представлены общие данные о балансе тепловой мощности котельных ООО "Новострой"

Таблица 1.6.4 Баланс тепловой мощности котельных ООО "Новострой" за 2013г., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность	34,1
Проектная нагрузка - всего	24,8
- на отопление	11,64
- на ГВС	13,16

В таблице 1.6.5 представлена выработка тепловой энергии котельными ООО "Новострой" за 2010-2013гг.

Таблица 1.6.5 Выработка тепловой энергии котельными ООО "Новострой" за 2010-2013гг., Гкал

Параметр	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	24712	30233,3	41308	45040,6
- расход на хозяйственные нужды:	468	512	2803	901,7
Отпуск тепла потребителям:	24244	29721,3	38505	44138,9
- потери в тепловых сетях	2424,4	2972,13	3850,5	4413,9
Потреблено потребителями	21819,6	26749,17	34654,5	39725
- отопление	14394,39	17646,43	22859,8	26204,6
- ГВС	7425,21	9102,74	11794,7	13520,4

В таблице 1.6.6 представлены проектные нагрузки по каждой из котельных ООО "Новострой".

Таблица 1.6.6 Проектные нагрузки котельных ООО "Новострой"

Наименование котельной	Нагрузка, Гкал/ч		
	отопление	ГВС	Всего
Котельная №1	5,97	8,44	14,4
Котельная №2	2,23	3,36	5,59
Котельная №3	2,7	4,73	7,43
Котельная №4	0,74	0	0,74

Новгородская ТЭЦ ГУ ООО "ТГК-2"

Установленная тепловая мощность ТЭЦ в целом составляет 992 Гкал по котлам, 488 Гкал по отпускаемому теплу, в том числе 370 Гкал по отборам из турбин.

Для обеспечения надежности снабжения паром потребителей по категории №1 в схеме имеются РОУ-140/1,2-2,5 ата, производительность 150т/ч – 1 шт., БРОУ-140/10-16 ата производительность 250т/ч – 2 шт, подключенные к общестанционному коллектору острого пара.

В таблице 1.6.7 представлен баланс тепловой энергии Новгородской ТЭЦ за период 2009-2012 гг.

В таблице 1.6.8 представлены данные об установленных и подключенных нагрузках Новгородской ТЭЦ на 2011-2012гг.

Таблица 1.6.7 Баланс тепловой энергии Новгородской ТЭЦ за 2009-2012гг.

Параметр	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Выработка тепловой энергии:		951787	1006073	936951	1153750
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		89396	95903	77602	74816
Расход на хозяйственные нужды:		3859	3426	3695	4452
- пар	Гкал	0	0	0	0
- горячая вода		3859	3426	3695	4452
Отпуск тепла потребителям:		947928	1002647	933256	1149298
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		85537	92477	73907	70364

Таблица 1.6.8 Мощность и нагрузки новгородской ТЭЦ за 2011-2012гг., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	488
- пар	168
- горячая вода	320
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.	488
- пар	168
- горячая вода	320
Фактическая тепловая нагрузка в 2011г.	107
- пар	98
- горячая вода (за отопительный период)	18
Фактическая тепловая нагрузка в 2012г.	180
- пар	152
- горячая вода (за отопительный период)	28
Коэффициент использования установленной тепловой мощности в 2011г. %	21,9
Коэффициент использования установленной тепловой мощности в 2012г., %	36,93

6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии

МУП «Теплоэнерго»

У котельных МУП «Теплоэнерго» дефицита мощности не выявлено. Выявлен резерв мощности в среднем по городу равный 20%.

В соответствии с требованиями СП при разработке схем теплоснабжения населенных пунктов расчетные тепловые нагрузки определяются:

а) для существующей застройки населенных пунктов и действующих промышленных предприятий — по проектам с уточнением по фактическим тепловым нагрузкам;

б) для намечаемых к строительству промышленных предприятий — по укрупненным нормам развития основного (профильного) производства или проектам аналогичных производств;

в) для намечаемых к застройке жилых районов — по укрупненным показателям плотности размещения тепловых нагрузок или по удельным тепловым характеристикам зданий и сооружений согласно генеральным планам застройки районов населенного пункта.

Для определения фактических нагрузок в существующей застройке города были проанализированы данные потребления и выработки тепловой энергии за 2013 год с учетом реальных климатических параметров рассматриваемого периода. По этим данным пересчитаны расчетные тепловые нагрузки потребителей (таблица 1.6.9).

Таблица 1.6.9 Сравнение балансов тепловой мощности котельных МУП «Теплоэнерго» по договорной и фактической подключенной нагрузке

№ котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Договорная подключенная нагрузка, Гкал/ч	Загрузка котельной по договору, %	Фактическая подключенная нагрузка, Гкал/ч	Загрузка котельной по факту, %
1	22,765	23,797	104,5	20,07	88,2
2	4,63	4,132	89,2	0,00	0,0
3а	2,6	3,048	117,2	2,34	90,0
4	6,35	5,394	84,9	4,90	77,2
5	10,25	7,457	72,8	5,98	58,4
6	8,551	7,668	89,7	6,59	77,0
7	10,5	7,33	69,8	5,82	55,4
7а	8,4	6,795	80,9	6,94	82,6
8	5,2	5,024	96,6	4,14	79,6
9	9,5	7,58	79,8	5,73	60,3
10	13	11,785	90,7	8,55	65,8
11М	3,405	1,543	45,3	1,53	44,8
12	10,5	9,745	92,8	9,39	89,4
13	7,72	4,631	60,0	2,76	35,7
14	8,4	6,235	74,2	4,81	57,3
15	11,18	11,834	105,8	7,78	69,6
16	21,28	23,39	109,9	11,72	55,1
17	5,75	5,648	98,2	3,16	54,9
18	0,62	0,711	114,7	0,80	128,8
19	2,15	2,238	104,1	1,51	70,4
20	9,155	5,625	61,4	4,74	51,8
21	4,468	1,747	39,1	2,22	49,8
22М	1	1,354	135,4	0,36	36,3
23	7,75	5,5	71,0	5,07	65,5
24	16,44	10,912	66,4	7,67	46,7
25М	0,912	0,188	20,6	0,23	25,1
26	5,324	3,651	68,6	2,44	45,8
27	5,687	4,607	81,0	3,25	57,2
28М	5,65	4,794	84,8	2,61	46,2
29	11,8	7,883	66,8	7,57	64,1
30	7,85	6,76	86,1	6,25	79,6
31	7,3	5,539	75,9	5,49	75,2
32М	2,752	2,317	84,2	0,96	35,0
33	24,505	8,951	36,5	7,69	31,4
34	51,848	26,1	50,3	21,16	40,8
35	1,186	1,049	88,4	0,66	55,7
36	24,9	25,824	103,7	18,11	72,7
37	5,986	5,715	95,5	3,86	64,5
38	19,5	17,689	90,7	11,27	57,8
39	10	7,702	77,0	5,81	58,1
40	7,45	4,482	60,2	3,13	42,1
41	24,9	21,698	87,1	15,25	61,2
42	4,577	3,431	75,0	2,56	55,9
43а	19,77	13,161	66,6	10,79	54,6
44	19,5	21,655	111,1	13,88	71,2
45	2,58	2,499	96,9	2,26	87,4

№ котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Договорная подключенная нагрузка, Гкал/ч	Загрузка котельной по договору, %	Фактическая подключенная нагрузка, Гкал/ч	Загрузка котельной по факту, %
46	7,75	5,729	73,9	5,20	67,1
46а	12,8	9,495	74,2	7,08	55,3
47М	3,27	2,999	91,7	2,68	81,8
48	0,077	0,09	116,9	0,10	124,8
49	17,5	18,269	104,4	14,53	83,0
50а	15,78	12,872	81,6	10,92	69,2
51	4,3	3,457	80,4	3,17	73,8
52М	0,62	0,524	84,5	0,47	76,4
53М	0,912	0,653	71,6	0,27	30,0
54	8,9	6,654	74,8	5,44	61,1
55М	1,238	1,129	91,2	0,63	50,6
56М	0,912	0	0,0	0,12	13,6
57	16,44	13,918	84,7	7,48	45,5
58М	0,715	0,66	92,3	0,20	27,4
59М	0,809	0,9	111,2	0,63	77,6
60	12,75	12,092	94,8	9,87	77,4
61	13,02	10,944	84,1	6,76	51,9
62	15,65	14,56	93,0	6,58	42,0
63	56,265	38,64	68,7	31,90	56,7
64	25,227	25,091	99,5	14,29	56,6
65	10,68	8,501	79,6	3,83	35,9
66	9,15	8,089	88,4	2,96	32,3
67М	2,494	2,232	89,5	1,15	45,9
68	10,83	9,279	85,7	7,98	73,7
69	2,08	0,881	42,4	0,71	34,3
70	3,718	1,771	47,6	1,62	43,7
71 ЛБК	238,596	196,404	82,3	143,40	60,1
72М	2,236	1,87	83,6	0,48	21,6
73К	0,988	0,993	100,5	0,37	37,9
74К	0,988	0,728	73,7	0,51	51,1
75К	0,756	0,716	94,7	0,36	48,0
76К	0,578	0,298	51,6	0,20	35,4
77К	1,926	2,071	107,5	0,65	34,0
78	25,38	12,216	48,1	9,37	36,9
79М(А)	1,548	0,752	48,6	0,39	25,2
Всего:	1002,424	802,295	80,0	582,12	58,0

Другие источники

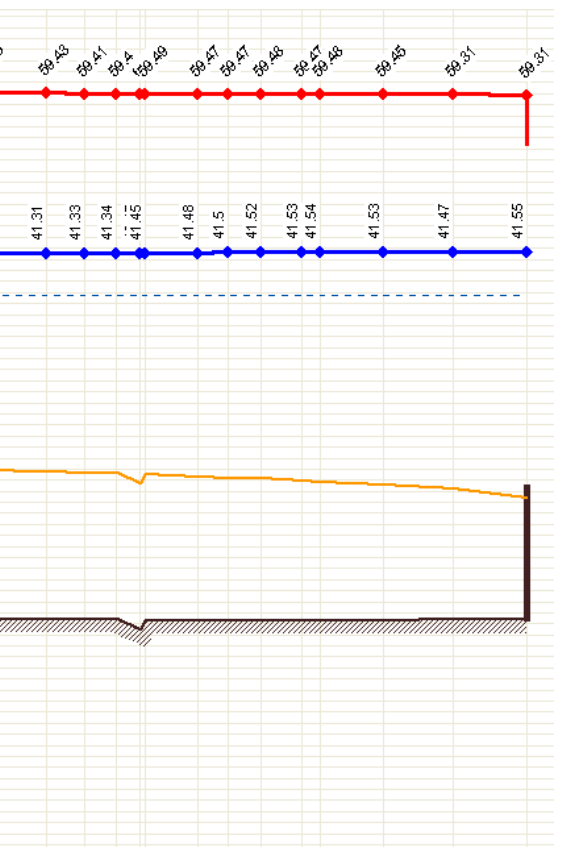
Котельные ООО "Новострой" имеют общий резерв тепловой мощности в размере 9,3 Гкал/ч, что составляет 27,27% от установленной мощности.

На Новгородской ТЭЦ за последние 10 лет сложился значительный резерв тепловой и электрической мощности. В значительной части это связано со снижением потребления тепловой энергии ОАО «АКРОН». Резерв тепловой мощности, даже в часы максимальной тепловой нагрузки, составляет более 200 Гкал/час. Ограничений по обеспечению потребителей, связанных с недостатком мощности нет. Резервы для покрытия потребления ОАО «АКРОН» по всем видам тепловой энергии более чем двукратные. В перспективе ОАО «АКРОН» планирует значительное развитие производства с соответствующим ростом потребления тепловой энергии от ТЭЦ-20.

6.3 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Исходные данные по существующему гидравлическому режиму в полном объеме представлены в п. 3.8 настоящей главы. Для оценки резерва и дефицита по пропускной способности передачи тепловой энергии от источника к потребителю были построены пьезометрические графики путей теплоснабжения от наиболее крупных котельных, представленные на рисунках 1.6.7– 1.6.12.

Из анализа приведенных графиков можно сделать вывод о том, что в настоящее время гидравлические режимы подавляющего большинства тепловых сетей обеспечивают передачу тепловой энергии всем потребителям в полной мере. Кроме того существует возможность увеличения тепловой нагрузки при перспективном развитии жилых районов города.



О "Посадник ВН" уз. №2

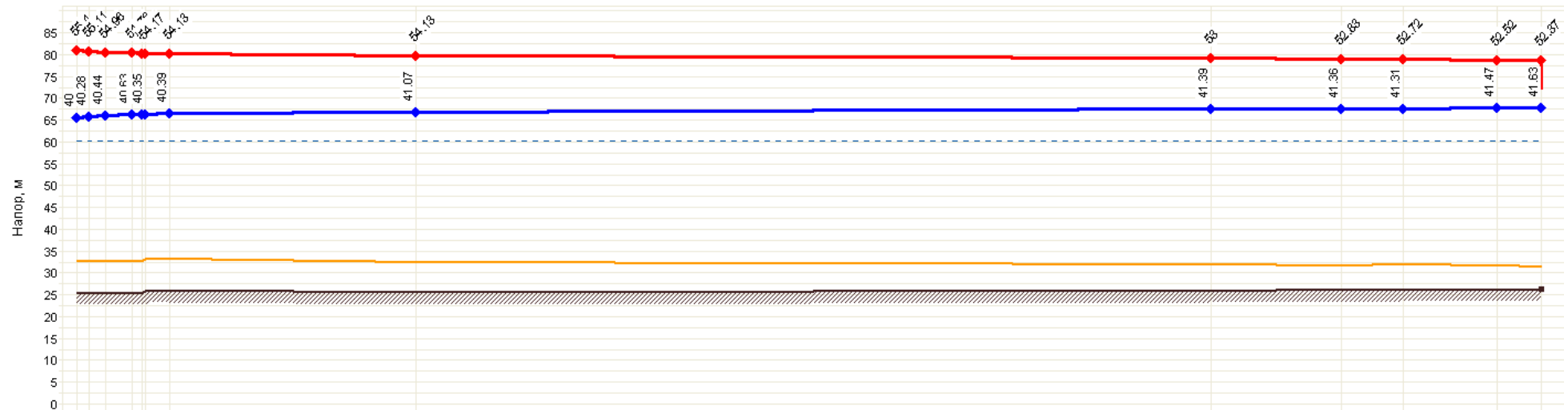


Рисунок 1.6.8 Пьезометрический график от котельной №10 МУП "Теплоэнерго" до ОАО "Акрон"

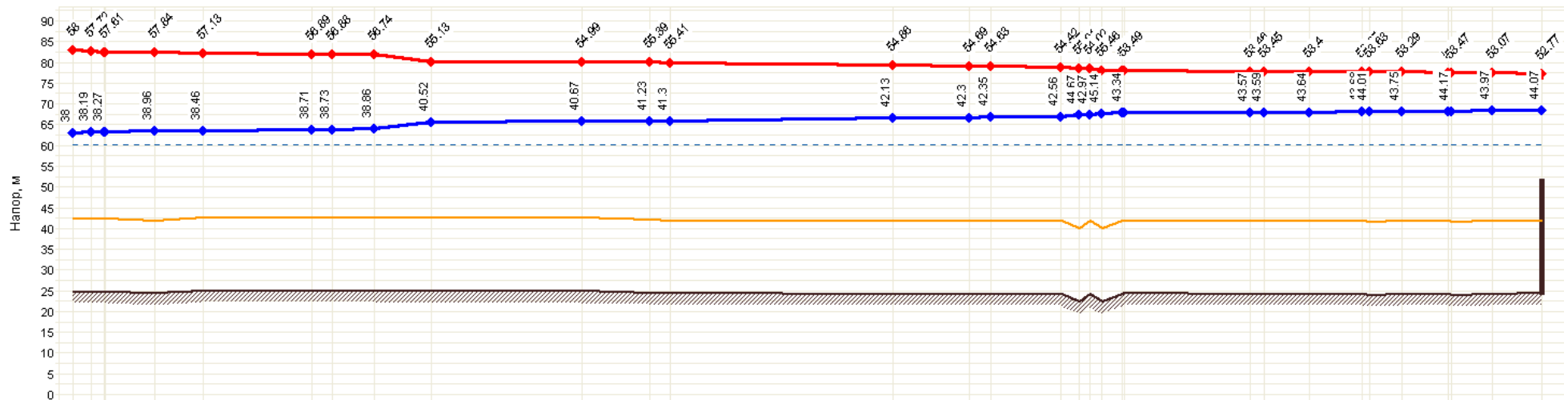


Рисунок 1.6.9 Пьезометрический график от котельной №16 МУП "Теплоэнерго" до ТСЖ "Псковская 48-2" уз. № 1

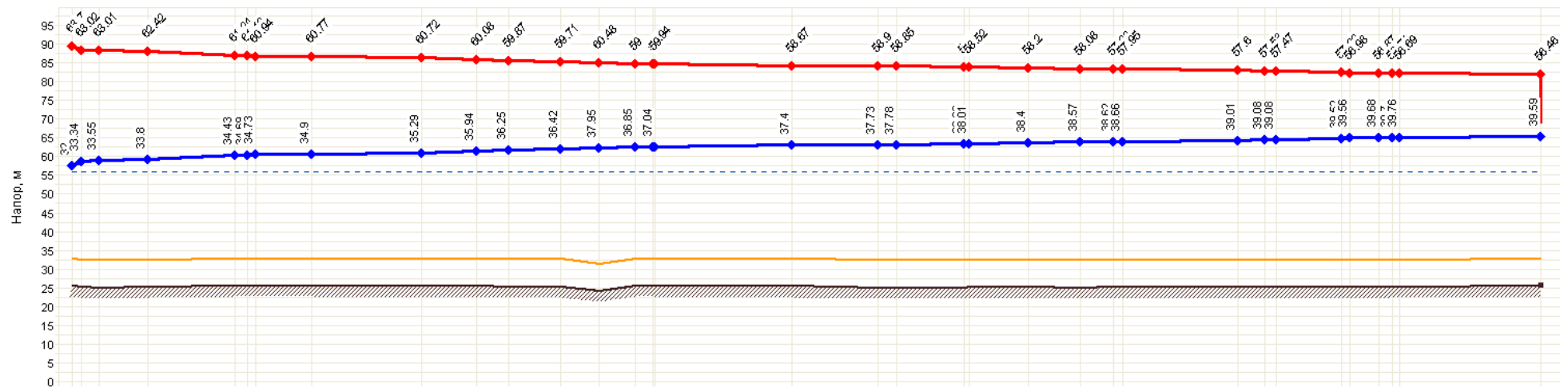


Рисунок 1.6.10 Пьезометрический график от котельной №36 МУП "Теплоэнерго" до Новгородского ОСБ 2

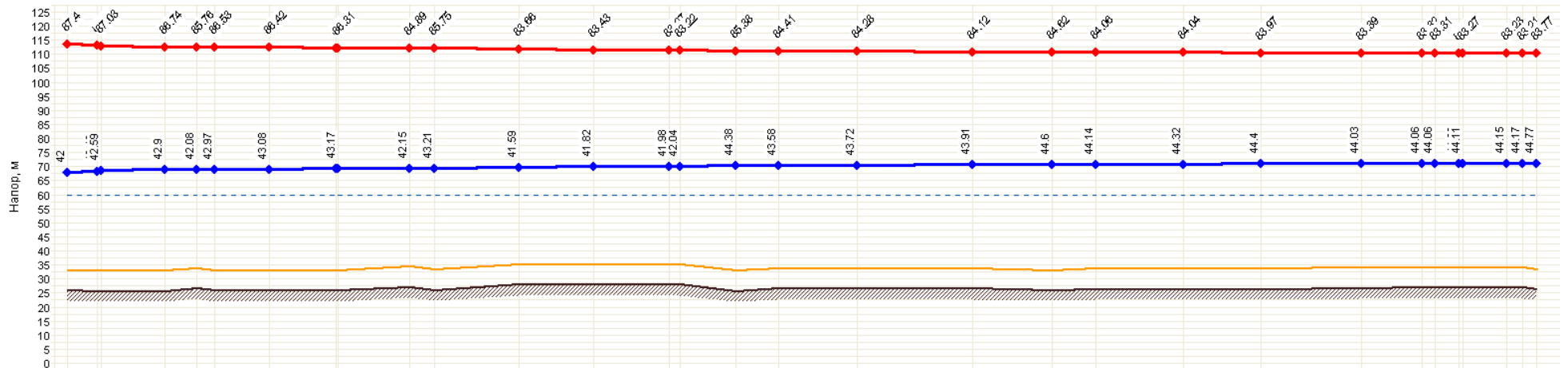


Рисунок 1.6.11 Пьезометрический график от котельной №63 МУП "Теплоэнерго" до ЦТП 4/63

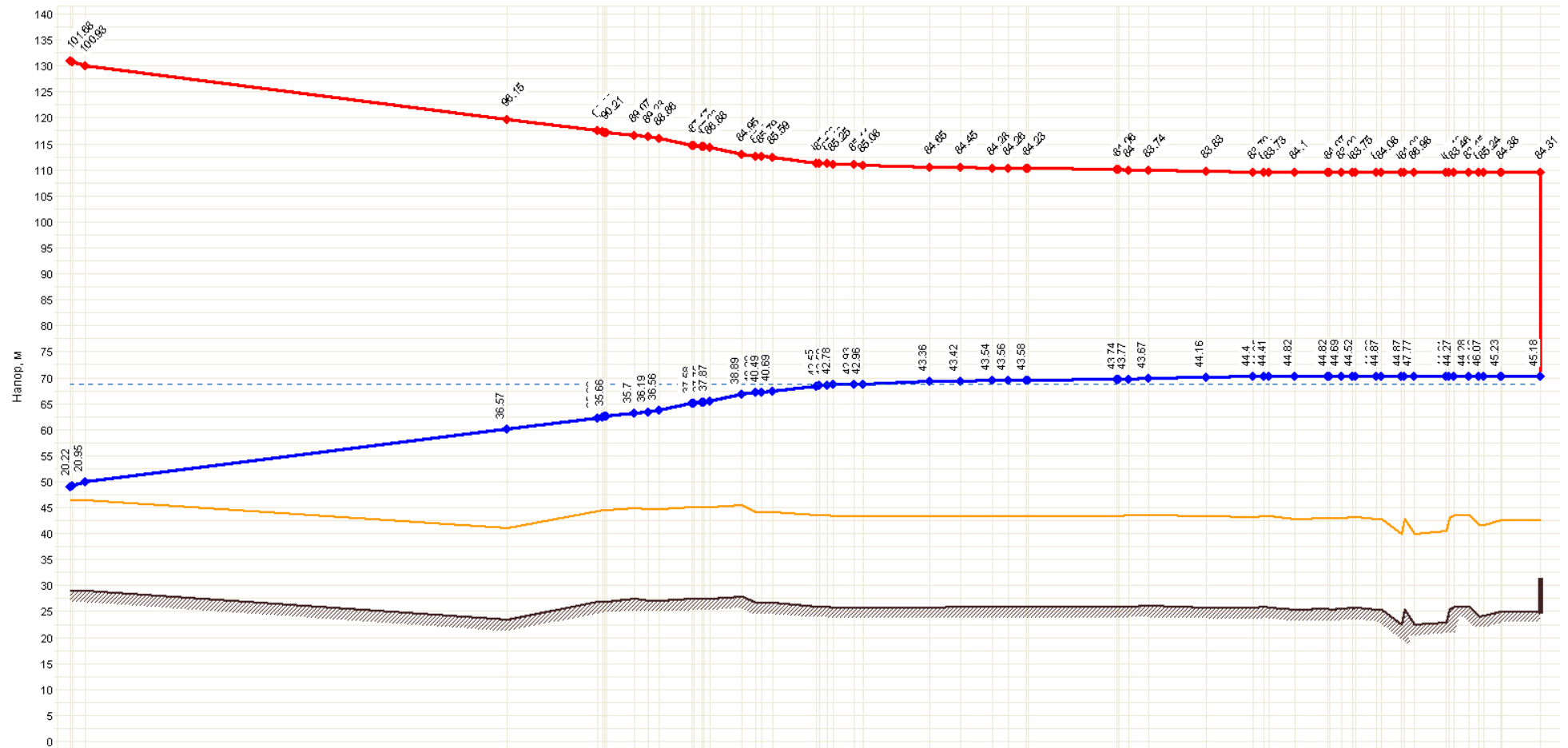


Рисунок 1.6.12 Пьезометрический график от котельной №71 МУП "Теплоэнерго" до Здания Тимура, Садко, ООО Конт

6.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицитов тепловой мощности не выявлено.

6.5 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников

Выше был приведен резерв тепловой мощности в процентном соотношении, что хорошо для определения качества режима работы котельных. Для определения возможности расширения зон действия источника необходимы количественные показатели резерва/дефицита, что и представлено в таблице 1.6.10.

Таблица 1.6.10 Выявление резерва тепловой мощности источников МУП «Теплоэнерго»

№ котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Фактическая подключенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
1	22,8	20,1	2,7
2	4,6	0,0	4,6
3а	2,6	2,3	0,3
4	6,4	4,9	1,4
5	10,3	6,0	4,3
6	8,6	6,6	2,0
7	10,5	5,8	4,7
7а	8,4	6,9	1,5
8	5,2	4,1	1,1
9	9,5	5,7	3,8
10	13,0	8,6	4,4
11М	3,4	1,5	1,9
12	10,5	9,4	1,1
13	7,7	2,8	5,0
14	8,4	4,8	3,6
15	11,2	7,8	3,4
16	21,3	11,7	9,6
17	5,8	3,2	2,6
18	0,6	0,8	-0,2
19	2,2	1,5	0,6
20	9,2	4,7	4,4
21	4,5	2,2	2,2
22М	1,0	0,4	0,6
23	7,8	5,1	2,7
24	16,4	7,7	8,8
25М	0,9	0,2	0,7
26	5,3	2,4	2,9
27	5,7	3,3	2,4
28М	5,7	2,6	3,0
29	11,8	7,6	4,2
30	7,9	6,2	1,6
31	7,3	5,5	1,8
32М	2,8	1,0	1,8
33	24,5	7,7	16,8
34	51,8	21,2	30,7
35	1,2	0,7	0,5
36	24,9	18,1	6,8
37	6,0	3,9	2,1
38	19,5	11,3	8,2
39	10,0	5,8	4,2
40	7,5	3,1	4,3
41	24,9	15,2	9,7

№ котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Фактическая подключенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
42	4,6	2,6	2,0
43а	19,8	10,8	9,0
44	19,5	13,9	5,6
45	2,6	2,3	0,3
46	7,8	5,2	2,5
46а	12,8	7,1	5,7
47М	3,3	2,7	0,6
48	0,1	0,1	0,0
49	17,5	14,5	3,0
50а	15,8	10,9	4,9
51	4,3	3,2	1,1
52М	0,6	0,5	0,1
53М	0,9	0,3	0,6
54	8,9	5,4	3,5
55М	1,2	0,6	0,6
56М	0,9	0,1	0,8
57	16,4	7,5	9,0
58М	0,7	0,2	0,5
59М	0,8	0,6	0,2
60	12,8	9,9	2,9
61	13,0	6,8	6,3
62	15,7	6,6	9,1
63	56,3	31,9	24,4
64	25,2	14,3	10,9
65	10,7	3,8	6,9
66	9,2	3,0	6,2
67М	2,5	1,1	1,3
68	10,8	8,0	2,9
69	2,1	0,7	1,4
70	3,7	1,6	2,1
71 ЛБК	238,6	143,4	95,2
72М	2,2	0,5	1,8
73К	1,0	0,4	0,6
74К	1,0	0,5	0,5
75К	0,8	0,4	0,4
76К	0,6	0,2	0,4
77К	1,9	0,7	1,3
78	25,4	9,4	16,0
79М(А)	1,5	0,4	1,2
Всего:	1002,4	582,1	420,3

У ряда котельных: №71, 34, 33, 63, 64 и т.д. имеются в резерве значительные мощности, которые позволяют подключить как новые кварталы, так и нагрузки соседних менее эффективных котельных. Также имеется ряд котельных, например, №11, 22, 25 и др., у которых в процентном отношении резерв очень высок (более 60%), но в натуральном выражении он позволит подключить лишь несколько потребителей. Все решения по модернизации, объединении, переквалификации котельных и основные выводы по источникам приведены в Главах 6 и 7.

7 Балансы теплоносителя

7.1 Объемы потребления теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления

Котельные МУП «Теплоэнерго»

Информация о фактическом потреблении горячей воды различными группами потребителей в базовом 2012 году приведена на рисунке 1.7.1.



Рисунок 1.7.1 Распределение потребления горячей воды по категориям абонентов за 2012 год

Из рисунка видно, что основным потребителем горячей воды являются потребители из группы жилой фонд (население).

Информация о фактическом объеме реализации горячей воды различными группами потребителей за 3 года приведена в таблице 1.7.1 и на рисунке 1.7.2.

Таблица 1.7.1. Фактическое объеме реализации горячей воды абонентами от котельных за 2011 – 2013 гг., м³ (округлено до целых чисел).

Виды потребителей	2011	2012	2013
Жилой фонд (население)	4 761 372	3 911 600	3 282 802
Бюджетные организации и учреждения	454 513	384 401	356 900
Прочие потребители	109 215	103 952	116 013

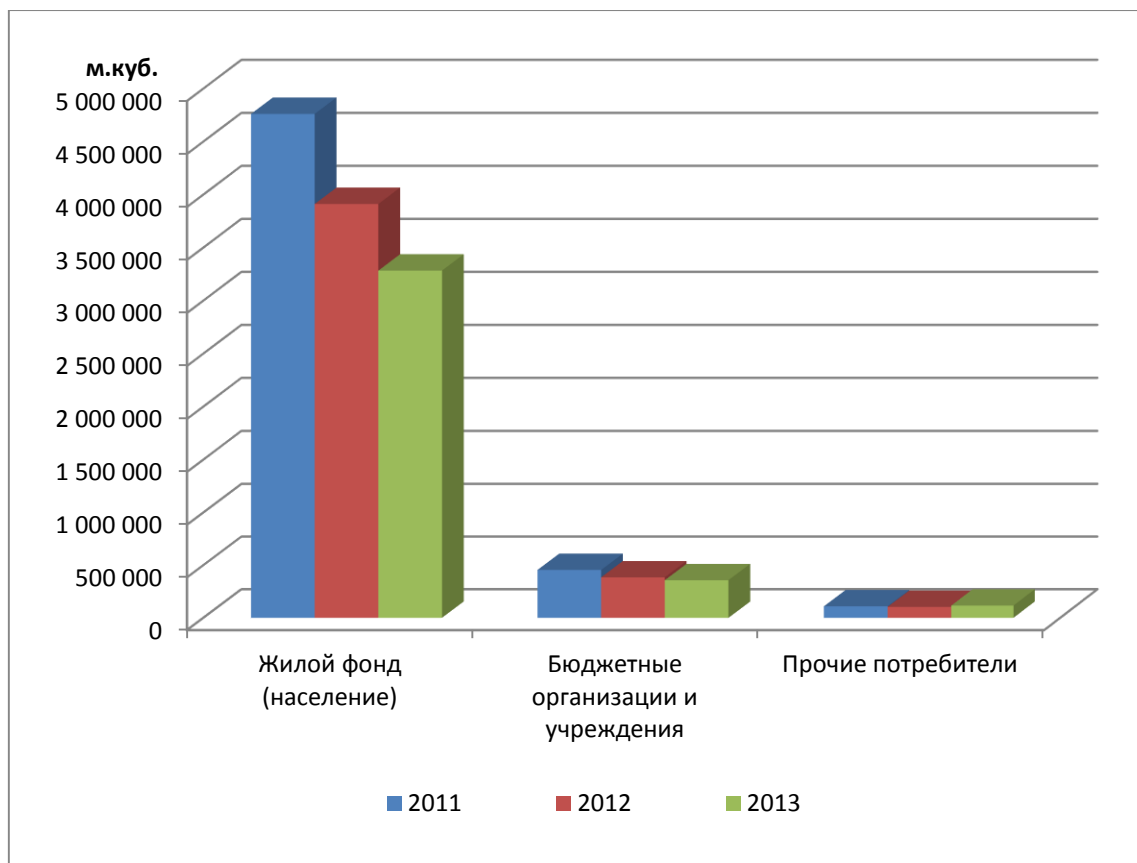


Рисунок 1.7.2 Объем реализации горячей воды абонентами от котельных за 2011 – 2013 гг.

Анализ рисунка 1.7.2 позволяет сделать вывод о существенном снижении потребления горячей воды (на 30%) за последние три рассматриваемых года, особенно по жилому сектору. Объяснением может служить внедрение ресурсосберегающих мероприятий, установка более эффективных санитарно-технических устройств и особенно установка приборов учета у населения.

Существующие балансы производительности водоподготовительных установок, нормативного и максимального фактического потребления теплоносителя приведены в таблице 1.7.2 и на рисунках 1.7.3–1.7.7.

Таблица 1.7.2. Существующие балансы производительности водоподготовительных установок СЦТ.

Наименование источника теплоснабжения	Объем воды в системе, м ³	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Макс. нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная подключенная мощность, Гкал/ч	Факт расход на подпитку, м ³ /ч	Норм. расход на утечки, м ³ /ч	Макс расход на ГВС, м ³ /ч	Макс расход на ВПУ, м ³ /ч	Коэфф. часовой неравномерности	Годовой расход на ВПУ	Отклонение факта от нормы, %
Котельная №1	1720,9	16,937	1,314	5,546	23,80	21080	4,30	100,84	105,14	2,54	337697	-93,8
Котельная №2	350	3,378	0,754	0	4,13	10078	0,88	0,00	0,88	3,42	4641	117,2
Котельная №3а	196,5	2,721	0,327	0	3,05	278	0,49	0,00	0,49	3,60	2606	-89,3
Котельная №4	480	5,018	0	0,376	5,39	6834	1,20	6,84	8,04	3,26	22952	-70,2
Котельная №5	895,8	6,45	0,19	0,817	7,46	11548	2,24	14,85	17,09	3,09	49960	-76,9
Котельная №6	646,4	6,747	0,411	0,51	7,67	6690	1,62	9,27	10,89	3,07	32456	-79,4
Котельная №7	554,11	5,538	0	1,792	7,33	5650	1,39	32,58	33,97	3,10	90631	-93,8
Котельная №7а	513,67	6,795	0	0	6,80	3355	1,28	0,00	1,28	3,14	6811	-50,7
Котельная №8	393,1	4,208	0	0,816	5,02	2109	0,98	14,84	15,82	3,30	40778	-94,8
Котельная №9	718,2	5,311	0,176	2,093	7,58	10908	1,80	38,05	39,85	3,08	107352	-89,8
Котельная №10	982,7	6,944	0,216	4,625	11,79	84801	2,46	84,09	86,55	2,86	246050	-65,5
Котельная №11М	257,4	1,198	0,082	0,263	1,54	113	0,64	4,78	5,43	4,04	12792	-99,1
Котельная №12	793,7	9,745	0	0	9,75	3858	1,98	0,00	1,98	2,95	10524	-63,3
Котельная №13	583,6	2,692	1,048	0,891	4,63	430	1,46	16,20	17,66	3,35	46038	-99,1
Котельная №14	635	5,262	0	0,973	6,24	17516	1,59	17,69	19,28	3,18	52414	-66,6
Котельная №15	845,2	7,027	0,176	4,631	11,83	88101	2,11	84,20	86,31	2,86	244694	-64,0
Котельная №16	1608,7	12,691	0,062	10,637	23,39	185769	4,02	193,40	197,42	2,54	623487	-70,2
Котельная №17	434,7	2,494	0	3,154	5,65	37604	1,09	57,35	58,43	3,24	145993	-74,2
Котельная №18	46,9	0,636	0,075	0	0,71	814	0,12	0,00	0,12	4,61	622	30,9
Котельная №19	162,5	1,205	0,147	0,886	2,24	10210	0,41	16,11	16,52	3,79	35811	-71,5
Котельная №20	692,1	4,879	0	0,746	5,63	8668	1,73	13,56	15,29	3,24	42322	-79,5
Котельная №21	337,8	1,701	0	0,046	1,75	16955	0,84	0,84	1,68	3,95	6155	175,5
Котельная №22М	75,6	0,792	0	0,562	1,35	28	0,19	10,22	10,41	4,13	20603	-99,9

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Объем воды в системе, м³	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Макс. нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная подключенная мощность, Гкал/ч	Факт расход на подпитку, м³/ч	Норм. расход на утечки, м³/ч	Макс расход на ГВС, м³/ч	Макс расход на ВПУ, м³/ч	Кoeff. часовой неравномерности	Годовой расход на ВПУ	Отклонение факта от нормы, %
Котельная №23	585,9	5,219	0	0,281	5,50	5973	1,46	5,11	6,57	3,25	20206	-70,4
Котельная №24	1242,8	8,363	0,819	1,73	10,91	50738	3,11	31,45	34,56	2,90	102508	-50,5
Котельная №25М	68,9	0,188	0	0	0,19	14	0,17	0,00	0,17	5,78	914	-98,5
Котельная №26	402,5	2,863	0	0,788	3,65	14542	1,01	14,33	15,33	3,49	37868	-61,6
Котельная №27	429,9	3,326	0,286	0,995	4,61	7399	1,07	18,09	19,17	3,35	48433	-84,7
Котельная №28	212,4	1,966	0,387	2,441	4,79	16993	0,53	44,38	44,91	3,33	108362	-84,3
Котельная №29	892	7,228	0,214	0,441	7,88	22988	2,23	8,02	10,25	3,06	32579	-29,4
Котельная №30	593,4	6,424	0	0,336	6,76	1623	1,48	6,11	7,59	3,14	23271	-93,0
Котельная №31	551,8	5,539	0	0	5,54	2064	1,38	0,00	1,38	3,25	7317	-71,8
Котельная №32	175,15	1,123	0	1,194	2,32	8928	0,44	21,71	22,15	3,77	47947	-81,4
Котельная №33	1852,5	7,734	0,088	1,129	8,95	33625	4,63	20,53	25,16	2,99	78847	-57,4
Котельная №34	3919,4	21,029	0,189	4,882	26,10	109934	9,80	88,76	98,56	2,50	333538	-67,0
Котельная №35	89,7	0,905	0	0,144	1,05	6154	0,22	2,62	2,84	4,31	5998	2,6
Котельная №36	1882,3	17,898	0,164	7,762	25,82	154186	4,71	141,13	145,83	2,50	471820	-67,3
Котельная №37	452,5	3,184	0,033	2,498	5,72	32738	1,13	45,42	46,55	3,23	117286	-72,1
Котельная №38	1474,1	11,088	0,331	6,27	17,69	140431	3,69	114,00	117,69	2,67	358025	-60,8
Котельная №39	756	4,787	0,105	2,81	7,70	76681	1,89	51,09	52,98	3,07	141724	-45,9
Котельная №40	563,2	2,212	0,449	1,821	4,48	18674	1,41	33,11	34,52	3,37	85310	-78,1
Котельная №41	1882,3	12,875	0,048	8,775	21,70	208006	4,71	159,55	164,25	2,58	515407	-59,6
Котельная №42	346	3,097	0	0,334	3,43	10411	0,87	6,07	6,94	3,53	18231	-42,9
Котельная №43а	1494,5	9,463	0,041	3,657	13,16	85043	3,74	66,49	70,23	2,80	207558	-59,0
Котельная №44	1474,1	10,004	1,985	9,666	21,66	101534	3,69	175,75	179,43	2,58	559611	-81,9
Котельная №45	195	2,499	0	0	2,50	1697	0,49	0,00	0,49	3,72	2586	-34,4
Котельная №46	585,9	5,729	0	0	5,73	632	1,46	0,00	1,46	3,23	7769	-91,9

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Объем воды в системе, м³	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Макс. нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная подключенная мощность, Гкал/ч	Факт расход на подпитку, м³/ч	Норм. расход на утечки, м³/ч	Макс расход на ГВС, м³/ч	Макс расход на ВПУ, м³/ч	Кoeff. часовой неравномерности	Годовой расход на ВПУ	Отклонение факта от нормы, %
Котельная №46а	967,6	6,928	0	2,567	9,50	71907	2,42	46,67	49,09	2,97	137498	-47,7
Котельная №47м	247,2	2,927	0,072	0	3,00	177	0,62	0,00	0,62	3,61	3278	-94,6
Котельная №48	5,8	0,09	0	0	0,09	1	0,01	0,00	0,01	6,55	77	-98,7
Котельная №49	1322,9	12,248	0,38	5,641	18,27	136484	3,31	102,56	105,87	2,65	323739	-57,8
Котельная №50а	1192,9	10,961	0	1,911	12,87	40187	2,98	34,75	37,73	2,82	113554	-64,6
Котельная №51	325,1	3,288	0,1	0,069	3,46	2949	0,81	1,25	2,07	3,52	7133	-58,7
Котельная №52М	46,9	0,524	0	0	0,52	129	0,12	0,00	0,12	4,85	622	-79,3
Котельная №53М	68,9	0,377	0	0,276	0,65	3931	0,17	5,02	5,19	4,67	9417	-58,3
Котельная №54	672,8	6,589	0,065	0	6,65	974	1,68	0,00	1,68	3,15	8921	-89,1
Котельная №55М	85,35	0,545	0	0,584	1,13	5907	0,21	10,62	10,83	4,26	20880	-71,7
Котельная №56М	68,9	0	0	0	0,00	97	0,17	0,00	0,17			
Котельная №57	1242,8	8,657	1,576	3,685	13,92	83785	3,11	67,00	70,11	2,78	207465	-59,6
Котельная №58М	54,1	0	0	0,66	0,66	4312	0,14	12,00	12,14	4,67	21089	-79,6
Котельная №59М	61,2	0,756	0	0,144	0,90	4617	0,15	2,62	2,77	4,43	5497	-16,0
Котельная №60	963,8	9,593	0,051	2,448	12,09	59041	2,41	44,51	46,92	2,85	136657	-56,8
Котельная №61	984,2	5,909	0,141	4,894	10,94	92180	2,46	88,98	91,44	2,89	256539	-64,1
Котельная №62	1183,1	11,762	0,088	2,71	14,56	54047	2,96	49,27	52,23	2,76	157222	-65,6
Котельная №63	4253,4	29,764	0,657	8,219	38,64	141004	10,63	149,44	160,07	2,34	563122	-75,0
Котельная №64	1907	13,681	1,413	9,997	25,09	70522	4,77	181,76	186,53	2,51	598006	-88,2
Котельная №65	807,4	7,138	0,048	1,315	8,50	25457	2,02	23,91	25,93	3,02	73380	-65,3
Котельная №66	691,7	4,433	0,332	3,324	8,09	50019	1,73	60,44	62,17	3,05	166265	-69,9
Котельная №67М	168,73	1,134	0	1,098	2,23	10338	0,42	19,96	20,39	3,79	43928	-76,5
Котельная №68	818,7	8,06	0,112	1,107	9,28	32459	2,05	20,13	22,17	2,98	64408	-49,6
Котельная №69	157,2	0,68	0	0,201	0,88	4208	0,39	3,65	4,05	4,44	8601	-51,1

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Объем воды в системе, м³	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Макс. нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная подключенная мощность, Гкал/ч	Факт расход на подпитку, м³/ч	Норм. расход на утечки, м³/ч	Макс расход на ГВС, м³/ч	Макс расход на ВПУ, м³/ч	Кoeff. часовой неравномерности	Годовой расход на ВПУ	Отклонение факта от нормы, %
Котельная №70	284,1	1,046	0	0,725	1,77	24402	0,71	13,18	13,89	3,94	30233	-19,3
Котельная №71(ЛБК)	18036,7	122,414	9,455	64,535	196,40	1262709	45,09	1173,36	1218,46	1,77	5484644	-77,0
Котельная №72М	141,36	0,817	0	1,053	1,87	3387	0,35	19,15	19,50	3,91	40671	-91,7
Котельная №73К	75,07	0,536	0	0,457	0,99	5576	0,19	8,31	8,50	4,35	16115	-65,4
Котельная №74К	55,03	0,355	0,039	0,334	0,73	3483	0,14	6,07	6,21	4,59	11212	-68,9
Котельная №75К	54,13	0,345	0	0,371	0,72	4102	0,14	6,75	6,88	4,60	12329	-66,7
Котельная №76К	22,53	0,189	0	0,109	0,30	0	0,06	1,98	2,04	5,34	3238	-100,0
Котельная №77К	156,56	1,157	0,176	0,738	2,07	8787	0,39	13,42	13,81	3,84	29743	-70,5
Котельная №78	923,47	7,015	0,267	4,934	12,22	25487	2,31	89,71	92,02	2,84	262355	-90,3
Котельная №79М(А)	56,85	0,393	0	0,359	0,75	0	0,14	6,53	6,67	4,56	12083	-100,0
Итого:	74150,30	555,42	25,09	221,78	802,30	3877070	185,38	4032,42	4217,79	276,03	14346421	-73,0

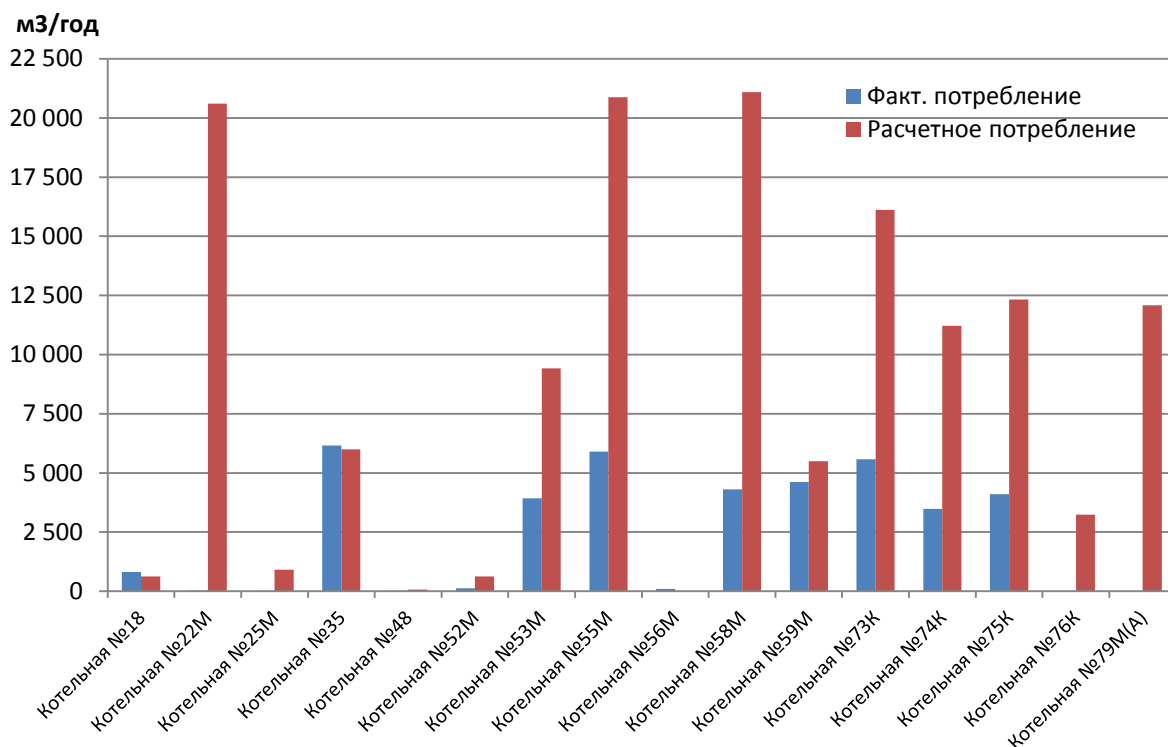


Рисунок 1.7.3 Потребление воды ВПУ от котельных с объемом сети до 100 м³ за 2012 год

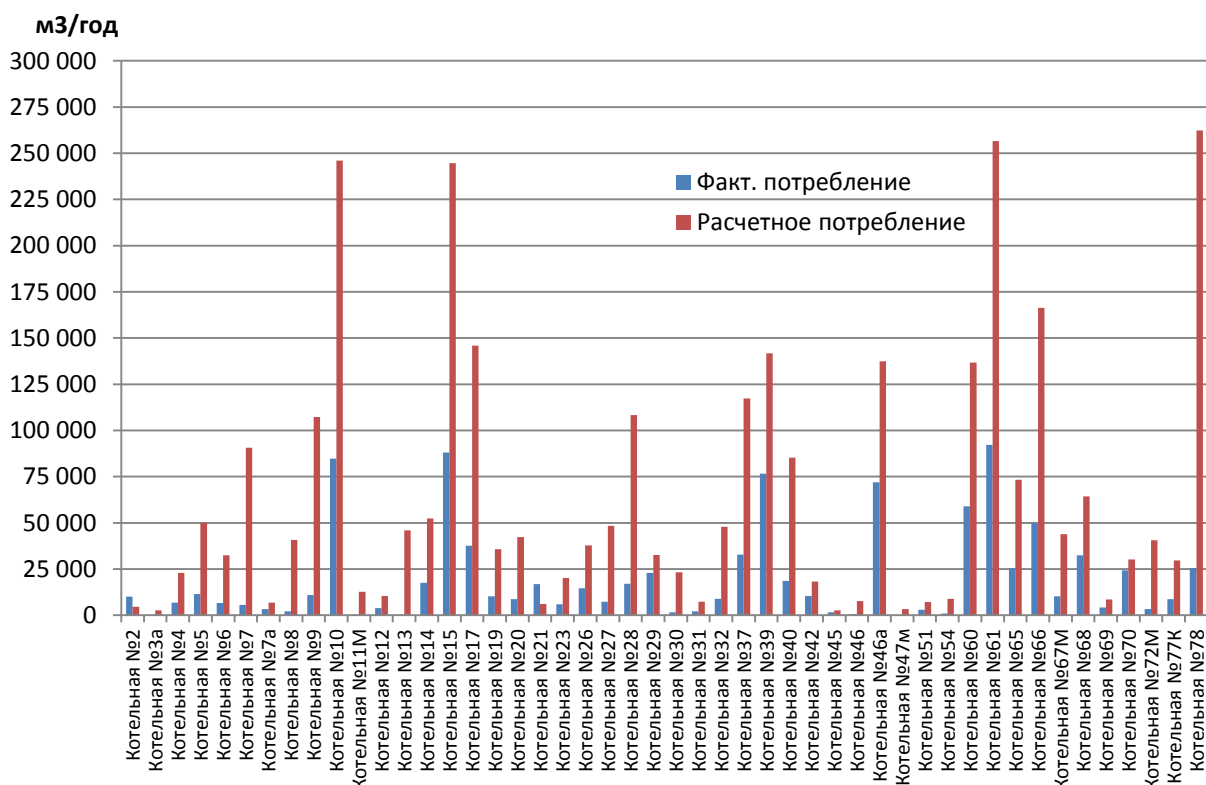


Рисунок 1.7.4 Потребление воды ВПУ от котельных с объемом сети от 100 до 1000 м³ за 2012 год

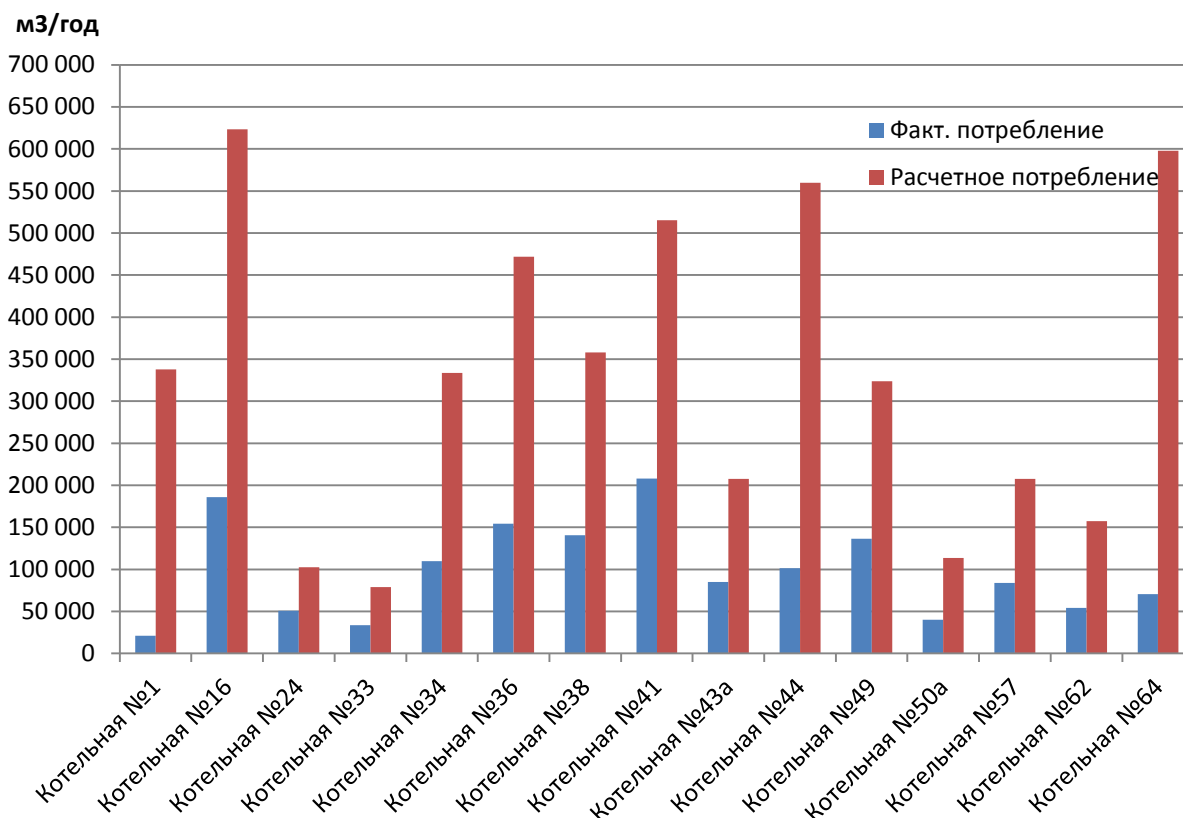


Рисунок 1.7.5 Потребление воды ВПУ от котельных с объемом сети от 1000 до 4000 м³ за 2012 год

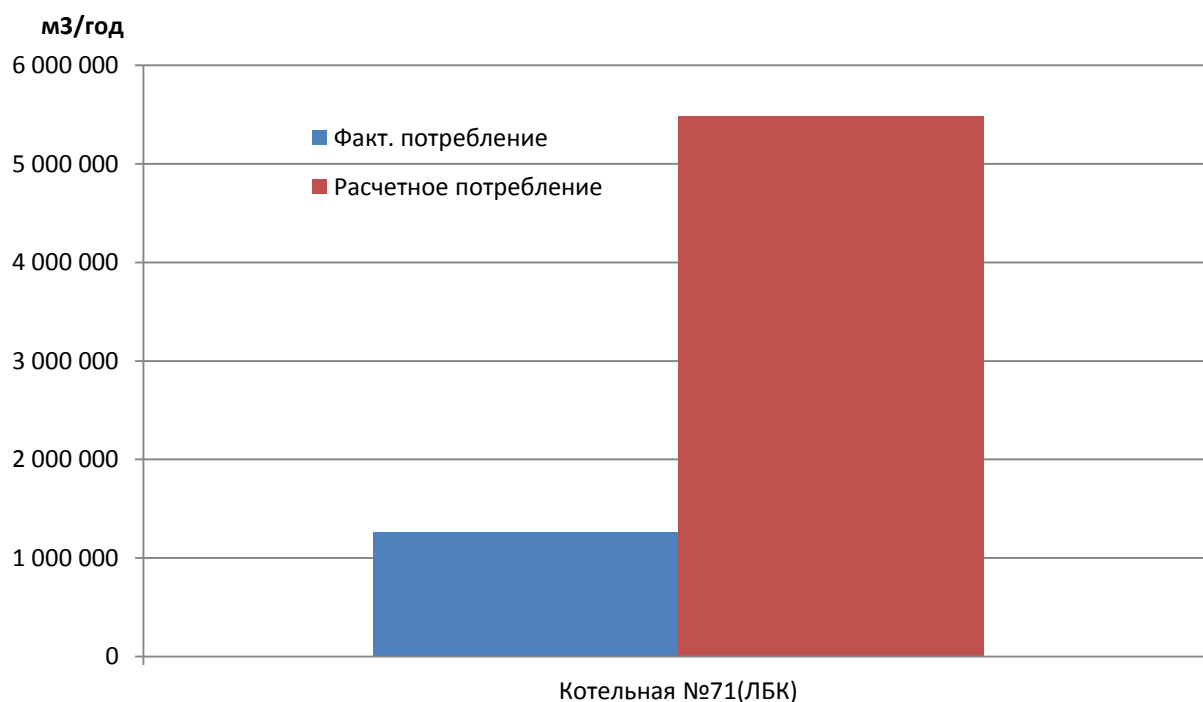


Рисунок 1.7.6 Потребление воды ВПУ от котельных с объемом сети более 4000 м³ за 2012год

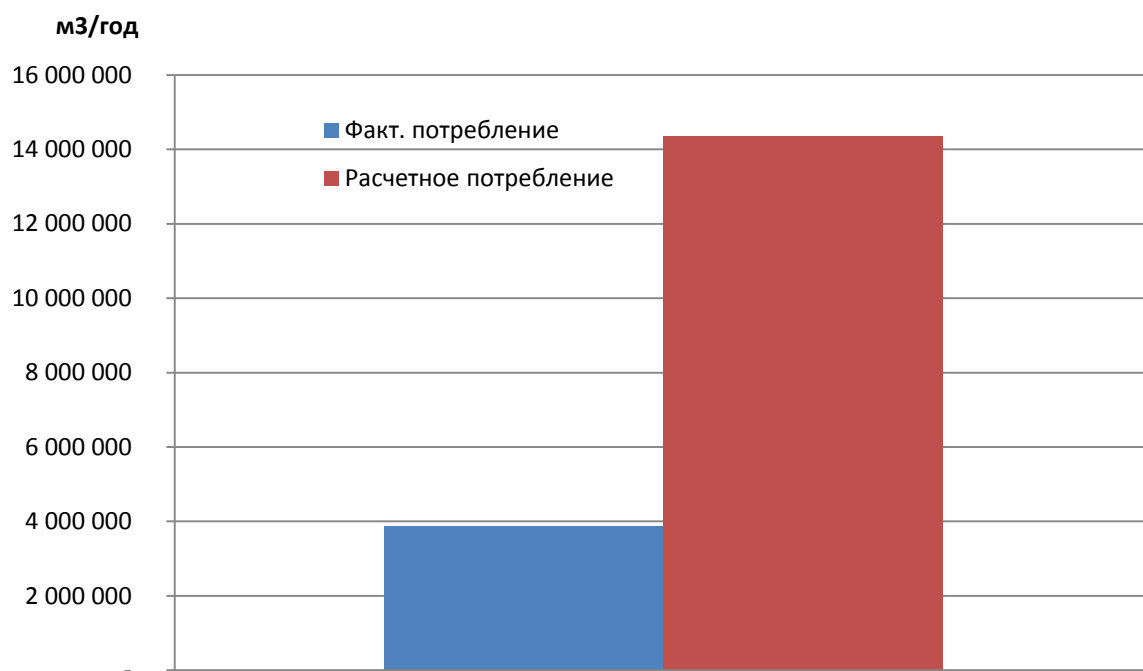


Рисунок 1.7.7 Суммарное потребление воды ВПУ по всем котельным г.Великий Новгород за 2012 год

Анализ данных таблицы и рисунков 1.7.3-1.7.7 показал, что фактический расход на ВПУ, как правило, существенно ниже расчетного. Общий по всем котельным расход ниже расчетного на 73%. Это можно объяснить завышенными расчетными нагрузками на ГВС. Таким образом, имеется большой запас по потреблению горячей воды.

Котельные ООО «Новострой»

В соответствии с СП 124.13330.2012 максимальный часовой расход подпиточной воды определяется по формуле:

$$G_{п} = 0,0025 \cdot V_{тс} + G_{гвм}, \text{м}^3/\text{ч}$$

где $G_{гвм}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, $\text{м}^3/\text{ч}$

$V_{тс}$ – объем воды в системах теплоснабжения, м^3

Годовые расчетные (нормативные) потери сетевой воды с утечкой определяется по формуле:

$$G_{ут} = 0,0025 \cdot V_{тс} \cdot n_{год}, \text{м}^3/\text{год}$$

где $n_{год}$ – продолжительность работы системы теплоснабжения в течении года, ч

Таблица 1.7.3 Подпитка котельных

Наименование источника	$V_{тс}$, м^3	$G_{ут}$, $\text{м}^3/\text{год}$	$G_{гвм}$, $\text{м}^3/\text{год}$	$G_{п}$, $\text{м}^3/\text{год}$	$G_{п}$, $\text{м}^3/\text{ч}$
Котельная №1	106	22273,1	157995,9	180269,1	21,5
Котельная №2	31,7	6663,4	0	6663,4	0,79
Котельная №3	39,7	8341,9	87829,7	96171,5	11,4
Котельная №4	6,6	1386	0,74	1386,74	0,16
Итого:	184	38664,4	245826,34	284490,74	33,8

Новгородская ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2»

Сетевая вода подается ОАО «Акрон» по двум трубопроводам, схема теплоснабжения закрытая, максимальная величина подпитки теплосети согласно условиям договора энергоснабжения в теплофикационной воде не более 50 м³/ч.

Подготовка воды для подпитки теплосети производится на установке двухступенчатого Na – катионирования, производительностью 110т/ч. На установку умягчения поступает осветленная вода после механических фильтров. Качество умягченной и сетевой воды соответствует требованиям ПТЭ.

Таблица 1.7.4 Расходы воды ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2»

	Ед. измерения	2009	2010	2011	2012
Проектный расход прямой сетевой воды	м ³ /ч	2500	2500	2500	2500
Фактический расход прямой сетевой воды	м ³ /ч	1528	1582	1266	984
Фактический расход обратной сетевой воды	м ³ /ч	1500	1561	1250	965
Расход подпиточной воды	м ³ /ч	28	21	16	19
Максимальный расход подпиточной воды	м ³ /ч	46	39	41	62

7.2 Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

В соответствии с СП 124.13330.2012 («Тепловые сети»), для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети.

8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

МУП «Теплоэнерго»

Основным видом топлива является природный газ со средней теплотворной способностью 8100 ккал/м³.

Объемы потребления основного топлива котельными МУП «Теплоэнерго» представлен на таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1 Объемы потребления топлива котельными МУП «Теплоэнерго»

Номер котельной	2010	2011	2012	2013	2013	
	газ, м³	газ, м³	газ, м³	газ, м³	КПД расчетный среднегодовой, %	Удельный расход топлива, т.у.т./Гкал
1	7256958	6 717 596	6 923 592	7 020 030	91,3	0,156
2	605397	258 830	286 333	277 162	-	-
3а	897809	572 771	651 207	638 912	83,7	0,170
4	1602159	1 335 732	1 458 516	1 482 784	83,7	0,170
5	1912425	1 691 492	1 966 163	1 980 481	83,7	0,170
6	1929964	1 871 711	2 240 636	2 193 077	90,3	0,158
7	2234657	2 052 029	2 265 790	2 311 112	73,2	0,195
7а	2143007	2 160 635	3 072 116	1 995 578	97,1	0,147
8	1511472	1 323 149	1 434 612	1 337 632	91,1	0,156
9	2237840	1 956 259	2 084 769	2 039 604	84,8	0,168
10	2003894	1 346 205	1 853 252	1 439 914	83,7	0,170
11М	605532	509 734	493 252	470 429	95,0	0,150
12	2963452	2 702 759	2 860 665	3 028 451	84,7	0,168
13	756394	539 850	639 031	903 359	86,1	0,165
14	1613516	1 381 145	1 679 368	1 619 863	81,1	0,176
15	3090268	2 776 781	3 319 086	2 589 707	97,0	0,147
16	6878025	6 372 429	6 485 007	6 355 685	85,3	0,167
17	1254754	1 252 444	1 392 894	1 176 211	87,1	0,164
18	193140	199 107	216 989	226 282	83,7	0,170
19	668098	547 735	529 285	500 996	86,6	0,165
20	1610548	1 448 643	1 646 433	1 686 354	78,8	0,181
21	772016	794 763	625 633	1 052 479	93,3	0,153
22М	111342	318 405	252 446	161 204	81,4	0,175
23	1874831	1 534 105	1 755 145	1 717 281	82,8	0,172
24	3028401	2 461 522	2 078 346	2 821 522	85,3	0,167
25М	63018	76 463	81 639	82 946	79,5	0,179
26	1051645	872 949	906 269	859 389	89,1	0,160
27	1130562	994 311	1 123 378	1 100 859	87,9	0,162
28М	-	260 921	871 078	1 020 713	85,1	0,167
29	2627227	2 359 004	2 792 946	3 057 391	69,7	0,204
30	2159468	1 856 823	2 103 214	2 227 982	79,5	0,179
31	1600789	1 446 825	1 573 883	1 642 620	90,2	0,158
32М	-	-	-	539 570	76,2	0,187
33	3282000	2 665 000	2 719 000	3 667 125	62,7	0,227
34	8724891	8 133 597	9 788 695	8 992 286	89,9	0,158
35	299726	305 541	400 672	376 529	52,4	0,272

Номер котельной	2010	2011	2012	2013	2013	
	газ, м³	газ, м³	газ, м³	газ, м³	КПД расчетный среднегодовой, %	Удельный расход топлива, т.у.т./Гкал
36	7561801	7 734 316	6 865 761	7 384 150	87,9	0,162
37	1428087	1 369 126	1 452 307	1 430 835	82,6	0,173
38	5228811	4 552 002	5 257 112	4 916 771	80,3	0,177
39	1852734	1 895 714	2 216 991	2 292 990	88,9	0,160
40	868047	755 854	785 751	824 231	83,7	0,170
41	7632520	6 879 712	5 980 919	6 998 055	83,7	0,170
42	1173777	1 288 856	1 309 042	1 132 529	85,2	0,167
43a	4518615	4 053 591	4 161 338	4 230 110	87,1	0,163
44	5824791	5 383 542	6 058 819	5 093 585	80,4	0,177
45	786271	681 591	748 237	754 014	79,0	0,180
46	1727399	1 537 134	1 827 297	1 661 904	88,5	0,161
46a	2699673	2 008 915	2 071 397	2 340 692	86,5	0,165
47M	682791	583 131	635 289	595 508	83,7	0,170
48	35847	32 533	36 350	35 050	83,4	0,171
49	5340958	4 983 305	5 309 485	5 506 576	84,4	0,169
50a	3749115	3 236 793	3 627 402	3 791 767	82,9	0,172
51	1045427	918 428	1 038 427	970 056	92,9	0,153
52M	141418	128 607	144 341	130 698	95,3	0,150
53M	204972	181 730	233 215	234 877	59,7	0,239
54	1624940	1 389 972	1 785 333	1 814 760	79,8	0,179
55M	-	-	-	223 824	85,8	0,166
56M	85775	33 557	34 454	19 402	83,7	0,170
57	3613286	2 733 637	3 263 408	3 130 215	89,4	0,159
58M	204310	186 537	194 722	204 497	75,1	0,190
59M	290564	238 501	242 955	225 918	80,9	0,176
60	3707478	3 246 031	3 481 444	3 565 373	86,9	0,164
61	2552010	2 465 065	2 462 959	2 438 710	75,1	0,190
62	4640804	4 092 119	4 182 310	4 074 063	89,3	0,159
63	13796768	12 771 048	11 274 902	11 197 330	85,7	0,166
64	6589573	6 144 520	5 976 985	5 963 721	78,9	0,181
65	2504196	2 276 486	2 514 921	2 528 971	82,8	0,172
66	2137161	2 149 224	2 604 854	2 151 178	81,3	0,175
67M				414 762	88,4	0,161
68	2828761	2 490 988	2 596 695	2 473 971	83,7	0,170
69	225285	184 993	216 546	218 311	90,9	0,157
70	782477	722 616	769 124	740 026	70,3	0,203
71 ЛБК	59536333	55 515 501	56 585 919	52 530 892	92,2	0,155
72M	-	-	-	353 165	83,7	0,170
73K	-	-	-	222 779	68,2	0,209
74K	-	-	-	202 603	84,1	0,169
75K	-	-	-	157 339	73,2	0,195
76K	-	-	-	58 168	87,7	0,162
77K	-	-	-	309 190	81,6	0,175
78	-	-	-	2 121 610	52,5	0,271
79M(A)	-	-	-	20 061	71,5	0,199

В таблице помимо потребления топлива представлены показатели среднегодового КПД котельных, рассчитанного по отчетным данным МУП «Теплоэнерго», а также показатели удельного расхода условного топлива.

ООО «Новострой»

Основным топливом котельных ООО «Новострой» является природный газ (таблица 1.8.2).

Таблица 1.8.2 Объемы природного газа, потребляемого котельными ООО «Новострой»

Расход газа, тыс.н.м ³	2012	2013
• Котельная №1	3 312	3 130
• Котельная №2	1 300	1 221
• Котельная №3	842	1 409
• Котельная №4	-	130
Итого:	5 454	5 891

Ввиду того, что данных о фактических объемах выработки тепловой энергии каждой котельной не имеется, судить об эффективности котельных можно только в целом по обществу. Расчеты показывают, что средний КПД котельных за 2013 год составляет 94%, а удельный показатель расхода топлива 0,153 тут/Гкал.

ТГК-2

Виды используемого топлива ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области: природный газ, кузнецкий уголь.

На сегодняшний день подача природного газа осуществляется по двум газопроводам с давлением 6 и 25 кгс/см². Пропускная способность газопровода ПГ-6 – 60 тыс. нм³/час, газопровода ПГ-25 – 120 тыс. нм³/час. При этом на старую очередь (ТЭЦ-130 кгс/см²) подается газ от обоих газопроводов. Подача газа на блок ПГУ-210 осуществляется от газопровода 25 кгс/см². Пропускная способность существующих газопроводов позволяет обеспечить потребность станции в природном газе на любых нагрузках.

Несмотря на подавляющее превышение доли газа над долей угля станция продолжает поддерживать системы приема, хранения и сжигания твердого топлива в работоспособном состоянии. В долгосрочной топливной политике, при сложившемся соотношении цен на энергетическое топливо, изменение структуры топливного баланса не ожидается, но поддержание систем твердого топлива в работоспособном состоянии остается приоритетной задачей.

Таблица 1.8.3 Структура потребления топлива ТГК-2 за 2009-2012 гг.

Период	Расход газа			Расход угля		
	млн. н м ³	тыс. тут	%	тыс. тн	тыс. тут	%
2009	279,637	321,005	98	8,034	6,446	2,0
2010	298,930	342,877	97	13,180	10,842	3,0
2011	297,493	341,426	99,6	1,775	1,457	0,4
2012	441,218	507,260	98,2	11,171	9,177	1,8

Таблица 1.8.4 Удельные расходы условного топлива ТГК-2 за 2009-2012 гг.

	Ед. изм	2009	2010	2011	2012
на отпущенную электроэнергию	г.у.т/кВт*ч	383,9	401,4	410,7	325,0
на отпущенную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	151,6	155,7	162,7	154,9

8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервное топливо предусмотрено только на крупных котельных, в качестве его используется мазут. Однако на современных котельных все чаще применяется дизельное топливо в небольших емкостях с возможностью автомобильного подвоза топлива по необходимости. На ТЭЦ-20 ОАО «ТГК-2» в качестве резервного топлива принят уголь.

Таблица 1.8.5 Сведения о резервном топливе на источниках теплоснабжения города

№ п/п	Наименование предприятий	Средне-суточная норма поставки газа (тыс.куб. м в сутки)	Вид резервного топлива	Ёмкость РТХ, тонн	Агрегаты, переводимые на резервное топливо	Время перехода на резервное топливо (час)	Продолжительность работы на резервном топливе, суток		Наличие резервного топлива, тонн	
							план	факт	план	факт
1	ОАО ТГК-2	1868,1	Уголь	Склад	Котлы: ТП-87 – 4 шт.	12	30	32	46892	49276
2	МУП «Теплоэнерго»									
	Левобережная котельная	353,5	Мазут	2х3000	ДКВР-20/13 -1шт., ДКВР-10/13 - 1шт., ДЕ-25/14 - 2шт., ПТВМ-30 -3шт., КВ-ГМ-35 -1шт., КВ-ГМ-58,2-150 -1шт.	2	10	10	3820	3861
	Котельная №33	12,1	Мазут	3х400	Котлы: ДКВР-4/13 -1шт., КВГМ-10 - 2шт.	24	10	10	400	414
	Котельная №34	35,1	Мазут		Котлы: ДКВР-10/13 -1шт., ДКВР-4/13 -1шт., КВГМ-20 - 2 шт.			0		0
	Котельная №53М	0,9	Не определён		Котлы: «Logano SK 625» - 2шт.			0		0
	Котельная 22М	1,4	Дизельное топливо		Котлы: «Vitoplex 100 тип SX1» -2 шт			0		0
	Котельная 28М	1,3	Не определен		Котлы: «FBG 1080 5B» - 1 шт., «Термотехник ТТ100» - 2 шт.			0		0
	Котельная №78	41,7	Мазут	2х250	Котлы: ДКВР-10/13 – 2 шт.			0		0
3	ООО «Новострой»									
	Котельная №3	6,613	Дизельное топливо	0,672	BuderusLogano S 825 L – 2шт.	1	0,24	0	0,672	0,672
	Котельная №4	1,581	Дизельное топливо	0,672	VISSMANVitoplex 200 SX2A – 2шт.	1	0,86	0	0,672	0,672

9 Надежность теплоснабжения

9.1 Описание показателей надежности

Основные определения:

Основным показателем надежности тепловых сетей является вероятность безотказной работы (P) – способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и промышленных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$, более числа раз установленного нормативами.

Отдельные системы коммунального теплоснабжения города (населенного пункта) с точки зрения надежности могут быть оценены как высоконадежные, надежные, малонадежные, ненадежные.

Градации основываются на значении вероятности безотказной работы системы. Так в зависимости от вероятности:

- 0 - 0,5 ненадежные;
- 0,5 - 0,74 малонадежные;
- 0,75 - 0,89 надежные;
- 0,9 - 1 высоконадежные.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

источников тепловой энергии $P_{ит} = 0,97$;

тепловых сетей $P_{тс} = 0,9$;

потребителя тепловой энергии $P_{пт} = 0,99$;

системы централизованного теплоснабжения в целом $P_{сцт} = 0,97 \cdot 0,9 \cdot 0,99 = 0,86$.

Коэффициент готовности (качества) системы (K_g) – вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе K_g принимается равным 0,97.

Живучесть системы ($Ж$) – способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 ч) остановов.

Минимальная подача теплоты по трубопроводам, расположенным в неотапливаемых помещениях снаружи, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п., должна достаточной для поддержания температуры воды в течение всего ремонтно-восстановительного периода после отказа не ниже 3°C .

Надежность тепловых сетей – способность обеспечивать потребителей требуемым количеством теплоносителя при заданном его качестве, оставаясь в течение заданного срока (25-30 лет) в полностью работоспособном состоянии при сохранении заданных на стадии проектирования технико-экономических показателей (значений абсолютных и удельных потерь теплоты, пропускной способности, расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя и т.д.)

К свойствам надежности, регламентированным нормативными документами, относятся: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость.

Безотказность – способность сетей сохранять рабочее состояние в течение заданного нормативного срока службы. Количественным показателем выполнения этого свойства может служить параметр потока отказов λ , определяемый как число отказов за год, отнесенное к единице (1 км) протяженности трубопроводов.

Долговечность – свойство сохранять работоспособность до наступления предельного состояния, когда дальнейшее их использование недопустимо или экономически нецелесообразно.

Ремонтопригодность – способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтопригодность теплопровода, можно принять время z_p , необходимое для ликвидации повреждения.

Сохраняемость – способность сохранять безотказность, долговечность и ремонтопригодность в течение срока консервации.

9.2 Аварийные отключения и время ремонта



Рисунок 1.9.1 Количество отключений теплоснабжения в связи с ремонтом тепловых сетей.

По данным, предоставленным МУП "Теплоэнерго" среднее время восстановления теплоснабжения после аварии составляет 7 ч.

Отказы тепловых сетей могут быть вызваны следующими факторами:

- значительным сроком эксплуатации тепловых сетей (усредненное значение года последней перекладки по всем сетям – 1983г., т.е. средний срок эксплуатации составляет 30 лет.);
- низкими температурами отопительных периодов;
- иными форс-мажорными обстоятельствами.

При планировании капитальных ремонтов тепловых сетей учитывается состояние тепловых сетей и наличие внешних факторов ускоряющих коррозионный износ:

- подтапливание труб грунтовыми водами в каналах и тепловых камерах;
- наличие смежных коммуникаций, создающих сильные электромагнитные поля.

При выявлении таких участков производится шурфовка. По результатам шурфовки участок либо включается в план ремонта, либо переносится на более поздний срок.

Также включаются участки на которых были ликвидированы утечки путём вставки участка трубопровода.

9.3 Графические материалы

На рисунках 1.9.2 и 1.9.3 представлены направления, имеющие наименьшую степень надежности теплоснабжения (подробно расчет степени надежности теплоснабжения представлен в главе 9).

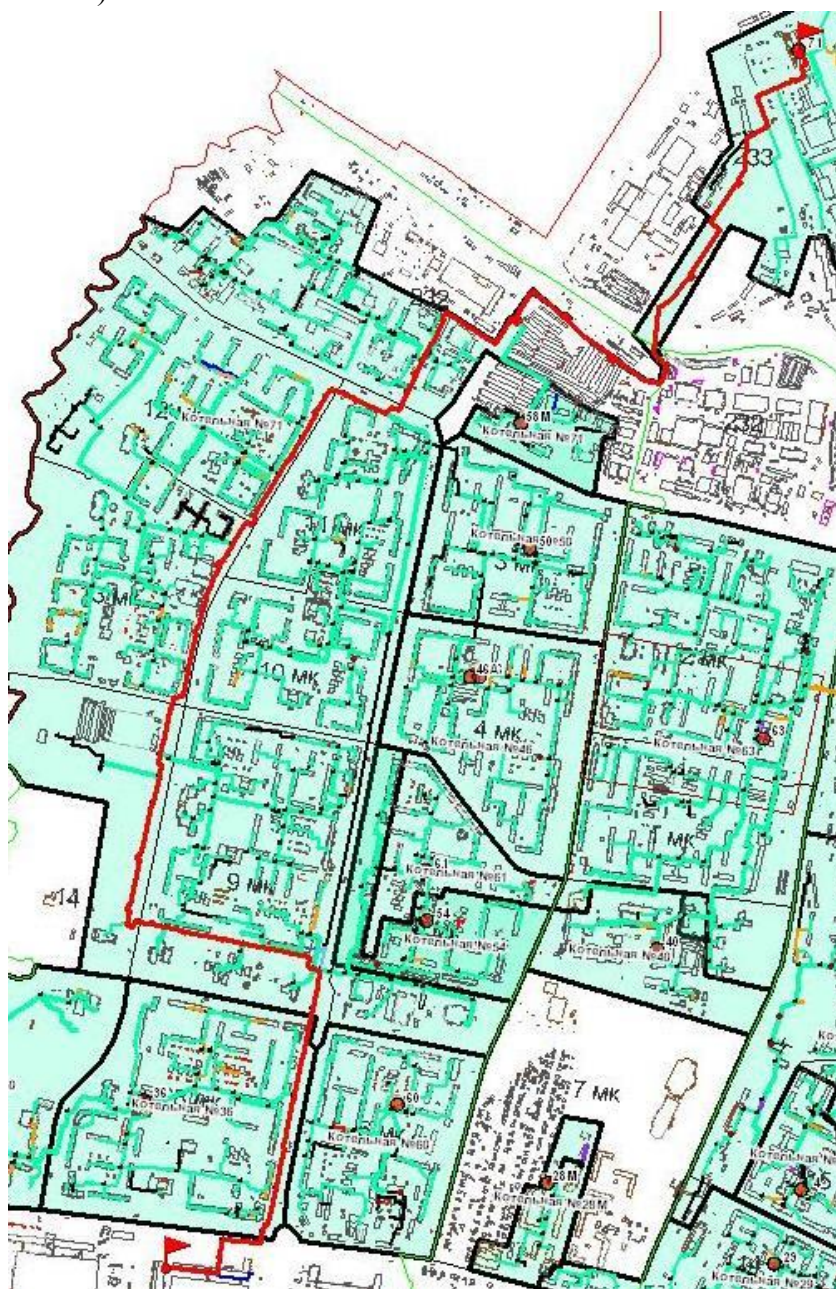


Рисунок 1.9.2 Направление 7 от котельной №71

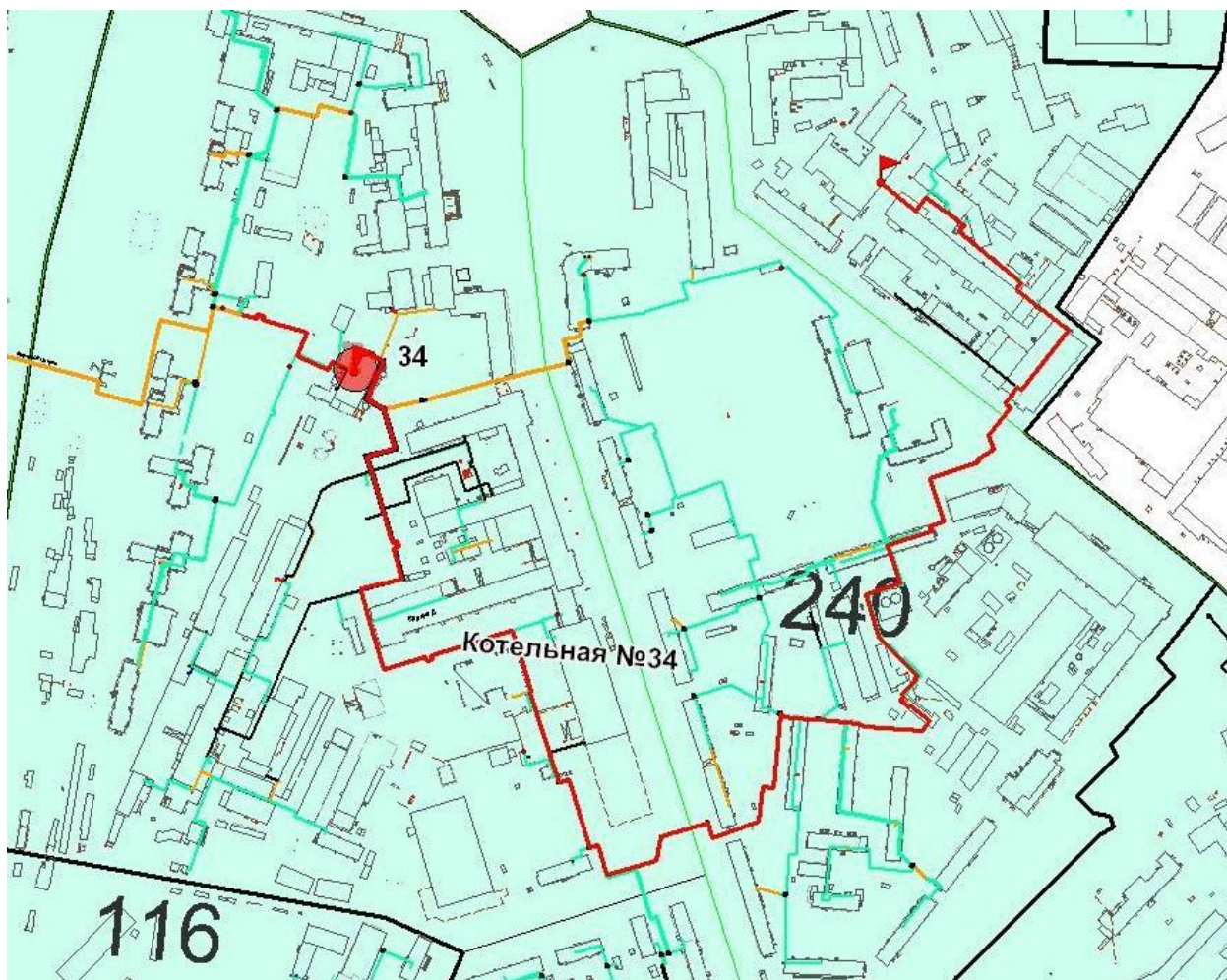


Рисунок 1.9.3 Направление 9 от котельной №34

10 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

МУП «Теплоэнерго»

Таблица 1.10.1 Баланс тепловой мощности котельных МУП "Теплоэнерго" за 2013г., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность	1002,42
Договорная подключенная нагрузка - всего	802,3
Фактическая подключенная нагрузка по данным 2013г.	582,12

Резерв выявленный по разнице фактической и договорной нагрузки будет учитываться при разработке плана развития схемы теплоснабжения.

Таблица 1.10.2 Баланс тепловой энергии котельных МУП "Теплоэнерго" за 2010-2013гг.

Параметр	Ед. изм.	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	Гкал	1 714 999,2	1 600 825,1	1 511 275,8	1530208,6
- расход на хозяйственные нужды:	Гкал	нет данных	76840	72541	73450,0
Отпуск тепла потребителям:	Гкал	нет данных	1523985,1	1438734,8	1 456758,6
- потери в тепловых сетях	Гкал	нет данных	137418,7	103116,8	107 169,9
Потреблено потребителями	Гкал	нет данных	1 386 566,4	1 335 618,0	1 349588,7
- отопление и вентиляция	Гкал	нет данных	1176640,2	1133405,4	1145261
- ГВС	Гкал	нет данных	209926,2	202212,6	204327,7
Потребления топлива	Млн.м³	1,714	1,600	1,511	1,530
Удельный расход топлива	кг у.т./Гкал	-	-	167,3	165,1

Так как большая часть мероприятий будет направлена на модернизацию объектов МУП «Теплоэнерго», то необходимо привести экономические показатели работы этого предприятия, в частности:

себестоимость производства тепловой энергии 1058,88 руб/Гкал, из них:

- 12,6% на оплату заработной платы рабочим;
- 54,0% на топливо.

ООО "Новострой"

Таблица 1.10.3 Баланс тепловой мощности котельных ООО "Новострой" за 2013г., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность	34,1
Проектная нагрузка - всего	24,8
- на отопление	11,64
- на ГВС	13,16

Таблица 1.10.4 Выработка тепловой энергии котельными ООО "Новострой" за 2010-2013гг.

Параметр	Ед. изм.	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	Гкал	24712	30233,3	41308	45040,6
- расход на хозяйственные нужды:	Гкал	468	512	2803	901,7
Отпуск тепла потребителям:	Гкал	24244	29721,3	38505	44138,9
- потери в тепловых сетях	Гкал	2424,4	2972,13	3850,5	4413,9
Потреблено потребителями	Гкал	21819,6	26749,17	34654,5	39725
- отопление	Гкал	14394,39	17646,43	22859,8	26204,6
- ГВС	Гкал	7425,21	9102,74	11794,7	13520,4
Потребления топлива	млн.м³	-	-	5,454	5,891
Удельный расход топлива	кг у.т./Гкал	-	-	152,7	152,3

ТГК-2

Таблица 1.10.4 Мощность и нагрузки новгородской ТЭЦ за 2011-2012гг.

Параметр	Ед. измерения	Значение
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/час	488
- пар	Гкал/час	168
- горячая вода	Гкал/час	320
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/час	488
- пар	Гкал/час	168
- горячая вода	Гкал/час	320
Фактическая тепловая нагрузка в 2012г.	Гкал/час	180
- пар	Гкал/час	152
- горячая вода (за отопительный период)	Гкал/час	28
Коэффициент использования установленной тепловой мощности в 2012г.	%	36,93

Таблица 1.10.5 Баланс тепловой энергии новгородской ТЭЦ за 2009-2012гг.

Параметр	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Выработка тепловой энергии:		951787	1006073	936951	1153750
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		89396	95903	77602	74816
Расход на хозяйственные нужды:		3859	3426	3695	4452
- пар	Гкал	0	0	0	0
- горячая вода		3859	3426	3695	4452
Отпуск тепла потребителям:		947928	1002647	933256	1149298
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		85537	92477	73907	70364

Таблица 1.10.6 Удельные расходы условного топлива представлены в таблице

Значения показателей	Ед. изм	2009	2010	2011	2012
на отпущенную электроэнергию	г.у.т/кВт*ч	383,9	401,4	410,7	325,0
на отпущенную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	151,6	155,7	162,7	154,9

11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

11.1 Динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

Таблица 1.11.1 Тарифы на тепловую энергию, установленные для теплоснабжающих организаций г. Великий Новгород

№п /п	Наименование района/организации	Общий тариф, руб/Гкал,руб/м³, без НДС								Тариф для населения, руб/Гкал,руб/м³ с НДС				
		2011	2012				2013		2014					
		весь год	с 01.01.2012г. по 30.06.2012г.	с 01.07.2012г. по 31.08.2012г.	с 01.09.2012г. по 31.12.2012г.	с 01.01.2013г. по 30.06.2013г.	с 01.07.2013г. по 31.12.2013г.	с 01.01.2014г. по 30.06.2014г.	с 01.07.2014г. по 31.12.2014г.	2011 весь год	2012 весь год	2013 весь год	2014 весь год	
1	ГУ ОАО «ТГК-2»:													
1.1	тепловая энергия – Горячая вода	576,63	576,63	611,22	632,36	632,36	753,62	753,62	817,22	-	-	-	-	
1.2	тепловая энергия - Оборотный пар от 7,0до 13,0 кг/см².	597,07	597,07	635,83	662,14	662,14	763,84	763,84	792,48	-	-	-	-	
1.3	тепловая энергия – острый и редуцированный пар	655,98	655,98	668,28	721,92	721,92	836,30	836,30	881,34	-	-	-	-	
2	ООО «Теплоэнергосервис»: - тепловая энергия - ГВС	951,56 69,50	1056,07 77,24				1179,63 86,09		- -		1122,84 82,01	1246,16 91,14	1391,96 101,59	- -
3	ИП «Аликин В.Г.»: - тепловая энергия	766,00	861,23				961,99		974,41		-	-	-	-
4	ООО «ЦТП»:													

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

	- тепловая энергия - ГВС	1089,28 73,26	1208,92 81,43	1350,36 90,75	1407,06 -	1285,35 86,45	1426,53 96,06	1593,42 107,09	1660,33 111,58
5	МУП «Теплоэнерго»: - тепловая энергия - ГВС	970,39 70,41	1076,97 78,26	1202,97 87,22	1253,49 -	1145,06 83,08	1270,82 92,35	1419,50 102,92	1479,12 107,24
6	ООО «Теплоэнерготранс»: - тепловая энергия	849,80	943,13	1053,48	-	-	-	-	-
7	ООО «Новострой»: - тепловая энергия - ГВС	976,76 73,26	1084,04 81,43	1210,87 90,75	1126,07 -	1152,58 86,45	1279,17 96,06	1428,83 107,09	1328,76 111,58
8	ОАО «Акрон»: - тепловая энергия	725,20	802,73	-	-	-	-	-	-
9	МУП «ПАТ-2»: - тепловая энергия	790,51	877,33	-	-	-	-	-	-
10	ОАО «Спектр»: - тепловая энергия	800,56	888,48	992,21	1107,94	-	-	-	-
11	ФГУП «Квант»: - тепловая энергия	787,92	874,46	976,77	906,01	929,75	1031,86	1152,59	1069,09
12	ОАО «Троллейбусное депо»: - тепловая энергия	-	877,33	979,98	1021,13	-	-	-	-
	Газ природный (руб/м3)		3,53	4,05			4,16	4,78	
	Электрическая энергия (руб/кВт·ч)		2,48	2,78			2,93	3,28	
	Электрическая энергия (руб/кВт·ч)		1,74	1,95			2,05	2,30	

11.2 Структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

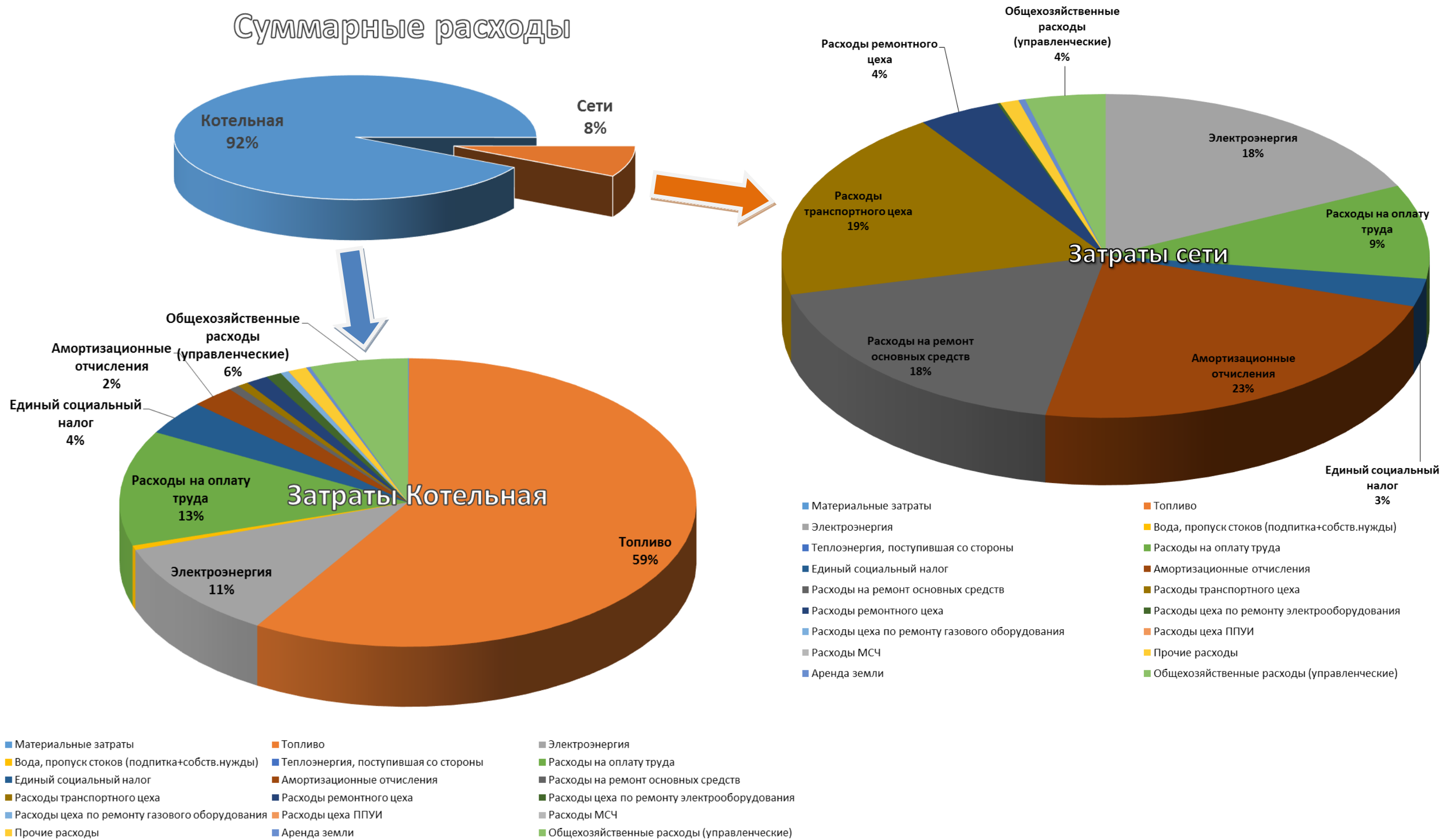


Рисунок 1.11.1 Структура укрупненных совокупных затрат себестоимости производства тепловой энергии МУП «Теплоэнерго»

На диаграмме (рисунок 1.11.1) представлена структура совокупных укрупненных затрат себестоимости производства тепловой энергии МУП «Теплоэнерго».

Основную часть себестоимости тепловой энергии составляют затраты в котельной (92%), а затраты на транспортировку теплоты составляют оставшиеся 8%.

В свою очередь затраты котельной в основном представлены затратами на покупку топлива (59%), на заработную плату (13%) и на покупку электроэнергии (11%).

Затраты в тепловых сетях в основном представлены амортизацией (23%), потерями (19%), ремонтами (18%) и затратами на перекачку теплоносителя (18%).

Эти показатели определили основные направления модернизации котельных направленные на сокращение топливопотребления и обслуживающего персонала. В сетях стоит обратить внимание на современные типы трубопроводов и изоляции.

12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Качество теплоснабжения определяется по параметрам микроклимата в зданиях, которые обеспечиваются системами отопления и вентиляции. В свою очередь работа систем отопления и вентиляции зависит от параметров теплоносителя в сетях теплоснабжения и работой источников теплоснабжения.

Как отмечено выше (п.3.5) температурный режим по подающему трубопроводу выдерживается очень хорошо по всем котельным. Расходы теплоносителя определены по договорной тепловой нагрузке и фактически поддерживаются в расчетных параметрах, за исключением нескольких небольших котельных, на которых выявлен повышенный расход, связанный с особенностью установленного насосного оборудования. Соблюдение теплогидравлических режимов обеспечивает качественное теплоснабжение потребителей города.

В перспективе качественное теплоснабжение должно обеспечиваться надежностью работы котельного оборудования, которое может быть достигнуто путем своевременной модернизации оборудования на источниках теплоснабжения.

12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Наиболее распространенными считаются повреждения на магистральных трубопроводах МУП «Теплоэнерго», вызванные интенсивной наружной коррозией. К повреждениям такого типа приводит неудовлетворительное состояние каналов и тепловых камер в части антикоррозионных мероприятий, а именно: заиливание и затопление водой

теплопроводов, капель с перекрытий и проникновение атмосферных осадков, отсутствие надежных антикоррозионных покрытий трубопроводов.

Для предотвращения подобных повреждений ежегодно проводятся капитальные ремонты участков тепловой сети.

При планировании капитальных ремонтов тепловых сетей учитывается состояние тепловых сетей и наличие внешних факторов ускоряющих коррозионный износ:

- подтапливание труб грунтовыми водами в каналах и тепловых камерах;
- наличие смежных коммуникаций, создающих сильные электромагнитные поля.

При выявлении таких участков производится шурфовка. По результатам шурфовки участок либо включается в план ремонта, либо переносится на более поздний срок.

Также в капитальный ремонт включаются участки на которых были ликвидированы утечки путём вставки участка трубопровода.

Периодичность ремонтов тепловых сетей составляет от 16 до 6 лет (при наличии внешних факторов, ускоряющих коррозионный износ).

После ремонта тепловых сетей проводятся гидравлические испытания трубопроводов.

Среди проблем существующего теплоснабжения следует отметить, что не все ЦТП автоматизированные, а также наличие бесхозных участков трубопроводов.

С учетом фоновое загрязнение, ПДК на территории города превышены практически по всем рассматриваемым веществам (за исключением оксида серы и диоксида азота), однако основным вкладчиком в загрязнение атмосферы являются не энергоисточники города - доля фоновое загрязнение без учета вкладов энергоисточников в точках максимальной концентрации составляет 52-98 %. Проведенные расчеты показали, что выбросы от основных энергоисточников города не превышают предельно допустимые концентрации ни по одному из загрязняющих веществ. Это свидетельствует о типичной для крупных городов ситуации, когда основной вклад в загрязнение атмосферы вносит автомобильный транспорт.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

В ближайшей перспективе основным развитием схем теплоснабжения собственники видят в модернизации существующих источников с целью повышения их эффективности и сокращения удельных затрат на производство тепловой энергии.

По инициативе администрации города разработано концессионное соглашение, согласно которому предполагается передать в срочную эксплуатацию инвестору ряд котельных при условии их модернизации. Такой подход имеет положительные стороны, связаны они в большей степени с модернизацией котельных в существующих стенах. Однако в глобальном масштабе схема теплоснабжения города останется на прежнем уровне, хоть и с более современным оборудованием. Предлагаемое концессионное соглашение не решает несколько проблем существующего теплоснабжения города, а именно: эффективную загрузку котельного оборудования в межсезонный и летний периоды, резервирование мощностей, надежность, экологическую ситуацию, большие затраты на эксплуатацию.

12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Основным топливом всех источников В.Новгорода является природный газ. Перебоев с подачей основного топлива за последние годы не наблюдалось. Ряд котельных и ТЭЦ оснащены резервными видами топлива (см. части 8). Имеется возможность оперативного подвоза резервного топлива автотранспортом.

В развитии схемы теплоснабжения следует предусмотреть возможность максимального обеспечения резервным топливом всех котельных при этом с наименьшими затратами на его содержание.

12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения - отсутствуют.