



**Схема теплоснабжения в административных границах  
Великого Новгорода на период до 2027 года**

г. Санкт-Петербург, 2013

**СОДЕРЖАНИЕ**

<b>РАЗДЕЛ 1 ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДА ....</b>	<b>4</b>
1.1 ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ИСТОРИЧЕСКАЯ СПРАВКА .....	4
1.2 ОПИСАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	5
1.3 ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	13
1.4 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ .....	14
1.5 ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	16
1.6 ПЛОЩАДЬ СТРОИТЕЛЬНЫХ ФОНДОВ И ПРИРОСТЫ ПЛОЩАДЕЙ СТРОИТЕЛЬНЫХ ФОНДОВ .....	20
1.7 ОБЪЕМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ), ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ МОЩНОСТЬ .....	23
1.8 ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ОБЪЕКТАМИ, РАСПОЛОЖЕННЫМИ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ .....	50
<b>РАЗДЕЛ 2 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ .....</b>	<b>51</b>
2.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	51
2.2 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	55
2.3 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	56
<b>РАЗДЕЛ 3 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....</b>	<b>59</b>
3.1 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	59
3.2 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ.....	60
<b>РАЗДЕЛ 4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....</b>	<b>61</b>
4.1 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	61
4.2 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.....	71
4.3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СУЩЕСТВУЮЩИХ И РАСШИРЯЕМЫХ ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ .....	75
4.4 ОПТИМАЛЬНЫЙ ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	122
<b>РАЗДЕЛ 5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ</b>	<b>124</b>
5.1 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ	

ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ.....	125
5.2 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	126
<b>РАЗДЕЛ 6 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ .....</b>	<b>152</b>
6.1 ПОТРЕБЛЕНИЕ ТОПЛИВА ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....	152
6.2 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	160
<b>РАЗДЕЛ 7 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ .....</b>	<b>166</b>
7.1 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВЕЛИЧИНЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....	166
7.2 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВЕЛИЧИНЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	168
7.3 СОВОКУПНЫЕ ЗАТРАТЫ СО СРОКАМИ ОКУПАЕМОСТИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ МУП «ТЕПЛОЭНЕРГО» ПО КОНЦЕССИОННОМУ СОГЛАШЕНИЮ ....	169
<b>РАЗДЕЛ 8 РЕШЕНИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ.....</b>	<b>173</b>
<b>РАЗДЕЛ 9 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....</b>	<b>175</b>
<b>РАЗДЕЛ 10 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ .....</b>	<b>175</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>1757</b>

## **Раздел 1 Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории города**

### **1.1 Географическое положение и историческая справка**

Городской округ Великий Новгород – административный центр субъекта Российской Федерации – Новгородской области, образованной в 1944 году.

Великий Новгород находится в 552 км к северо-западу от Москвы, 180 километрах от Санкт-Петербурга, в 6 км от озера Ильмень, на обоих берегах реки Волхов.

Территория – 90 кв.км. Численность населения Великого Новгорода на 1 января 2011 года составляет 218 681 человек.

Великий Новгород – один из древнейших городов России. Впервые упоминается в Софийской Первой летописи под 859 годом. 862 год – рождение российского государства на Новгородской земле.

Рельеф города – сравнительно ровное плато, разделенное рекой Волхов. Пойменная часть (около 500 гектаров) ежегодно затапливается паводковыми водами.

Протяженность городской застройки с севера на юг более 8 км, с запада на восток около 7 км. Река Волхов, протекающая с юго-запада на северо-восток, делит город на две части: левобережную и правобережную.

Рельеф города спокойный, слабоволнистый, с колебанием отметок от 18 до 35,5 м.

Климат Великого Новгорода умеренно-континентальный, с холодной снежной зимой и умеренно тёплым летом. Зима длится с середины ноября по начало апреля, её средняя температура составляет  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , температура довольно часто опускается ниже  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , обычно в конце января – начале февраля. Весна наступает примерно в первой неделе апреля, когда снежный покров тает и устанавливается устойчивая положительная температура, средняя температура апреля составляет около  $+3,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Лето умеренно тёплое, хотя июнь и август довольно прохладные месяцы, средняя температура июля  $+17,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Осень относительно мягкая и продолжительная, зима наступает только к середине ноября. Число дней со снежным покровом в среднем равно 140, при средней дате появления снежного покрова – 30 октября, а схода – 15 апреля. Среднее значение из наибольших декадных высот снегового покрова возрастает постепенно с ноября, достигая наибольшей высоты в среднем в конце февраля. Наблюдаемый максимум суточных осадков – 74 миллиметра. Нормативная снеговая нагрузка – 126 кг на один квадратный метр. Среднегодовая скорость ветра – 3,4 метра в секунду. Нормативная глубина промерзания суглинистых и глинистых грунтов – 1,3 метра, супесей и мелкозернистых пылеватых песков – 1,5 метра.

Для оценки внешних климатических условий, при которых осуществлялось функционирование и эксплуатация систем теплоснабжения г. Великого Новгорода, использовались параметры, рекомендуемые СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\*.

Климатические условия Новгорода характеризуются следующими температурами воздуха:

абсолютная минимальная – минус 45 °С

абсолютная максимальная – плюс 34 °С

средняя наиболее холодной пятидневки – минус 27 °С

средняя наиболее холодного периода – минус 12 °С

средняя наиболее холодного месяца – минус 8.6 °С

средняя за отопительный период – минус 2.3 °С

Продолжительность отопительного периода составляет 221 сутки.

## **1.2 Описание функциональной структуры 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. Однако, резервное топливо присутствует только на крупных котельных. На остальных котельных резервное топливо не предусмотрено.

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 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.

ООО «Теплоэнерготранс» (котельная завода «Стекловолокно») обеспечивает нагрузки микрорайона №4 Деревяницкого жилого комплекса. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 3,6 Гкал/час.

Котельная ОАО «НПО «Квант», работает на собственное производство.

ООО "Новострой" эксплуатирует три отопительных котельных по ул. Шелонская, и по ул. Космонавтов.

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

Установленная тепловая мощность источников и присоединенная к ним нагрузка представлены в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 Установленная тепловая мощность и подключенная тепловая мощность источников теплоснабжения по состоянию на 01.07.2012 года.

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час
МУП «Теплоэнерго»		
1	22,765	23,797
2	4,630	4,132
3а	2,600	2,944
4	7,300	5,394
5	11,850	7,541
6	8,551	7,668
7	10,500	7,370
7а	8,400	6,795
8	5,200	5,024
9	9,500	7,580
10	13,000	10,861
11М	3,405	1,543
12	10,500	9,745
13	7,720	4,383
14	8,400	6,235
15	11,180	11,834
16	21,280	23,390
17	5,750	5,648
18	0,620	0,711
19	2,150	2,238
20	9,155	5,625
21	4,468	3,119
22М	1,000	0,988
23	9,350	5,500
24	16,440	11,222
25М	0,912	0,430
26	5,324	3,651
27	5,687	4,607
29	11,800	7,883
30	7,850	6,760

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час
31	7,300	5,539
33	24,505	8,951
34	51,848	26,100
35	1,186	1,049
36	24,900	24,938
37	5,986	5,709
38	19,500	17,689
39	10,000	7,702
40	7,450	4,482
41	24,900	21,698
42	4,577	3,431
43а	19,770	13,161
44	19,500	20,163
45	3,200	2,499
46	7,750	5,729
46а	12,800	9,495
47м	3,270	2,999
48	0,077	0,090
49	17,500	18,269
50а	15,780	12,872
51	4,300	3,647
52М	0,620	0,524
53М	0,912	0,653
54	8,900	6,654
56М	0,912	0,117
57	16,440	12,207
58М	0,715	0,660
59М	0,809	0,902
60	12,750	12,092
61	12,100	10,944
62	16,000	14,560
63	56,265	38,640
64	25,227	25,091
65	10,680	8,501
66	9,150	8,089
68	10,830	9,279
69	3,100	0,881
70	3,792	1,771
71(ЛБК)	238,596	196,404
МУП «Теплоэнерго» (от ООО "Теплоэнергосервис")		
1	0,989	0,9
2	0,989	0,9
3	0,757	0,67
4	5,159	5,0
5	2,752	2,23
6	0,579	0,5
7	1,238	1,06
8	1,926	1,31
9	1,634	1,45
<b>Итого по котельным МУП</b>	<b>977,207</b>	<b>777,28</b>

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час
<b>«Теплоэнерго»</b>		
ОАО «НПО «Квант»		
<b>1</b>	<b>18,740</b>	<b>18,200</b>
ООО "Новострой"		
1	18,060	11,700
2	6,019	4,600
3	8,000	7,050
<b>Итого по котельным ООО "Новострой"</b>	<b>32,079</b>	<b>23,350</b>
ООО «Теплоэнерготранс»		
<b>1</b>	<b>4,500</b>	<b>3,500</b>
ОАО ТЭЦ ТГК-2 ( Новгородская ТЭЦ)		
<b>1</b>	<b>992,000</b>	<b>488,000</b>
Газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго»)		
<b>1</b>	<b>80,000</b>	<b>0</b>
<b>Итого по всем источникам</b>	<b>2104,526</b>	<b>1315,869</b>

Суммарная установленная тепловая мощность источников составляет 2104,526 Гкал/час, в том числе:

- по МУП «Теплоэнерго» - 977,207 Гкал/ч;
- по ТЭЦ – 1072 Гкал/ч;
- по прочим котельным – 55,319 Гкал/ч.

Суммарная присоединенная нагрузка по всем источникам составляет 1315,869 Гкал/час, то есть 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 584 Гкал/час (54,5%), 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.**



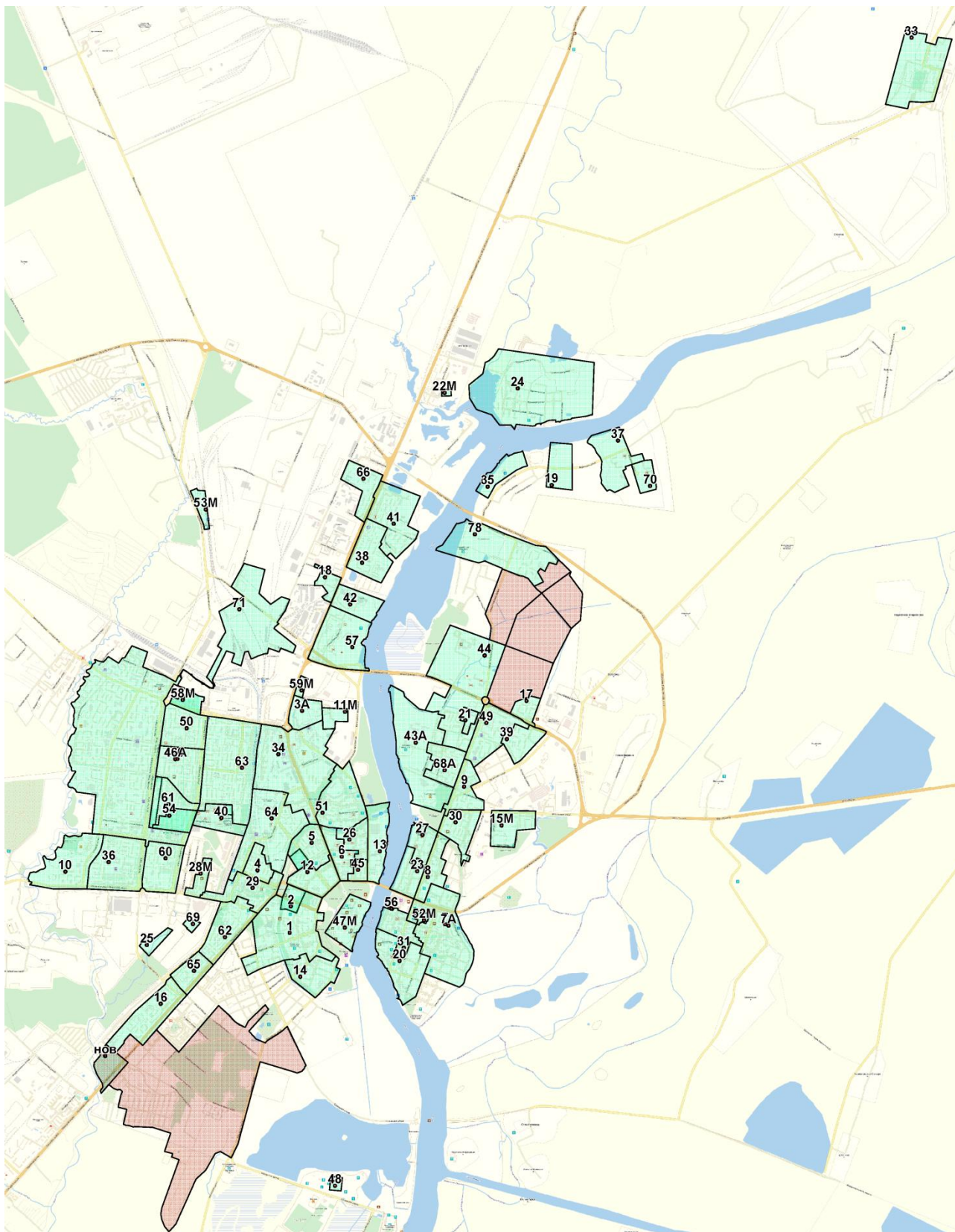


Рисунок 1.1 Размещение источников теплоснабжения на карте города

Структура системы теплоснабжения города в зависимости от температурного графика котельных включает в себя двухконтурную схему от котельных и ТЭЦ, работающих по графику температуры в подающей магистрали свыше  $100^{\circ}\text{C}$ , и одноконтурную схему при отпуске теплоносителя из котельных с температурой  $95^{\circ}\text{C}$ . По двухконтурной схеме теплоноситель первого контура по присоединенным магистральным тепловым сетям переносит тепловую энергию к центральным тепловым пунктам, где происходит трансформация расчётных параметров теплоносителя с температуры  $150/70^{\circ}\text{C}$  до температуры  $95/70^{\circ}\text{C}$  и передача его в системы отопления зданий. Одновременно в ЦТП осуществляется подогрев холодной воды питьевого качества для нужд горячего водоснабжения.

В одноконтурных схемах потребители тепловой энергии подключены непосредственно к магистральным сетям по зависимой схеме. В домах, подключенных к котельным с температурным графиком  $95/70^{\circ}\text{C}$ , изменение температуры теплоносителя не происходит. В домах, присоединенных к магистрали с повышенным температурным графиком, температура теплоносителя понижается в ИТП до нормативных значений. При наличии нагрузки горячего водоснабжения в одноконтурных системах теплоснабжения она подключается по открытой схеме, то есть с непосредственным водоразбором из тепловых сетей.

Эксплуатацию магистральных тепловых сетей, ЦТП, внутриквартальных тепловых сетей и части ИТП выполняет МУП «Теплоэнерго», которое осуществляет ведение тепловых и гидравлических режимов отпуска теплоты в тепловые сети в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Отпуск тепла от ТЭЦ и крупных районных котельных осуществляется по принятым проектным графикам  $150/70^{\circ}\text{C}$  с различными температурными срезками (от  $107$  до  $118^{\circ}\text{C}$ ), определяемыми по балансовой мощности и наличию топлива на пиковых мощностях теплоисточников. На прочих котельных регулирование осуществляется в соответствии с температурными графиками  $130/70$ ,  $115/70$ ,  $95/70^{\circ}\text{C}$  и др.

### **1.2.1 Характеристика котельных МУП «Теплоэнерго»**

По данным МУП «Теплоэнерго» на 01.10.2013 года на балансе предприятия числятся 80 котельных суммарной установленной мощностью  $992,456$  Гкал/час. Присоединенная тепловая нагрузка составляет  $801,423$  Гкал/ч.

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-КМ. Тепловая мощность паровой части котельной составляет  $53,596$  Гкал/ч, водогрейной

– 185 Гкал/ч. Присоединенная нагрузка 196,404 Гкал/ч, процент загрузки котельной составляет 82,3%.

### 1.2.2 Характеристика ОАО ТЭЦ 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.

### 1.2.3 Прочие источники тепловой энергии

ООО «Теплоэнерготранс» (котельная завода «Стекловолокно») обеспечивает нагрузки микрорайона №4 Деревяницкого жилого комплекса. Тепловая нагрузка микрорайона составляет 3,6 Гкал/час.

Котельная ОАО «НПО «Квант» работает на обеспечение нужд собственного производства

ООО "Новострой" эксплуатирует три отопительных котельных по ул. Шелонская, и по ул. Космонавтов.

ООО «ЦТП» эксплуатирует два ЦТП (тепловая энергия покупается у МУП «Теплоэнерго»).

### 1.2.4 Отпуск тепла и топливопотребление энергоисточников

Отпуск тепла по всему городу составил в 2012 году 1315,869 тыс. Гкал/ч, в т.ч.:

по МУП «Теплоэнерго» (с учетом ООО "Теплоэнергосервис" ) – 782,819 Гкал/ч;

по ТЭЦ – 488 Гкал/ч;

по прочим котельным – 45,05 Гкал/ч.

В таблице 1.2.2 представлено потребление топлива на энергетические нужды энергоисточниками г. Великого Новгорода в 2012 году с разделением на виды топлива.

Таблица 1.2.2 Потребление топлива на энергетические нужды энергоисточниками

Энергоисточник	Вид топлива	Потребление топлива в 2012 году, тыс. т у.т.
Котельные МУП «Теплоэнерго»	природный газ	239,277
	мазут	0,41
Новгородская ТЭЦ (ОАО ТГК-2)	уголь	1,457
	природный газ	341,426
Газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	природный газ	-
Прочие котельные	природный газ	42,927

На котельных города, вне зависимости от ведомственной принадлежности, доминирующим топливом является природный газ, его доля в топливном балансе котельных города составляет 99,7 %, на уголь приходится 0,2 %, на мазут и другие нефтепродукты – 0,07 %.

### 1.2.5 Тепловые сети

Общая протяженность тепловых сетей города Великого Новгорода по данным на конец 2012 года составляет 333 км, при этом большая часть тепловых сетей проложена с диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей (рисунок 1.2.2).

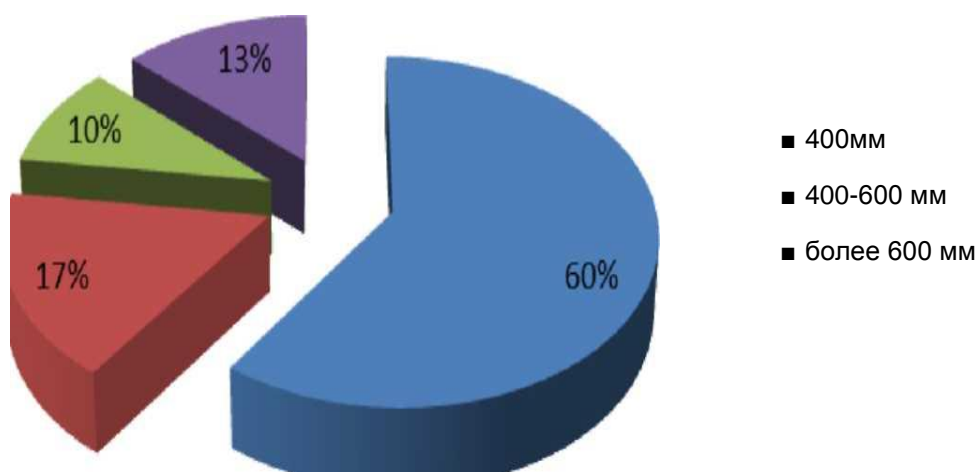


Рисунок 1.2.2 - Распределение протяженности тепловых сетей города Великого Новгорода по условным диаметрам на конец 2012года

Тепловые сети города Великого Новгорода разделены на 2 зоны:

- левобережную – Софийскую сторону;
- правобережную – Торговую.

Границы обслуживания магистральных и внутриквартальных трубопроводов тепловых сетей, а также границы контроля потребителей тепловой энергии МУП «Теплоэнерго» и другими поставщиками тепла между районами тепловых сетей устанавливаются, исходя из балансовой принадлежности и объёмов работ, с учётом темпа роста сетей, тепловой мощности и гидравлического режима.

МУП «Теплоэнерго» имеет многокольцевую сеть трубопроводов и имеет в основном тупиковую сеть теплопроводов от отдельно расположенных котельных.

На 01.01.2012 г. у МУП «Теплоэнерго» находятся 46,06 км трубопроводов тепловых сетей, сетей горячего водоснабжения и инженерных коммуникаций, приведенных к

двухтрубному исчислению, остальные сети находятся на балансе других поставщиков и имеют в основном тупиковые схемы.

На долю ТЭЦ приходится 3,2 км тепловых сетей, на долю прочих организаций – 0,74 км.

### **1.3 Основные проблемы организации теплоснабжения**

#### **1.3.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения**

Основными недостатками существующей системы теплоснабжения являются:

- низкая эффективность выработки тепловой энергии, ввиду несовременного парка основного оборудования с большим физическим износом, низким уровнем автоматизации и низким к.п.д сжигания топлива.

- потери в тепловых сетях, значительно превышающие нормативные

- высокий уровень аварийности тепловых сетей, снижающий надежности теплоснабжения

- недостаточный напор на тепловых вводах абонентов, как следствие отсутствия средств автоматического регулирования, нерасчетного циркуляционного расхода теплоносителя и недостаточности регулировки тепловых сетей.

- дефицит располагаемой мощности по отдельным котельным (в случае переключения и закольцовки).

Системы теплоснабжения города Великого Новгорода проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепла. Проектный температурный график по зонам теплоснабжения от Великого Новгорода 150/70°C был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 1950-х годов и действует до настоящего времени со срезкой. Фактически от источников тепла в тепловые сети теплоноситель с температурой выше 111-118 °С не поступает.

В этих условиях подача требуемого количества тепла потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей. В настоящее время большинство потребителей оборудованы элеваторами для присоединения систем отопления, что существенно ограничивает регулирование подачи тепла в период верхних «срезок» с помощью увеличения расхода теплоносителя, т.к. использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам. Помимо верхней «срезки» температурный график имеет нижнюю «срезку» (температурную полку) для обеспечения подогрева горячей воды. Таким образом, в период работы систем теплоснабжения на нижней «срезке» происходит перегрев (перетоп) потребителей, подключенных через элеваторы. В

период работы систем теплоснабжения на верхней «срезке» происходит недогрев (недотоп) потребителей подключенных через элеваторы.

На сложившуюся ситуацию существенно влияет то, что системы централизованного теплоснабжения города Великого Новгорода имеют развитую сеть трубопроводов.

Также часть оборудования физически и морально устарела, работает нестабильно.

### **1.3.2 Существующие проблемы организации надёжного и безопасного теплоснабжения**

20,3 км тепловых сетей, находящихся на балансе МУП «Теплоэнерго», имеют срок службы более 25 лет. Средний срок эксплуатации всех магистральных трубопроводов, составляет 23,9 года.

Доля повреждений на магистральных трубопроводах МУП «Теплоэнерго», вызванных интенсивной наружной коррозией, составляет 62,0 % от общего числа повреждений. 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.

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.

## **1.4 Основные положения технической политики**

При разработке схемы теплоснабжения города Великого Новгорода утверждены следующие направления реализации технической политики развития систем теплоснабжения города.

1. Развитие основного оборудования МУП «Теплоэнерго» устанавливается в соответствии со следующими направлениями:

- поэтапный вывод из эксплуатации низкоэффективного оборудования с переводом их на пониженные параметры;
- вывод из эксплуатации физически и морально устаревшего оборудования;

- выполнение процедуры продления ресурса агрегатов для эффективного оборудования;

- установка частотных регуляторов на насосы, вентиляторы, горелки с целью уменьшения потребления электроэнергии.

Также направлениями развития основного оборудования являются:

- перевод на использование в качестве основного топлива природного газа пиковых водогрейных котлов с целью обеспечения возможности их использования для покрытия тепловых нагрузок потребителей;

- установка водогрейных котлов для покрытия перспективных нагрузок потребителей.

2. Строительство новой котельной с целью покрытия перспективных нагрузок, а также увеличение общей мощности энергосистемы Великого Новгорода с учетом обеспечения потребностей перспективного развития экономики и создания запаса мощности и надежности энергетической инфраструктуры для обеспечения перспективного роста промышленности региона, развития производственного сектора.

3. Зоны действия энергоисточников обосновываются технико-экономическими расчетами, в основе которых лежит вычисление радиуса эффективного теплоснабжения по каждому теплоисточнику.

4. Предусматривается перераспределение тепловой нагрузки между зонами действия котельных в целях обеспечения резервов мощности и повышения технико-экономических показателей работы.

5. Обеспечение теплоснабжения проектируемых территорий высокоплотной застройки строящихся микрорайонов.

6. Балансы установленной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия энергоисточников предлагается обеспечить за счет выполнения серий перераспределений тепловой нагрузки и ввода нового оборудования.

7. Теплоснабжение новых строительных фондов в зонах существующих котельных будет обеспечиваться за счет их реконструкции с увеличением тепловой мощности.

8. В зонах нового строительства, не обеспеченных в настоящее время теплоснабжением, генеральным планом предполагается строительство к 2027 году объектов теплоснабжения со спросом тепловой нагрузки около 400 Гкал/ч.

9. Теплоснабжение этих зон предполагается обеспечивать за счет строительства новых котельных на природном газе.

10. Строительство новых энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии должно осуществляться только в согласовании с прогнозами потребности в электроэнергии (мощности), с программами газификации.

11. Строительство новых (особенно расположенных в районах жилой застройки) и эксплуатация существующих энергоисточников должны осуществляться с учетом минимизации вредного воздействия на окружающую среду (атмосферный воздух, водный бассейн, шумовое воздействие).

12. Повышение надёжности систем теплоснабжения будет обеспечено систематической реконструкцией участков трубопроводов тепловых сетей и строительством новых резервирующих перемычек.

13. С 2013 года запрещается присоединение (подключение) внутридомовых систем горячего водоснабжения к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема). К 2022 году все потребители, внутридомовые системы горячего водоснабжения которых были присоединены к тепловым сетям по схемам с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения, должны быть переведены на присоединение внутридомовых систем горячего водоснабжения с использованием последовательной одноступенчатой или параллельной двухступенчатой (в зависимости от отношения нагрузки горячего водоснабжения к нагрузке отопления) схемы подогрева воды питьевого качества в индивидуальных тепловых пунктах. Выбор схемы производится на основании технико-экономических расчетов.

14. До 2027 года основным видом регулирования отпуска теплоты от источника тепловой энергии останется центральное качественное регулирование отпуска тепловой от источника тепловой энергии в зависимости по нагрузке отопления с открытой системой теплоснабжения.

### **1.5 Целевые показатели эффективности систем теплоснабжения**

Существующее состояние теплоснабжения в городе зафиксировано в значениях базовых целевых показателей функционирования систем теплоснабжения города, определенных при анализе существующего состояния.

При полной реализации проектов, предложенных к включению в схему теплоснабжения, должны быть достигнуты целевые показатели развития системы теплоснабжения Великого Новгорода.

Целевые показатели разделены на четыре группы. В первую группу включены показатели физической обеспеченности теплоснабжением потребителей города. Эти показатели и их изменение характеризуют физическую доступность теплоснабжения для потребителей города Великого Новгорода на весь период действия схемы теплоснабжения. Базовые значения целевых показателей группы 1 отражают формирование перспективного



спроса на тепловую мощность и тепловую энергию. Прогноз перспективного спроса на тепловую энергию формирует основные перспективные показатели производственных программ действующих и создаваемых теплоснабжающих и теплосетевых предприятий города в части товарного отпуска тепловой энергии. Данные показатели приведены в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 Целевые показатели развития системы теплоснабжения В. Новгорода. Группа 1

Показатели	Единицы измерения	2015	2020	2027
Площадь жилой застройки, оборудованной отоплением	га	1324,7	1552,0	1952,0
Тепловая нагрузка в зонах действия существующих источников	Гкал/ч	1315,869	1541,7	1996,5
Тепловая нагрузка в зонах действия проектируемых источников	Гкал/ч	-	225,8	454,8
Всего спрос на тепловую мощность в городе	Гкал/ч	1315,869	1541,7	1996,5
Располагаемая тепловая мощность существующих источников	Гкал/ч	2104,526	2465,6	3101,1
Располагаемая тепловая мощность проектируемых источников	Гкал/ч	-	361,0	635,5
Всего располагаемая тепловая мощность источников	Гкал/ч	2104,526	2465,6	3101,1

Вторая группа показателей характеризует энергетическую эффективность, надежность и качество теплоснабжения в зонах действия источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Данные показатели приведены в таблице 1.5.2

Таблица 1.5.2 Целевые показатели развития системы теплоснабжения В. Новгорода. Группа 2

Показатель	Ед. изм.	2015	2020	2027
<b>Котельные МУП «Теплоэнерго»</b>				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	977,207	1003,8	1003,8
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	782,819	873,5	972,5
Собственные нужды	Гкал/ч	15,3	17,6	17,6
Потери тепловой энергии, в % от отпуска в сеть (годовые)	%	12,26%	8,85%	7,10%
Средневзвешенный срок службы оборудования	лет	24	24	26
Прогнозируемый расход топлива	т у.т.	239682	321800	370900
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	152,71	147,5	148,3
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	<b>20,20%</b>	<b>25,68%</b>	<b>29,44%</b>
<b>Прочие котельные</b>				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	55,319	55,319	55,319
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	45,05	49,6	52,1

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Собственные нужды	Гкал/ч	1,5	2,2	2,2
Потери тепловой энергии, в % от отпуска в сеть (годовые)	%	7,5%	8,5%	9,5%
Средневзвешенный срок службы оборудования	лет	5	8	20
Прогнозируемый расход топлива	т у.т.	42927	47262	49645
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	152,7	152,7	152,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	9,81%	14,08%	12,46%
<b>ТЭЦ</b>				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1072	1072	1072
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	488	568	818
Собственные нужды	Гкал/ч	16,5	19,2	19,2
Потери тепловой энергии, в % от отпуска в сеть (годовые)	%	7,5%	8,5%	9,5%
Средневзвешенный срок службы оборудования	лет	3	6	18
Прогнозируемый расход топлива	т у.т.	342883	399093	574750
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	152,7	152,7	152,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	19,1%	24,8%	27,6%

Третья группа показателей характеризует энергетическую эффективность, надежность и качество теплоснабжения в зонах действия котельных различной принадлежности. Данные показатели приведены в таблице 1.5.3

Таблица 1.5.3 Целевые показатели развития системы теплоснабжения В. Новгорода. Группа 3

Показатель	Ед. изм.	2015	2020	2027
<b>Котельные МУП «Теплоэнерго»</b>				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	977,207	1003,8	1003,8
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	782,819	873,5	972,5
Собственные нужды	Гкал/ч	15,3	17,6	17,6
Потери тепловой энергии, в % от отпуска в сеть (годовые)	%	12,26%	8,85%	7,10%
Средневзвешенный срок службы оборудования	лет	24	24	26
Прогнозируемый расход топлива	т у.т.	239682	321800	370900
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	152,71	147,5	148,3
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	20,20%	25,68%	29,44%
<b>Прочие котельные</b>				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	55,319	55,319	55,319
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	45,05	49,6	52,1
Собственные нужды	Гкал/ч	1,5	2,2	2,2

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Потери тепловой энергии, в % от отпуска в сеть (годовые)	%	7,5%	8,5%	9,5%
Средневзвешенный срок службы оборудования	лет	5	8	20
Прогнозируемый расход топлива	т у.т.	42927	47262	49645
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	152,7	152,7	152,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	9,81%	14,08%	12,46%
<b>Новые котельные</b>				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	-	20,984	272,584
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	-	16,6	252,1
Собственные нужды	Гкал/ч	-	2,6	12,3
Потери тепловой энергии, в % от отпуска в сеть (годовые)	%	-	8,5%	9,5%
Средневзвешенный срок службы оборудования	лет	-	1	13
Прогнозируемый расход топлива	т у.т.	-	17667	229490
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	152,7	152,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	20,9%	12,1%

Четвертая группа показателей характеризует развитие систем теплоснабжения города в части тепловых сетей. Данные показатели приведены в таблице 1.5.4

Таблица 1.5.4 Целевые показатели развития системы теплоснабжения В. Новгорода. Группа 4

Показатель	Ед. изм.	2015	2020	2027
Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей	м <sup>2</sup>	24619	27546,7	30474,4
Потери тепловой энергии, в т.ч.:				
через изоляционный слой теплопроводов	тыс. Гкал	17,03	19,1	20,4
с утечкой теплоносителя	т/ч	10,912	12,2	13,0

К дополнительным целевым показателям функционирования теплоснабжения городского округа отнесены показатели воздействия последствий функционирования источников теплоснабжения на атмосферный воздух. Данные показатели приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5.5 Целевые показатели развития системы теплоснабжения В. Новгорода. Группа 5

Вещество	Валовые выбросы загрязняющих веществ, т/год		
	2012	2027	Изменение
Оксиды азота (0301+0304)	28168,7	37071,3	8902,6 (+31,6%)
Сера диоксид (0330)	36118,3	35845,0	-273,3 (-7,5%)
Сажа (0328)	1228,7	1024,2	-204,5 (-16,6 %)
Углерод оксид (0337)	6763,4	7852,2	1088,8 (+16,0%)
Взвешенные вещества (Зола древесная) (2902)	7,4	7,4	0 (-100%)
Зола углей (2908)	1808,5	2282,4	473,9 (+26,2%)
Зола углей (3714)	19377,8	14588,1	-4789,7 (-24,3%)
Справочно: суммарная тепловая нагрузка потребителей города	5873,3	9538,8	3665,5 <b>(+62%)</b>

## 1.6 Площадь строительных фондов и приросты площадей строительных фондов

Перспективные зоны развития системы теплоснабжения города определены Генеральным планом развития Великого Новгорода и

В пределах городской черты имеется значительное количество свободных от застройки земель – это Деревяницкий и Псковский жилые районы.

При сложившейся градостроительной ситуации развитие города возможно главным образом за счет Псковского и Деревяницкого жилых районов (в пределах городской черты) и частично за счет дальнейшей реконструкции.

В южном направлении размещение строительства предполагается на территории существующего аэродрома и земель 147, 152 кварталов (свободные территории от застройки) – Псковский жилой район.

Достоинством варианта являются: раскрытие застройки в сторону южных ветров, а также создание наиболее благоприятных экологических условий для жителей города – удаленность от промышленных зон и близость к озеру Ильмень.

Вместе с тем, направление обладает недостатками:

- необходимость в сложных и дорогостоящих мероприятиях по инженерной подготовке территории частично затапливаемой (1%) паводком;

- удаленность жилых районов от мест приложения труда и общегородского центра, что влечет за собой большие трудности в организации транспортного обслуживания населения.

В северо-восточном направлении, развитие города соответствует решению генерального плана 1988г. (институт «Гипрогор») - Деревяницкий жилой район.

Жилищное строительство развивается на правом берегу Волхова на наиболее высоких и удобных территориях города, хорошо связанных с историческим ядром города и зонами отдыха. Кроме того, развитие города по II варианту подхватывает историческую традицию развития Великого Новгорода вдоль реки, наряду с появлением линейного города – параллельное строительство в одном направлении жилья и промышленности. Это способствует ликвидации диспропорции зонирования селитебных территорий.

С точки зрения организации транспортного обслуживания направление является наиболее благоприятным. В связи с развитием города и направлении, параллельном промышленной зоне и формированием общегородского центра по обоим берегам Волхова обеспечивается наилучшая доступность населения, как к местам приложения труда, так и к объектам культурно-бытового назначения.

Организация транспортных связей по новым направлениям позволит решить одну из главных задач проекта - изоляцию исторической зоны Великого Новгорода от транзитного движения транспорта. Средневзвешенные затраты времени на трудовые передвижения составляют 29,3 мин.

Недостатком направления является необходимость строительства четвертого моста (Деревяницкого) через р.Волхов, связанная с тем, что основные места приложения труда размещены в левобережной части города.

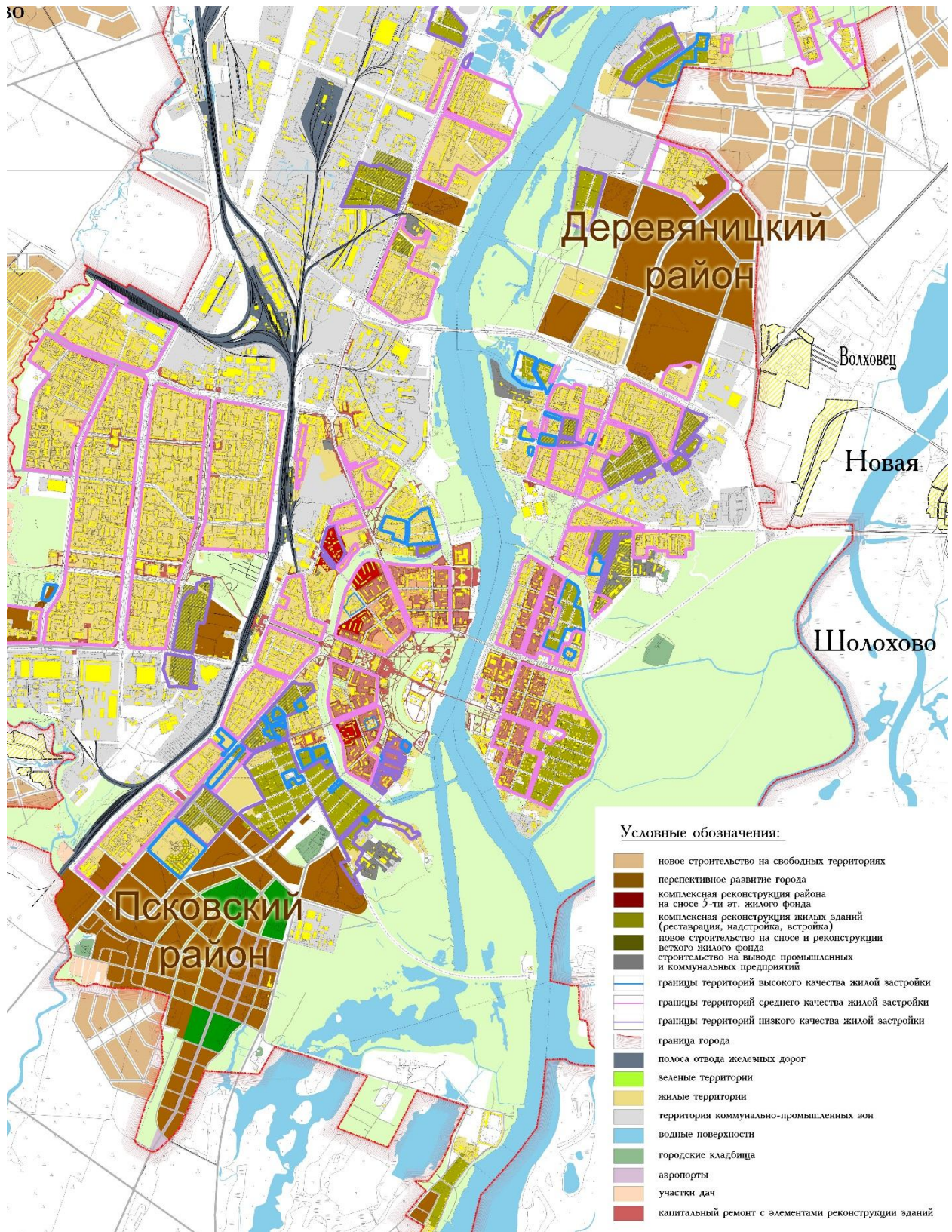


Рисунок 1.6.1 Схема реконструкции и развития Великого Новгорода

## 1.7 Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и прогноз перспективного спроса на тепловую мощность

### 1.7.1 Объемы потребления тепловой энергии с разделением по видам теплоснабжения

Перечень котельных г.Великий Новгород с указанием зон действия приведен в таблице 1.7.1

Таблица 1.7.1 Существующие источники теплоснабжения г. Великий 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 № 22М	д. Трубичино, ул. Наволоцкая, д.2	д. Трубичино,	д. Трубичино,
24	Котельная № 23	Б.Московская ул., 25а	20	20
25	Котельная № 24	пос. Волховский, Керамическая ул., 4/1	241	241
26	Котельная № 25М	ул. Нехинская, 55В	143	143
27	Котельная № 26	Тихвинская ул., 13, к.1	94	94,87
28	Котельная № 27	ул.Т.Фрунзе-Оловянка, 21а	20	20
29	Котельная № 28М	ул.Завокзальная, д.5корп.2	7 мкр	7мкр
30	Котельная № 29	пр. К.Маркса, 11а	114	114,7 мкр
31	Котельная № 30	ул. Заставная, 2, к.7	10	10
32	Котельная № 31	Михайлова ул., 11а	38	38,41,27
33	Котельная № 33	пос. Кречевицы	200	200
34	Котельная № 34	Б.С.-Петербургская ул.,39 стр.4	116	106,116,240
35	Котельная № 35М	Береговая ул., 7	16мкр	16мкр
36	Котельная № 36	ул. Кочетова, 35 к.5	8 мкр	8 мкр

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№ п/п	Номер котельной	Адрес котельной	Административные единицы квартала (микрорайоны)	Зона действия отопительных котельных
37	Котельная № 37	Береговая ул., 51 к.1	17 мкр	17 мкр
38	Котельная № 38	Б.С.-Петербургская ул., 112	238	238
39	Котельная № 39	ул. Рахманинова, 11, к.2	29	29
40	Котельная № 40	ул.Ломоносова, 27 к.3	7 мкр	7 мкр
41	Котельная № 41	ул. Щусева, 9	239	238,239
42	Котельная № 42	ул. П.Левитта, 22 к.1	238	238
43	Котельная № 43а	Парковая ул., 5 к.1	4	4,15
44	Котельная № 44	ул.Державина, 1 к.2	6мкр	6 мкр.15кв
45	Котельная № 45	Козьмодемьянская ул., 3а	87	87,94
46	Котельная № 46	ул. Свободы, 15, к.1	4 мкр	4 мкр
47	Котельная № 46а	ул. Свободы, 15, к.1	4 мкр	4 мкр
48	Котельная № 47М	Кремль	112	112
49	Котельная № 48	Витославицы, стр.2	150	150
50	Котельная № 49	Б.Московская ул., 114	29	28,29
51	Котельная № 50а	Григоровское ш., 29, к.4	3 мкр	3 мкр
52	Котельная № 51М	ул.М.Джалилия-Духовская, 24, к.1	237	237
53	Котельная № 52М	ул. Михайлова, 42	30	30
54	Котельная № 53М	Сырковское ш. 36	234	234
55	Котельная № 54	ул. Попова, 6 к.4	5 мкр	5 мкр
56	Котельная № 56М	наб. Невского, 1а	27	27
57	Котельная № 57	ул.П.Левитта, 10, к.3	238	238
58	Котельная № 58М	пр. Корсунова, 30	232	232
59	Котельная № 59М	ул. Б.С.-Петербургская, 76 к.1	236	236
60	Котельная № 60	ул.Ломоносова, 28, к.1	6 мкр	6 мкр
61	Котельная № 61	пр.Мира, 19, к.3	5 мкр	5 мкр
62	Котельная № 62	Псковская ул., 24, к.1	130	130
63	Котельная № 63	ул. Менделеева, 5	2 мкр	2 мкр
64	Котельная № 64	ул. Германа, 23а	116	116,107,106,115
65	Котельная № 65	Октябрьская ул., 4, к.3	146	146
66	Котельная № 66	Б.С.-Петербургская ул., 161а	120	120
67	Котельная № 68М	Б.Московская ул., 49, к.4	14	14
68	Котельная № 69	ул. Нехинская, 1а	143	143
69	Котельная № 70	Береговая ул.,56, стр.1	17 мкр	17 мкр
70	Котельная № 71 (ЛБК)	Сырковское ш.,23	233	233,234,117,232. 8 мкр,9 мкр,10 мкр,11 мкр, 12 мкр,13 мкр

Существующие подключенные нагрузки к источникам теплоснабжения в целом по г. Великий Новгород приведены в таблице 1.7.2



Таблица 1.7.2 Существующие подключенные нагрузки к источникам теплоснабжения в целом по г. Великий Новгород

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час			Подключенная мощность, Гкал/час				Процент загрузки котельной
	итого:		Всего по котельной	Отопление	Вентиляция	Горячая вода	Всего по котельной	
	отопление	горячая вода						
1	22,765	0,000	22,765	16,937	1,314	5,546	23,797	104,5
2	4,630	0,000	4,630	3,378	0,754	0,000	4,132	89,2
3а	2,600	0,000	2,600	2,721	0,327	0,000	3,048	117,2
4	5,050	1,300	6,350	5,018	0,000	0,376	5,394	84,9
5	8,000	2,250	10,250	6,450	0,190	0,817	7,457	72,8
6	7,050	1,501	8,551	6,747	0,411	0,510	7,668	89,7
7	8,900	1,600	10,500	5,538	0,000	1,792	7,330	69,8
7а	8,400	0,000	8,400	6,795	0,000	0,000	6,795	80,9
8	3,900	1,300	5,200	4,208	0,000	0,816	5,024	96,6
9	6,600	2,900	9,500	5,311	0,176	2,093	7,580	79,8
10	13,000	0,000	13,000	6,944	0,216	4,625	11,785	90,7
11М	3,405	0,000	3,405	1,198	0,082	0,263	1,543	45,3
12	10,500	0,000	10,500	9,745	0,000	0,000	9,745	92,8
13	7,720	0,000	7,720	2,692	1,048	0,891	4,631	60,0
14	7,100	1,300	8,400	5,262	0,000	0,973	6,235	74,2
15	11,180	0,000	11,180	7,027	0,176	4,631	11,834	105,8
16	21,280	0,000	21,280	12,691	0,062	10,637	23,390	109,9
17	5,750		5,750	2,494	0,000	3,154	5,648	98,2
18	0,620	0,000	0,620	0,636	0,075	0,000	0,711	114,7
19	2,150	0,000	2,150	1,205	0,147	0,886	2,238	104,1
20	8,000	1,155	9,155	4,879	0,000	0,746	5,625	61,4
21	2,800	1,668	4,468	1,701	0,000	1,418	3,119	69,8
22М	1,000	0,000	1,000	0,792	0,000	0,562	1,354	135,4
23	5,600	2,150	7,750	5,219	0,000	0,281	5,500	71,0
24	16,440	0,000	16,440	8,363	0,819	1,730	10,912	66,4
25М	0,912		0,912	0,188	0,000	0,000	0,188	20,6
26	4,024	1,300	5,324	2,863	0,000	0,788	3,651	68,6
27	4,500	1,187	5,687	3,326	0,286	0,995	4,607	81,0
28М	5,650	0,000	5,650	1,966	0,387	2,441	4,794	84,8
29	10,500	1,300	11,800	7,228	0,214	0,441	7,883	66,8
30	7,850	0,000	7,850	6,424	0,000	0,336	6,760	86,1
31	7,300	0,000	7,300	5,539	0,000	0,000	5,539	75,9
32М	2,752	0,000	2,752	1,123	0,000	1,194	2,317	84,2
33	24,505	0,000	24,505	7,734	0,088	1,129	8,951	36,5
34	51,848	0,000	51,848	21,029	0,189	4,882	26,100	50,3
35	1,186	0,000	1,186	0,905	0,000	0,144	1,049	88,4

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час			Подключенная мощность, Гкал/час				Процент загрузки котельной
	итого:		Всего по котельной	Отопление	Вентиляция	Горячая вода	Всего по котельной	
	отопление	горячая вода						
36	24,900	0,000	24,900	17,898	0,164	7,762	25,824	103,7
37	4,800	1,186	5,986	3,184	0,033	2,498	5,715	95,5
38	19,500	0,000	19,500	11,088	0,331	6,270	17,689	90,7
39	6,800	3,200	10,000	4,787	0,105	2,810	7,702	77,0
40	4,800	2,650	7,450	2,212	0,449	1,821	4,482	60,2
41	24,900	0,000	24,900	12,875	0,048	8,775	21,698	87,1
42	3,459	1,118	4,577	3,097	0,000	0,334	3,431	75,0
43а	19,770	0,000	19,770	9,463	0,041	3,657	13,161	66,6
44	19,500	0,000	19,500	9,577	2,039	8,547	20,163	103,4
45	2,580	0,000	2,580	2,499	0,000	0,000	2,499	96,9
46	7,750	0,000	7,750	5,729	0,000	0,000	5,729	73,9
46а	8,000	4,800	12,800	6,928	0,000	2,567	9,495	74,2
47М	3,270	0,000	3,270	2,927	0,072	0,000	2,999	91,7
48	0,077	0,000	0,077	0,090	0,000	0,000	0,090	116,9
49	11,200	6,300	17,500	12,248	0,380	5,641	18,269	104,4
50а	12,580	3,200	15,780	10,961	0,000	1,911	12,872	81,6
51	4,300	0,000	4,300	3,288	0,100	0,069	3,457	80,4
52М	0,620	0,000	0,620	0,524	0,000	0,000	0,524	84,5
53М	0,912	0,000	0,912	0,377	0,000	0,276	0,653	71,6
54	8,900	0,000	8,900	6,589	0,065	0,000	6,654	74,8
55М	1,238	0,000	1,238	0,545	0,000	0,584	1,129	91,2
56М	0,912	0,000	0,912	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0
57	16,440	0,000	16,440	8,657	1,576	3,685	13,918	84,7
58М	0,715	0,000	0,715	0,000	0,000	0,660	0,660	92,3
59М	0,809	0,000	0,809	0,756	0,000	0,144	0,900	111,2
60	10,500	2,250	12,750	9,593	0,051	2,448	12,092	94,8
61	7,300	5,720	13,020	5,909	0,141	4,894	10,944	84,1
62	15,650	0,000	15,650	11,762	0,088	2,710	14,560	93,0
63	56,265	0,000	56,265	29,764	0,657	8,219	38,640	68,7
64	25,227	0,000	25,227	13,681	1,413	9,997	25,091	99,5
65	9,380	1,300	10,680	7,138	0,048	1,315	8,501	79,6
66	6,400	2,750	9,150	4,433	0,332	3,324	8,089	88,4
67М	2,494	0,000	2,494	1,134	0,000	1,098	2,232	89,5
68	10,830	0,000	10,830	8,060	0,112	1,107	9,279	85,7
69	2,080	0,000	2,080	0,680	0,000	0,201	0,881	42,4
70	2,182	1,576	3,758	1,046	0,000	0,725	1,771	47,1
71 ЛБК	238,596	0,000	238,596	122,414	9,455	64,535	196,404	82,3
72М	2,236	0,000	2,236	0,817	0,000	1,053	1,870	83,6

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час			Подключенная мощность, Гкал/час				Процент загрузки котельной
	итого:		Всего по котельной	Отопление	Вентиляция	Горячая вода	Всего по котельной	
	отопление	горячая вода						
73К	0,988	0,000	0,988	0,536	0,000	0,457	0,993	100,5
74К	0,988	0,000	0,988	0,355	0,039	0,334	0,728	73,7
75К	0,756	0,000	0,756	0,345	0,000	0,371	0,716	94,7
76К	0,578	0,000	0,578	0,189	0,000	0,109	0,298	51,6
77К	1,926	0,000	1,926	1,157	0,176	0,738	2,071	107,5
78	16,920	0,000	16,920	7,015	0,267	4,934	12,216	72,2

Данные по выработке тепловой энергии (мощности) по каждому источнику приведены в таблице 1.7.3.

Таблица 1.7.3 Выработка тепловой энергии по источникам за 2011-2013 годы

№ котельной	Выработка тепла, 2011, Гкал	Выработка тепла, 2012, Гкал	Выработка тепла, 2013, Гкал
1	50640	52922	34403,74
2	3343	0	0,00
3а	5893	4834	3303,86
4	11655	11589	6984,33
5	15344	15545	9476,45
6	16980	16350	9923,01
7	13943	13800	9555,42
7А	15260	15806	10280,56
8	10514	10461	6582,92
9	14648	14317	9321,30
10	9368	12354	9758,02
11	3906	3888	2520,54
12	21597	20874	13430,96
13	3940	4215	4359,32
14	11314	11018	6944,64
15	23821	22668	14249,06
16	48105	45011	30649,40
17	8781	8650	5749,64
18	1693	1713	1148,24
19	3651	3614	2477,41
20	10821	10457	7072,52
21	5166	4578	6070,90
22	2106	1568	751,93
23	12654	12219	7519,77
24	19356	17799	13133,72
25	528	519	324,09
26	6763	5871	3978,82
27	8404	8018	5335,57
28	1730	5771	4718,87
29	17982	17544	10711,56
30	14044	13819	9265,35
31	11959	11836	7894,70

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№ котельной	Выработка тепла, 2011, Гкал	Выработка тепла, 2012, Гкал	Выработка тепла, 2013, Гкал
32	0	0	2365,65
33	18332	19294	11744,22
34	61204	67904	46379,48
35	2572	2291	1068,43
36	63008	50184	29610,31
37	9833	9625	6781,43
38	36385	35358	21580,55
39	18549	18231	10790,55
40	7455	6949	4628,71
41	48665	45877	32486,58
42	9819	8745	5814,98
43	32622	31624	20112,90
44	38044	36167	22333,87
45	5055	5088	3154,31
46	12178	11919	7555,15
46а	17768	17019	10457,20
47	6767	6676	4234,80
48	240	252	147,15
49	39185	37413	25032,85
50	27875	25783	15686,67
51	7539	7569	4697,44
52	1067	1141	668,27
53	1325	1327	759,60
54	11336	11240	7823,86
55	0	0	1087,13
56	217	282	180,68
57	23207	23443	14934,22
58	905	1178	868,49
59	1675	1577	1006,89
60	27827	26450	16554,49
61	17830	15485	10164,11
62	31468	29903	19768,89
63	92511	77261	46618,34
64	38296	37444	25612,73
65	17808	16832	11100,41
66	14603	13643	9835,70
67	0	0	2109,54
68	20635	19960	12655,61
69	1598	1569	0,00
70	4254	4664	2972,37
<b>Итого</b>	<b>1175569</b>	<b>1126995</b>	<b>739281</b>

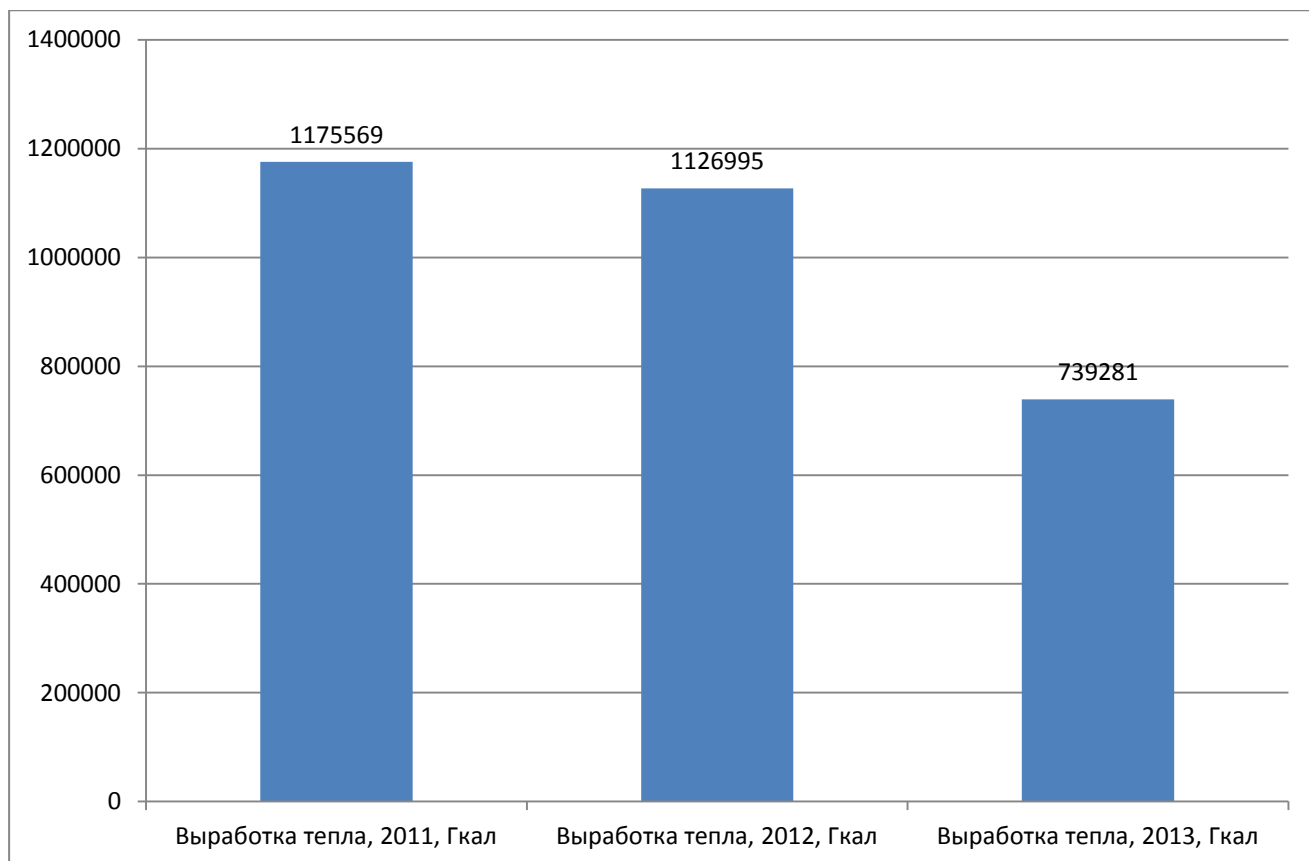


Рисунок 1.7.1. Суммарная выработка тепловой энергии по источникам теплоснабжения за 2011-2013 годы, Гкал/год

Анализ приведенных данных таблицы 1.7.3 и рисунка 1.7.1 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.

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 1.7.4 и на рисунке 1.7.2.

Таблица 1.7.4 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
Реализация	4523,32	8840,72	3733,58	9785,02	8276,05	2902,42	8526,28	4091,31	5100,54	6964,77	7845,45	6223,89	7635,91	4678,79		3880,51

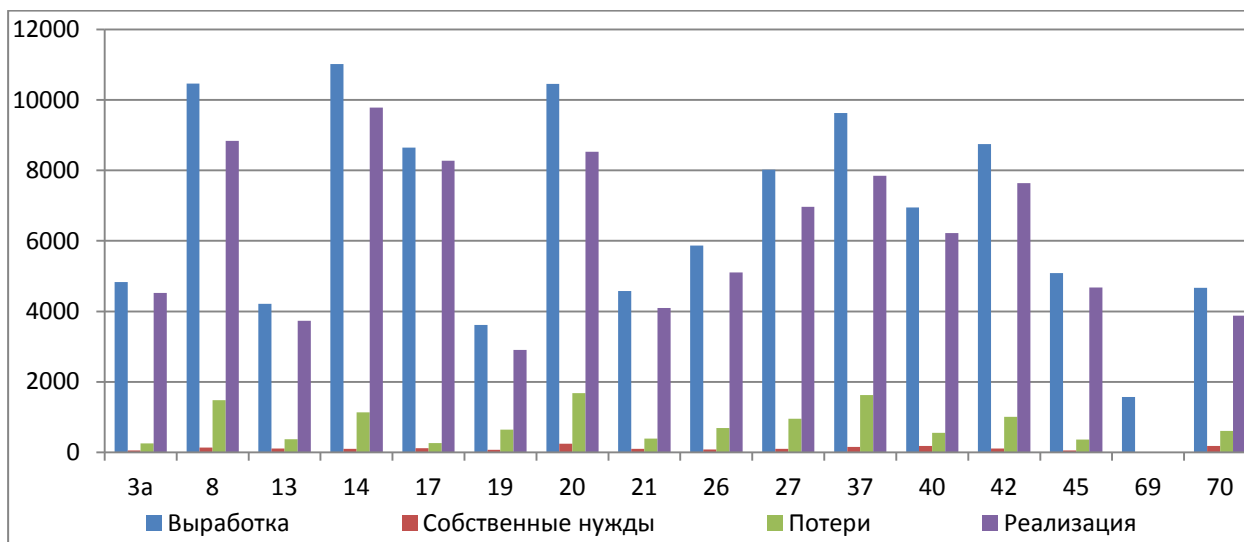


Рисунок 1.7.2. Данные по выработке и потреблению тепловой энергии для котельных с реализацией до 10000 Гкал/год

По приведенным данным (таблица 1.7.4) можно сделать вывод о том, что выработка и потребление тепловой энергии для котельных до 10000 Гкал/год имеет стабильный характер. Однако, по ряду источников (котельные 8, 20, 37) наблюдаются повышенные (до 17%) потери тепловой энергии.

Данные по выработке и потреблению тепловой энергии (мощности) для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год приведены в таблице 1.7.5 и на рисунке 1.7.3.

Таблица 1.7.5 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной																				
	4	5	6	7	7а	9	10	12	23	24	29	30	31	33	39	46	46а	54	61	65	66
Выработка	11589,17	15544,62	16350,12	13799,93	15806,43	14316,85	12353,68	20873,66	12218,77	17799,41	17543,61	13818,54	11835,73	19294,1	18230,68	11919,41	17019,22	11240,26	15484,67	16832,04	13642,76
Собственные нужды	260,9	482,6	170,5	205	142,7	243,7	153,5	183,1	214,5	693,1	189,5	128,5	120,8	1640,4	331,4	90	293,1	119,4	283,5	244,7	231,1

Потери	824,32	1404,59	1395,86	2312,54	1972,86	1521,05	510,68	1681,11	1052	1307,18	1875,76	855,04	1415,7	2710,28	1392,74	779,35	1522,91	693,9	1464,86	1504,12	1218,03
Реализация	10503,95	13657,43	14783,76	11282,39	13690,87	12552,1	11689,5	19009,45	10952,27	15799,13	15478,35	12835	10299,23	14943,42	16506,54	11050,06	15203,21	10426,96	13736,31	15083,22	12193,63

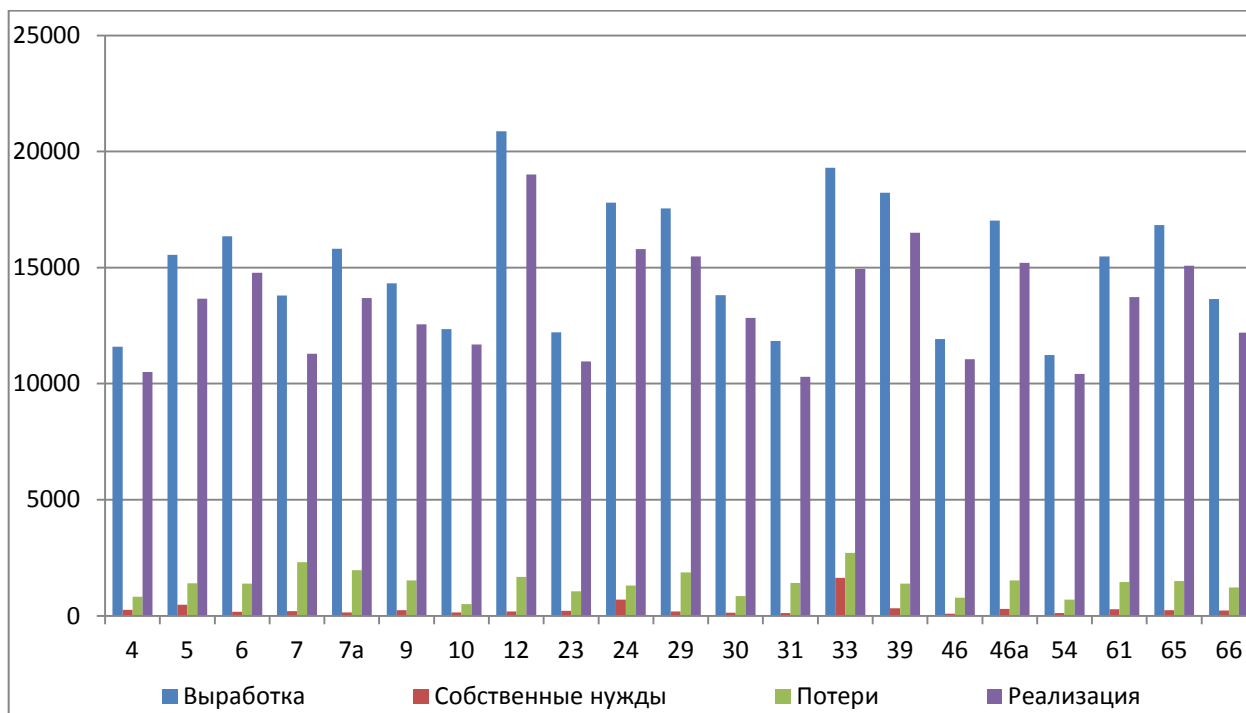


Рисунок 1.7.3. Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год

По приведенным данным (таблица 1.7.5) можно сделать вывод о том, что выработка и потребление тепловой энергии для котельных до 20 тыс. Гкал/год имеет стабильный характер. Однако, по ряду источников (котельные 7, 33) наблюдаются повышенные (до 14%) потери тепловой энергии по сравнению с другими источниками.

Аналогичные выводы можно сделать по средним и крупным котельным (таблица 1.7.6, рисунки 1.7.4).

Таблица 1.7.6 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

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

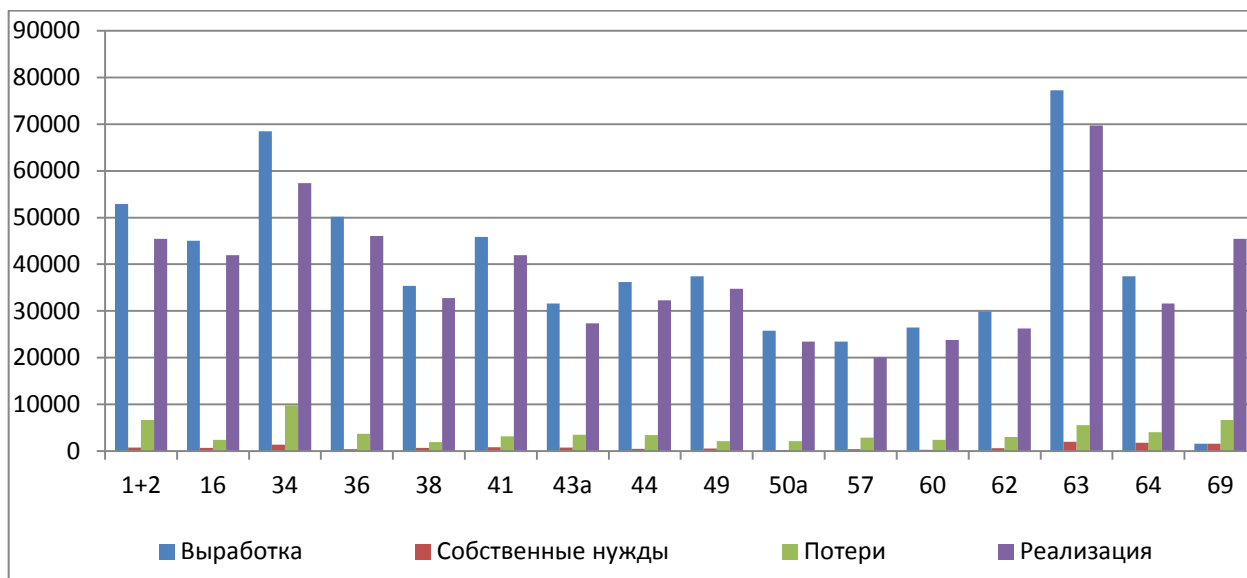


Рисунок 1.7.4 Данные по выработке и потреблению тепловой энергии (мощности) для котельных с реализацией до 100000 Гкал/год

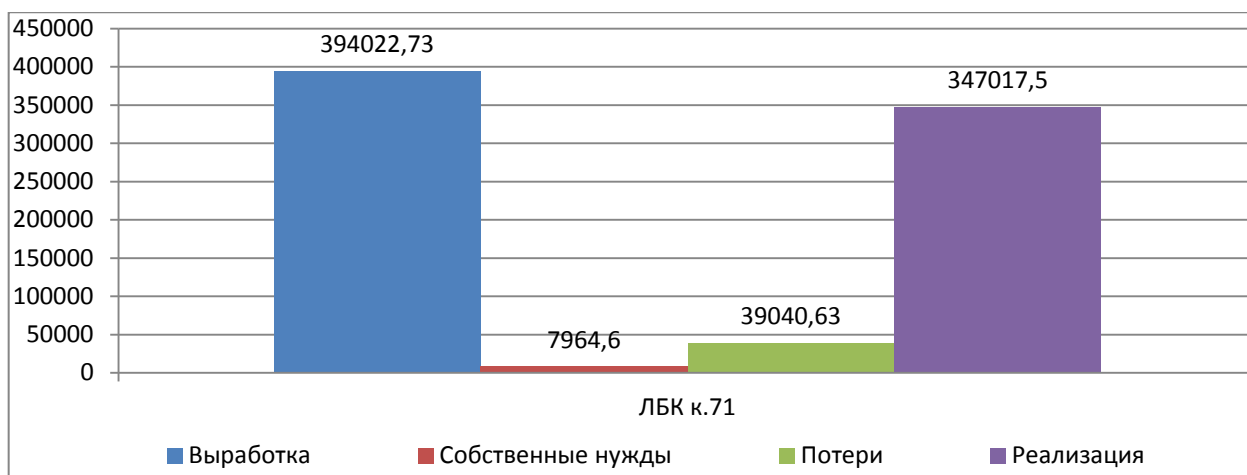


Рисунок 1.7.5 Выработка и потребление тепловой энергии для котельной №71 ЛБК с реализацией до 500000 Гкал/год

Информация о фактическом потреблении тепловой энергии с разделением по категориям потребителей тепловой энергии за 2011-2013 годы приведена в таблице 1.7.7. и на рисунке 1.7.6 Значения потребления тепловой энергии абонентами г.Великий Новгород с разделением по типу потребителей представлены в таблице 1.4.6.



Таблица 1.7.7 Потребление тепловой энергии потребителями г.Великий Новгород

Потребители	Потребление тепловой энергии Гкал/год		
	2011	2012	2013 (1 полугодие)
Жилой фонд (население)	732909,211	726896,038	453064,990
Бюджетные организации и учреждения	182749,494	187238,715	128440,081
Прочие потребители	148337,265	153082,716	107818,360
<b>ИТОГО:</b>	<b>1066006,970</b>	<b>1069229,469</b>	<b>689323,431</b>



Рисунок 1.7.6 Потребление тепловой энергии абонентами котельных г.Великий Новгород.

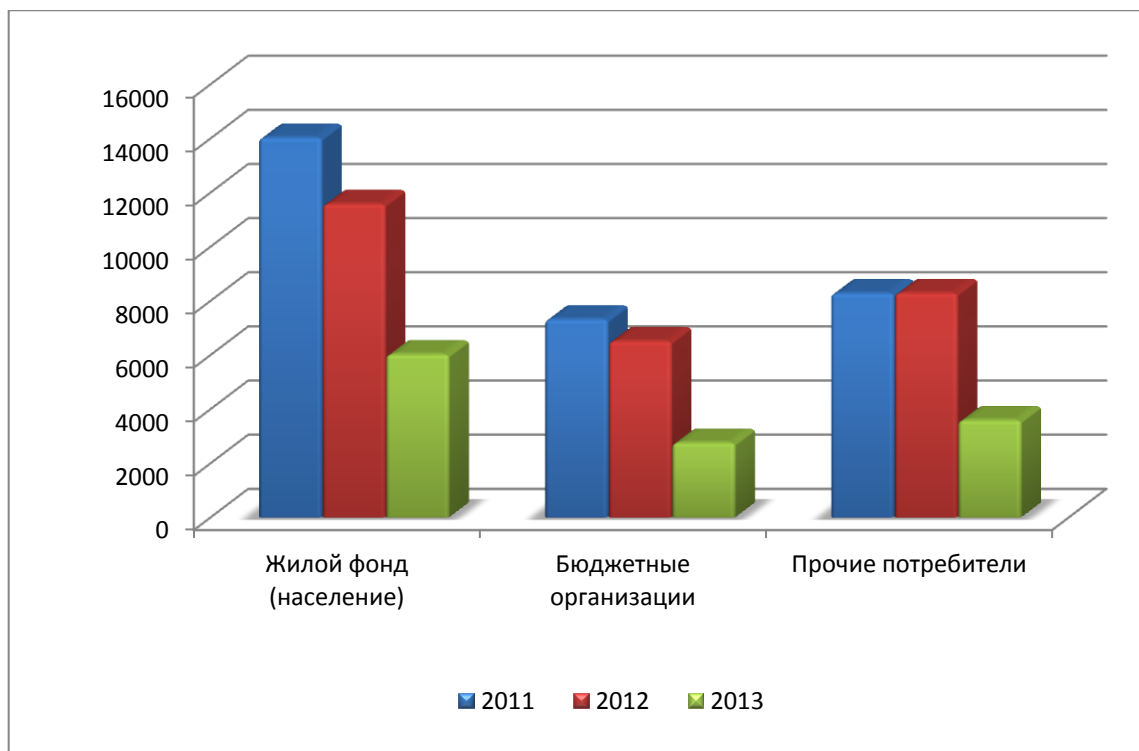


Рисунок 1.7.7 Потребление тепловой энергии абонентами от котельных г.Великий Новгород за 2011, 12 и 1 полугодие 2013 года

Как видно из рисунков наибольшее количество тепловой энергии (43,9%) потребляется на нужды отопления и горячего водоснабжения для населения.

Вместе с тем, анализируя рисунок 1.7.7, можно наблюдать тенденцию к снижению потребления тепловой энергии потребителями всех рассматриваемых групп.

## 1.7.2 Прогноз перспективного спроса на тепловую мощность

### Деревяницкий район

В настоящее время теплоснабжение завода «Стекловолокно» и существующей застройки 4 микрорайона осуществляется от котельной завода «Стекловолокно». Областная детская многопрофильная больница, роддом обеспечиваются теплом от котельной № 67 МУП «Теплоэнерго».

Существующая и ранее запроектированная жилая застройка юго-восточной части микрорайона № 1 снабжается теплом от местной котельной № 17 МУП «Теплоэнерго». Частный сектор Деревяницкого района отапливается печами.

Потребность в тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение жилых микрорайонов проектируемого района определена на основании СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети», исходя из численности населения и величины общей площади жилых зданий, обеспечиваемой централизованным теплоснабжением.

Тепловые нагрузки общественных и административных зданий внегородского,

городского и районного значения определены по укрупненным показателям по строительному объему зданий и проектам-аналогам.

Расчеты выполнены для расчетной температуры наружного воздуха на отопление – 27°C.

Источником теплоснабжения и горячего водоснабжения 5-16 этажных жилых административных и общественных зданий 1,2,3,4,5 микрорайонов Деревяницкого жилого района застройщиком предусматриваются 10 проектируемых модульных автономных котельных, общей тепловой нагрузкой 118 Гкал/час.

В малоэтажных индивидуальных и блокированных домах 3 и 5 микрорайонов предполагается поквартирная установка автоматизированных котлов полной заводской готовности с герметичной камерой сгорания.

Таблица 1.7.8 Тепловые нагрузки Деревяницкого района

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Q <sub>о</sub> Отоп- ление	Q <sub>в</sub> Вентиляция	Q <sub>г.в</sub> ГВС	Σ Q <sub>о</sub> + Q <sub>в</sub> + Q <sub>г.в</sub>
<b>Микрорайон № 1</b>					
<b>Котельная № 1</b>					
1	Жилые здания и	6,884		6,074	12,958
2	Учреждения обслуживания населения: - общественно деловой центр	1,068	0,284	0,540	1,892
Потери 5%:					0,743
Итого с потерями:					<b>15,593</b>
<b>Котельная № 2</b>					
1	Жилые здания с	6,322		5,262	11,584
2	Детский сад-ясли на 340мест (2шт.), школа на 1400 учащихся	0,981	0,846	0,468	2,295
Потери 5%:					0,694
Итого с потерями:					<b>14,573</b>
<b>Суммарная тепловая нагрузка на 1 и 2 котельные 1 мкр.</b>		<b>13,206</b>	<b>0</b>	<b>11,336</b>	<b>24,542</b>
Итого с потерями:					<b>30,166</b>
<b>Микрорайон № 2</b>					
<b>Котельная № 3</b>					
1	Жилые здания	7,83		7,52	15,35
2	Учреждения обслуживания населения	1,216		0,67	1,886
Потери 5%:					0,862
Итого с потерями:					<b>18,098</b>

<b>Котельная № 4</b>					
1	Жилые здания с детским садом-яслями (2шт.), школой	7,635		5,977	13,612
	Детский сад-ясли (2шт.), школа	1,186	0,916	0,533	2,635
Потери 5%:					0,812
Итого с потерями:					<b>17,059</b>
<b>Суммарная тепловая нагрузка на 1 и 2 котельные 1 мкр.</b>		<b>15,465</b>	<b>0</b>	<b>13,497</b>	<b>28,962</b>
		<b>Итого с потерями:</b>			<b>35,157</b>
<b>Микрорайон № 3</b>					
<b>Котельная № 13</b>					
1	Жилые дома	6,41		2,51	8,92
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
3	Детский сад	0,21		0,19	0,4
Потери 10%:					0,972
<b>Итого с потерями:</b>					<b>10,692</b>
<b>Микрорайон № 4 (проектируемая часть)</b>					
<b>Котельная № 14</b>					
1	Жилые здания	4,77		2,01	6,78
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
Потери 10%:					0,72
<b>Итого с потерями:</b>					<b>7,9</b>
<b>Микрорайон № 5</b>					
<b>Котельная № 15</b>					
1	Жилые здания	3,19		1,08	4,27
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
3	Детский сад	0,21		0,19	0,4
4	Школа	0,845		0,214	1,059
Потери 10%:					0,613
<b>Итого с потерями:</b>					<b>6,742</b>
<b>Котельная № 16</b>					
	Гостиница	1,72		0,86	2,58
Потери 10%:					0,26
<b>Итого с потерями:</b>					<b>2,84</b>
<b>Котельная № 17</b>					
1	Жилые здания	5,08		1,4	6,48
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
Потери 10%:					0,69
<b>Итого с потерями:</b>					<b>7,57</b>
<b>Котельная № 18</b>					
1	Жилые здания	3,93		1,27	5,2
Потери 10%:					0,52

Итого с потерями:				<b>5,72</b>
<b>Суммарная тепловая нагрузка по котельным 15,16,17 и 18 5 микрорайон</b>	<b>15,395</b>	<b>0</b>	<b>5,394</b>	<b>20,789</b>
	<b>Итого с потерями:</b>			<b>22,872</b>
<b>Итого по ДЕРВЯНИЦКОМУ р-ну:</b>				<b>106,787</b>
- Учрежд. обл. населения	8,276	2,046	4,425	14,747
- Жилой фонд	52,051	0	33,103	85,154
- Потери				6,886

Суммарная потребность района в тепловой энергии до 2027 года составит 106,787 Гкал/ч.

Система теплоснабжения предусматривается закрытая по 4-х трубной тупиковой схеме. Приготовление горячей воды производится непосредственно в котельных с установкой в них пластинчатых теплообменников.

Прокладка сетей теплоснабжения принята подземной бесканальной в ППУ изоляции.

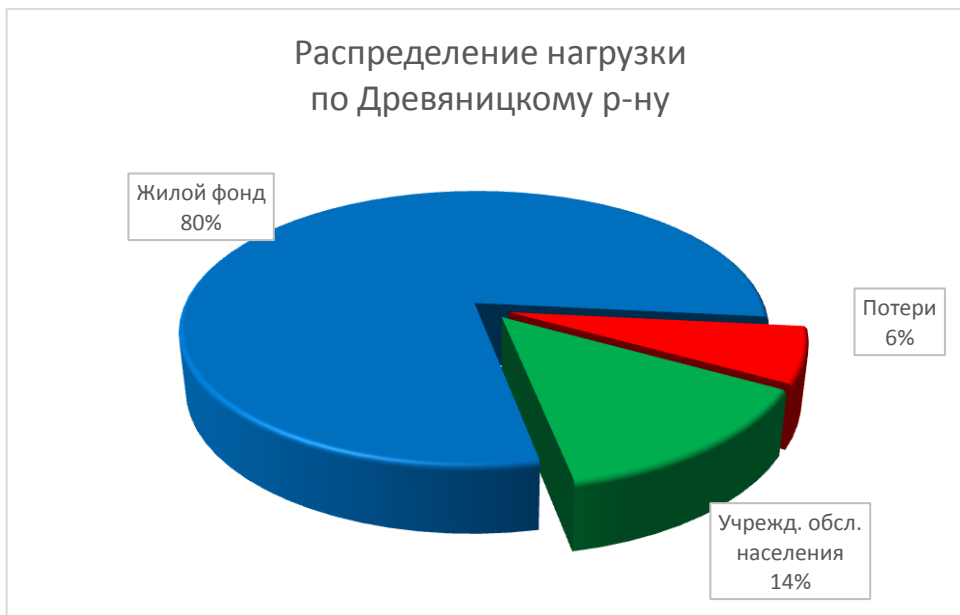


Рисунок 1.7.8 Распределение тепловой нагрузки Деревяницкого района по видам потребителей

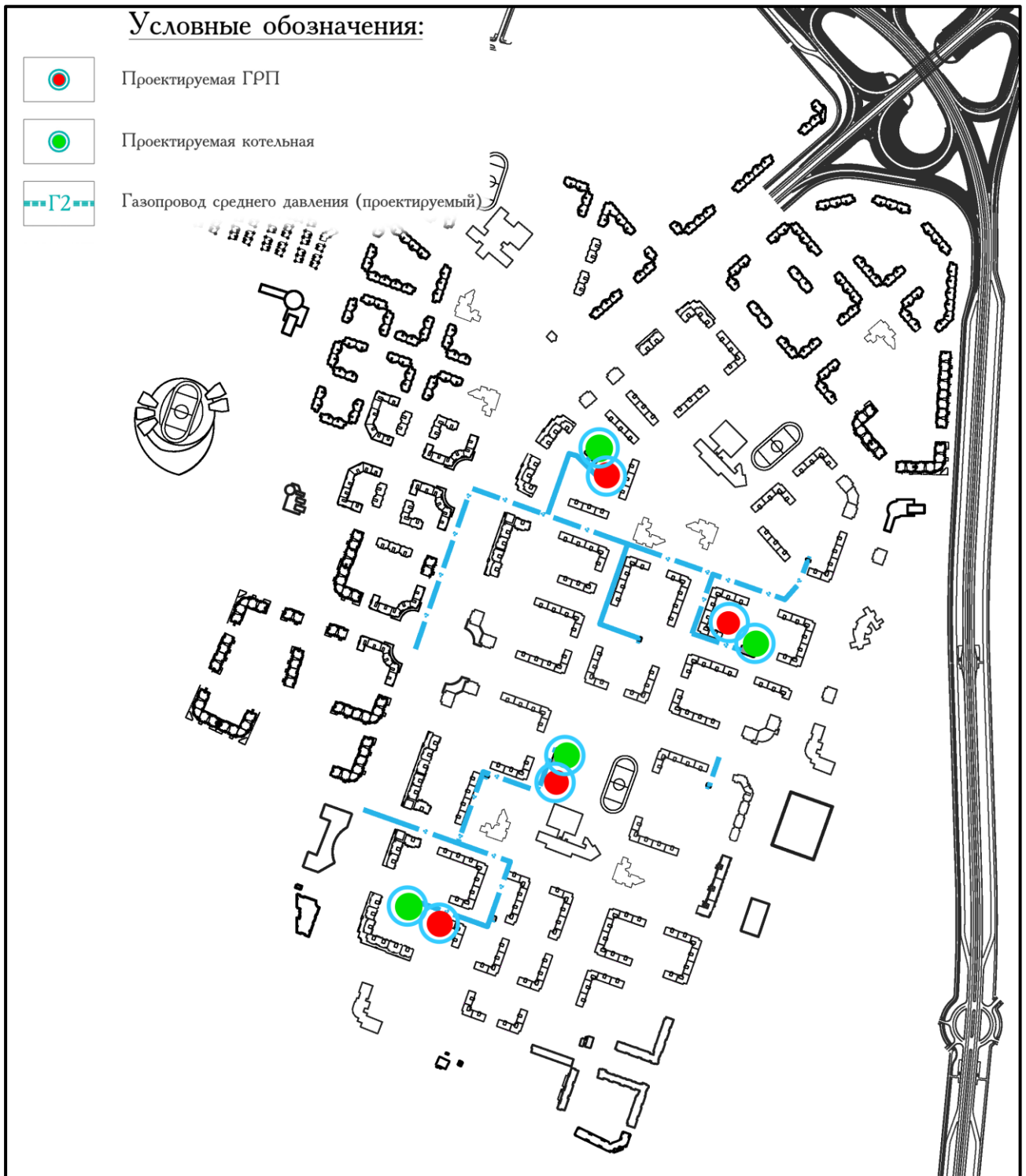


Рисунок 1.7.9 План расположения источников Деревяницкого района 1 и 2-го микрорайонов.

### Псковский район

В настоящее время многоэтажная застройка (5-9 этажей) части квартала 148 снабжается тепловой энергией от газовой котельной ООО «Новострой» (№72 по версии МУП «Теплоэнерго») с установленной мощностью 21 МВт.

Существующая и жилая застройка (1-5 этажей) имеет поквартирные индивидуальные

источники теплоснабжения.

Потребность в тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение жилых микрорайонов проектируемого района определена на основании СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети», исходя из численности населения и величины общей площади жилых зданий, обеспечиваемой централизованным теплоснабжением.

Тепловые нагрузки общественных и административных зданий внегородского, городского и районного значения определены по укрупненным показателям по строительному объему зданий и проектам-аналогам.

Расчеты выполнены для расчетной температуры наружного воздуха на отопление – 27° С.

Крупные отдельно стоящие здания общественного и административного значения и частично жилую застройку (5 этажей) предусматривается снабжать тепловой энергией от собственных встроенных, пристроенных или отдельно стоящих котельных модульного типа (12 котельных).

Перспективное жилье (9-12 этажей) части 148 квартала планируется подключить к существующей котельной ООО «Новострой».

Общая перспективная подтвержденная нагрузка по Псковскому району до 2027 года составит 62,1 Гкал/ч, из них 35,86 Гкал/ч на I очередь строительства (по неподтвержденным данным потребность района в тепловой энергии может увеличиться до 132 Гкал/ч).

Общая перспективная нагрузка на район до 2027 года составит 62,1 Гкал/ч.

Таблица 1.7.9 Тепловые нагрузки Псковского района

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
<b>Котельная № 1</b>					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад, почта, ЖЭУ, аптека и т.д.	3,19	1,203	2,545	6,938
Потери 10%:					0,69
Итого с потерями:					<b>7,628</b>
<b>Котельная № 4</b>					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	1,23	0,32	0,63	2,18
2	Жилые здания со встроенными помещениями	3,56		2,54	6,1
Потери 10%:					0,83
Итого с потерями:					<b>9,11</b>
<b>Котельная № 5</b>					
1	Учреждения обслуживания населения: торговый центр, офис, гостиницы и т.д.	2	0,91	2,6	5,51
Потери 10%:					0,55
Итого с потерями:					<b>6,06</b>
<b>Котельная № 6 (пристроенная)</b>					
1	Учреждения обслуживания	1,12	0,32	0,42	1,86

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

	населения: спорткомплекс, полиция, клубные помещения и т.д.				
Потери 10%:					0,19
<b>Итого с потерями:</b>					<b>2,05</b>
<b>Котельная № 7</b>					
1	Учреждения обслуживания населения: торговый центр, офис, гостиницы и т.д.	2,36	0,99	3,35	6,7
2	Жилые здания со встроенными помещениями	1,62		1,43	3,05
Потери 10%:					0,98
<b>Итого с потерями:</b>					<b>10,73</b>
<b>Котельная № 8</b>					
1	Потребители	2		1,6	3,6
Потери 10%:					0,36
<b>Итого с потерями:</b>					<b>3,96</b>
<b>Котельная № 10</b>					
1	Жилые здания со встроенными помещениями (148 квартал)	1,65		1,73	3,38
2	Жилые здания со встроенными помещениями (123 квартал)	1,1		1,19	2,29
3	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	0,45	0,15	0,32	0,92
Потери 10%:					0,66
<b>Итого с потерями:</b>					<b>7,25</b>
<b>Котельная № 14</b>					
1	Жилые здания со встроенными помещениями	2,4		2,04	4,44
2	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	0,83	0,294	0,37	1,494
Потери 10%:					0,59
<b>Итого с потерями:</b>					<b>6,524</b>
<b>Котельная № 15</b>					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, торговый центр, магазины и т.д.	1,7		0,96	2,66
Потери 10%:					0,27
<b>Итого с потерями:</b>					<b>2,93</b>
<b>Котельная № 16</b>					
1	Учреждения обслуживания населения: бассейн, детский сад.	0,592	0,239	1,316	2,147
Потери 10%:					0,21
<b>Итого с потерями:</b>					<b>2,357</b>
<b>Котельная № 18</b>					
1	Учреждения обслуживания населения: гостиница, полиция, клубные центры.	1,05		0,6	1,65
Потери 10%:					0,17
<b>Итого с потерями:</b>					<b>1,82</b>
<b>Котельная № 19 (пристроенная)</b>					
1	Учреждения обслуживания населения: бассейн, детский сад.	0,292	0,159	1,076	1,527
Потери 10%:					0,15
<b>Итого с потерями:</b>					<b>1,677</b>



<b>Планируемая в дальней перспективе до 2027 года</b>					
1	Жилые здания со встроенными помещениями	30		20	50
2	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	10		4	14
Потери 10%:					6,4
Итого с потерями:					<b>70,4</b>
<b>ИТОГО ПО РАЙОНУ ПСКОВСКИЙ:</b>					<b>132,496</b>
-	Учрежд. обл. населения	24,814	4,585	18,187	47,586
-	Жилой фонд	42,33	0	30,53	72,86
-	Потери				5,65

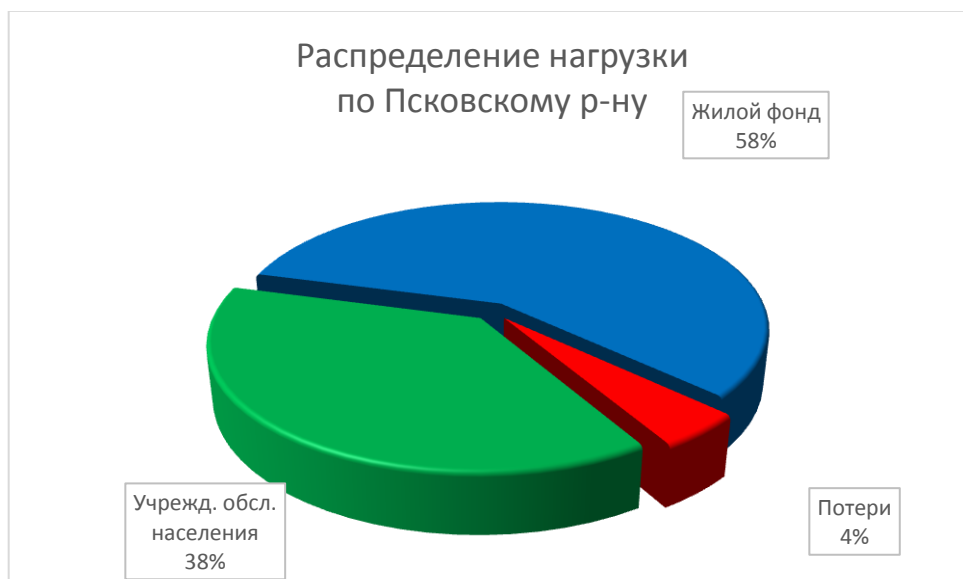


Рисунок 1.7.10 Распределение тепловой нагрузки Псковского района по видам потребителей



Рисунок 1.7.11 План расположения источников Псковского района

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

Информация о фактическом потреблении горячей воды различными группами потребителей в базовом 2012 году приведена на рисунке 1.7.12.



Рисунок 1.7.12 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 потреблении горячей воды различными группами потребителей за 3 года приведена на рисунке 1.7.13.

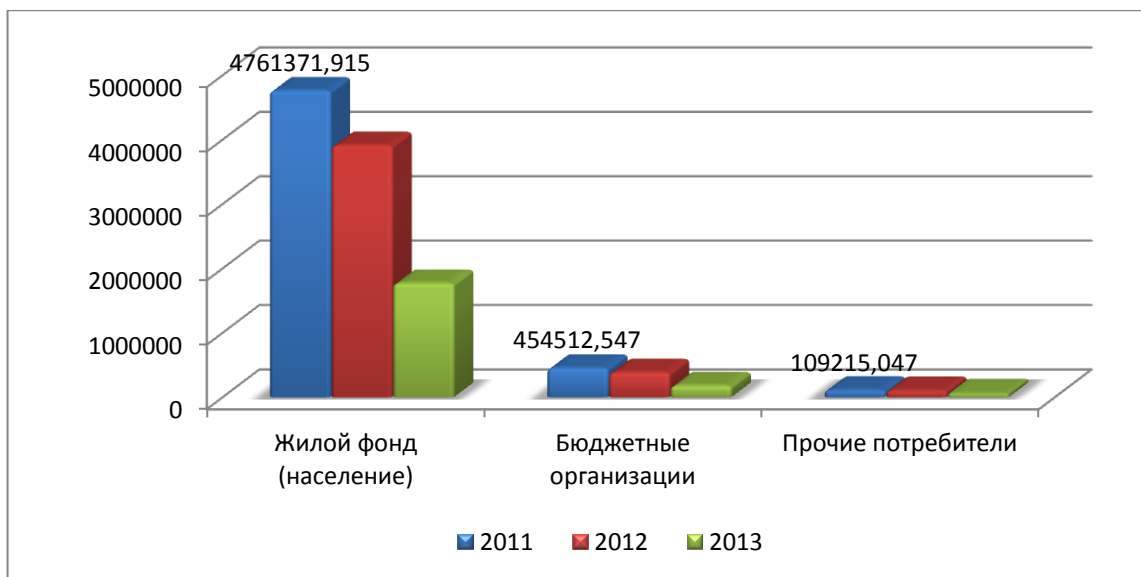


Рисунок 1.7.13 Потребление горячей воды абонентами от котельных за 2011 – 2013 г.г.

Анализ рисунка 1.7.13 позволяет сделать вывод о существенном снижении потребления горячей воды за последние три рассматриваемых года, особенно по жилому сектору.

Существующие балансы производительности водоподготовительных установок, нормативного и максимального фактического потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей приведены в таблице 1.7.10 и на рисунках 1.7.14-1.7.16.

Таблица 1.7.10. Существующие балансы производительности водоподготовительных установок СЦТ.

Наименование источника теплоснабжения	Нагрузка источника (с учетом потерь мощности в сетях), Гкал/ч	Температура в подающем трубопроводе °С	Температура в обратном трубопроводе °С	Объем воды в системе, м <sup>3</sup>	Нормативный расход в ВПУ, м <sup>3</sup> /час	Фактический расход в ВПУ, м <sup>3</sup> /час
Котельная №1	22,77	130	70	1720,9	12,9	5,15
Котельная №2	4,63	95	70	350,0	2,6	2,73
Котельная №3а	2,60	95	70	196,5	1,5	0,09
Котельная №4	6,35	95	70	480,0	3,6	1,15
Котельная №5	11,85	95	70	895,8	6,7	2,79
Котельная №6	8,55	105	70	646,4	4,8	1,84
Котельная №7,7а	18,90	105	70	1428,7	10,7	1,92
Котельная №8	5,20	90	70	393,1	2,9	0,32

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Нагрузка источника (с учетом потерь мощности в сетях), Гкал/ч	Температура в подающем трубопроводе °С	Температура в обратном трубопроводе °С	Объем воды в системе, м <sup>3</sup>	Нормативный расход в ВПУ, м <sup>3</sup> /час	Фактический расход в ВПУ, м <sup>3</sup> /час
Котельная №9	9,50	95	70	718,2	5,4	1,79
Котельная №10	13,00	115	70	982,7	7,4	20,84
Котельная №11М	3,41	95	70	257,4	1,9	0,01
Котельная №12	10,50	105	70	793,7	6,0	1,20
Котельная №13	7,72	105	70	583,6	4,4	0,27
Котельная №14	8,40	95	70	635,0	4,8	4,50
Котельная №15	11,18	105	70	845,2	6,3	26,44
Котельная №16	21,28	130	70	1608,7	12,1	51,09
Котельная №17	5,75	95	70	434,7	3,3	7,98
Котельная №18	0,62	95	70	46,9	0,4	0,06
Котельная №19	2,15	90	70	162,5	1,2	2,29
Котельная №20	9,16	95	70	692,1	5,2	1,02
Котельная №21	4,47	95	70	337,8	2,5	5,11
Котельная №22М	1,00	95	70	75,6	0,6	0,00
Котельная №23	7,75	95	70	585,9	4,4	2,17
Котельная №24	16,44	95	70	1242,8	9,3	12,13
Котельная №25М	0,91	95	70	68,9	0,5	0,01
Котельная №26	5,32	90	70	402,5	3,0	3,99
Котельная №27	5,69	95	70	429,9	3,2	1,86
Котельная №28	2,81	95	70	212,4	1,6	0,98
Котельная №29	11,80	105	70	892,0	6,7	5,3
Котельная №30	7,85	105	70	593,4	4,5	0,41
Котельная №31	7,30	105	70	551,8	4,1	0,33
Котельная №33	24,51	110	70	1852,5	13,9	5,89

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Нагрузка источника (с учетом потерь мощности в сетях), Гкал/ч	Температура в подающем трубопроводе °С	Температура в обратном трубопроводе °С	Объем воды в системе, м <sup>3</sup>	Нормативный расход в ВПУ, м <sup>3</sup> /час	Фактический расход в ВПУ, м <sup>3</sup> /час
Котельная №34	51,85	105	70	3919,4	29,4	24,26
Котельная №35	1,19	95	70	89,7	0,7	0,98
Котельная №36	24,90	115	70	1882,3	14,1	40,08
Котельная №37	5,99	95	70	452,5	3,4	8,71
Котельная №38	19,50	115	70	1474,1	11,1	34,72
Котельная №39	10,00	95	70	756,0	5,7	19,57
Котельная №40	7,45	95	70	563,2	4,2	4,37
Котельная №41	24,90	130	70	1882,3	14,1	51,66
Котельная №42	4,58	95	70	346,0	2,6	3,07
Котельная №43а	19,77	105	70	1494,5	11,2	19,82
Котельная №44	19,50	130	70	1474,1	11,1	24,88
Котельная №45	2,58	90	70	195,0	1,5	0,08
Котельная №46	7,75	90	70	585,9	4,4	0,15
Котельная №46а	12,80	95	70	967,6	7,3	18,35
Котельная №47м	3,27	95	70	247,2	1,9	0,06
Котельная №48	0,08	95	70	5,8	0,0	0,01
Котельная №49	17,50	110	70	1322,9	9,9	29,66
Котельная №50а	15,78	105	70	1192,9	8,9	9,65
Котельная №51	4,30	95	70	325,1	2,4	0,34
Котельная №52М	0,62	95	70	46,9	0,4	0,02
Котельная №53М	0,91	95	70	68,9	0,5	0,73
Котельная №54	8,90	95	70	672,8	5,0	0,16
Котельная №56М	0,91	нет значения	70	68,9	0,5	0,24
Котельная №57	16,44	110	70	1242,8	9,3	17,63

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Нагрузка источника (с учетом потерь мощности в сетях), Гкал/ч	Температура в подающем трубопроводе °С	Температура в обратном трубопроводе °С	Объем воды в системе, м <sup>3</sup>	Нормативный расход в ВПУ, м <sup>3</sup> /час	Фактический расход в ВПУ, м <sup>3</sup> /час
Котельная №58М	0,72	150	70	54,1	0,4	0,76
Котельная №59М	0,81	95	70	61,2	0,5	1,41
Котельная №60	12,75	105	70	963,8	7,2	14,94
Котельная №61	13,02	110	70	984,2	7,4	25,17
Котельная №62	15,65	105	70	1183,1	8,9	12,22
Котельная №63	56,27	115	70	4253,4	31,9	39,07
Котельная №64	25,23	115	70	1907,0	14,3	17,26
Котельная №65	10,68	105	70	807,4	6,1	7,00
Котельная №66	9,15	105	70	691,7	5,2	12,03
Котельная №68	10,83	95	70	818,7	6,1	7,01
Котельная №69	2,08	95	70	157,2	1,2	0,85
Котельная №70	3,76	95	70	284,1	2,1	4,74
Котельная №71(ЛБК)	238,60	130	70	18036,7	135,3	322,94
<b>Итого:</b>	<b>960,39</b>	-	-	<b>72597</b>	<b>544,6</b>	<b>946,26</b>

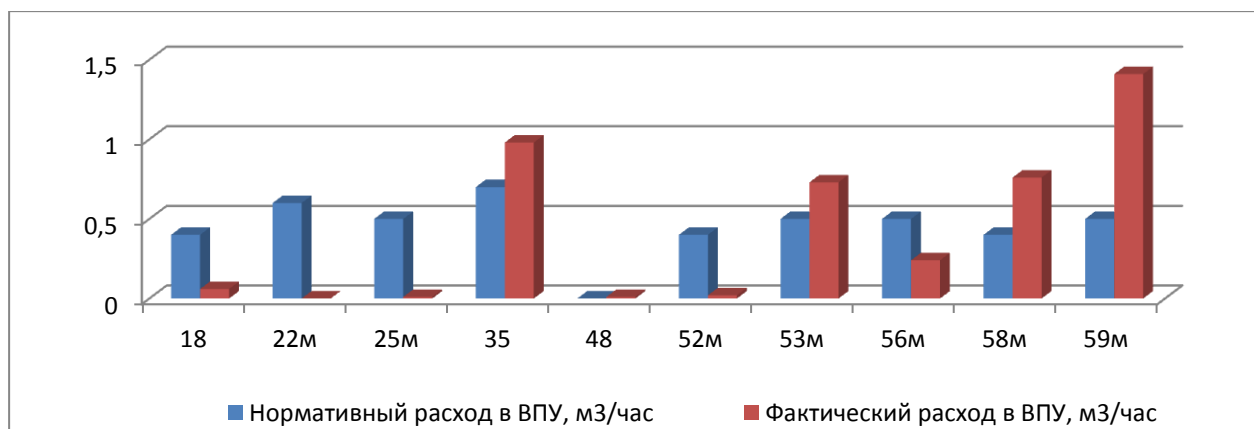


Рисунок 1.7.14 Потребление воды ВПУ от котельных с объемом сети до 100 м<sup>3</sup> за 2012 год

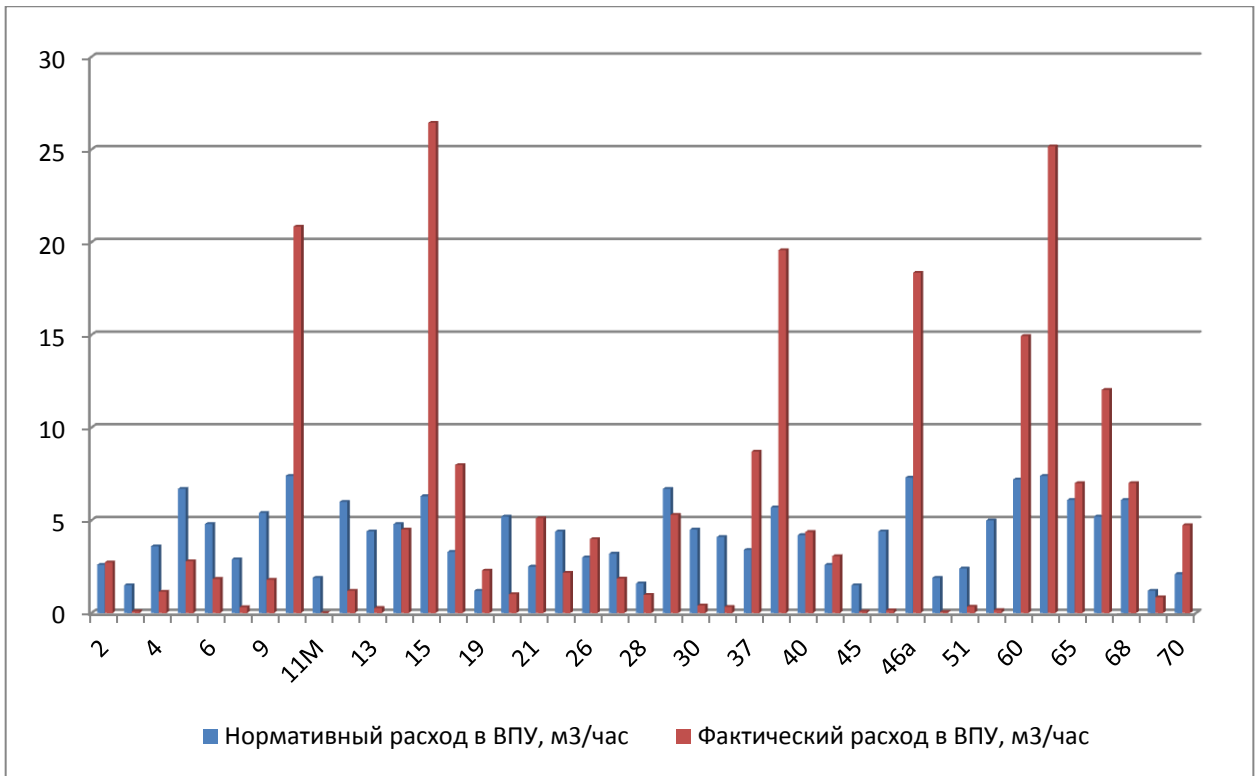


Рисунок 1.7.15 Потребление воды ВПУ от котельных с объемом сети от 100 до 1000 м<sup>3</sup> за 2012 год

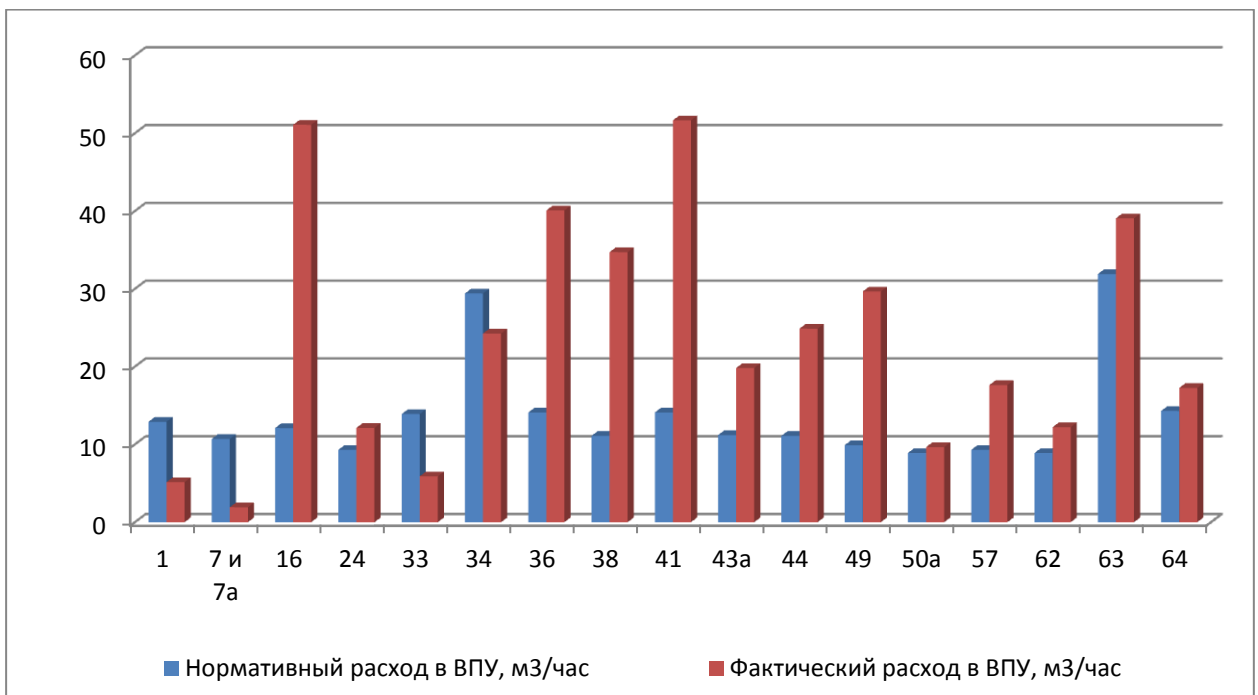


Рисунок 1.7.16 Потребление воды ВПУ от котельных с объемом сети от 1000 до 4000 м<sup>3</sup> за 2012 год



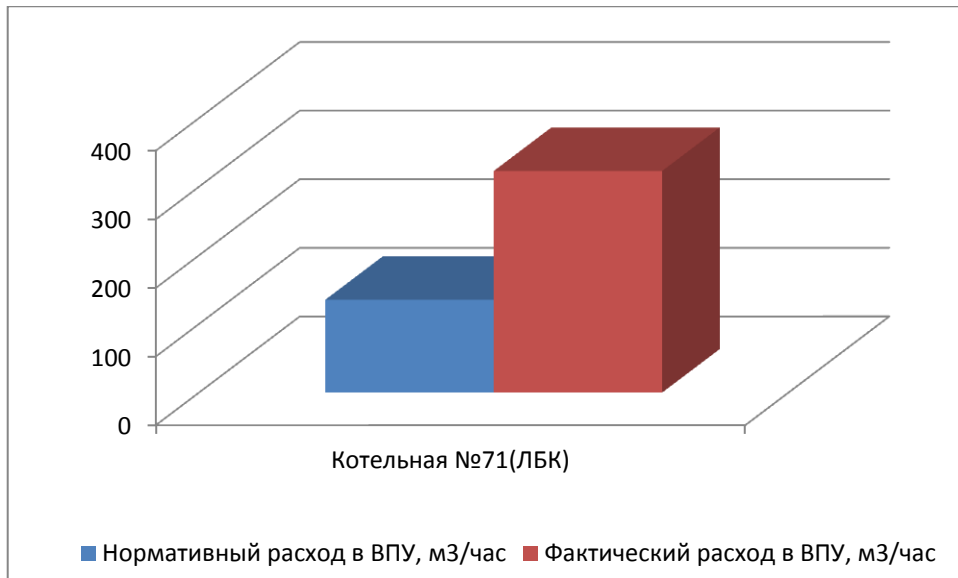


Рисунок 1.7.17 Потребление воды ВПУ от котельных с объемом сети более 4000 м<sup>3</sup> за 2012год

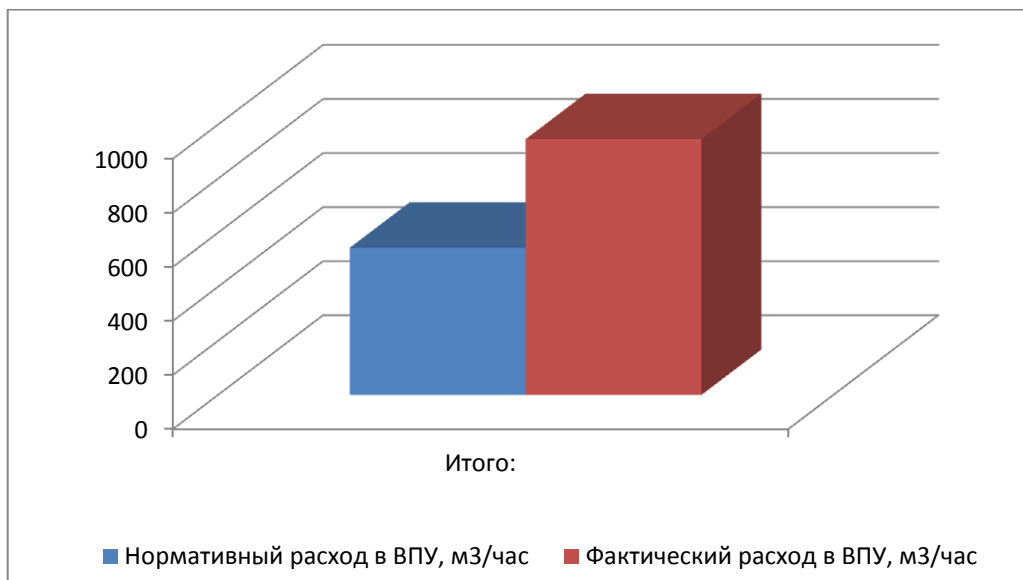


Рисунок 1.7.18 Суммарное потребление воды ВПУ по всем котельным г.Великий Новгород за 2012 год

Анализ рисунков 1.7.17-1.7.18 показал, что фактический расход в ВПУ превышает нормативный на 73%. Этот факт может быть связан с повышенными потерями теплоносителя в тепловых сетях, из-за износа тепловых сетей и частых аварий на участках тепловой сети.

## **1.8 Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах**

Потребление тепловой энергии и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах зависит в первую очередь от режимов работы промышленных предприятий и их производственной программы. В условиях рыночных отношений планирование перспективного прироста тепловой энергии в таких районах не представляется возможным. Тепловая энергия, потребляемая в промышленных районах, вырабатывается в основном собственными котельными и покупается на ТЭЦ ТГК-2.

## **Раздел 2 Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей**

### **2.1 Определение радиуса эффективного теплоснабжения**

Радиусы эффективного теплоснабжения определены для действующих источников МУП «Теплоэнерго» с учетом плотности застройки обслуживаемых районов, длин трубопроводов, стоимости тепловых сетей и других показателей (таблица 2.1.1).

Анализ полученных данных показывает, что зоны действия всех котельных могут быть существенно расширены. Данный факт говорит о том, что наиболее оптимальным развитием системы теплоснабжения в городе является укрупнение тепловых сетей и дальнейшая их централизация. Для реализации этого необходимо проработать вопрос об объединении некоторых систем теплоснабжения на базе нескольких крупных источников, в качестве которых в первую очередь следует рассматривать недогруженные до номинальной мощности котельные.

Технические решения по укрупнению тепловых сетей и источников рассмотрены в разделах 4 и 5 схемы теплоснабжения.

Перспективные радиусы эффективного теплоснабжения основных теплоснабжающих организаций определены для всех рассматриваемых пятилетних периодов с учетом приростов тепловой нагрузки и расширения зон действия источников тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в таблице 2.1.1.

Значительных изменений эффективного радиуса не происходит, так как основные влияющие параметры либо не изменяются (температурный график, удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети), либо их изменения не приводят к существенным отклонениям от существующего состояния в структуре распределения тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии.

Необходимо отметить, что все приросты тепловых нагрузок сосредоточены в зонах, не выходящих за пределы радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 2.1.1 Определение эффективного радиуса теплоснабжения по источникам МУП «Теплоэнерго»

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение						Оптимум		
	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	Радиус теплоснабжения, км	Площадь теплоснабжения, кв. км	Отношение к площади всего города, %
Котельная №1	22,77	1,211	8 938,2	114,50	119	18,80	1,04	3,39	3,64
Котельная №2	4,63	0,070	923,7	12,42	16	4,63	1,35	5,70	6,13
Котельная №3а	2,60	0,140	728,7	8,08	15	2,60	1,48	6,87	7,38
Котельная №4	6,35	0,110	2 015,2	9,02	28	6,35	1,21	4,64	4,98
Котельная №5	11,85	0,210	3 345,9	14,19	44	11,85	1,06	3,51	3,78
Котельная №6	8,55	0,150	3 315,3	39,34	51	8,55	1,15	4,16	4,47
Котельная №7,7а	18,90	0,640	8 091,2	105,88	60	18,90	1,01	3,17	3,41
Котельная №8	5,20	0,170	3 681,5	42,06	46	5,20	1,15	4,17	4,48
Котельная №9	9,50	0,180	4 218,2	51,74	59	9,50	1,06	3,54	3,81
Котельная №10	13,00	0,406	3 359,9	43,17	39	13,00	1,15	4,17	4,49
Котельная №11М	3,41	0,067	530,4	9,55	6	3,41	1,56	7,61	8,18
Котельная №12	10,50	0,227	3 917,7	56,81	54	10,50	1,11	3,87	4,16
Котельная №13	7,72	0,370	867,9	15,37	9	7,72	1,39	6,07	6,53
Котельная №14	8,40	0,340	3 110,7	35,94	43	8,40	1,12	3,91	4,21
Котельная №15	11,18	0,200	4 691,2	53,03	72	11,18	1,07	3,58	3,85
Котельная №16	21,28	0,392	5 710,5	73,05	94	21,28	1,02	3,29	3,54
Котельная №17	5,75	0,010	1 216,4	15,11	24	5,75	1,25	4,93	5,30
Котельная №18	0,62	0,074	1 165,9	9,53	19	0,62	1,79	10,07	10,82
Котельная №19	2,15	0,172	1 740,8	16,18	19	2,15	1,44	6,48	6,97
Котельная №20	9,16	0,455	3 455,6	38,44	67	9,16	1,05	3,49	3,75
Котельная №21	4,47	0,042	1 189,3	11,67	22	4,47	1,31	5,41	5,81
Котельная №22М	1,00	0,009	85,5	1,10	2	1,00	2,09	13,68	14,71
Котельная №23	7,75	0,214	2 652,1	31,32	37	7,75	1,15	4,13	4,44
Котельная №24	16,44	1,326	602,2	69,71	61	12,40	1,05	3,43	3,69
Котельная №25М	0,91	0,054	602,2	4,11	4	0,91	1,97	12,25	13,17
Котельная №26	5,32	0,129	1 639,2	17,59	32	5,32	1,19	4,45	4,79
Котельная №27	5,69	0,173	2 459,5	25,16	42	5,69	1,19	4,42	4,75

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение						Оптимум		
	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	Радиус тепло-снабжения, км	Площадь тепло-снабжения, кв. км	Отношение к площади всего города, %
Котельная №28	2,81	0,077	1 106,2	13,81	12	2,81	1,49	7,01	7,54
Котельная №29	11,80	0,249	4 593,0	57,54	61	11,80	1,08	3,64	3,92
Котельная №30	7,85	0,192	2 562,6	35,03	34	7,85	1,21	4,63	4,98
Котельная №31	7,30	0,178	3 400,7	193,84	66	7,30	1,15	4,14	4,45
Котельная №33	24,51	0,519	6 646,1	378,83	46	24,51	1,01	3,22	3,47
Котельная №34	51,85	0,864	10 726,0	611,38	118	51,85	0,81	2,05	2,20
Котельная №35	1,19	0,141	937,7	53,45	8	1,19	1,77	9,85	10,59
Котельная №36	24,90	0,427	8 480,2	483,37	91	24,90	0,96	2,90	3,12
Котельная №37	5,99	0,289	4 062,5	231,56	42	5,99	1,18	4,35	4,68
Котельная №38	19,50	0,270	4 531,5	258,29	54	19,50	1,05	3,46	3,72
Котельная №39	10,00	0,156	3 641,8	207,58	40	10,00	1,09	3,77	4,05
Котельная №40	7,45	0,164	1 643,3	93,67	22	7,45	1,21	4,64	4,99
Котельная №41	24,90	0,380	7 190,1	409,83	1100	24,90	0,78	1,92	2,06
Котельная №42	4,58	0,180	1 411,1	80,43	23	4,58	1,30	5,32	5,72
Котельная №43а	19,77	0,654	5 133,7	65,28	82	19,77	0,97	2,94	3,16
Котельная №44	19,50	0,870	8 494,6	484,19	89	19,50	1,04	3,42	3,67
Котельная №45	2,58	0,056	1 000,0	57,00	18	2,58	1,41	6,21	6,67
Котельная №46	7,75	0,187	18 735,8	1067,94	27	7,75	1,14	4,11	4,42
Котельная №46а	12,80	0,125	3 949,0	77,28	39	12,80	1,06	3,52	3,78
Котельная №47м	3,27	0,210	1 355,8	10,33	23	3,27	1,37	5,88	6,33
Котельная №48	0,08	0,024	181,2	315,64	4	0,08	2,86	25,71	27,64
Котельная №49	17,50	0,280	5 537,6	304,71	65	17,50	1,03	3,33	3,58
Котельная №50а	15,78	0,264	5 345,8	35,89	56	15,78	1,04	3,40	3,65
Котельная №51	4,30	0,365	2 647,5	35,89	36	4,30	1,26	4,96	5,33
Котельная №52М	0,62	0,020	452,5	3,32	11	0,62	1,89	11,23	12,08
Котельная №53М	0,91	0,060	834,0	7,12	10	0,91	1,80	10,19	10,96
Котельная №54	8,90	0,115	1 729,6	25,11	31	8,90	1,14	4,10	4,41
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	1,02	3,29	3,53

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение						Оптимум		
	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	Радиус тепло-снабжения, км	Площадь тепло-снабжения, кв. км	Отношение к площади всего города, %
Котельная №58М	0,72	0,070	16,0	0,09	1	0,72	2,80	24,64	26,49
Котельная №59М	0,81	0,026	209,6	1,88	4	0,81	2,01	12,69	13,65
Котельная №60	12,75	0,282	4 968,4	63,58	63	12,75	1,06	3,54	3,80
Котельная №61	13,02	0,294	4 057,3	48,14	34	13,02	1,15	4,14	4,45
Котельная №62	15,65	0,295	5 446,2	75,46	65	15,65	1,03	3,31	3,55
Котельная №63	56,27	0,779	103,9	178,92	152	56,27	0,81	2,05	2,20
Котельная №64	25,23	0,564	8 455,9	113,32	125	25,23	0,93	2,71	2,91
Котельная №65	10,68	0,144	3 204,5	40,93	33	10,68	1,16	4,25	4,57
Котельная №66	9,15	0,187	3 044,8	40,80	34	9,15	1,19	4,42	4,75
Котельная №68	10,83	0,191	3 710,9	48,84	52	10,83	1,05	3,49	3,75
Котельная №69	2,08	0,019	293,0	2,50	8	2,08	1,63	8,32	8,95
Котельная №70	3,76	0,092	1 236,0	14,65	18	3,76	1,37	5,93	6,37
Котельная №71 (ЛБК)	238,60	3,144	63 762,8	1297,86	826	75,89	0,76	1,83	1,97
Котельная №78	11,20	0,587	6 191,1	92,71	58	11,20	1,11	3,89	4,18

Таблица 2.1.2. Перспективный радиус эффективного теплоснабжения основных теплоснабжающих организаций, км

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали по состоянию на 2010 год	Эффективный радиус теплоснабжения				
		2012 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2027 г.
Котельные МУП «Теплоэнерго»	10,3	11,2	11,0	10,9	11,0	11,0
ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)	17,5	15,5	15,6	15,3	15,0	14,6
Газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	7,0	9,3	9,9	9,9	9,5	9,4
Прочие котельные	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2

## 2.2 Существующие и перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

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

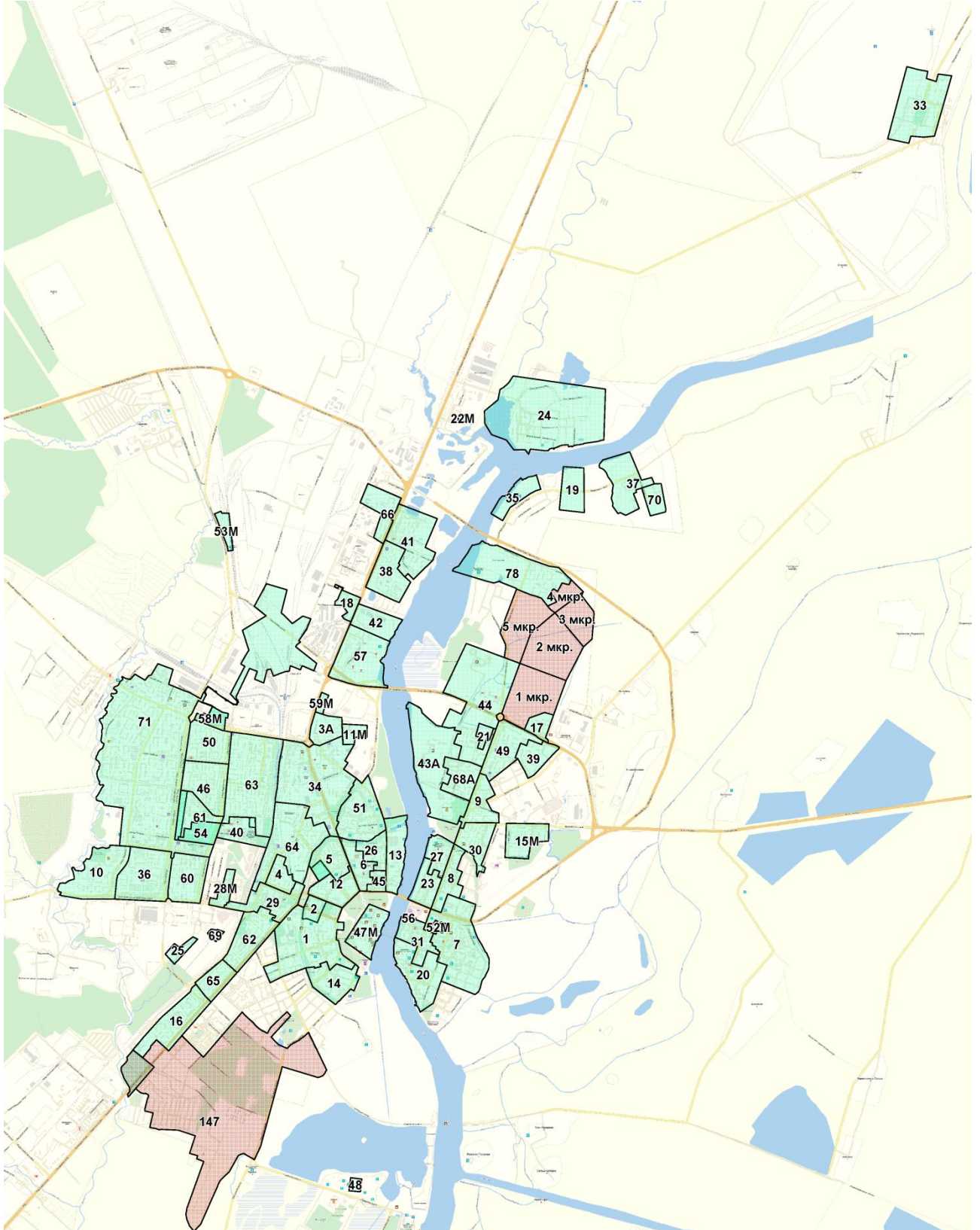


Рисунок 2.2.1 Зоны действия котельных МУП «Теплознего»

### 2.3 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии

Прирост теплоснабжения, главным образом, осуществляется за счет строительства новых районов Деревяницкий и Псковский. Подключаемые нагрузки микрорайонов описаны в Разделе 1. Рост годового теплоснабжения каждого микрорайона представлен на графиках (рисунки 2.3.1, 2.3.2). Распределение по пятилеткам до 2027 года производилось укрупненно равными долями.

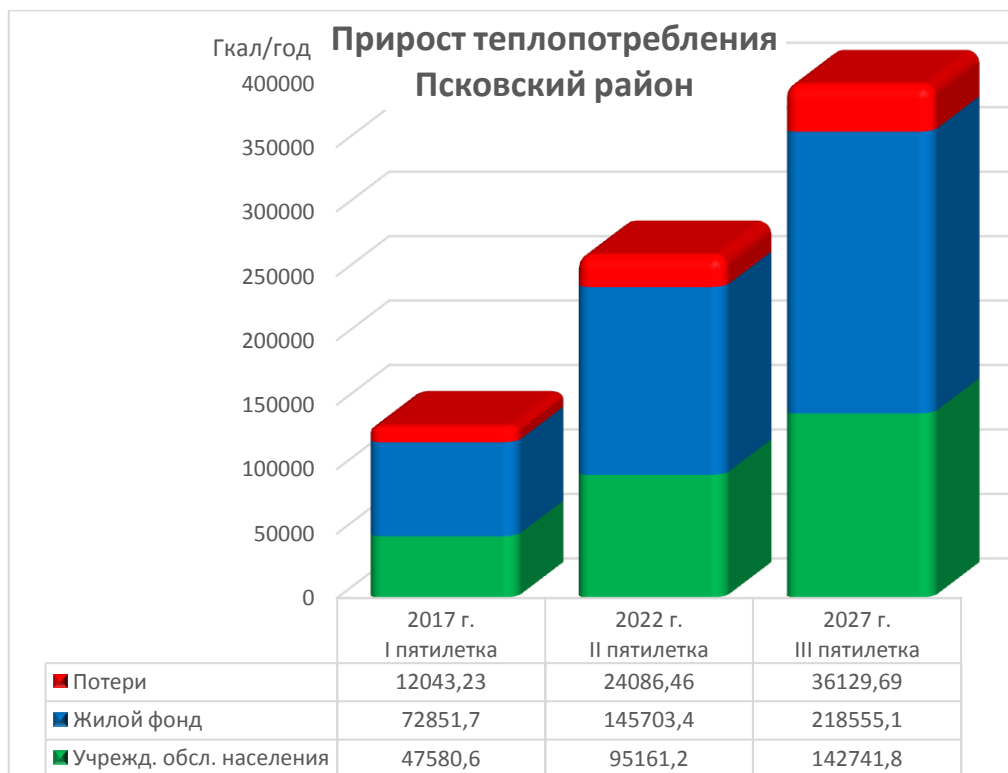


Рисунок 2.3.1 Прирост теплоснабжения Псковского района на перспективу до 2027 года





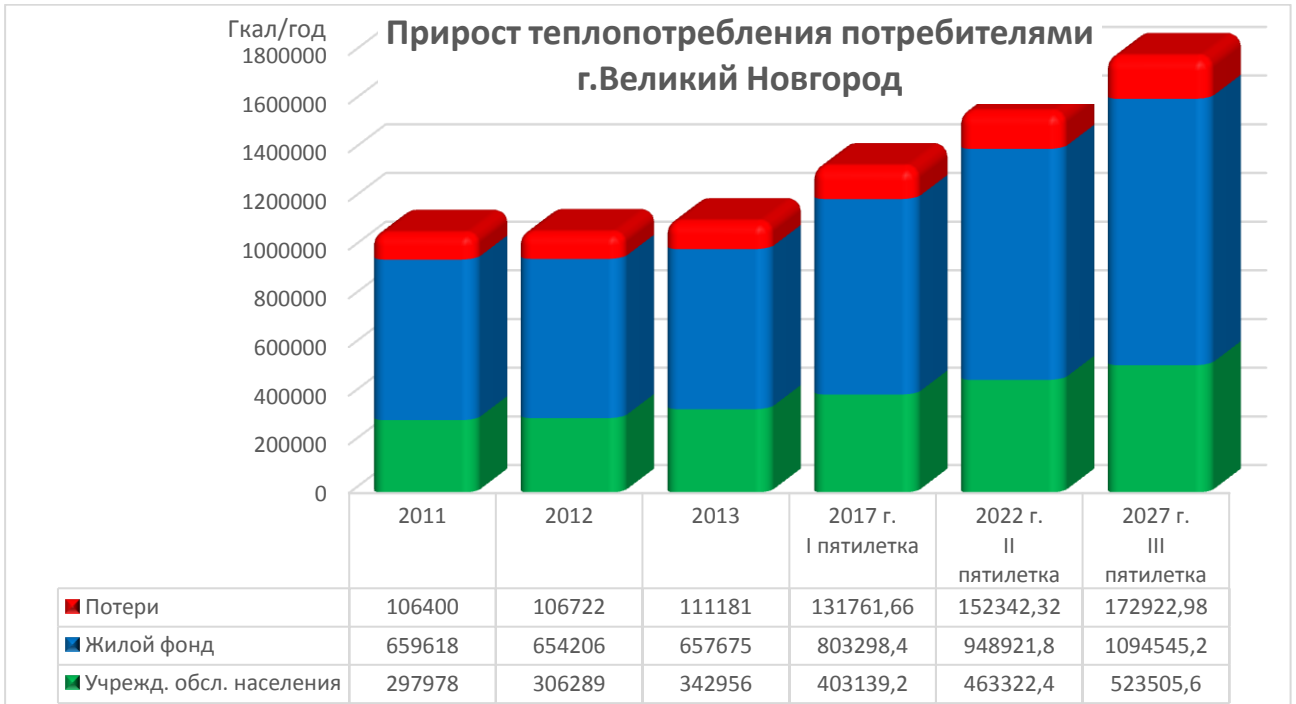
Рисунок 2.3.2 Прирост теплотребления Деревяницкого района на перспективу до 2027 года

Планируемое возрастание нагрузки до 2027 года составляет 61% от потребления 2013 года.

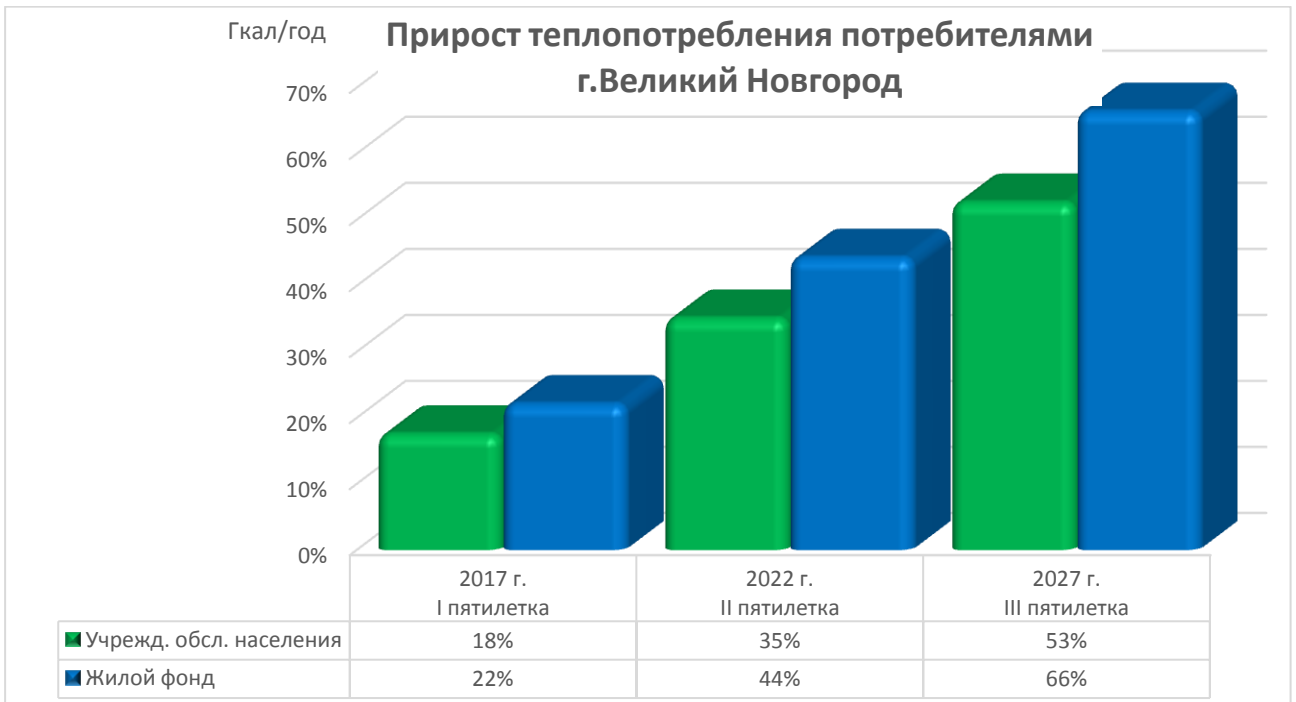
	2011	2012	2013	2017 г. I пятилетка	2022 г. II пятилетка	2027 г. III пятилетка
Учрежд. обл. населения	297978	306289	342956	403139,20	463322,40	523505,60
Жилой фонд	659618	654206	657675	803298,40	948921,80	1094545,20
Потери	106400	106722	111181	131761,66	152342,32	172922,98
<b>ВСЕГО:</b>	<b>1063996</b>	<b>1067217</b>	<b>1111812</b>	<b>1338199,26</b>	<b>1564586,52</b>	<b>1790973,78</b>

В натуральном выражении прогнозируемый прирост до 2027 года составит 679 тыс.Гкал, что в среднем по **45 тыс.Гкал/год**.

Прирост общей нагрузки с распределением по фондам представлен ниже. Также представлен график прироста нагрузки в процентах.



(а)



(б)

Рисунок 2.3.3 Прирост теплотребления города на перспективу до 2027 года в натуральных единицах (а) и процентах (б)

## Раздел 3 Перспективные балансы теплоносителя

### 3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Таблица 3.1.1 Нормативные объемы подпитки существующих котельных определённые в математической модели ГИС Zulu

Наименование источника	Расход воды на подпитку, т/ч	Наименование источника	Расход воды на подпитку, т/ч
Котельная №1	1,717	Котельная №44	1,542
Котельная №10	0,572	Котельная №45	0,183
Котельная №11М	0,420	Котельная №46	0,511
Котельная №12	0,861	Котельная №46А	0,630
Котельная №13	0,261	Котельная №47М	0,258
Котельная №14	0,459	Котельная №48	0,009
Котельная №15М	0,586	Котельная №49	1,093
Котельная №16	1,051	Котельная №5	0,543
Котельная №17	0,195	Котельная №50	0,962
Котельная №18	0,069	Котельная №51	1,402
Котельная №19	0,127	Котельная №52М	0,039
Котельная №2	0,298	Котельная №53М	0,040
Котельная №20	0,458	Котельная №54	0,516
Котельная №21	0,133	Котельная №57	0,828
Котельная №22М	0,043	Котельная №58М	0,041
Котельная №23	0,431	Котельная №59м	0,050
Котельная №24	0,881	Котельная №6	0,581
Котельная №25	0,020	Котельная №60	0,838
Котельная №26	0,241	Котельная №61	0,494
Котельная №27	4,396	Котельная №62	1,079
Котельная №28М	0,147	Котельная №63	4,346
Котельная №29	0,683	Котельная №64	6,029
Котельная №30	0,545	Котельная №65	0,598
Котельная №31	0,527	Котельная №66	0,440
Котельная №33	0,839	Котельная №68А	0,706
Котельная №34	2,206	Котельная №69	0,061
Котельная №35	0,105	Котельная №7	0,530
Котельная №36	1,405	Котельная №7	0,109
Котельная №37	0,311	Котельная №70	0,118
Котельная №38	0,837	Котельная №71 Левобережная	23,498
Котельная №39	0,441	Котельная №78	0,923
Котельная №4	0,395	Котельная №7А	0,713
Котельная №40	0,206	Котельная №8	0,372
Котельная №41	1,186	Котельная №8	0,066
Котельная №42	0,230	Котельная №9	0,588
Котельная №43А	0,850	<b>ИТОГО:</b>	<b>74,868</b>

Ввиду того, что на данный момент неизвестен объем тепловых сетей вновь проектируемых районов, примем его в соответствии со СП 124.13330.2012 – Тепловые сети,

равным 65 м<sup>3</sup> на 1МВт расчетной тепловой нагрузки (или 55 м<sup>3</sup> на 1 Гкал/ч). Таким образом, предполагаемый объем тепловых сетей Деревяницкого и Псковского районов равен 6215 м<sup>3</sup> и 7260 м<sup>3</sup>, соответственно.

Для перспективных районов максимальный часовой расход подпиточной воды определяется по формуле:

$$G_{п} = 0,0025 \cdot V_{тс} + G_{м}$$

где:  $G_{м}$  – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционирующего участка тепловой сети (для Деревяницкого и Псковского районов принимаем 50 м<sup>3</sup>/ч).

Максимальный расход подпиточной воды на Деревяницкий и Псковский районы 65 м<sup>3</sup>/ч и 68 м<sup>3</sup>/ч соответственно. Объемы подпиточной воды оценены укрупненно целиком на районы. Производительность водоподготовительных установок может меняться в зависимости от количества котельных и конфигурации тепловых сетей.

### **3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы**

В соответствии со СНиП 41-02-2003 – Тепловые сети для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной 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. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Объем аварийной подпитки по укрупнённым нормам на новые районы Деревяницкий и Псковский составят **125 м<sup>3</sup>/ч и 145 м<sup>3</sup>/ч** соответственно.

## **Раздел 4 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

### **4.1 Анализ технического состояния источников тепловой энергии**

По состоянию на момент разработки схемы теплоснабжения Великого Новгорода для обеспечения потребителей тепловой энергией в городе действуют 80 котельных, на которых установлено 362 котла различной производительности. Установленная тепловая мощность котельных составляет 992,456 Гкал/ч, в том числе на отопление 935,495 Гкал/ч и на горячее водоснабжение 56,961 Гкал/ч. Подключенная нагрузка составляет 801,423 Гкал/ч, в том числе отопление 554,603 Гкал/ч, вентиляция 25,143 Гкал/ч, горячее водоснабжение 221,68 Гкал/ч. Процент загруженности суммарно по всем котельным составляет 80,8% и меняется от 12,8% (котельная №56м) до 135,4% (котельная 22м). С перегрузкой по тепловой мощности работают 10 котельных. Сравнение котельных по загрузке представлено на рисунке 4.1.1

Из общего количества котлов 132 агрегата (36,5%) эксплуатируются со сроком службы, превышающим нормативное значение. В основном это котлы устаревших марок: паровые ДКВР, водогрейные Универсал-6, Минск-1, КСВ-1,86 и др.

**На ближайшую перспективу следует разработать программу модернизации котельных с заменой морально и физически устаревшего оборудования.**

Анализ технического состояния проведен по группам котлов в зависимости от их тепловой мощности: менее 10 Гкал/ч; от 10 до 50 Гкал/ч и свыше 50 Гкал/ч.

Учитывая, что техническое состояние котельных отражается в себестоимости отпускаемой тепловой энергии, сравнение работы котельных проведено по этому показателю (рисунки 4.1.2-4.1.9). Общая тенденция такова, что с ростом тепловой мощности и загрузки котельной себестоимость отпуска тепловой энергии снижается. Так, для котельных с тепловой мощностью до 10 Гкал/ч средняя себестоимость составляет 1532,6 руб./Гкал, что в 1,4 раза превышает действующий тариф. Соответственно по остальным котельным этот показатель равен 993,7 руб./Гкал для котельных тепловой мощностью от 10 до 50 Гкал/ч и 880,5 руб./Гкал для котельных мощностью свыше 50 Гкал/ч.

**Таким образом, следует сделать вывод, что в перспективе наиболее целесообразным направлением развития системы теплоснабжения города является отказ от строительства мелких котельных и переход к укрупнению тепловых сетей и источников тепловой энергии.**



Рисунок 4.1.1 Загруженность по тепловой нагрузке котельных города

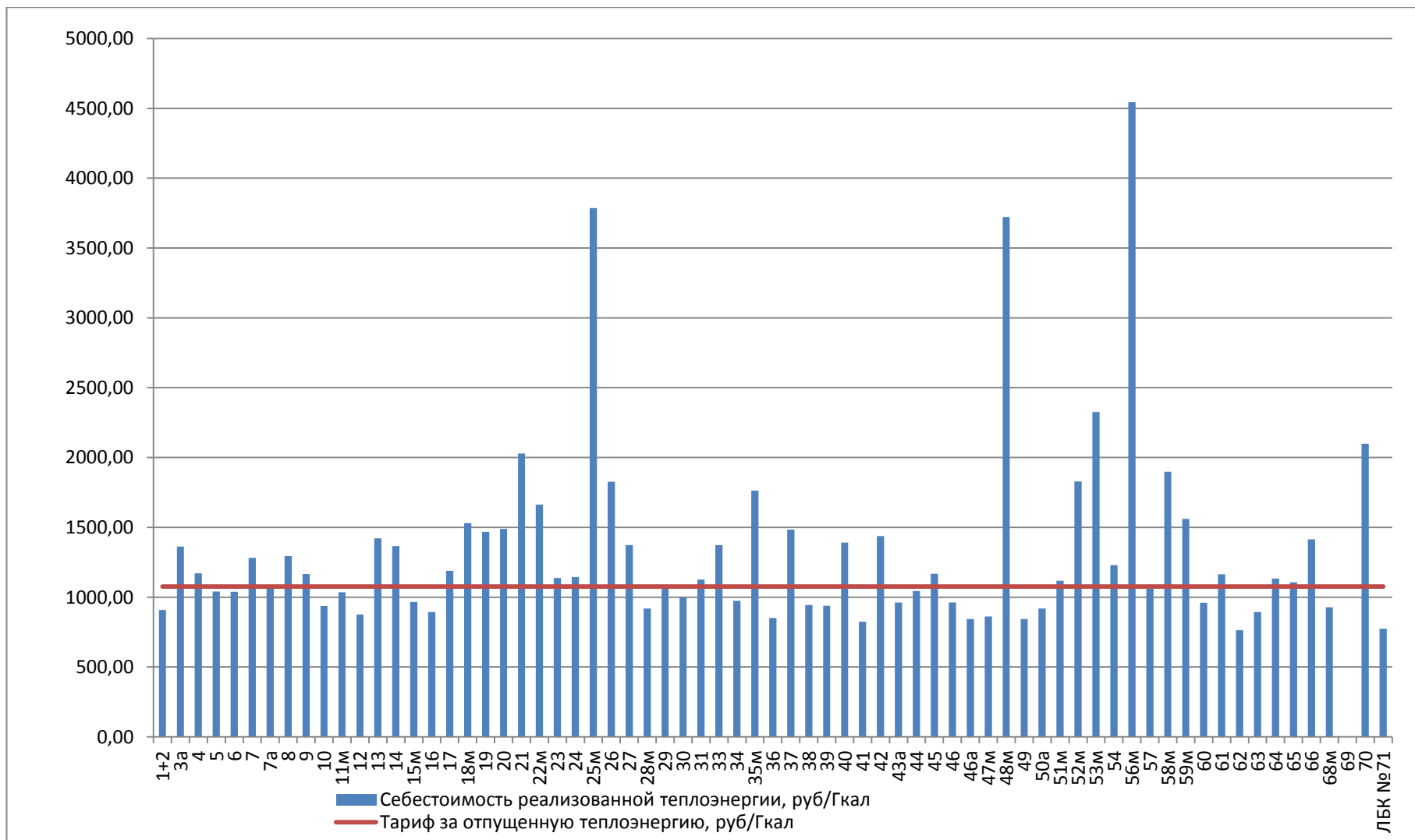


Рисунок 4.1.2 Сравнение себестоимости отпуска тепловой энергии по котельным города

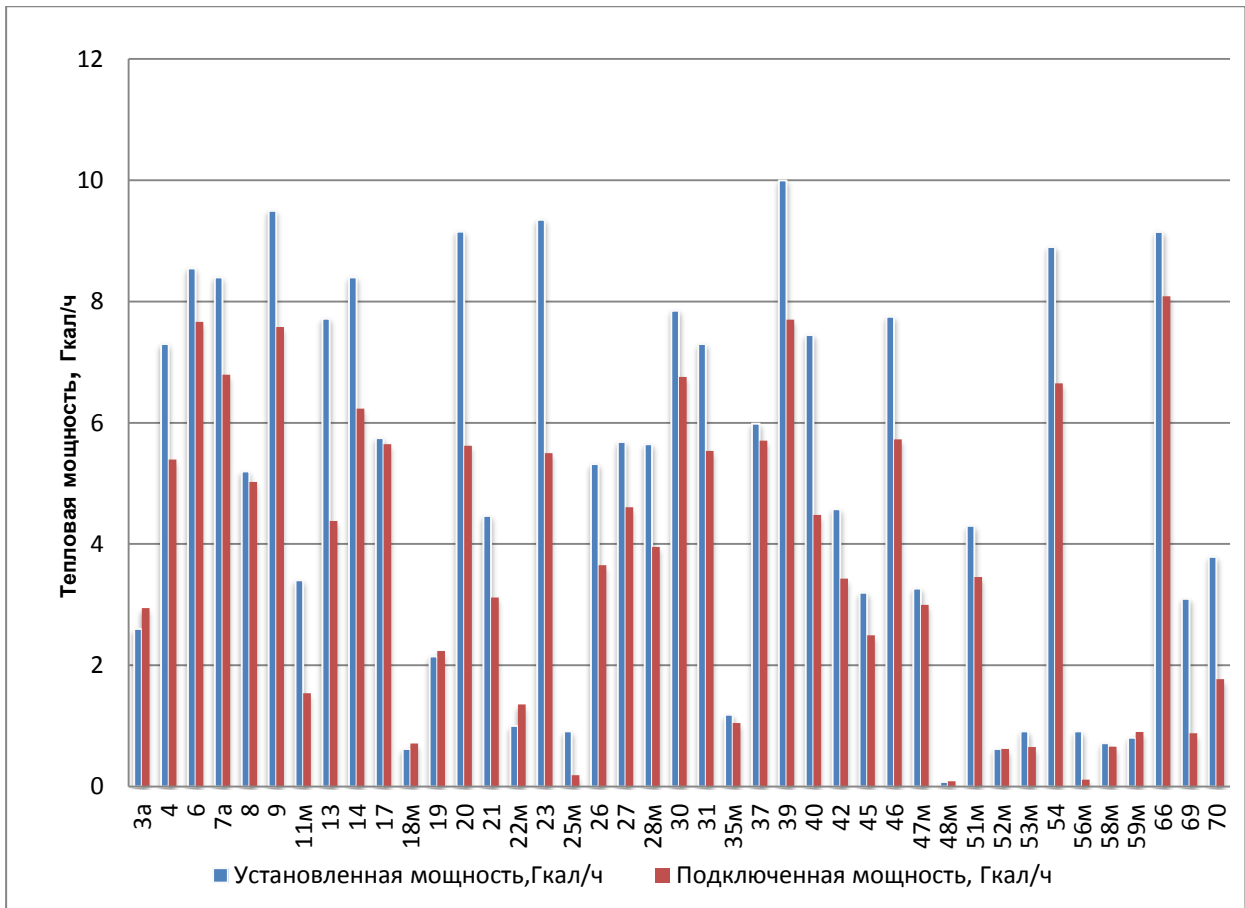


Рисунок 4.1.3 Загрузка котельных с тепловой мощностью до 10 Гкал/ч.

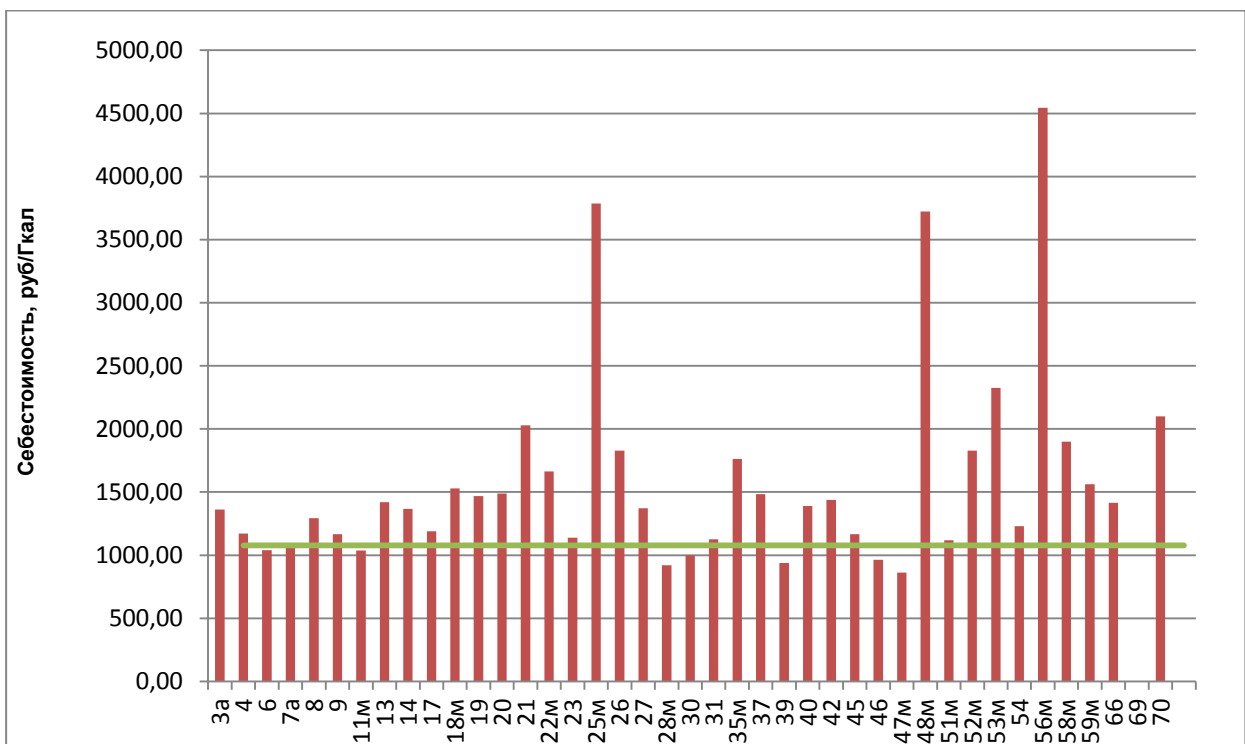


Рисунок 4.1.4 Себестоимость отпуска тепловой энергии по котельным с тепловой мощностью до 10 Гкал/ч.



Анализ данных по себестоимости отпуска тепловой энергии с котельных мощностью до 10 Гкал/ч (рисунок 4.1.4) показывает, что 30 котельных из 42 работают нерентабельно, причем у 10 котельных себестоимость в 1,5 раза превышает действующий тариф. Наиболее неблагоприятная ситуация сложилась в котельных №25м, №48м, №56м. В первую очередь это вызвано низкой загруженностью и небольшой годовой выработкой тепловой энергии. Ниже приведен сравнительный анализ себестоимости выработки тепловой энергии двух котельных: №25м с большой себестоимостью и №47м с низкой себестоимостью. Обе котельные оснащены современными автоматизированными котлами фирмы Logano с одинаковым сроком эксплуатации. Сравнение затрат представлено в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 Сравнение технико-экономических показателей котельных №25м и №47м

Наименование показателя	Единица измерения	Котельная №25м	Котельная №47м
Установленная мощность	Гкал/ч	0,912	3,27
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,188	2,99
Процент загрузки	%	20,6	91,7
Выработка тепловой энергии	Гкал	518,59	6676,26
Собственные нужды	Гкал	7,78	75,44
Тепловые потери	Гкал	107,36	328,41
Процент тепловых потерь	%	20,7	4,92
Реализация тепловой энергии	Гкал	403,45	6272,41
Расходы по статьям: в т.ч.	тыс.руб. (%)	1527,27 (100)	5401,89 (100)
- топливо	тыс.руб. (%)	284,18 (18,6)	2211,40 (40,9)
- электроэнергия	тыс.руб. (%)	158,79 (10,4)	981,35 (18,2)
- оплата труда с ЕСН	тыс.руб. (%)	379,75 (24,9)	379,75 (7)
- амортизация	тыс.руб. (%)	453,42 (30)	852,46 (15,8)
- управленческие расходы	тыс.руб. (%)	124,91 (8,2)	124,91 (2,3)
- прочие	тыс.руб. (%)	120,65 (7,9)	852,46 (15,8)
Себестоимость реализованной тепло-энергии	Руб./Гкал	3785,52	861,21
Тариф	Руб./Гкал	1076,97	1076,97

Анализ данных таблицы 4.1.1 показывает, что с уменьшением реализации тепловой энергии растет доля затрат, непосредственно не связанных с выработкой тепловой энергии: заработная плата, амортизация, управленческие расходы и т.п.

**При оптимизации схемы теплоснабжения города следует обращать внимание на загрузку котельных. В первую очередь необходимо выявить котельные, недогруженные по тепловой мощности, и рассмотреть возможность подключения к ним дополнительной (перспективной) нагрузки и расширения зоны действия этих котельных.**

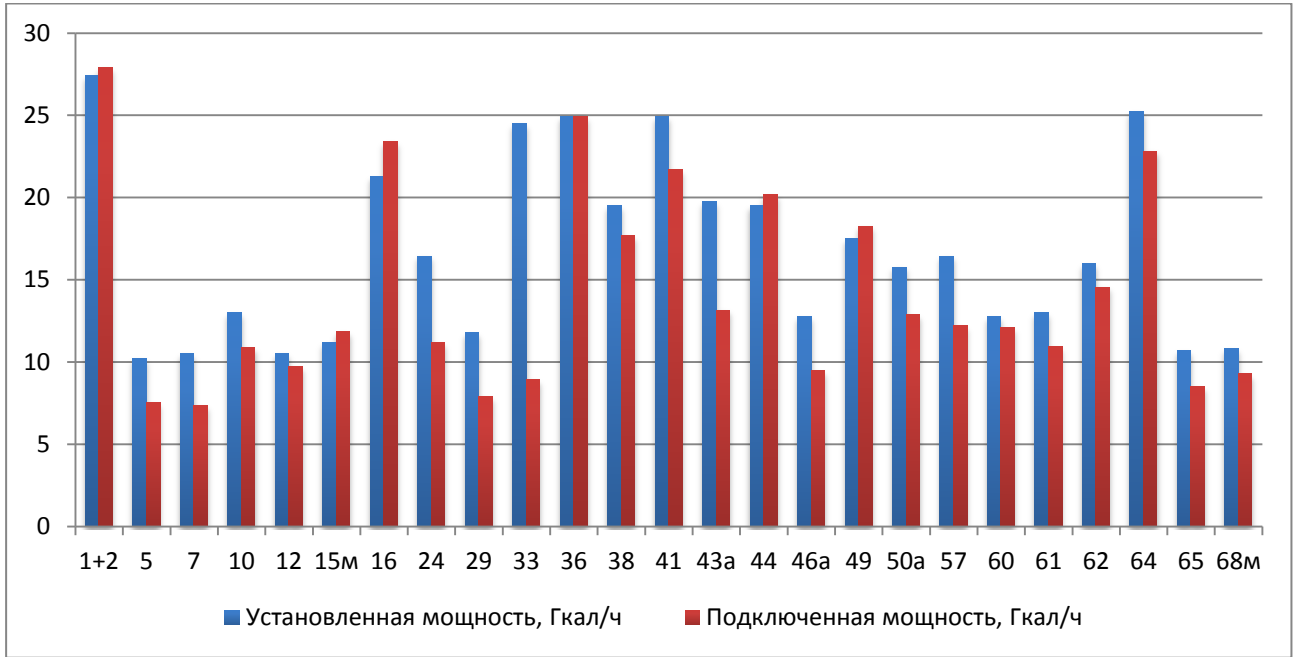


Рисунок 4.1.5 Загрузка котельных с тепловой мощностью от 10 до 50 Гкал/ч

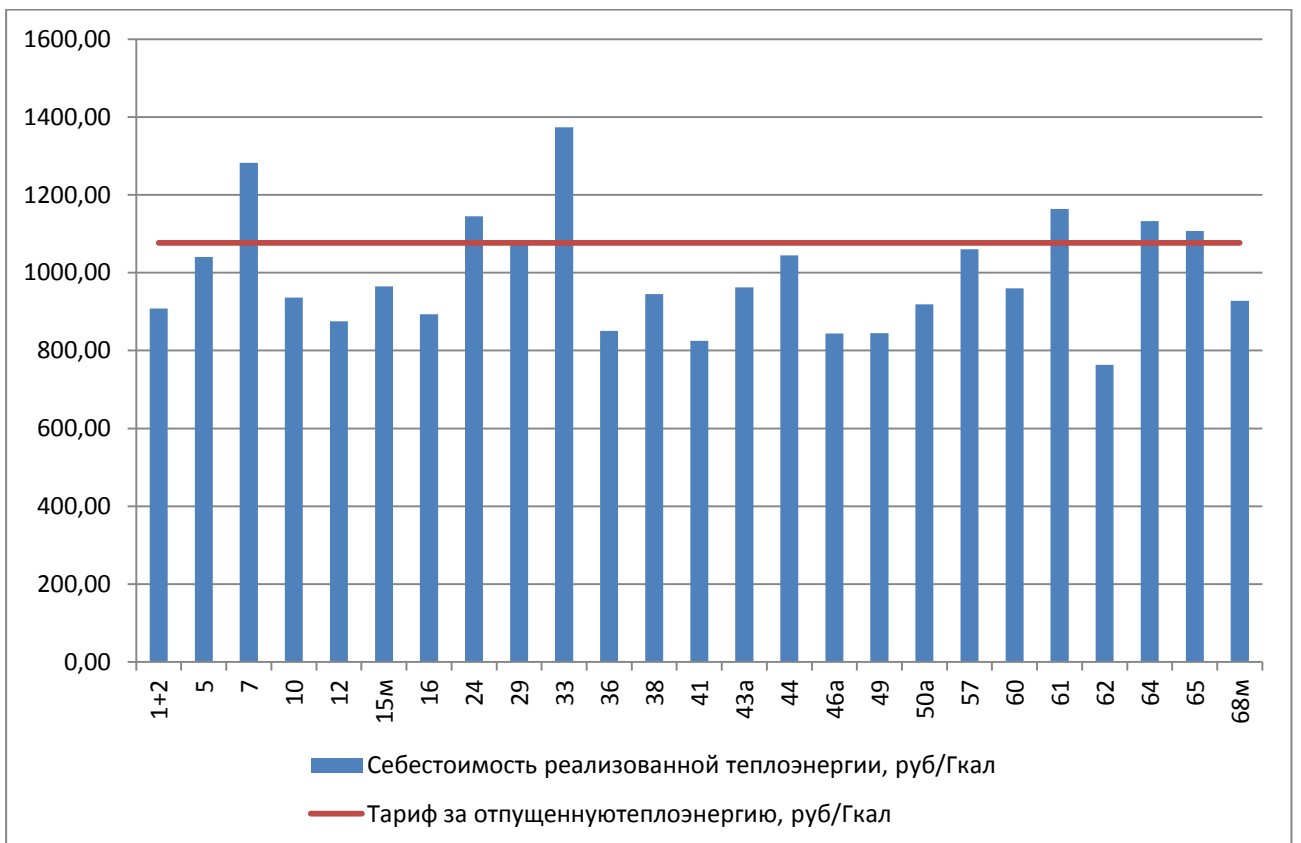


Рисунок 4.1.6 Себестоимость отпуска тепловой энергии по котельным с тепловой мощностью от 10 до 50 Гкал/ч

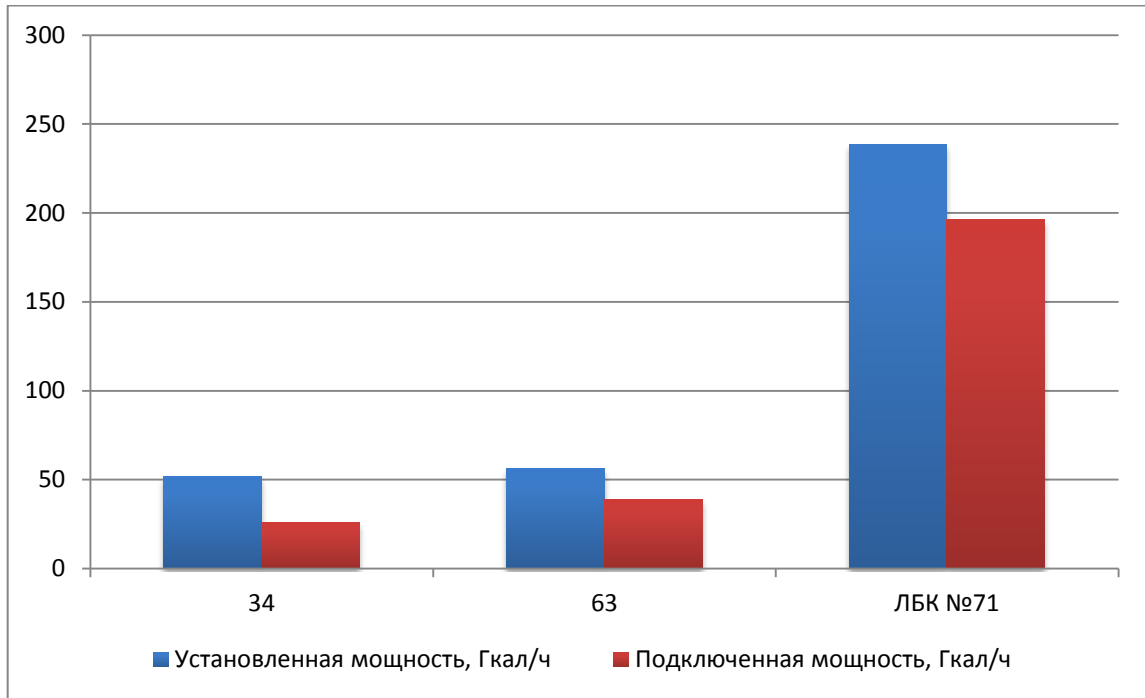


Рисунок 4.1.7 Загрузка котельных с тепловой мощностью свыше 50 Гкал/ч

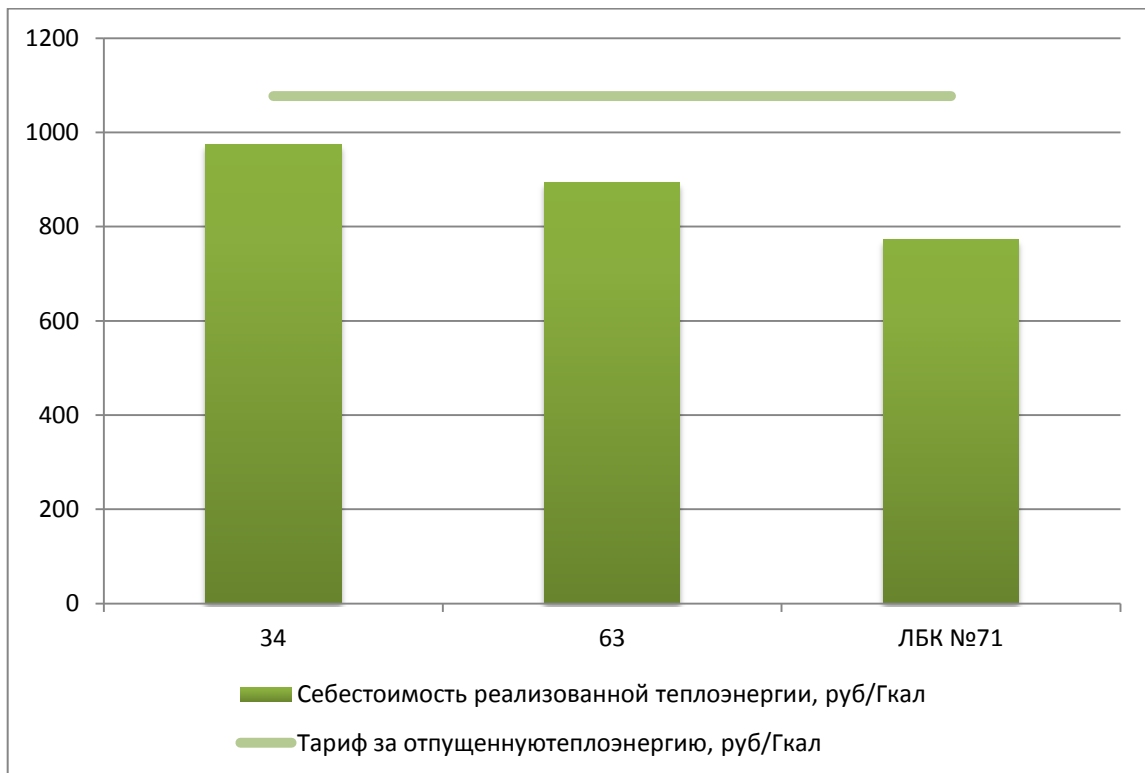


Рисунок 4.1.8 Себестоимость отпуска тепловой энергии по котельным с тепловой мощностью свыше 50 Гкал/ч

Анализ работы котельных установленной тепловой мощности от 10 до 50 Гкал/ч показывает, что превышение себестоимости выработки тепловой энергии над тарифом характерно для котельных с устаревшим оборудованием. Так, в котельных №№ 7, 24, 33, 60

эксплуатируется котельное оборудование, срок службы которого составляет от 16 до 44 лет. Наилучшие показатели в котельных №№ 16, 62, срок службы котлов которых составляет от 5 до 13 лет. В то же время следует отметить, что на величину себестоимости значительное влияние оказывает также степень загрузки котельного оборудования. Например, в котельных №№ 12, 41 установлено оборудование, отработавшее свой нормативный ресурс, но себестоимость тепловой энергии в них низкая из-за хорошей загрузки: 92,8% и 87,1%, соответственно.

**При выработке технических решений по перевооружению источников тепловой энергии необходимо учитывать срок службы оборудования и его загрузку на сеть.**

Анализ технического состояния котельных проведен также по удельным расходам энергоносителей: природного газа и электроэнергии на выработку тепловой энергии (рисунки 4.1.9 и 4.1.10).

Завышенные удельные расходы газа наблюдаются, в основном, в котельных, оснащенных старым оборудованием: котлами ТВГ, Минск, Универсал, КСВ, срок службы которых значительно превышает нормативные показатели (20-40 лет). Это котельные №№ 7, 7а, 44, 54, 66, 70 и др.

Аналогично, завышенные удельные расходы электроэнергии отмечены на котельных с устаревшим оборудованием №№ 21, 24, 69. Кроме того, для целого ряда котельных с новым современным оборудованием также отмечены высокие удельные расходы электроэнергии, например, котельные №№ 17, 22, 47, 56, 59. Это можно объяснить тем, что тепловые сети указанных котельных не отрегулированы надлежащим образом, что вызывает повышенные затраты электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Более ясную картину следует получить при детальном обследовании этих котельных.

**Для снижения себестоимости вырабатываемой тепловой энергии и затрат на ее производство следует своевременно и регулярно проводить наладку котельного оборудования и тепловых сетей.**

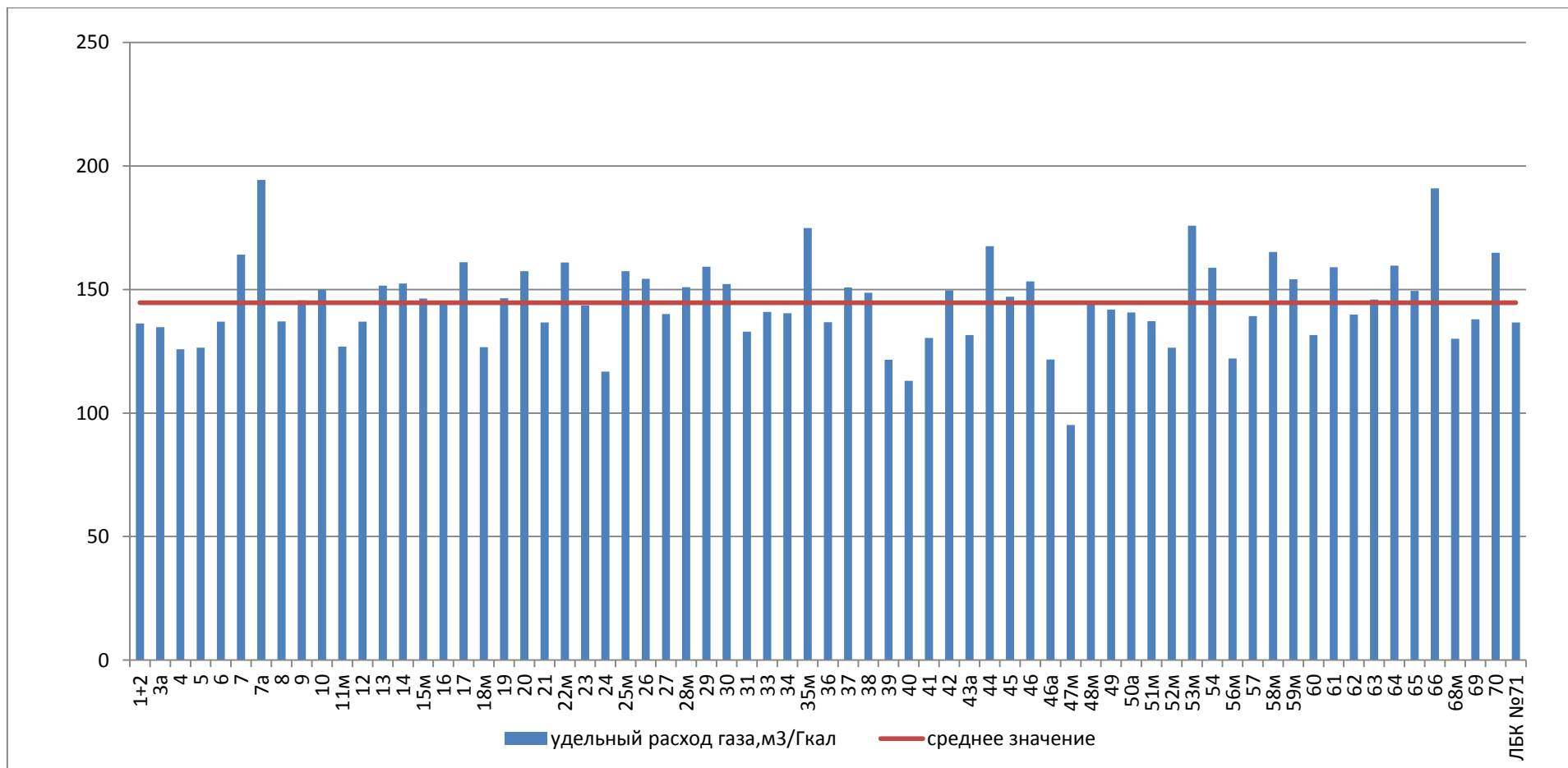


Рисунок 4.1.9 Сравнение котельных по удельному расходу природного газа на выработку тепловой энергии

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

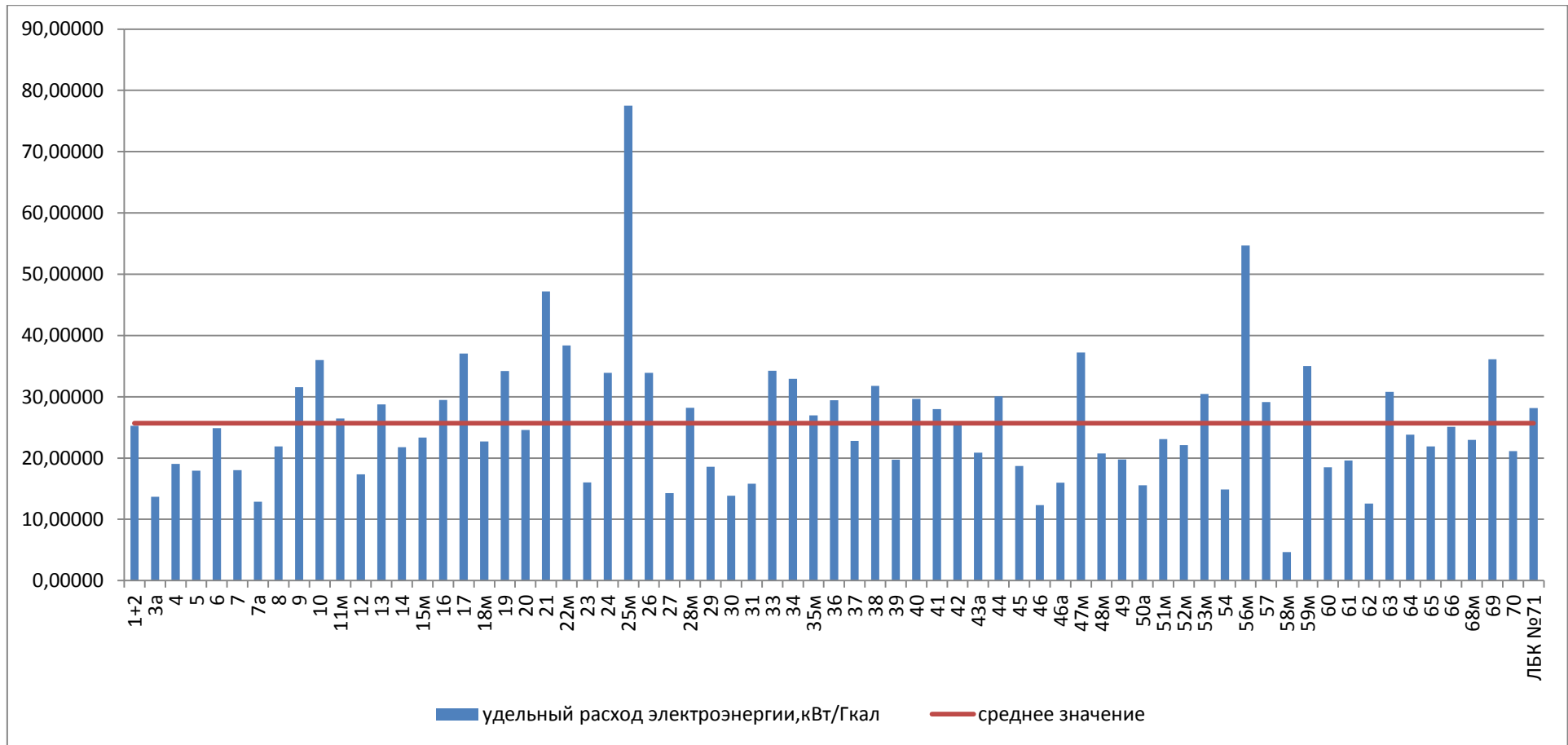


Рисунок 4.1.10 Сравнение котельных по удельному расходу электрической энергии на выработку тепловой энергии

## **4.2 Предложения по строительству источников тепловой энергии для обеспечения перспективной тепловой нагрузки**

Согласно генеральному плану развития г. Великий Новгород районами перспективного строительства жилищного строительства являются Деревяницкий и Псковский.

Суммарная потребность Деревяницкого района в тепловой энергии до 2027 года составит 113,063 Гкал/ч.

Общая перспективная подтвержденная нагрузка по Псковскому району до 2027 года составит 62,1 Гкал/ч (по прогнозным данным с учетом дальнейшего расширения города потребность района в тепловой энергии может увеличиться до 132 Гкал/ч).

По плану развития этих районов, теплоснабжение Деревяницкого жилого района планируется осуществлять от 10 котельных малой мощности, распределенных по территории района. Средняя тепловая мощность котельных порядка 16-21 Гкал/ч. Аналогичная разработка выполнена и по Псковскому жилому району.

Анализ режимов эксплуатации, технико-экономических показателей котельных МУП «Теплоэнерго» показывает, что котельные малой мощности имеют более высокую себестоимость вырабатываемой тепловой энергии. При прочих равных расходах на содержание управленческого аппарата, на заработную плату в котельных малой мощности велика доля амортизационных отчислений из-за более дорогого оборудования. Величина присоединенной тепловой нагрузки невелика, соответственно доходы за проданную тепловую энергию малы и не окупают большей части всех затрат. Из 42 котельных тепловой мощностью до 10 Гкал/ч около 30 имеют себестоимость выработанной тепловой энергии, превышающую установленный тариф.

Исходя из сказанного, наиболее целесообразным вариантом теплоснабжения новых перспективных районов представляется вариант с одной крупной котельной на район.

Окончательное решение может быть принято после подробного технико-экономического анализа обоих вариантов.

#### 4.2.1 Вариант №1. Строительство двух котельных, по одной на Деревяницкий и Псковский районы.

Варианты выбора оборудования котельной с тепловой мощностью 120 Гкал/ч могут быть различными:

Вариант 1 – установка 2-х котлов КВГМ-69,9-150 (ПТВМ-60Э) производства ОАО «Дорогобужкотломаш» единичной мощностью 60 Гкал/ч каждый. Котлы могут устанавливаться в две очереди по мере увеличения перспективной подключаемой нагрузки. Суммарная тепловая мощность котельной составит 120 Гкал/ч.

Вариант 2 – установка 4-х котлов типа ТТ 300 производства «Энтророс» единичной мощностью 34,4 Гкал/ч каждый. Суммарная тепловая мощность котельной составит 137,6 Гкал/ч.

В соответствии с требованиями п.5.4 СНиП 41-02-2003 к допустимому снижению подачи теплоты потребителям второй категории при авариях на источнике оптимальная единичная мощность одного котла должна быть не более 40 Гкал/ч. Этому требованию отвечает вариант 2 с четырьмя котлами ТТ 300. Потребление тепловой энергии на собственные нужды составит 3,1 Гкал/ч (3%), потери в тепловых сетях 10,3 Гкал/ч (10%). Отпуск тепла из котельной потребителям может составить 124,2 Гкал/ч.

Тепловая нагрузка Деревяницкого района на отопление составляет порядка 70,651 Гкал/ч, годовое потребление теплоты 215,3 тыс.Гкал; на горячее водоснабжение порядка 35,4 Гкал/ч, годовое потребление 171 тыс.Гкал. Суммарное потребление теплоты составит 386,3 тыс.Гкал. При тарифе 1076 руб./Гкал выручка от продажи тепловой энергии населению составит 415 млн.руб.

Стоимость строительства котельной с тепловой мощностью 137,6 Гкал/ч составляет 1321,39 млн. руб., стоимость тепловых сетей района 1352 млн. руб. Общая стоимость системы теплоснабжения 2673,39 млн. руб.

Простой срок окупаемости для Деревяницкого района  $T_{ок} = 2673,39/415 = 6,4$  года.

По Псковскому району для удовлетворения прогнозной тепловой нагрузки 132 Гкал/ч можно рекомендовать такую же котельную с четырьмя котлами ТТ 300 производства «Энтророс».



**4.2.2 Вариант №2. Строительство нескольких маломощных котельных со средней тепловой мощностью 6 Гкал/ч.**


Подобный вариант развития схемы теплоснабжения новых районов предусмотрен застройщиком. Застройщиком предполагается строительства 10 котельных для Деревяницкого и 12 котельных для Псковского районов.

Оценка стоимости котельных проведена по данным завода-изготовителя «DE DIETRICH Thermique».

Наименование котельной	$\Sigma Q_o + Q_v + Q_{гвс}$ , Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Стоимость блочной котельной под ключ, млн.руб.
<b>Деревяницкий район</b>			
<i>Микрорайон № 1</i>			
Котельная № 1	15,592	19	84,2
Котельная № 2	14,572	15	66,6
<i>Микрорайон № 2</i>			
Котельная № 3	18,097	19	84,2
Котельная № 4	17,059	19	84,2
<i>Микрорайон № 3</i>			
Котельная № 13	10,692	12	53,4
<i>Микрорайон № 4 (проектируемая часть)</i>			
Котельная № 14	7,9	8	35,8
<i>Микрорайон № 5</i>			
Котельная № 15	6,742	8	40,6
Котельная № 16	2,84	4	28,6
Котельная № 17	7,57	8	40,6
Котельная № 18	5,72	6	33,6
<b>Псковский район</b>			
Котельная № 1	7,628	8	40,6
Котельная № 4	9,11	10	50,6
Котельная № 5	6,06	6	42,6
Котельная № 6 (пристроенная)	2,05	3	21,6
Котельная № 7	10,73	12	60,6
Котельная № 8	3,96	4	28,6
Котельная № 10	7,25	8	56,6
Котельная № 14	6,524	8	56,6
Котельная № 15	2,93	3	21,6
Котельная № 16	2,357	3	21,6
Котельная № 18	1,82	3	21,6
Котельная № 19 (пристроенная)	1,677	1,6	11,8
Перспектива до 2027г.	69,9	70	350,6
<b>ИТОГО:</b>			<b>1336,8</b>

Основное котельное оборудование коммерческого предложения представлено линейкой газовых стальных котлов серии CABK PLUS.

### Предлагаемые модели

Котел CABK PLUS	Мощность, кВт	Панель управления			
		Стандартная	B3	Diematic-m 3	K3 (1)
	968 - 1210	CABK PLUS 100	CABK PLUS 100 B3	CABK PLUS 100 Diematic-m 3	CABK PLUS 100 K3
	1232 - 1540	CABK PLUS 130	CABK PLUS 130 B3	CABK PLUS 130 Diematic-m 3	CABK PLUS 130 K3
	1452 - 1815	CABK PLUS 160	CABK PLUS 160 B3	CABK PLUS 160 Diematic-m 3	CABK PLUS 160 K3
	1848 - 2310	CABK PLUS 200	CABK PLUS 200 B3	CABK PLUS 200 Diematic-m 3	CABK PLUS 200 K3
	2320 - 2900	CABK PLUS 250	CABK PLUS 250 B3	CABK PLUS 250 Diematic-m 3	CABK PLUS 250 K3

(1) CABK PLUS-.. K3 работает только совместно с CABK-.. Diematic-m 3 (каскадная система котлов)

### Технические характеристики

Назначения: только отопление  
Топливо: жидкое топливо / прир. газ  
Макс. рабочее давление: 5 бар

Горелка: нет  
Удаление дымовых газов: дымовая труба

Макс. рабочая температура: 100 °C  
Мин. темп. в обратной линии: 55 °C  
Защитный термостат: 110 °C

Модель котла	CABK PLUS -	100	130	160	200	250
Номинальная мощность P <sub>n</sub>	кВт	1210	1540	1815	2310	2900
Мин. полезная мощность	кВт	968	1232	1452	1846	2320
КПД при 100 % P <sub>n</sub> и средней температуре 70 °C	%	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6
Потери при останове ΔT=30 K	Вт	9215	11728	13823	17593	22086
Водовместимость	л	1327	2281	2377	3047	4700
Номинальный расход воды при ΔT=20 K	м³/ч	49,1	64,8	79,2	98,7	126,2
Perte de charge ΔT=20 K	мбар	85	92	95	102	110
Объем контура дымовых газов	л	846	1439	1439	1970	2400
Объемный расход продуктов сгорания	м³/ч	1515	1929	2271	2907	3444
Массовый расход жидкое топливо	кг/с	1,022	1,300	1,532	1,949	2,446
продуктов сгорания газ	кг/с	1,012	1,288	1,518	1,932	2,425
Избыточное давление в топке	мбар	5,0	5,5	6,1	6,1	6,7
Температура дымовых газов (80-60 °C)	°C	190-220	190-220	190-220	190-220	190-220
Вес нетто (без воды)	кг	2500	2900	3250	4000	5500

Условия измерения: Температура в подающей/обратной трубе 80/55 °C, жидкое топливо CO<sub>2</sub> = 13%; природный газ CO<sub>2</sub> = 10%

Капитальные затраты для строительства источников по Деревяницкому району составит 924 млн.руб., а по Псковскому району 985 млн.руб.

### 4.3 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии в существующих и расширяемых зонах действия

В данном разделе рассмотрены технические решения по реконструкции проблемных котельных с целью повышения их энергетической эффективности, надежности.

#### 4.3.1 Варианты развития по котельной №3а

##### Описание существующего положения

Котельная является отопительной. Установленная мощность составляет 22,765 Гкал/ч.

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ.

Присоединение систем отопления потребителей тепловой энергии осуществляется по зависимой схеме. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 95/70 °С.

Система горячего водоснабжения закрытая.

Таблица 4.3.1 Технические характеристики существующего оборудования котельной №3а

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Год ввода	Кол-во шт.	Основные характеристики
1	Минск-1	Водогрейный	1983	1	Q = 0,65 Гкал/ч
2	Минск-1	Водогрейный	1981	1	Q = 0,65 Гкал/ч
3	Минск-1	Водогрейный	1981	1	Q = 0,65 Гкал/ч
4	Минск-1	Водогрейный	1981	1	Q = 0,65 Гкал/ч

##### 4.3.1.1. Первый вариант развития

Установленная тепловая мощность котельной №3а меньше присоединенной нагрузки (таблица 4.3.2), основное и вспомогательное оборудование морально и физически устарело. Срок службы котлов превышает 30 лет, что значительно выше нормативного срока. Вместе с тем котельная №11 недогружена, поэтому предлагается присоединить потребителей от котельной №3а к котельной №11.

##### *Определение расчетной теплопроизводительности котельной №11*

Исходные данные для расчета теплопроизводительности котельной приведены в таблице 4.3.2.

##### *Выбор основного оборудования котельной №11*

Расчетная часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч

$$Q_{o\ max} = Q_{o\ max\ np} \cdot ((t_j - t_o) / (t_j - t_{o,np})),$$

где:  $Q_{o\ max\ np}$  – суммарная часовая тепловая нагрузка котельной;

$t_j$  – расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, °С (принимается согласно таблице 1 [5]),  $t_j = 20$  °С;

$t_o$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, °С (согласно таблице 3 [3]);

$t_{o,np}$  – то же, по типовому или индивидуальному проекту, °С ( $t_{o,np} = -27$  °С).

Таблица 4.3.2 Исходные данные

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина		
			Котельная 3а	Котельная 11	Сумма
1	Подключенная тепловая нагрузка, в том числе:	Гкал/ч			
	- отопление		2,721	1,198	3,919
	- вентиляция		0,327	0,082	0,409
	- ГВС		0	0,263	0,263
	Суммарная нагрузка:	Гкал/ч	<b>3,048</b>	<b>1,543</b>	<b>4,591</b>
	Установленная (располагаемая мощность)	Гкал/ч	<b>2,6</b>	<b>3,405</b>	<b>4,79*</b>
2	Собственные нужды котельной	%	1,5	1,5	1,5
3	Нормативные потери тепловой энергии в сетях	%	3,5	5,0	6,0

\* *Примечание:* указана минимально необходимая мощность котельной №11 для зимнего режима (таблица 4.3.3).

Таблица 4.3.3 Результаты расчета

№ п/п	Наименование	Величина нагрузки, Гкал/ч
1	Суммарная нагрузка при среднем расходе на ГВС	4,59
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	3,81
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	0,13
4	Собственные нужды котельной	0,07
5	<b>Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим</b>	<b>4,79</b>

Результаты расчета по месяцам представлены в таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.4 Результаты расчета

№ п/п	Месяц	Среднемесячная температура, °С	Время работы, ч	Нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	Среднечасовая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная выработка котельной, Гкал
1	январь	-8,7	744	2,64	0,26	2157,6
2	февраль	-8,7	672	2,64	0,26	1948,8
3	март	-4,3	744	2,24	0,26	1860
4	апрель	3,3	720	1,54	0,26	1296
5	май	10,4	744	0,88	0,26	848,2
6	Июнь	15,2	528	0,00	0,18	129,6
7	Июль	17,3	576	0,00	0,18	133,9
8	Август	15,4	744	0,00	0,18	133,9
9	Сентябрь	10,3	720	0,00	0,18	129,6
10	Октябрь	4,2	744	1,45	0,26	1272,2
11	ноябрь	-0,9	720	1,92	0,26	1569,6
12	декабрь	-5,9	744	2,39	0,26	1971,6
13	Холодная пятидневка	-33	120	4,88	0,26	4,8

График изменения расчетной часовой выработки котельной по месяцам представлен на рисунке 4.3.1.

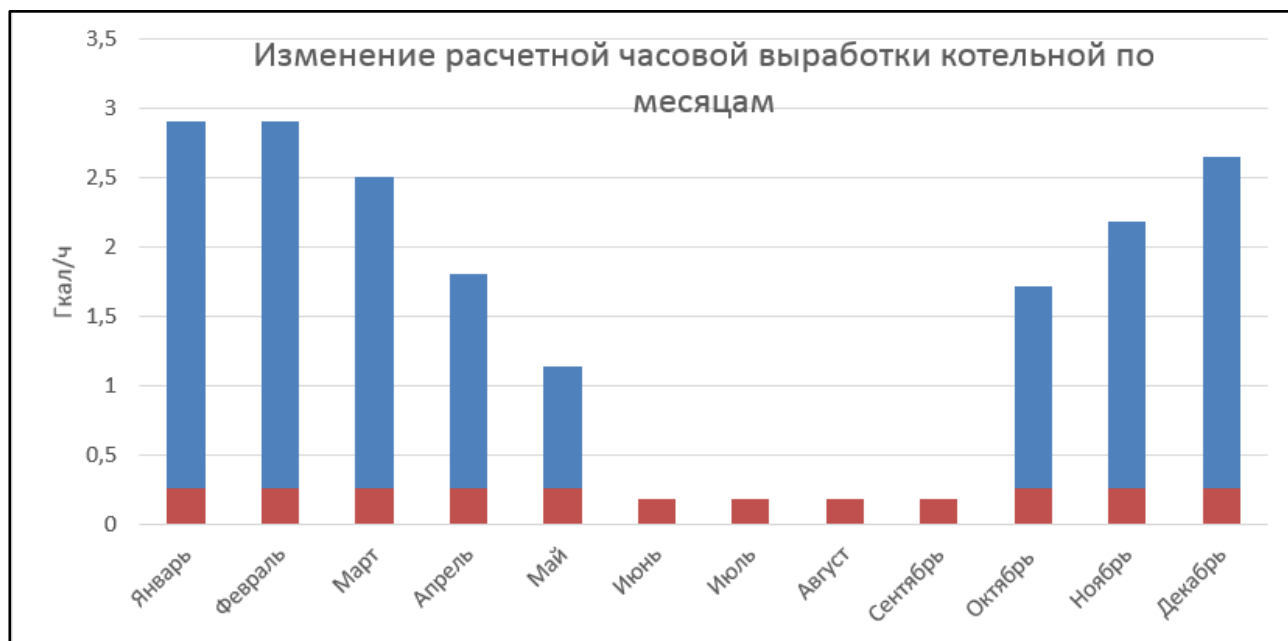


Рисунок 4.3.1 – Изменение расчетной часовой выработки теплоты, Гкал/ч

Для обеспечения полученной нагрузки в котельной №11 предлагается дополнительная установка 2 водогрейных котлов с номинальной единичной мощностью 1,135 Гкал/ч. Суммарная установленная мощность котельной №11 становится равной 5,675 Гкал/ч. При выходе одного котла из строя оставшиеся котлы обеспечивают требование СНиП по резервной тепловой мощности (согласно [6]).

*Выбор вспомогательного оборудования котельной №11*

**Насосное оборудование**

Для выбора насосного оборудования котельной произведем расчет расхода теплоносителя,  $G$ , м<sup>3</sup>/ч

$$G = 4,33 / (95 - 70) \cdot 962 = 166,62 \text{ м}^3/\text{ч} - \text{система отопления}$$

$$G = 0,41 / (65 - 5) \cdot 984 = 6,72 \text{ м}^3/\text{ч} - \text{система ГВС (зимний режим)}$$

$$G = 0,26 / (65 - 15) \cdot 993 = 5,16 \text{ м}^3/\text{ч} - \text{система ГВС (летний режим)}$$

Результат выбора наиболее подходящего насосного оборудования представлен в таблице 4.3.5.

Таблица 4.3.5 Насосное оборудование котельной

Наименование	Количество	Технические характеристики		
		Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, м <sup>3</sup> /ч
Новое насосное оборудование				
Насос сетевой	6	3	24	72
Насос ГВС – зимний режим	3	0,4	6	3,5
Насос ГВС – летний режим	2	0,4	6	3,5

**Установка химводоподготовки**

Объем воды в системах теплоснабжения:

$$V_s = 65 \cdot 4,59 \cdot 1,163 = 346,981 \text{ м}^3$$

Часовая производительность водоподготовительных установок:

$$G_g = 0,0075 \cdot 346,981 = 2,6024 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем подпитки, согласно [3], составляет:

$$G_n = 0,0025 \cdot 127,76 = 0,8675 \text{ м}^3/\text{ч}$$

На основании полученной производительности, производим выбор автоматической системы дозирования реагентов (АСДР) и подпиточного насоса. Результат выбора представлен в таблицах 4.3.6 – 4.3.8.

Таблица 4.3.6 Технические характеристики АСДР

Наименование	Расчетная производительность, м <sup>3</sup> /ч	Габаритные размеры, мм			Масса комплекта с реагентом, кг
		длина	ширина	высота	
АСДР	2,6	500	500	1400	65

Таблица 4.3.7 Технические характеристики подпиточного насоса

Наименование	Количество	Технические характеристики		
		Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, м <sup>3</sup> /ч
Подпиточный насос	1	1	32	1

Таблица 4.3.8 Результаты расчета нормативного потребления электроэнергии насосного оборудования

Наименование	Кол-во (работающих)	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Давление (напор), мм.вод.ст. (м)	Мощность, кВт	Продолжительность работы, ч	Затраты, кВт*ч
Новое оборудование						
Сетевой насос	3	72	12	3	5304	52640
Насос ГВС – зимний режим	2	3,5	6	0,04	5304	853
Насос ГВС – летний режим	2	3,5	6	0,04	3096	498
Подпиточный насос	1	1	32	1	5304	650

*Расчет показателей работы котельной №11*

Расчетное годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной представлены в таблице 4.3.9.

Таблица 4.3.9 Годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Потребление электроэнергии, Эл., кВт*ч
1	Насосное оборудование	54641
2	Горелочные устройства	25459
3	Освещение и хозяйственно-бытовые нужды	3994
4	<b>ИТОГО</b>	<b>84094</b>

В качестве резервного предлагается использовать дизельное топливо, которое отличается отсутствием необходимости его подогрева, что снижает затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Результаты расчета нормативного запаса топлива представлены в таблице 4.3.11

Таблица 4.3.10 Нормативный запас топлива

Вид топлива	Способ доставки	Объем запаса топлива	
		сут.	тыс.т.
Неснижаемый нормативный запас топлива			
Жидкое	Железнодорожный транспорт	10	0,05
	Автотранспорт	5	0,03

Таблица 4.3.11 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	13183,66
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	12985,90
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $V_{год}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	1785,68
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т., $V_{усл}$	т.у.т./год	2047,15
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	157,64

Таблица 4.3.12 Расчет капитальных затрат на модернизацию котельной без учета перекладки тепловых сетей, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	600,00
2	Оборудование и материалы	3 862,85
3	СМР	3251,25
4	Технологические присоединения (укрупненно)	250,00
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	590,00
6	Всего капитальные затраты, без НДС	8554,10
7	Непредвиденные расходы (10%)	848,71
8	НДС	1692,51
9	Всего смета проекта	11 095,31

Таблица 4.3.13 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	23,2
2	Оборудование и материалы	728,7
3	СМР	314,7
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	125,9
6	Всего капитальные затраты, без НДС	298,1

<b>7</b>	Непредвиденные расходы (10%)	165,6
<b>8</b>	НДС	298,1
<b>9</b>	Всего смета проекта	<b>1954,3</b>

### *Целесообразность внедрения КГУ*

В соответствии с современным законодательством (ФЗ № 261 от 01.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», ФЗ № 190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении», а также Постановление от 31.12.2009 г. № 1221 "Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности для товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных и муниципальных нужд") при реконструкции и (или) строительстве новых теплоисточников тепловой мощностью свыше 5 Гкал/ч надлежит применять совмещенное производство как тепловой, так и электрической электроэнергии.

В связи с вышеизложенными требованиями, в целях частичного покрытия отопительной нагрузки котельной, покрытия электрических собственных нужд (СН), а также отпуска свободной электрической энергии в существующие городские сети, предлагается внедрение когенерационной установки (КГУ) на базе газопоршневых установок (ГПУ) средней мощности.

Исходя из нагрузки котельной на нужды ГВС и отопления предлагается внедрение когенерационной установки на базе двух ГПУ электрической мощностью по 75 кВт и тепловой – 109 кВт (0,0937 Гкал/час) каждая.

Предпочтение данному виду КГУ в конкретном случае отдается ввиду того, что по сравнению с основными конкурентами, которыми являются газотурбинные и парогазовые установки, ГПУ в рассматриваемом диапазоне мощностей на данный момент требует меньших капиталовложений на строительство и ввод в эксплуатацию.

Существует два типа исполнения данных ГПУ:

- контейнерного типа, предназначенного для наружного размещения ГПУ в непосредственной близости от потребителя;
- в шумоизолирующем кожухе, предназначенном для размещения внутри помещений.

### *Выбор оборудования КГУ*

К внедрению предлагаются ГПУ контейнерного типа для расположения вблизи котельной и выполненные в виде отдельных блоков, работающих взаимосвязанно.

В состав одного блока ГПУ входят:

- двигатель с генератором 0,4кВ, соединенные муфтой и установленные на стальной раме швеллерного типа с сайлентблоками;
- теплообменник вода-вода в комплекте с расширительным баком, аварийным клапаном, компенсатором вибраций;
- теплообменник продуктов сгорания;
- силовой распределитель 0,4кВ, оснащенный системой для параллельной работы генератора друг с другом, или с общей сетью;
- управляющий распределитель, оснащенный системой управления работой установки в составе микропроцессорного контролера, КИП, необходимых датчиков и предохранителей;
- контур технологического охладителя газовой смеси двигателя, оснащенный (внутри контейнера) между охладителем газовой смеси,



- электрическим насосом, расширительным сосудом, аварийным клапаном, трубопроводами, кабельной разводкой;
- трасса природного газа, рассчитанная на постоянное давление природного газа в 2-10 кПа без колебания. Газовая трасса оснащена запорными клапанами, фильтром, фланцем и контрфланцем для присоединения к газопроводу;
  - система дополнения масла в двигатель с автоматической поплавковой системой регуляции уровня масла в картере с расходным масляным баком;
  - глушитель выхлопа из нержавеющей стали и компенсатор вибраций к глушителю выхлопа двигателя (будет размещен на крыше контейнера, поставляется неустановленным);
  - технологический охладитель контура газозвдушной смеси с принадлежностями и ножками для горизонтального крепления (будет размещен на крыше контейнера, поставляется неустановленным);
  - аварийный охладитель с принадлежностями (будет размещен на крыше контейнера, поставляется неустановленным).
  - контур аварийного охладителя оснащен: трехходовым клапаном с сервоуправлением, аварийным клапаном, расширительным баком, насосом для вторичного контура.
  - контейнер, изготовленный из трехслойных панелей - стальная наружная и внутренняя облицовка с промежуточной изоляцией. Внутренняя соединительная электропроводка с зажимными коробками для подключения в систему заказчика. Контейнер снабжен торцевой двухстворчатой дверью и двумя боковыми дверями для манипуляций с оборудованием КУ. Контейнер оснащен специальными жалюзи на вентиляционных отверстиях приточного воздуха, системой освещения с электророзеткой (220+24В), системой вентиляции и системой электроотопления внутреннего пространства контейнера, пожарной сигнализацией (визуальной и звуковой), датчиками обнаружения утечки природного газа;
  - техническая документация.

Технические характеристики каждой из двух ГПУ представлены в таблице 4.3.14.

Основные параметры ГПУ:

Таблица 4.3.14 Энергетические характеристики ГПУ

Показатель	Значение
Номинальная электрическая мощность	75 кВт
Полезная тепловая мощность КГУ	109 кВт (0,0937 Гкал)
Расход природного газа на номинальной мощности	23,2 м <sup>3</sup> /ч
Средний расход масла	0,02 кг/ч
КПД электрический	36,7 %
КПД тепловой	53,3 %
КПД общий (использования топлива)	90,0 %
Рекомендуемая минимальная постоянная мощность представляет собой 50% номинальной мощности. Потребление приведено для природного газа с калорийностью 8000 ккал/м <sup>3</sup> газа, при стандартных условиях (20°С, 101,325 кПа).	
Параметры двигателя ГПУ	
Показатель	Значение
Количество цилиндров	6

Расположение цилиндров	рядное
Диаметр ход	108 x 125 мм
Рабочий объем	6,87 л
Степень сжатия	13 : 1
Рабочие обороты	1500 мин <sup>-1</sup>
Расход масла нормальный	0,02 кг/ ч
Максимальная мощность двигателя	70 кВт
<b>Параметры генератора</b>	
<b>Показатель</b>	<b>Значение</b>
cos fi	1,0
КПД в рабочей точке	97,95 %
Напряжение	400 В
Частота	50 Гц
Обороты	1500 мин <sup>-1</sup>

Параметры системы подачи воздуха:

Неиспользуемое тепло, излучаемое горячими частями КГУ (двигатель, генератор, трубопроводы и т.д.), отводится от КГУ с помощью вентиляционного воздуха в помещение машинного зала и, далее, в окружающую среду.

Для осуществления процесса образования горючей смеси к двигателю следует подать требуемое количество воздуха.

Таблица 4.3.15 Параметры системы подачи воздуха

<b>Показатель</b>	<b>Значение</b>
Количество приточного воздуха, включая воздух для сжигания топлива	4700 м <sup>3</sup> /час
Количество воздуха для сжигания	290 Нм <sup>3</sup> /час
Температура приточного воздуха, мин./макс.	15/25 °С
Температура воздуха для сжигания топлива на входе в воздушный подогреватель двигателя, мин./расчет.	10/25 °С
Максимальная разница температур приточного и вытяжного воздуха	20 °С
Максимальная потеря давления перед воздушным фильтром	0,5 кПа

Кроме природного газа можно использовать и иные виды газа, например, пропан, биогаз, газ сточных вод.

В таблице 4.3.16 отражены рекомендуемые сроки проведения ТО и ремонтов

Для технического (сервисного) обслуживания ГПУ необходимо заключить договор либо с компанией-поставщиком, либо с официальным представительством. Также есть возможность обучения действующего персонала котельной сотрудниками компании поставщика для полностью самостоятельного обслуживания ГПУ.

Таблица 4.3.16 Рекомендованные сроки обслуживания ГПУ

Наименование работ	Интервал, моточас	Время на проведение работ, нормодень
техническое обслуживание ТО-1	1 000 (при непрерывной работе – 1 раз/месяц)	1
техническое обслуживание ТО-2	6 000	1,5
текущий ремонт	30 000*	-*
капитальный ремонт	60 000*	-*
срок эксплуатации	200 000	-

\* Момент проведения конкретного ремонта определяет сервисный техник на основании действительного состояния и износа конкретной детали.

Таблица 4.3.17 Результаты расчета технико-экономических показателей работы КГУ по укрупненным показателям

Показатели		Значение
Основные параметры работы КГУ		
Номинальная электрическая мощность ГПУ	кВт	70,00
Номинальная тепловая мощность ГПУ	Гкал/ч	0,09
Расход газа в номинальном режиме ГПУ	Нм³/ч	23,20
Количество ГПУ	шт.	2,00
Полная стоимость установки (КГУ) с учетом всех работ	руб.	5 837 585,06
Характеристика производства энергии КГУ		
Средняя загрузка КГУ в течение года	%	90,10
Потребление топлива (природного газа)	Нм³/год	394 400,00
Объем вырабатываемой электроэнергии	кВт·ч/год	1 072 190,00
Объем свободной электроэнергии (за вычетом СН КГУ)	кВт·ч/год	748 616,00
Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал/год	1 593,29
Техническое обслуживание и эксплуатационные затраты КГУ		
Затраты на покупку природного газа	руб./год	1 287 542,46
Затраты на покупку масла, антифриза	руб./год	3 400,00
Затраты на ремонт, ТО и закупку необходимых запасных частей	руб./год	16 203,70
Амортизационные отчисления	руб./год	13 888,89
Суммарные годовые затраты	руб./год	1 321 035,06
Действующие тарифы на ресурсы		
Действующий тариф на электроэнергию для котельной	руб./ кВт·ч	4,29
Средневзвешенная нерегулируемая цена электроэнергии (на февраль 2013г. по региону)	руб./ кВт·ч	4,29
Стоимость топлива (природного газа)	руб./Нм³	3,26
Себестоимость производимой электроэнергии		
Удельная стоимость газа	руб./кВт·ч	1,20
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./кВт·ч	0,00

Показатели		Значение
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./кВт·ч	0,02
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./кВт·ч	0,01
Себестоимость производимой электроэнергии	руб./кВт·ч	1,23
<b>Себестоимость производимой тепловой энергии</b>		
Удельная стоимость газа	руб./Гкал	808,10
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./Гкал	2,13
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./Гкал	10,17
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./Гкал	8,72
Себестоимость производимой тепловой энергии	руб./Гкал	829,12
<b>Годовая экономия при применении КГУ</b>		
Доход от продажи электрической энергии котельной и местной электросетевой организации по средневзвешенной нерегулируемой цене (1,462 руб./кВт·ч)	руб./год	1 094 476,59
Доход от реализации тепловой энергии по цене себестоимости её производства когенерационной установкой	руб./год	1 321 035,06
Совокупный доход от реализации тепловой и электрической энергии	руб./год	2 415 511,65
Суммарные годовые затраты	руб./год	1 321 035,06
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации только свободной вырабатываемой энергии по нерегулируемой цене	лет	5,33

Таблица 4.3.18 Расчет капитальных затрат на строительство когенерационной установки на базе ГПУ, руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	350 000,00
2	Оборудование и материалы	5 837 585,06
3	СМР	2 580 212,60
4	Технологические присоединения (укрупненно)	325 903,59
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	879 939,69
6	Всего капитальные затраты, без НДС	9 973 640,92
7	Непредвиденные расходы (10%)	997 364,09
8	НДС	1 795 255,37
9	Всего смета проекта	12 766 260,38

#### 4.3.1.2. Второй вариант развития

В существующей котельной №3а, основное и вспомогательное оборудование морально и физически устарело, в результате чего предлагается провести модернизацию основного и вспомогательного оборудования котельной №3а с увеличением мощности источника и с его автоматизацией.

*Определение расчетной теплопроизводительности котельной №3а*

Исходные данные для расчета теплопроизводительности котельной приведены в таблице 4.3.19.

Таблица 4.3.19 Исходные данные

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Подключенная тепловая нагрузка, в том числе:	Гкал/ч	
	- отопление		2,721
	- вентиляция		0,327
	- ГВС		0
	Суммарная нагрузка:	Гкал/ч	<b>3,048</b>
	Установленная (располагаемая мощность)	Гкал/ч	<b>2,6</b>
2	Собственные нужды котельной	%	1,5
3	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	%	3,5

Таблица 4.3.20 Результаты расчета

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	3,05
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	2,68
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	0,13
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,05
5	<b>Суммарная минимальная мощность котельной (зимний режим)</b>	<b>3,22</b>	<b>4,79</b>

*Выбор основного оборудования котельной №3а*

Расчетная часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч

$$Q_{o\ max} = Q_{o\ max\ np} \cdot ((t_j - t_o) / (t_j - t_{o,np})),$$

где:  $Q_{o\ max\ np}$  – суммарная часовая тепловая нагрузка котельной;

$t_j$  – расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, принимается  $t_j = 20$  °С;

$t_o$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, °С ;

$t_{o,np}$  – то же, по типовому или индивидуальному проекту, °С ( $t_{o,np} = -27$  °С).

Таблица 4.3.21 Результаты расчета по месяцам

№ п/п	Месяц	Среднемесячная температура, °С	Время работы, ч	Нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	Среднечасовая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная выработка котельной, Гкал
1	январь	-8,7	744	1,86	0,00	1383,84
2	февраль	-8,7	672	1,86	0,00	1249,92
3	март	-4,3	744	1,58	0,00	1175,52
4	апрель	3,3	720	1,08	0,00	777,6
5	май	10,4	744	0,62	0,00	461,28
6	Июнь	15,2	528	0,00	0,00	0
7	Июль	17,3	576	0,00	0,00	0
8	Август	15,4	744	0,00	0,00	0
9	Сентябрь	10,3	720	0,00	0,00	0
10	Октябрь	4,2	744	1,02	0,00	758,88
11	ноябрь	-0,9	720	1,36	0,00	979,20

№ п/п	Месяц	Среднемесячная температура, °С	Время работы, ч	Нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	Среднечасовая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная выработка котельной, Гкал
12	декабрь	-5,9	744	1,68	0,00	1249,92
13	Холодная пятидневка	-33	120	3,44	0,00	3,44

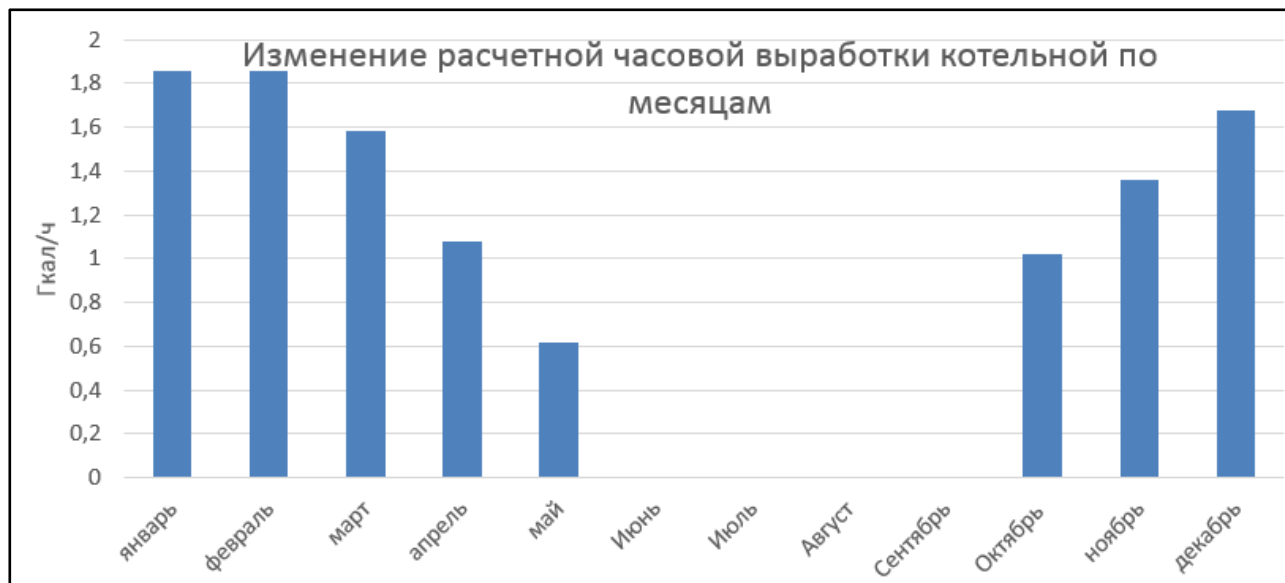


Рисунок 4.3.2 – Изменение расчетной часовой выработки теплоты, Гкал/ч

Для обеспечения полученной нагрузки в реконструируемой котельной предлагается установка 5 водогрейных котлов с номинальной единичной мощностью 1,135 Гкал/ч. При выходе одного котла из строя оставшиеся котлы обеспечивают требование СНиП по резервной тепловой мощности (согласно [6]).

Результат выбора котлов представлен в таблице 4.3.21.

Таблица 4.3.21 Основное оборудование

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1	Водогрейный	5	1,135	1320	5,675	6600
<b>Итого</b>					5,675	6600

*Выбор вспомогательного оборудования котельной №3а*

**Насосное оборудование**

Для выбора насосного оборудования котельной произведем расчет расхода теплоносителя,  $G$ , м<sup>3</sup>/ч:

$$G = 2,721 / (95 - 70) \cdot 962 = 104,704 \text{ м}^3/\text{ч} - \text{система отопления}$$

Таблица 4.3.22 Насосное оборудование котельной

Наименование	Количество	Технические характеристики		
		Мощность, кВт	Напор H, м	Подача Q, м <sup>3</sup> /ч
Новое насосное оборудование				
Насос сетевой	2	3	8-24	72

**Установка химводоподготовки**

Объем воды в системах теплоснабжения:

$$V_s = 65 \cdot 2,721 \cdot 1,163 = 205,694 \text{ м}^3.$$

Часовая производительность водоподготовительных установок:

$$G_g = 0,0075 \cdot 205,694 = 1,5427 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Объем подпитки, согласно [3], составляет:

$$G_n = 0,0025 \cdot 205,694 = 0,5142 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

На основании полученной производительности, производим выбор автоматической системы дозирования реагентов (АСДР) и подпиточного насоса. Результат выбора представлен в таблицах 4.3.23 – 4.3.25.

Таблица 4.3.23 Технические характеристики АСДР

Наименование	Расчетная производительность, м <sup>3</sup> /ч	Габаритные размеры, мм			Масса комплекта с реагентом, кг
		длина	ширина	высота	
АСДР	2	500	500	1400	65

Таблица 4.3.24 Технические характеристики подпиточного насоса

Наименование	Количество	Технические характеристики		
		Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, м <sup>3</sup> /ч
Подпиточный насос	1	1	32	1

Таблица 4.3.25 Результаты расчета нормативного потребления электроэнергии насосного оборудования

Наименование	Кол-во (работающих)	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Давление (напор), мм.вод.ст. (м)	Мощность, кВт	Продолжительность работы, ч	Затраты, кВт*ч
Новое оборудование						
Сетевой насос	1	72	12	3	5304	17547
Подпиточный насос	1	1	32	1	5304	650

*Расчет показателей работы котельной №3а*

Таблица 4.3.26 Годовое потребление электроэнергии оборудованием котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Потребление электроэнергии, Нэл., кВт*ч
1	Насосное оборудование	18197
2	Горелочные устройства	25459
3	Освещение и хозяйственно-бытовые нужды	2191
4	<b>ИТОГО</b>	<b>45847</b>

В качестве резервного предлагается использовать дизельное топливо, которое отличается отсутствием необходимости его подогрева, что снижает затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 4.3.27 Нормативный запас топлива

Вид топлива	Способ доставки	Объем запаса топлива	
		сут.	тыс.т.
<b>Неснижаемый нормативный запас топлива</b>			
Жидкое	Железнодорожный транспорт	10	0,05
	Автотранспорт	5	0,03

Таблица 4.3.28 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	8025,0
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	7905,55
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	1087,08
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т., $B_{усл}$	т.у.т./год	1246,26
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,3
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	157,64

Таблица 4.3.29 Расчет капитальных затрат, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	600,00
2	Оборудование и материалы	3 057,90
3	СМР	2665,58
4	Технологические присоединения (укрупненно)	250,00
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	590,00
6	Всего капитальные затраты, без НДС	7163,48
7	Непредвиденные расходы (10%)	671,86
8	НДС	1410,36
9	Всего смета проекта	<b>9 245,70</b>

Таблица 4.3.30 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	23,20
2	Оборудование и материалы	728,70
3	СМР	314,70
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	125,90
6	Всего капитальные затраты, без НДС	298,10
7	Непредвиденные расходы (10%)	165,60
8	НДС	298,10
9	Всего смета проекта	<b>1954,30</b>

Аналогичные расчеты проведены и по другим предлагаемым решениям. Подробная информация приведена в обосновывающих материалах (Книга 4). В этом разделе приведены основные выводы по предлагаемым решениям.



### 4.3.2 Варианты развития котельной №9

#### Описание существующего положения

Котельная является отопительной. Установленная мощность составляет 9,5 Гкал/ч.

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ. Присоединение систем отопления потребителей тепловой энергии осуществляется по прямой схеме. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 95/70 °С.

Система горячего водоснабжения закрытая.

Таблица 4.3.31 Технические характеристики существующего оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Год ввода	Кол-во шт.	Основные характеристики
1	КСВ-2,9	Водогрейный	2002	2	Q=2,50 Гкал/час
2	КСВ-1,86	Водогрейный	2002	1	Q=1,60 Гкал/час
3	Минск-1	Водогрейный	2006	2	Q=0,65 Гкал/час
4	ТВГ-1,5	Водогрейный	1994	1	Q=1,50 Гкал/час

#### 4.3.2.1.Первый вариант развития

К существующей котельной №9 предлагается присоединить всех потребителей снабжающихся от котельной №30. Таким образом, подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельной №9 увеличится за счет присоединения всех потребителей от котельной №30 с 7,6 Гкал/час до 14,4 Гкал/час. Так как установленная мощность котельной №9 составляет только 9,5 Гкал, то предполагается установка дополнительных источников получения тепловой энергии. Кроме того, планируется частичная перекладка тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов, а также прокладка магистрального теплопровода от котельной №9 до котельной №30.

Таблица 4.3.32 Результаты расчета тепловой нагрузки котельной

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	11,9
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	10,47
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	0,13
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,22
5	<b>Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>14,75</b>

Таблица 4.3.32 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	49525,68
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	48782,80
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	6708,07
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	7690,32
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	157,64

Таблица 4.3.33 Расчет капитальных затрат, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	1430,33
2	Оборудование и материалы	9 607,50
3	СМР	8086,35
4	Технологические присоединения (укрупненно)	536,37
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	1448,21
6	Всего капитальные затраты, без НДС	21108,75
7	Непредвиденные расходы (10%)	2110,88
8	НДС	4179,53
9	Всего смета проекта	<b>27 399,16</b>

Таблица 4.3.34 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	71,30
2	Оборудование и материалы	2239,40
3	СМР	967,00
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	386,80
6	Всего капитальные затраты, без НДС	916,10
7	Непредвиденные расходы (10%)	508,90
8	НДС	916,10
9	Всего смета проекта	<b>6005,56</b>

*Целесообразность внедрения КГУ*

Исходя из нагрузки котельной на нужды ГВС и отопления предлагается внедрение когенерационной установки на базе двух ГПУ электрической мощностью по 120 кВт и тепловой – 216 кВт (0,185 Гкал/час) каждая.

Таблица 4.3.35 Результаты расчета технико-экономических показателей работы КГУ по укрупненным показателям

Параметры		Значение
<b>ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ КГУ</b>		
Номинальная электрическая мощность ГПУ	кВт	122,0
Номинальная тепловая мощность ГПУ	Гкал/ч	207,4
Расход газа в номинальном режиме ГПУ	Нм³/ч	35,60
Количество ГПУ	шт.	2,00
Полная стоимость установки (КГУ) с учетом всех работ	руб.	7 448 018,80
<b>ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ КГУ</b>		
Средняя загрузка КГУ в течение года	%	90,10
Потребление топлива (природного газа)	Нм³/год	605 200,00
Объем вырабатываемой электроэнергии	кВт·ч/год	1 868 674,00
Объем свободной электроэнергии (за вычетом СН КГУ)	кВт·ч/год	1 545 100,00
Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал/год	3 525 800,00
<b>ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ КГУ</b>		
Затраты на покупку природного газа	руб./год	1 975 711,71
Затраты на покупку масла, антифриза	руб./год	0,00
Затраты на ремонт, ТО и закупку необходимых запасных частей	руб./год	28 240,74
Амортизационные отчисления	руб./год	24 206,35
Суммарные годовые затраты	руб./год	2 028 158,80
<b>ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТАРИФЫ НА РЕСУРСЫ</b>		
Действующий тариф на электроэнергию для котельной	руб./кВт·ч	4,29
Средневзвешенная нерегулируемая цена электроэнергии (на февраль 2013г. по региону)	руб./кВт·ч	4,29
Стоимость топлива (природного газа)	руб./Нм³	3,26
<b>СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b>		
Удельная стоимость газа	руб./кВт·ч	1,06
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./кВт·ч	0,00
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./кВт·ч	0,02
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./кВт·ч	0,01
Себестоимость производимой электроэнергии	руб./кВт·ч	1,09
<b>СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ</b>		
Удельная стоимость газа	руб./Гкал	0,56
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./Гкал	0,00
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./Гкал	0,01
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./Гкал	0,01
Себестоимость производимой тепловой энергии	руб./Гкал	0,58
<b>ГОДОВАЯ ЭКОНОМИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ КГУ</b>		
Доход от продажи электрической энергии котельной и местной электросетевой организации по средневзвешенной нерегулируемой цене (1,462 руб./кВт·ч)	руб./год	2 258 936,20
Доход от реализации тепловой энергии по цене себестоимости её производства когенерационной установкой	руб./год	2 028 158,80
Совокупный доход от реализации тепловой и электрической энергии	руб./год	4 287 095,00

Параметры		Значение
Суммарные годовые затраты	руб./год	2 028 158,80
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации всей вырабатываемой энергии	лет	0,93
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации только свободной вырабатываемой энергии	лет	1,12
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации только свободной вырабатываемой энергии по нерегулируемой цене	лет	3,30

Таблица 4.3.36 Расчет капитальных затрат на строительство когенерационной установки на базе ГПУ, руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	350 000,00
2	Оборудование и материалы	7 448 018,80
3	СМР	3 292 024,31
4	Технологические присоединения (укрупненно)	415 811,68
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	1 122 691,53
6	Всего капитальные затраты, без НДС	12 628 546,33
7	Непредвиденные расходы (10%)	1 262 854,63
8	НДС	2 273 138,34
9	Всего смета проекта	16 164 539,30

#### 4.3.2.2. Второй вариант развития

В существующей котельной №9 провести модернизацию основного и вспомогательного оборудования для дальнейшей автоматизации режима работы котельного оборудования.

Таблица 4.3.37 Результаты расчета тепловой нагрузки котельной

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	5,49
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	4,83
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	0,13
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,13
5	<b>Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>7,84</b>

Таблица 4.3.38 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	30023,23
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	29512,84

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $V_{вод}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	4066,54
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $V_{усл}$	т.у.т./год	4661,99
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	157,96

Таблица 4.3.39 Расчет капитальных затрат, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	1532,82
2	Оборудование и материалы	10 295,92
3	СМР	8523,40
4	Технологические присоединения (укрупненно)	574,81
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	1551,98
6	Всего капитальные затраты, без НДС	22478,92
7	Непредвиденные расходы (10%)	2262,13
8	НДС	4453,39
9	Всего смета проекта	<b>29 194,44</b>

Таблица 4.3.40 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	71,30
2	Оборудование и материалы	2239,40
3	СМР	967,00
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	386,80
6	Всего капитальные затраты, без НДС	916,10
7	Непредвиденные расходы (10%)	508,90
8	НДС	916,10
9	Всего смета проекта	<b>6005,56</b>

### 4.3.3 Варианты развития котельной №1

#### Описание существующего положения

Котельная является отопительной. Установленная мощность составляет 22,765Гкал/ч.

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ.

Присоединение систем отопления потребителей тепловой энергии осуществляется по прямой схеме через элеваторы. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 130/70 °С.

Таблица 4.3.41 Технические характеристики существующего оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Год ввода	Кол-во шт.	Основные характеристики
1	ДКВР-6,5/13	Водогрейный	1973	2	Q=5,48 Гкал/час
2	ДКВР-6,5/13	Водогрейный	1998	1	Q=5,48 Гкал/час
3	ДКВР-4/13	Водогрейный	2002	2	Q=3,373 Гкал/час
4	ДКВР-10/13	Водогрейный	2001	1	Q=8,432 Гкал/час

#### 4.3.3.1. Первый вариант развития

К существующей котельной №1 предлагается присоединить всех потребителей снабжающихся от котельной №2 и 14. Таким образом, подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельной №1 увеличится за счет присоединения всех потребителей от котельной №2 и №14 с 23,797 Гкал/час до 34,3 Гкал/час. Так как установленная мощность котельной №1 составляет 22,765 Гкал, то предполагается установка дополнительных источников получения тепловой энергии. Кроме того, планируется частичная перекладка тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов, а также прокладка магистральных теплопроводов от котельной №1 до котельных №2 и 14.

Таблица 4.3.42 Результаты расчета тепловой нагрузки

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	27,8
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	24,46
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	0,13
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,52
5	<b>Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>34,95</b>

Таблица 4.3.43 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	49525,68
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	48782,80
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс. м <sup>3</sup> /год	6708,07
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т., $B_{усл}$	т.у.т./год	7690,32
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	157,64

Таблица 4.3.44 Расчет капитальных затрат, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	3646,19
2	Оборудование и материалы	24 491,44
3	СМР	20613,72
4	Технологические присоединения (укрупненно)	1367,32
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	3691,76
6	Всего капитальные затраты, без НДС	53810,43
7	Непредвиденные расходы (10%)	5381,04
8	НДС	10654,47
9	Всего смета проекта	69 845,94

Таблица 4.3.45 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	168,80
2	Оборудование и материалы	5306,10
3	СМР	2291,30
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	916,50
6	Всего капитальные затраты, без НДС	2170,70
7	Непредвиденные расходы (10%)	1205,90
8	НДС	2170,70
9	Всего смета проекта	<b>14230,12</b>

*Целесообразность внедрения КГУ*

Исходя из нагрузки котельной на нужды ГВС и отопления предлагается внедрение когенерационной установки на базе двух ГПУ электрической мощностью по 120 кВт и тепловой – 109 кВт (0,0937 Гкал/час) каждая.

Таблица 4.3.46 Результаты расчета технико-экономических показателей работы КГУ по укрупненным показателям

Параметры		Значение
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ КГУ		
Номинальная электрическая мощность ГПУ	кВт	122,0
Номинальная тепловая мощность ГПУ	Гкал/ч	207,4
Расход газа в номинальном режиме ГПУ	Нм <sup>3</sup> /ч	35,60
Количество ГПУ	шт.	2,00
Полная стоимость установки (КГУ) с учетом всех работ	руб.	7 448 018,80
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ КГУ		
Средняя загрузка КГУ в течение года	%	90,10
Потребление топлива (природного газа)	Нм <sup>3</sup> /год	605 200,00

Параметры		Значение
Объем вырабатываемой электроэнергии	кВт·ч/год	1 868 674,00
Объем свободной электроэнергии (за вычетом СН КГУ)	кВт·ч/год	1 545 100,00
Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал/год	3 525 800,00
<b>ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ КГУ</b>		
Затраты на покупку природного газа	руб./год	1 975 711,71
Затраты на покупку масла, антифриза	руб./год	0,00
Затраты на ремонт, ТО и закупку необходимых запасных частей	руб./год	28 240,74
Амортизационные отчисления	руб./год	24 206,35
Суммарные годовые затраты	руб./год	2 028 158,80
<b>ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТАРИФЫ НА РЕСУРСЫ</b>		
Действующий тариф на электроэнергию для котельной	руб./кВт·ч	4,29
Средневзвешенная нерегулируемая цена электроэнергии (на февраль 2013г. по региону)	руб./кВт·ч	4,29
Стоимость топлива (природного газа)	руб./Нм <sup>3</sup>	3,26
<b>СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b>		
Удельная стоимость газа	руб./кВт·ч	1,06
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./кВт·ч	0,00
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./кВт·ч	0,02
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./кВт·ч	0,01
Себестоимость производимой электроэнергии	руб./кВт·ч	1,09
<b>СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ</b>		
Удельная стоимость газа	руб./Гкал	0,56
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./Гкал	0,00
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./Гкал	0,01
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./Гкал	0,01
Себестоимость производимой тепловой энергии	руб./Гкал	0,58
<b>ГОДОВАЯ ЭКОНОМИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ КГУ</b>		
Доход от продажи электрической энергии котельной и местной электросетевой организации по средневзвешенной нерегулируемой цене (1,462 руб./кВт·ч)	руб./год	2 258 936,20
Доход от реализации тепловой энергии по цене себестоимости её производства когенерационной установкой	руб./год	2 028 158,80
Совокупный доход от реализации тепловой и электрической энергии	руб./год	4 287 095,00
Суммарные годовые затраты	руб./год	2 028 158,80
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации всей вырабатываемой энергии	лет	0,93
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации только свободной вырабатываемой энергии	лет	1,12
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации только свободной вырабатываемой энергии по нерегулируемой цене	лет	3,30

Таблица 4.3.47 Расчет капитальных затрат на строительство когенерационной установки на базе ГПУ, руб.



№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	350 000,00
2	Оборудование и материалы	7 448 018,80
3	СМР	3 292 024,31
4	Технологические присоединения (укрупненно)	415 811,68
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	1 122 691,53
6	Всего капитальные затраты, без НДС	12 628 546,33
7	Непредвиденные расходы (10%)	1 262 854,63
8	НДС	2 273 138,34
9	Всего смета проекта	12 627 778,00

#### 4.3.3.2. Второй вариант развития

К существующей котельной №1 предлагается присоединить всех потребителей снабжающихся от котельной №2. Таким образом, подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельной №1 увеличится за счет присоединения всех потребителей от котельной №2 с 23,797 Гкал/час до 34,3 Гкал/час. Так как установленная мощность котельной №1 составляет 22,765 Гкал, то предполагается установка дополнительных источников получения тепловой энергии. Кроме того, планируется частичная перекладка тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов, а также прокладка магистральных теплопроводов от котельной №1 до котельной №2.

Таблица 4.3.48 Результаты расчета тепловой нагрузки

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	27,93
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	19,70
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	7,43
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,54
5	<b>Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>35,89</b>

Таблица 4.3.49 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	97216,19
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	95757,95
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	13167,57
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т., $B_{усл}$	т.у.т./год	15095,68
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	157,64

Таблица 4.3.50 Расчет капитальных затрат, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	3675,07
2	Оборудование и материалы	31 957,17
3	СМР	17576,45
4	Технологические присоединения (укрупненно)	1784,12
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	4817,13
6	Всего капитальные затраты, без НДС	59809,94
7	Непредвиденные расходы (10%)	7021,35
8	НДС	12029,63
9	Всего смета проекта	<b>78 860,92</b>

Таблица 4.3.51 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	1416,08
2	Оборудование и материалы	12421,73
3	СМР	6210,86
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	645,93
6	Всего капитальные затраты, без НДС	20694,59
7	Непредвиденные расходы (10%)	2069,45
8	НДС	3725,02
9	Всего смета проекта	<b>26489,08</b>

#### 4.3.4 Варианты развития котельной №41

##### Описание существующего положения

Котельная является отопительной. Установленная мощность составляет 24,9Гкал/ч. В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ.

Присоединение систем отопления потребителей тепловой энергии осуществляется по прямой схеме. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 130/70 °С.

Таблица 4.3.52 Технические характеристики существующего оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Год ввода	Кол-во шт.	Основные характеристики
1	ТВГ-8	Водогрейный	2011	1	Q = 8,3 Гкал/ч
2	ТВГ-8	Водогрейный	1981	1	Q = 8,3 Гкал/ч
3	ТВГ-8	Водогрейный	1981	1	Q = 8,3 Гкал/ч

**4.3.4.1. Вариант развития**

В существующей котельной №38 основное и вспомогательное оборудования морально и физически устарело, в результате чего предлагается перевести всех потребителей на баланс котельной №41.

Подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельной №41 увеличится за счет присоединения всех потребителей котельной №38 и составит 48,39 Гкал/час.

Таблица 4.3.53 Результаты расчета нагрузок котельной

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	48,39
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	29,34
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	1,74
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	1,29
5	<b>Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>51,41</b>

Таблица 4.3.54 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	199370,39
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	194386,13
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $V_{год}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	27003,98
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $V_{усл}$	т.у.т./год	30958,14
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	159,26

Таблица 4.3.55 Расчет капитальных затрат для модернизации котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	600,00
2	Оборудование и материалы	3 862,85
3	СМР	3251,25
4	Технологические присоединения (укрупненно)	250,00
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	590,00
6	Всего капитальные затраты, без НДС	8554,10
7	Непредвиденные расходы (10%)	848,71
8	НДС	1692,51
9	Всего смета проекта	9402,83

Таблица 4.3.56 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	248,30
2	Оборудование и материалы	7805,10
3	СМР	3370,40
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	1348,20
6	Всего капитальные затраты, без НДС	3193,00
7	Непредвиденные расходы (10%)	1773,90
8	НДС	3193,00
9	Всего смета проекта	<b>20931,92</b>

#### 4.3.5 Котельная №7

##### Описание существующего положения

Котельная является отопительной. Установленная мощность составляет 10,5Гкал/ч. В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ.

Присоединение систем отопления потребителей тепловой энергии осуществляется по прямой схеме. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 105/70 °С.

Таблица 4.3.57 Технические характеристики существующего оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Год ввода	Кол-во шт.	Основные характеристики
1	ТВГ-1,5 (отопл)	Водогрейный	1993	1	Q = 1,6 Гкал/ч
2	КСВ-1,86 (отопл)	Водогрейный	1999	1	Q = 1,6 Гкал/ч
3	КСВ-2,9 (отопл)	Водогрейный	1997	1	Q = 2,5 Гкал/ч
4	КСВ-1,86 (отопл)	Водогрейный	1996	1	Q = 1,6 Гкал/ч
5	ТВГ-1,5 (отопл)	Водогрейный	1993	1	Q = 1,6 Гкал/ч
6	КСВ-1,86 (для гвс)	Водогрейный	1988	1	Q = 1,6 Гкал/ч

##### 4.3.5.1.Первый вариант развития

К существующей котельной №7 предлагается присоединить всех потребителей от котельных №7а, 31 и 20.

Подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельной №7 увеличится за счет присоединения дополнительных потребителей и составит 25,29 Гкал/час.

Таблица 4.3.58 Результаты расчета

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	25,29
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	20,02
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	2,8
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,72
5	Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим	Гкал/ч	28,81

Таблица 4.3.59 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	78326,93
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	76368,75
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	10609,09
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т., $B_{усл}$	т.у.т./год	12162,57
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	159,26

Таблица 4.3.60 Расчет капитальных затрат, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	4748,68
2	Оборудование и материалы	31 896,90
3	СМР	26846,68
4	Технологические присоединения (укрупненно)	1780,76
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	4808,04
6	Всего капитальные затраты, без НДС	70081,06
7	Непредвиденные расходы (10%)	7008,11
8	НДС	13876,05
9	Всего смета проекта	90965,22

Таблица 4.3.61 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	139,20
2	Оборудование и материалы	4374,00
3	СМР	1888,80
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	755,50
6	Всего капитальные затраты, без НДС	1789,30
7	Непредвиденные расходы (10%)	994,10
8	НДС	1789,30
9	Всего смета проекта	<b>11730,18</b>

**4.3.5.2. Второй вариант развития**

К существующей котельной №7 предлагается присоединить всех потребителей от котельных №7а.

Подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельной №7 увеличится за счет присоединения дополнительных потребителей и составит 18,9 Гкал/час.

Таблица 4.3.62 Результаты расчета

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	18,9
2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	15,22
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	2,8
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,33
5	Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим	Гкал/ч	22,03

Таблица 4.3.63 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	56624,26
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	55774,90
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $V_{год}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	7669,55
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т., $V_{усл}$	т.у.т./год	8792,59
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	157,64

Таблица 4.3.64 Расчет капитальных затрат, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	1688,65
2	Оборудование и материалы	18 762,82
3	СМР	9381,41
4	Технологические присоединения (укрупненно)	1047,50
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	2828,25
6	Всего капитальные затраты, без НДС	33708,63
7	Непредвиденные расходы (10%)	4122,40
8	НДС	6809,58
9	Всего смета проекта	<b>44 640,61</b>

Таблица 4.3.65 Расчет капитальных затрат на автоматизацию котельной, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	944,05
2	Оборудование и материалы	8281,15
3	СМР	4140,58
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	430,62
6	Всего капитальные затраты, без НДС	13796,40
7	Непредвиденные расходы (10%)	1379,63
8	НДС	2483,35
9	Всего смета проекта	<b>17659,39</b>

#### 4.3.6 Котельная №62

##### Описание существующего положения

Котельная является отопительной. Установленная мощность составляет 15,65 Гкал/ч. В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ.

Присоединение систем отопления потребителей тепловой энергии осуществляется по прямой схеме. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 105/70 °С.

Таблица 4.3.66 Технические характеристики существующего оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Год ввода	Кол-во шт.	Основные характеристики
1	КВаГ-2,9-95Н	Водогрейный	2000	1	Q = 2,15 Гкал/ч
2	КВ-ГМ-3,48-95Н	Водогрейный	2008	1	Q = 3 Гкал/ч
3	КВС-4,0	Водогрейный	2006	1	Q = 3,5 Гкал/ч
4	КВС-4,0	Водогрейный	2006	1	Q = 3,5 Гкал/ч
5	КВС-4,0	Водогрейный	2005	1	Q = 3,5 Гкал/ч

##### 4.3.6.1. Вариант развития

К существующей котельной №62 предлагается присоединить всех потребителей от котельной №29.

Подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельной №62 увеличится за счет присоединения дополнительных потребителей и составит 25,29 Гкал/час.

Таблица 4.3.67 Результаты расчета

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка при средней ГВС	Гкал/ч	22,44

2	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	16,98
3	Нормативные потери в тепловых сетях (при расчете на наиболее холодную пятидневку)	Гкал/ч	1,75
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,62
5	<b>Суммарная минимальная мощность котельной – зимний режим</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>24,82</b>

Таблица 4.3.68 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	73747,85
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	71904,15
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	509,33
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м <sup>3</sup> /год	9988,87
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т., $B_{усл}$	т.у.т./год	11451,53
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	155,28
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	159,26

Таблица 4.3.69 Расчет капитальных затрат, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	4748,68
2	Оборудование и материалы	31 896,90
3	СМР	26846,68
4	Технологические присоединения (укрупненно)	1780,76
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	4808,04
6	Всего капитальные затраты, без НДС	70081,06
7	Непредвиденные расходы (10%)	7008,11
8	НДС	13876,05
9	Всего смета проекта	90 965,21



#### 4.3.7 Варианты строительства ЦТП для теплоснабжения потребителей Северного микрорайона

Для теплоснабжения новых потребителей расширяющегося северного микрорайона планируется строительство ЦТП. Возможные варианты строительства рассмотрены ниже.

В первом варианте строительства ЦТП предполагается использовать теплообменники "Ридан", насосы WILO, вся запорная арматура дисковые затворы НЕМЕН, КЗР российского производства, теплоизоляция фольгированная минеральная вата. Без насосной станции водоснабжения. Без распределительной гребенки, один внутренний контур. Система подпитки без подпиточных насосов, управление соленоидным клапаном. Автоматика на контроллерах "Овен". Без системы диспетчеризации.

Таблица 4.3.70 Расчет капитальных затрат для строительства ЦТП Северный микрорайон, (1 вариант), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	860,56
2	Оборудование и материалы	15 750,00
3	СМР	13 256,31
4	Технологические присоединения (укрупненно)	879,30
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	2 374,11
6	Всего капитальные затраты, без НДС	33 120,27
7	Непредвиденные расходы (10%)	3 312,03
8	НДС	6 557,81
9	Всего смета проекта	42 990,12

Во втором варианте строительства ЦТП предполагается использовать теплообменники ALFA LAVAL, насосы Grundfos, все запорная арматура BROEN, КЗР импортного производства, теплоизоляция K-flex SOLAR, насосная станция водоснабжения с обвязкой арматурой HAWLE, узел учета воды с распределительной гребенкой с балансировочными клапанами на выходе, система подпитки с насосной станцией, автоматика на контроллерах Xenta с системой диспетчеризации.

Таблица 4.3.71 Расчет капитальных затрат для строительства ЦТП Северный микрорайон, (2 вариант), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Стоимость в ценах на 2013 год
1	ПИР и ПСД	1 185,12
2	Оборудование и материалы	25 200,00
3	СМР	21 210,09
4	Технологические присоединения (укрупненно)	1 184,13
5	Пусконаладочные и приемосдаточные испытания	178,49

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

6	Всего капитальные затраты, без НДС	48 957,83
7	Непредвиденные расходы (10%)	4 895,78
8	НДС	9 693,65
9	Всего смета проекта	63 547,27

#### **4.3.8 Проект модернизации котельных МУП «Теплоэнерго» по концессионному соглашению**

Планами перспективного развития системы теплоснабжения г. Великий Новгород предполагается проведение масштабной модернизации источников теплоснабжения за счет привлечения средств частного инвестора. В планы модернизации котельных входит:

- замена котельного оборудования, отработавшего свой нормативный ресурс, морально и физически устаревшего;
- автоматизация оборудования с целью поддержания энергетически эффективных режимов работы котельных;
- внедрение когенерирующих установок для выработки электрической энергии на собственные нужды котельной;
- установка частотно-регулирующих устройств на электродвигателях сетевых насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов и другого насосного оборудования;
- модернизация оборудования для химической подготовки воды;
- замена тепловой изоляции в тепловых сетях.

Планы модернизации источников теплоснабжения предусматривают поэтапную их реализацию с 2014 по 2020 год.

Перечень мероприятий, предусмотренных концессионным соглашением по модернизации источников теплоснабжения, представлен в таблице 4.3.61.

Таблица 4.3.61 Проект модернизации источников теплоснабжения г. Великий Новгород по концессионному соглашению

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, МВт подкл. + перспект.	Стоимость модернизации, тыс. руб.	ЭТАПЫ модернизации						
						2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>I</b>	<b>МОДЕРНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ</b>											
1	1+2	пер. Цветочный, д.9	модернизация котельной		<b>105 350</b>							105 350
2	3а	ул. Б.С-Петербургская, д.64	модернизация котельной	3	<b>11 200</b>		11 200					
3	4	пр. К.Маркса, д.10к.2	модернизация котельной	6	<b>21 700</b>				21 700			
4	5	ул. Б.Конюшенная, д.4	модернизация котельной	9	<b>32 200</b>						32 200	
5	6	ул. Козьмодемьянская, д.12к.1	модернизация котельной	10	<b>37 000</b>							37 000
6	7+7а	ул. Панкратова, д.30к.1	модернизация котельной	18	<b>62 300</b>							62 300
7	8	ул. Герасименко-Маницина, д.9а	модернизация котельной	6	<b>23 200</b>					23 200		
8	9	ул. Хутынская, д.1	модернизация котельной	9	<b>35 200</b>							35 200
9	10	ул. Нехинская, д.34к.3	модернизация котельной	17	<b>58 450</b>			58 450				
10	14	ул. Каберова-Власьевская, д.21ак.1	модернизация котельной	8	<b>29 200</b>							29 200
11	17	ул. Державина, д.11к.4	модернизация котельной	14	<b>49 000</b>		49 000					
12	20	ул. Никольская, д.14а	модернизация котельной	7	<b>26 000</b>						26 000	
13	21	ул. Б.Московская, д.67стр.2	модернизация котельной	18	<b>61 300</b>	61 300						
14	23	ул. Б.Московская, д.25а	модернизация котельной	6	<b>25 600</b>						25 600	

## Продолжение таблицы 4.3.61

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, МВт подкл. + перспект.	Стоимость модерниза ции, тыс. руб.	ЭТАПЫ модернизации						
						2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
13	21	ул. Б.Московская, д.67стр.2	модернизация котельной	18	<b>61 300</b>	61 300						
14	23	ул. Б.Московская, д.25а	модернизация котельной	6	<b>25 600</b>						25 600	
15	24	пос. Волховский, ул. Керамическая, д.4/1	модернизация котельной	15	<b>52 150</b>							52 150
16	26	ул. Тихвинская, д.13к.1	модернизация котельной	4	<b>19 100</b>			19 100				
17	27	ул. Т.Фрунзе- Оловянка, д.21а	модернизация котельной	6	<b>21 600</b>				21 600			
18	29	пр. К.Маркса, д.11а	модернизация котельной	10	<b>36 800</b>							36 800
19	30	ул. Заставная, д.2к.7	модернизация котельной	11	<b>32 400</b>	32 400						
20	31	ул. Михайлова, д.11а	модернизация котельной	7	<b>25 600</b>						25 600	
21	33	Кречевицы	модернизация котельной	16	<b>42 400</b>				42 400			
22	34	ул. Б.С-Петербургская, д.39стр.4	модернизация котельной	38	<b>123 000</b>					123 000		
23	37	ул. Береговая, д.51к.1	модернизация котельной	7	<b>25 550</b>				25 550			
24	39	ул. Рахманинова, д.11к.2	модернизация котельной	14	<b>51 400</b>		51 400					
25	43а	ул. Парковая, д.5к.1	модернизация котельной	13	<b>46 550</b>							46 550
26	49	ул. Б.Московская, д.114	модернизация котельной	21	<b>74 550</b>							74 550
27	57+42	ул. П.Левитта, д.10к.3	модернизация котельной		<b>63 000</b>						63 000	

Продолжение таблицы 4.3.61

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, МВт подкл. + перспект.	Стоимость модерниза ции, тыс. руб.	ЭТАПЫ модернизации						
						2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
28	60	ул. Ломоносова, д.28к.1	модернизация котельной	14	49 700							49 700
29	61+54	пр. Мира, д.19к.3	модернизация котельной	21	88 150							88 150
30	65	ул. Октябрьская, д.4к.3	модернизация котельной	11	39 600							39 600
31	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	модернизация котельной	9	32 560							32 560
32	69	ул. Нехинская, д.1а	модернизация котельной	1	4 900	4 900						
33	70	ул. Береговая, д.56стр.1	модернизация котельной	2	6 300	6 300						
34	71	Сырковское ш., д.23	модернизация котельной	210	315 000							315 000
	<b>ИТОГО по п.I</b>				<b>1 728 010</b>	<b>104 900</b>	<b>111 600</b>	<b>77 550</b>	<b>111 250</b>	<b>146 200</b>	<b>172 400</b>	<b>1 004 110</b>
<b>II</b>	<b>УСТАНОВКА ФИЛЬТРОВ ОБЕЗЖЕЛЕЗИВАТЕЛЕЙ</b>											
			43 шт		17 545			17 545				
	<b>ИТОГО по п.II</b>				<b>17 545</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17 545</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>III</b>	<b>МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С ЗАМЕНОЙ ТРУБ НА ТРУБЫ В ППУИ</b>											
1		Прокладка труб в ППУ-изоляции			300 000			60 000	60 000	60 000	60 000	60 000
	<b>ИТОГО по п.VI</b>				<b>300 000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>60 000</b>	<b>60 000</b>	<b>60 000</b>	<b>60 000</b>	<b>60 000</b>
<b>IV</b>	<b>СТРОИТЕЛЬСТВО КОТЕЛЬНЫХ</b>											
1		мр. Деревяницы		15	66 177							66 177
	<b>ИТОГО по п.VII</b>				<b>66 177</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>66 177</b>
<b>ВСЕГО ПО ПЛАНУ РАЗВИТИЯ</b>					<b>2 111 732</b>	<b>104 900</b>	<b>111 600</b>	<b>155 095</b>	<b>171 250</b>	<b>206 200</b>	<b>232 400</b>	<b>1 130 287</b>

Таблица 4.3.62 Расчет экономии топлива от реализации концессии.

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Экономия топлива					
				Увеличение КПД котлов					
				Факт потребления топлива за 2009 год, т.у.т.	КПД до модернизации %	КПД после модернизации %	Экономия, н.м3	Цена 1 тыс.м3 природного газа, руб.	Экономия, тыс.руб.
				с учетом увеличения нагрузки			(гр5 - гр5 / гр7 x гр6) / 1,15		гр8 x гр9/1000
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>I этап</b>									
1	21	ул. Б.Московская, д.67стр.2	модернизация котельной	3 645	88	93	170	2 883,57	491
2	30	ул. Заставная, д.2к.7	модернизация котельной	3 050	88	93	143	2 871,34	409
2	69	ул. Нехинская, д.1а	модернизация котельной	261	88	93	12	2 883,57	35
3	70	ул. Береговая, д.56стр.1	модернизация котельной	786	85	93	59	2 883,57	170
<b>ИТОГО по I этапу</b>				<b>7 742</b>			<b>384</b>		<b>1 106</b>
<b>II этап</b>									
1	3а	ул. Б.С-Петербургская, д.64	модернизация котельной	367	85	93	27	2 871,34	79
2	17	ул. Державина, д.11к.4	модернизация котельной	2 842	88	93	133	2 871,34	382
3	39	ул. Рахманинова, д.11к.2	модернизация котельной	4 186	88	93	196	2 871,34	562
<b>ИТОГО по II этапу</b>				<b>7 395</b>			<b>356</b>		<b>1 022</b>
<b>III этап</b>									
1	10	ул. Нехинская, д.34к.3	модернизация котельной	2 917	88	93	136	2 871,34	392
2	26	ул. Тихвинская, д.13к.1	модернизация котельной	1 079	85	93	81	2 871,34	232
	Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ								

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

		Установка фильтров обезжелезивателей	43 шт						
<b>ИТОГО по III этапу</b>				<b>3 996</b>			<b>217</b>		<b>623</b>
<b>IV этап</b>									
1	4	пр. К.Маркса, д.10к.2	модернизация котельной	1 597	88	93	75	2 871,34	214
2	27	ул. Т.Фрунзе- Оловянка, д.21а	модернизация котельной	1 224	88	93	57	2 871,34	164
3	33	Кречевицы	модернизация котельной	5 038	88	93	236	2 871,34	676
4	37	ул. Береговая, д.51к.1	модернизация котельной	1 606	85	93	120	2 871,34	345
	Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ								
<b>ИТОГО по IV этапу</b>				<b>9 465</b>			<b>488</b>		<b>1 400</b>
<b>V этап</b>									
1	8	ул. Герасименко- Маницина, д.9а	модернизация котельной	1 696	88	93	79	2 871,34	228
2	34	ул. Б.С-Петербургская, д.39стр.4	модернизация котельной	11 690	88	93	547	2 871,34	1 569
	Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ								
<b>ИТОГО по V этапу</b>				<b>13 386</b>			<b>626</b>		<b>1 569</b>
<b>VI этап</b>									
1	5	ул. Б.Конюшенная, д.4	модернизация котельной	2 098	85	93	157	2 871,34	451
2	20	ул. Никольская, д.14а	модернизация котельной	1 720	88	93	80	2 883,57	232
3	23	ул. Б.Московская, д.25а	модернизация котельной	1 905	85	93	142	2 871,34	409
4	31	ул. Михайлова, д.11а	модернизация котельной	1 818	88	93	85	2 871,34	244
5	57+42	ул. П.Левитта, д.10к.3	модернизация котельной	5 041	88	93	236	2 871,34	677
	Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ								
<b>ИТОГО по VI этапу</b>				<b>12 582</b>			<b>701</b>		<b>2 012</b>
<b>VII этап</b>									



СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

1		мр. Деревяницы	строительство котельной						
2	1+2	пер. Цветочный, д.9	модернизация котельной	8 246	88	93	386	2 870,34	1 107
3	6	ул. Козьмодемьянская, д.12к.1	модернизация котельной	2 166	88	93	101	2 871,34	291
4	7+7а	ул. Панкратова, д.30к.1	модернизация котельной	4 741	88	93	222	2 871,34	636
5	9	ул. Хутынская, д.1	модернизация котельной	2 407	88	93	113	2 871,34	323
6	14	ул. Каберова-Власьевская, д.21ак.1	модернизация котельной	1 816	88	93	85	2 883,57	245
7	24	пос. Волховский, ул. Керамическая, д.4/1	модернизация котельной	2 881	85	93	216	2 871,34	619
8	29	пр. К.Маркса, д.11а	модернизация котельной	2 730	88	93	128	2 871,34	366
9	43а	ул. Парковая, д.5к.1	модернизация котельной	4 961	88	93	232	2 871,34	666
10	49	ул. Б.Московская, д.114	модернизация котельной	5 840	88	93	273	2 871,34	784
11	60	ул. Ломоносова, д.28к.1	модернизация котельной	4 190	88	93	196	2 871,34	562
12	61+54	пр. Мира, д.19к.3	модернизация котельной	5 133	88	93	240	2 871,34	689
13	65	ул. Октябрьская, д.4к.3	модернизация котельной	2 748	88	93	128	2 871,34	369
14	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	модернизация котельной	2 591	88	93	121	2 871,34	348
15	71	Сырково ш., д.23	модернизация котельной	70 152	90	93	1 968	2 871,34	5 650
		Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ							
<b>ИТОГО по VII этапу</b>				<b>120 603</b>			<b>4 407</b>		<b>12 655</b>
<b>ВСЕГО</b>				<b>175 169</b>			<b>7 178</b>		<b>20 388</b>

Таблица 4.3.63 Расчет экономии электроэнергии от реализации концессии.

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Экономия электроэнергии				
				уменьшение расхода				
				Факт потребления эл/э за 2009 год, тыс.кВт	Экономия, %	Экономия, тыс.кВт	Цена 1 кВтч, руб.	Экономия, тыс.руб.
						гр11 x гр12%		гр13 x гр14
1	2	3	4	11	12	13	14	15
<b>I этап</b>								
1	21	ул. Б.Московская, д.67стр.2	модернизация котельной					
2	30	ул. Заставная, д.2к.7	модернизация котельной					
2	69	ул. Нехинская, д.1а	модернизация котельной					
3	70	ул. Береговая, д.56стр.1	модернизация котельной					
<b>ИТОГО по I этапу</b>								
<b>II этап</b>								
1	3а	ул. Б.С-Петербургская, д.64	модернизация котельной					
2	17	ул. Державина, д.11к.4	модернизация котельной					
3	39	ул. Рахманинова, д.11к.2	модернизация котельной					
<b>ИТОГО по II этапу</b>								
<b>III этап</b>								
1	10	ул. Нехинская, д.34к.3	модернизация котельной	384	20	77	3,40	261
2	26	ул. Тихвинская, д.13к.1	модернизация котельной					
	Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ							
	Установка фильтров обезжелезивателей		43 шт					

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

<b>ИТОГО по III этапу</b>				<b>384</b>		<b>77</b>		<b>261</b>
<b>IV этап</b>								
1	4	пр. К.Маркса, д.10к.2	модернизация котельной					
2	27	ул. Т.Фрунзе-Оловянка, д.21а	модернизация котельной					
3	33	Кречевицы	модернизация котельной	987	20	197	3,40	671
4	37	ул. Береговая, д.51к.1	модернизация котельной					
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ								
<b>ИТОГО по IV этапу</b>				<b>987</b>		<b>197</b>		<b>671</b>
<b>V этап</b>								
1	8	ул. Герасименко-Маницина, д.9а	модернизация котельной					
2	34	ул. Б.С-Петербургская, д.39стр.4	модернизация котельной	2 054	30	616	3,40	2 095
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ								
<b>ИТОГО по V этапу</b>				<b>2 054</b>		<b>616</b>		<b>2 095</b>
<b>VI этап</b>								
1	5	ул. Б.Конюшенная, д.4	модернизация котельной					
2	20	ул. Никольская, д.14а	модернизация котельной					
3	23	ул. Б.Московская, д.25а	модернизация котельной					
4	31	ул. Михайлова, д.11а	модернизация котельной					
5	57+42	ул. П.Левитта, д.10к.3	модернизация котельной					
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ								
<b>ИТОГО по VI этапу</b>								
<b>VII этап</b>								
1		мр. Деревяницы	строительство котельной					

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

2	1+2	пер. Цветочный, д.9	модернизация котельной	1 367	20	273	3,40	930
3	6	ул. Козьмодемьянская, д.12к.1	модернизация котельной					
4	7+7а	ул. Панкратова, д.30к.1	модернизация котельной	416	10	42	3,40	141
5	9	ул. Хутынская, д.1	модернизация котельной					
6	14	ул. Каберова-Власьевская, д.21ак.1	модернизация котельной					
7	24	пос. Волховский, ул. Керамическая, д.4/1	модернизация котельной	689	30	207	3,40	703
8	29	пр. К.Маркса, д.11а	модернизация котельной					
9	43а	ул. Парковая, д.5к.1	модернизация котельной	847	20	169	3,40	576
10	49	ул. Б.Московская, д.114	модернизация котельной					
11	60	ул. Ломоносова, д.28к.1	модернизация котельной					
12	61+54	пр. Мира, д.19к.3	модернизация котельной	473	10	47	3,76	178
13	65	ул. Октябрьская, д.4к.3	модернизация котельной					
14	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	модернизация котельной					
15	71	Сырковское ш., д.23	модернизация котельной					
	Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ							
<b>ИТОГО по VII этапу</b>				<b>3 792</b>		<b>738</b>		<b>2 528</b>
<b>ВСЕГО</b>				<b>7 217</b>		<b>1 629</b>		<b>5 555</b>

Таблица 4.3.64 Расчет экономии на заработной плате от реализации концессии:

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Заработная плата			
				Сокращение численности рабочих			
				Человек	Тыс.руб.	ЕСН	Всего
						гр17 x 26,2%	гр17 + гр18
1	2	3	4	16	17	18	19
<b>I этап</b>							
1	21	ул. Б.Московская, д.67стр.2	модернизация котельной	10,72	1 533	402	1 935
2	30	ул. Заставная, д.2к.7	модернизация котельной	9,90	1 564	410	1 974
2	69	ул. Нехинская, д.1а	модернизация котельной	3,5	1 177	308	1 485
3	70	ул. Береговая, д.5бстр.1	модернизация котельной	10,7	1 530	401	1 931
<b>ИТОГО по I этапу</b>				<b>35</b>	<b>5 804</b>	<b>1 521</b>	<b>7 324</b>
<b>II этап</b>							
1	3а	ул. Б.С-Петербургская, д.64	модернизация котельной	5,6	1 013	265	1 279
2	17	ул. Державина, д.11к.4	модернизация котельной	5,7	885	232	1 117
3	39	ул. Рахманинова, д.11к.2	модернизация котельной	9,9	1 555	407	1 962
<b>ИТОГО по II этапу</b>				<b>21</b>	<b>3 454</b>	<b>905</b>	<b>4 359</b>
<b>III этап</b>							
1	10	ул. Нехинская, д.34к.3	модернизация котельной	11,4	1 771	464	2 235
2	26	ул. Тихвинская, д.13к.1	модернизация котельной	9,7	1 528	400	1 929
	Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ						
	Установка фильтров обезжелезивателей		43 шт				
<b>ИТОГО по III этапу</b>				<b>21</b>	<b>3 299</b>	<b>864</b>	<b>4 164</b>

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

<b>IV этап</b>							
1	4	пр. К.Маркса, д.10к.2	модернизация котельной	9,8	1 546	405	1 951
2	27	ул. Т.Фрунзе-Оловянка, д.21а	модернизация котельной	9,85	1 540	403	1 943
3	33	Кречевицы	модернизация котельной	14,70	2 264	593	2 857
4	37	ул. Береговая, д.51к.1	модернизация котельной	10,4	1 623	425	2 048
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ							
<b>ИТОГО по IV этапу</b>				<b>45</b>	<b>6 973</b>	<b>1 827</b>	<b>8 800</b>
<b>V этап</b>							
1	8	ул. Герасименко-Маницина, д.9а	модернизация котельной	9,65	1 505	394	1 899
2	34	ул. Б.С-Петербургская, д.39стр.4	модернизация котельной	17,30	2 865	751	3 616
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ							
<b>ИТОГО по V этапу</b>				<b>27</b>	<b>4 370</b>	<b>1 145</b>	<b>5 515</b>
<b>VI этап</b>							
1	5	ул. Б.Конюшенная, д.4	модернизация котельной	11,2	1 735	455	2 190
2	20	ул. Никольская, д.14а	модернизация котельной	10,25	1 637	429	2 066
3	23	ул. Б.Московская, д.25а	модернизация котельной	10,15	1 593	417	2 011
4	31	ул. Михайлова, д.11а	модернизация котельной	9,95	1 558	408	1 966
5	57+42	ул. П.Левитта, д.10к.3	модернизация котельной	25,3	3 902	1 022	4 924
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ							
<b>ИТОГО по VI этапу</b>				<b>67</b>	<b>10 426</b>	<b>2 732</b>	<b>13 157</b>
<b>VII этап</b>							
1		мр. Деревяницы	строительство котельной				
2	1+2	пер. Цветочный, д.9	модернизация котельной	22,6	3 619	948	4 567
3	6	ул. Козьмодемьянская, д.12к.1	модернизация котельной	10,5	1 641	430	2 071

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

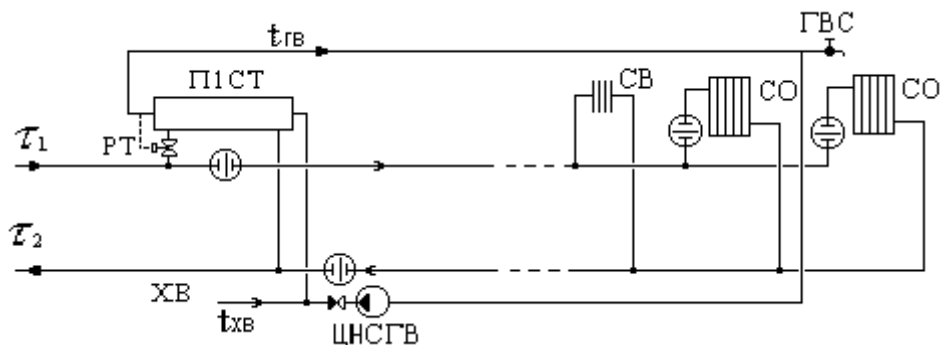
4	7+7а	ул. Панкратова, д.30к.1	модернизация котельной	20,5	3 222	844	4 066
5	9	ул. Хутынская, д.1	модернизация котельной	9,8	1 546	405	1 951
6	14	ул. Каберова-Власьевская, д.21ак.1	модернизация котельной	10,0	1 608	421	2 029
7	24	пос. Волховский, ул. Керамическая, д.4/1	модернизация котельной	14,25	2 184	572	2 756
8	29	пр. К.Маркса, д.11а	модернизация котельной	10,90	1 738	455	2 193
9	43а	ул. Парковая, д.5к.1	модернизация котельной	12,8	2 007	526	2 533
10	49	ул. Б.Московская, д.114	модернизация котельной	10,69	1 748	458	2 206
11	60	ул. Ломоносова, д.28к.1	модернизация котельной	10,9	1 725	452	2 177
12	61+54	пр. Мира, д.19к.3	модернизация котельной	21,2	3 321	870	4 191
13	65	ул. Октябрьская, д.4к.3	модернизация котельной	11,3	1 784	467	2 251
14	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	модернизация котельной	10,85	1 703	446	2 149
15	71	Сырковское ш., д.23	модернизация котельной	29,0	8 621	2 259	10 880
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ							
<b>ИТОГО по VII этапу</b>				<b>205</b>	<b>36 466</b>	<b>9 554</b>	<b>46 021</b>
<b>ВСЕГО</b>				<b>421</b>	<b>70 792</b>	<b>18 548</b>	<b>89 340</b>

Совокупные затраты от реализации концессии со сроками окупаемости выведены в Раздел 7.

### 4.3.9 Экономическое обоснование по потребителям ООО «ЦТП»

ООО «ЦТП» имеет в собственности два ЦТП через которые обеспечивает тепловой энергией семь многоквартирных домов по улицам Коровникова и Кочетова. Тепловую энергию ООО «ЦТП» покупает у МУП «Теплоэнерго» и продает своим потребителям по цене 1593,42 руб/Гкал с НДС и 107,09 руб/м<sup>3</sup>гв с НДС. ЦТП главным образом служат для подготовки горячей воды.

Упрощенная схем ЦТП представлена ниже:



Краткая характеристика ЦТП представлена ниже:

Номер ЦТП	ЦТП 2/12а	ЦТП 1/13
Адрес ЦТП	ул. Коровникова, д.8 к.5	ул. Кочетова, д.8 к.3
Подключенная нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/час	1,127	0,494
Подключенная нагрузка на ГВС, Гкал/час	1,9867	0,8018
Суммарная подключенная нагрузка, Гкал/ч	3,1137	1,2958
Адреса подключенных потребителей	ул. Коровникова, дома № 10, 10к1, 12, 14	ул. Кочетова, дома № 8, 8к1, 10к3

ООО "ЦТП" на данный момент терпит значительных финансовых убытков при производстве горячей воды. По состоянию на начало 2013 года задолженность предприятия составила 5,5 млн. рублей. Убытки организации связаны из-за установления экономически необоснованного тарифа на горячую воду.

ООО «ЦТП» не может дальше обеспечивать надежное теплоснабжение потребителей в условиях отсутствия экономической целесообразности хозяйственной деятельности организации.

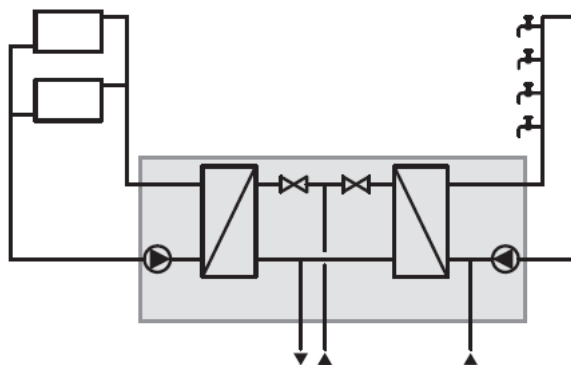
В сложившейся ситуации рекомендуется произвести переподключение потребителей ООО «ЦТП» к МУП «Теплоэнерго». Переподключение возможно произвести двумя способами:

1. С выкупом ЦТП;
2. С ликвидацией ЦТП и организацией подготовки горячей воды непосредственно у потребителей.

Стоимость выкупа в муниципальную собственность двух ЦТП с последующей передачей на эксплуатацию МУП «Теплоэнерго» оценивается в 20 млн.руб. Ввиду того что МУП «Теплоэнерго» является «производителем» тепловой энергии, а не «перепродавцом» - данный вариант позволит безубыточно эксплуатировать обе ЦТП и качественно обеспечивать тепловой энергией подключенных рассматриваемым ЦТП потребителей.



Второй вариант подразумевает строительство индивидуальных тепловых пунктов непосредственно у потребителей. Примерная упрощенная схема ИТП представлена ниже:



Средняя нагрузка на одного потребителя подключенного к рассматриваемым ЦТП составляет 0,7 Гкал/ч. Стоимость подобного блочного ИТП фирмы Danfoss составляет 2,5 млн.руб с учетом монтажа. Установка семи подобных ИТП обойдется 17,5 млн.руб.

Вариант с ИТП несколько дешевле, однако для его реализации дополнительно может потребоваться модернизация системы холодного водоснабжения для обеспечения необходимой подпитки системы подготовки горячей воды.

#### **4.4 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии**

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание комфортной температуры и влажности воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях и постоянной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (ГВС) при переменном в течение суток расходе.

Первоначально основным видом тепловой нагрузки являлась нагрузка систем отопления, присоединенных к тепловой сети по зависимой схеме через водоструйные элеваторы, а используемое при этом центральное качественное регулирование заключалось в поддержании на источнике теплоснабжения температурного графика (температуры прямой сетевой воды), обеспечивающего в отопительный период необходимую температуру внутри отапливаемых помещений при неизменном расходе сетевой воды. Такой температурный график, называемый отопительным, с расчетной температурой воды на источнике 150/70 или 130/70 °С, обоснованный в свое время, и применяется при проектировании систем централизованного теплоснабжения. При этом домовые системы отопления обычно рассчитываются на температурный график 95/70 или 105/70 °С, 110/70 °С (панельное отопление).

С появлением нагрузки ГВС минимальная температура прямой сетевой воды в тепловой сети (на источнике) была ограничена величиной, необходимой для нагрева в системе ГВС водопроводной воды до температуры 55-60 ОС, требуемой по СНиП, несмотря на то, что по отопительному температурному графику в этот период требуется вода значительно более низкой температуры. Вызванный этим излом (срезка) отопительного температурного графика и отсутствие местного количественного регулирования расхода воды на отопление приводят к перерасходу теплоты на отопление (перетопу помещений) в зоне положительных температур наружного воздуха.

Для отечественных систем теплоснабжения характерны преимущественное применение закрытой смешанной и параллельной схем включения на ИТП и ЦТП установок ГВС и работа источников по чисто отопительному графику с изменением расхода сетевой воды в течение отопительного периода, вызванного только нагрузкой ГВС.

Все проектируемые новые потребители тепловой энергии по современным нормам должны подключаться по закрытой схем. В таких системах рекомендованы так называемые «повышенные» графики, когда температура прямой сетевой воды в зависимости от нагрузки ГВС принимается на 3-5 ОС выше, чем при типовом графике, а расход воды в системе

теплоснабжения определяется только по отопительной нагрузке, и «скорректированные» графики для открытых систем теплоснабжения.

Совершенно по-разному проявляется влияние температурного графика на энергетическую и экономическую составляющую эксплуатационных затрат в системах теплоснабжения с ТЭЦ и котельными.

Поэтому принятие оптимального температурного графика для конкретных систем теплоснабжения обуславливается рядом технических, режимных, эксплуатационных и экономических факторов. Для решения поставленной задачи необходим предварительный анализ некоторых из этих факторов.

Для новых проектируемых районов Псковский и Деревяницкий предлагаются температурные графики 130/70 или 150/70 с уточнением при проектировании. Принятие этих температурных графиков существенно повлияет на диаметры тепловых сетей меньшую сторону по сравнению с графиком 95/70. Что положительно скажется на капитальных затратах при строительстве сетей и на эксплуатационных затратах при перекачке теплоносителя. Также эти графики не так велики, чтобы для их реализации потребовалось бы паровое котельное оборудование.

## Раздел 5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

После проведенного анализа работы источников теплоснабжения МУП «Теплоэнерго» было выявлено, что котельные с небольшой установленной мощностью имеют себестоимость выработки тепловой энергии выше, чем крупные котельные.

Таким образом, в перспективе наиболее целесообразным направлением развития системы теплоснабжения города является отказ от строительства мелких котельных и переход к укрупнению тепловых сетей и источников тепловой энергии.

Исходя из этого, в данном разделе предлагается объединить некоторые тепловые сети. Это позволит перераспределить нагрузку между котельными, обслуживающими смежные районы. Предполагается загрузка более эффективного оборудования и разгрузка (или вывод в резерв) морально устаревшего и неэкономичного.

Также, предлагается использовать возможность отпуска тепловой энергии с ТЭЦ ОАО ТГК-2 и ГТ ТЭЦ, тем самым перевести квартальные котельные в пиковый режим, либо вообще вывести их из эксплуатации. Это позволит снизить тариф на тепловую энергию, в виду того, что себестоимость выработки тепловой энергии оборудованием ТЭЦ существенно ниже того же параметра квартальных котельных.

Таким образом, мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей будут включать в себя:

- присоединение к тепловым сетям Левобережной котельной (№71) сетей квартальных котельных №№ 10, 36, 50а, 46, 46а, 61, 54, 63, 40, 60;
- присоединение к тепловым сетям котельной №7 части сетей котельной №31;
- присоединение к тепловым сетям котельной №20 части сетей котельной №31;
- присоединение к тепловым сетям котельной №1 сетей котельных № 2 и №14;
- присоединение к тепловым сетям котельной №9 сетей котельной №30;
- присоединение к тепловым сетям котельной №41 сетей котельной №38;
- присоединение к тепловым сетям котельной №57 сетей котельной №42;
- присоединение к тепловым сетям котельной №62 сетей котельной №29;
- присоединение к тепловым сетям котельной №64 сетей котельной №4;
- присоединение к тепловым сетям котельной №11 сетей котельной №3а;
- подключение Левобережной котельной (№71) к ТЭЦ-20 ОАО ТГК-2;
- подключение котельных №№ 66, 41, 38, 42, 57 к ГТ ТЭЦ.

## 5.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

В соответствии с СП 124.1330.2012 (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 Тепловые сети) водяные тепловые сети новых перспективных районов надлежит проектировать двухтрубными, подающими одновременно тепловую энергию на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Схема и конфигурация тепловых сетей должны обеспечивать теплоснабжение на уровне заданных показателей надежности путем:

- применения наиболее прогрессивных конструкций и технических решений;
- совместной работы источников теплоты;
- прокладки резервных теплопроводов;
- устройства перемычек между тепловыми сетями смежных тепловых районов.

Ввиду того, что на данный момент не утверждена планировка новых районов, не известна характеристика тепловых сетей, объемы и стоимость строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии определены косвенным путем.

В разделе 2 была вычислена средняя по городу удельная материальная характеристика тепловой сети равная 210 м·м/(Гкал/ч) и удельная стоимость единицы материальной характеристики 57 000 руб./(м·м). С использованием этих данных по известной величине тепловой нагрузки новых районов определена их материальная характеристика и укрупненные объемы инвестиции (таблица 5.1).

Таблица 5.1.1 Затраты на строительство тепловых сетей в перспективных районах

Район	Перспективная нагрузка, Гкал/ч	Материальная характеристика, м·м	Стоимость материальной характеристики, руб/(м·м)	Укрупненные объемы инвестиций, млн.руб.
Деревяницкий	106,7	23730	57 000	1353
Псковский	132-прогнозная [62,1-подтвержденная]	27720 [13041]	57 000	1580 [743]
ИТОГО:				2933 [2096]

## 5.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения

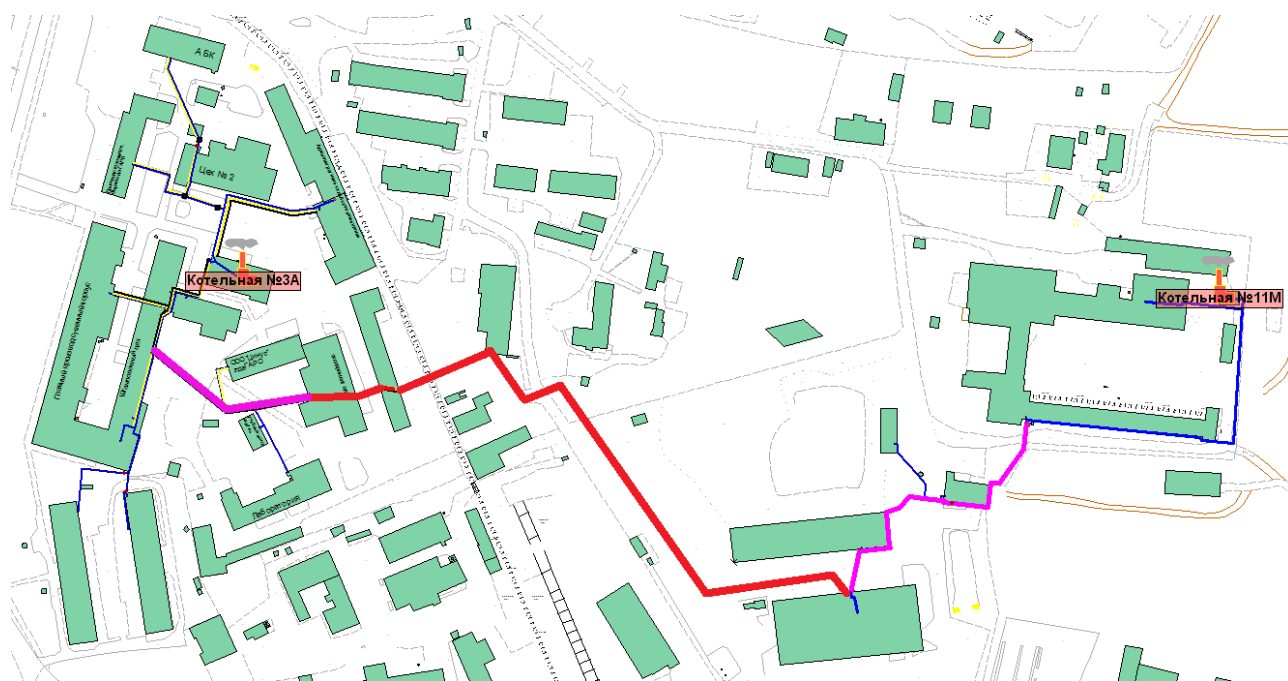
### 5.2.1 Системы теплоснабжения котельной №3а и котельной №11.

Котельная №11, с котлами 2004г., загружена на 45,3%.

Предлагает к существующей системе теплоснабжения котельной №11 подключить тепловые сети котельной №3а. Данное решение позволит перераспределить нагрузки между этими котельными. Загрузить более эффективную котельную №11 и разгрузить котельную №3а.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку нового участка сети от здания ул. Черепичная 20 до здания экспериментального и товаро-упаковочного цеха ул. Б.С.-Петербургская 64  $D_{вн}=205\text{мм}$  и длиной 390м.
- Перекладку следующих сетей с увеличением диаметра:
  - На участке от здания ул. Черепичная 4 до перемычки (ул. Черепичная 20) длиной 202м с  $D_{вн}=150\text{мм}$  на  $D_{вн}=205\text{мм}$ .
  - На участке от перемычки (ул. Б.С.-Петербургская 64) до штамповочного цеха длиной 89м с  $D_{вн}=82\text{мм}$  на  $D_{вн}=205\text{мм}$ .



На рисунке красным цветом обозначены вновь прокладываемые участки тепловой сети, сиреневым – участки, требующие перекладки с увеличением диаметра.

Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная			
Подземная бесканальная			
Надземная	205	390	3,43
Подвальная			
Итого:		390	3,43
Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Подземная канальная	205	36	1,010
Подземная бесканальная			
Надземная	150	250	2,521
	205	53	0,699
Подвальная			
Итого:		339	4,229

### 5.2.2 Системы теплоснабжения котельных №7,7а,31,20.

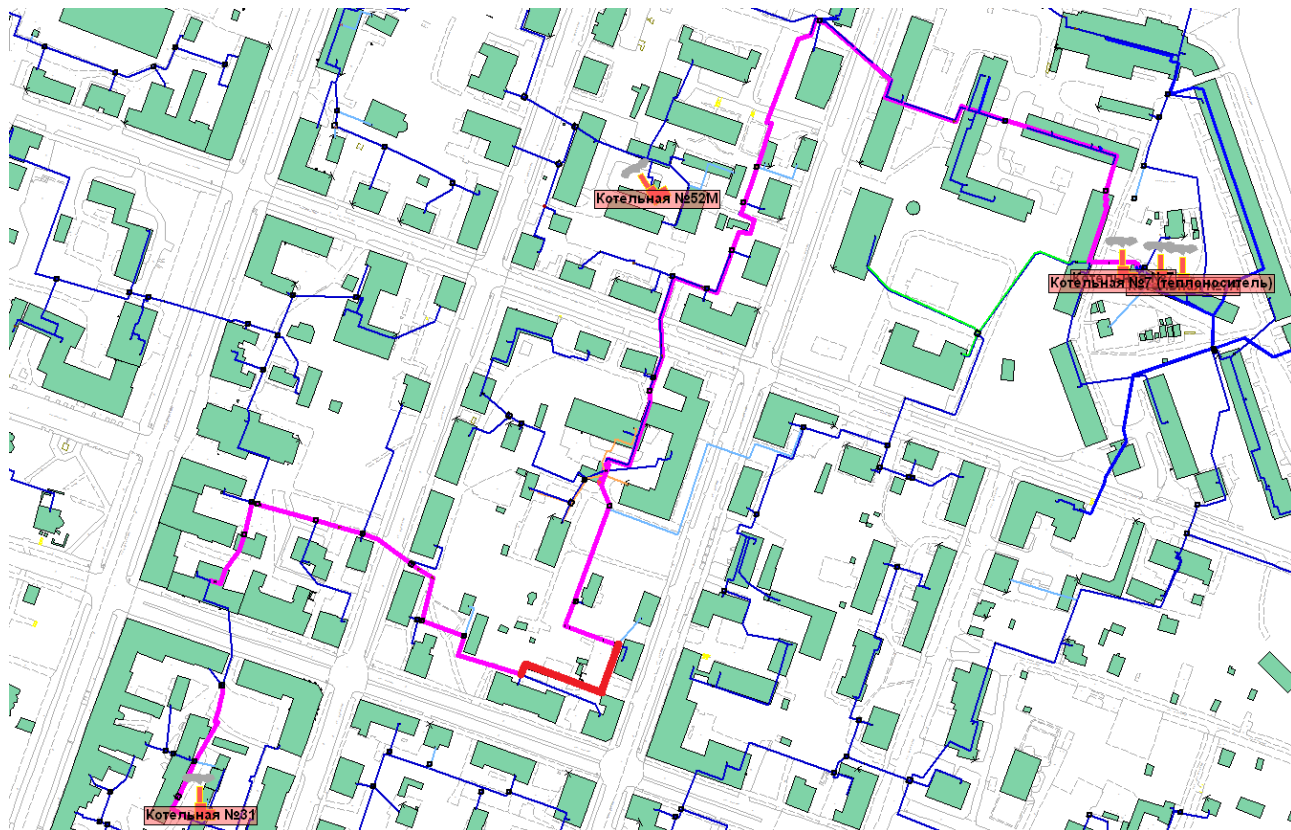
Подключение к существующей системе теплоснабжения котельной №7 части сетей котельной №37 (от прокола под. Ул. Ильина)

Оставшаяся часть сетей котельной №31 подключается к системе теплоснабжения котельной №20.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку следующих сетей:
  - прокладку участка сети от ТК-31(котельная №7) до ТК-20 (котельная №31)  $D_{вн}=205$ мм длиной 80м.
  - прокладку участка сети от котельной №20 до ТК-09 (котельная №31)  $D_{вн}=125$ мм длиной 131м.
  - переключить ветку от ЦТП 0701 до ТК-29 (котельная №7) с сети отопления на сеть теплоносителя.
- Перекладку следующих сетей с увеличением диаметра:
  - на участке от котельной №7 до ТК-31(котельная №7) длиной 845,15м сеть теплоносителя переложить на  $D_{вн}=205$ .
  - на участке от ТК-20 (котельная №31) до ТК-12 (котельная №31) длиной 206м сеть переложить на  $D_{вн}=205$ мм.
  - на участке от ТК-09 (котельная №31) до ТК-08 (котельная №31) длиной 53м сеть переложить на  $D_{вн}=100$ мм.
- Для повышения надежности теплоснабжения предлагается рассмотреть перекладку следующих сетей с уменьшением диаметров:

- на участке от ТК-12 (котельная №31) до узла управления здания ул.Б.Московская, 22/3 длиной 49,5м сеть переложить на  $D_{вн}=125\text{мм}$ , т.к. скорость на участке 0,05 м/с.
- на участке от котельной 31 до ТК-05 (котельная №31) длиной 93,1м сеть переложить на  $D_{вн}=82\text{мм}$ , т.к. скорость на участке 0,007м/с.



На рисунке красным цветом обозначены вновь прокладываемые участки тепловой сети, сиреневым – участки, требующие перекладки.

Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	205	80	1,496
	125	131	2,044
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная			
Итого:		211	3,54
Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Подземная канальная	205	206	5,778
	100	53	0,946
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	205	201,8	2,662



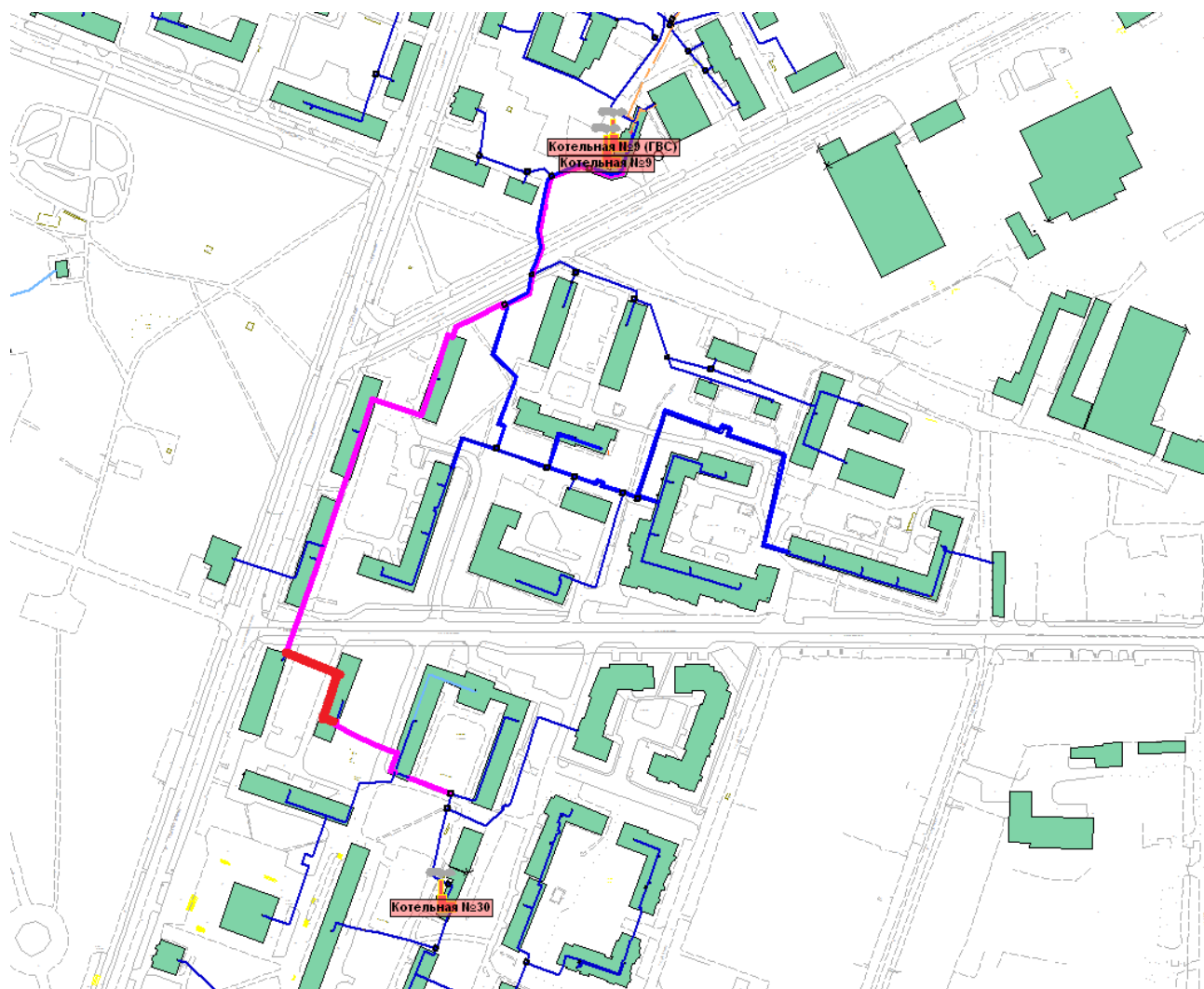
Итого:		460,8	9,386
Перекладка существующей сети с уменьшением диаметра			
Подземная канальная	125	30,5	0,714
	82	93,1	1,604
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	125	19	0,161
Итого:		142,6	2,479

### 5.2.3 Системы теплоснабжения котельных №9 и 30.

Подключение к существующей системе теплоснабжения котельной №9 котельной №30.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку участка сети от здания ул. Б. Московская,82/2 до здания ул.Московская,4  $D_{вн}=257$  длиной 71м.
- перекладку следующих сетей с увеличением диаметров:
  - на участке от котельной №9 до ТК-04 длиной 138,9м сеть  $D_{вн}=257$  переложить на  $D_{вн}=309$ .
  - на участке от ТК-04 до перемычки ( Б. Московская,82/2) длиной 289м сеть переложить на  $D_{вн}=257$ .
  - на участке от перемычки (ул.Московская,4) до врезки в доме ул.Московская,6 длиной 52м сеть переложить на  $D_{вн}=205$
  - на участке от здания ул.Московская. 6 до ТК-02а длиной 27,85м сеть переложить на  $D_{вн}=205$ .



На рисунке красным цветом обозначены вновь прокладываемые участки тепловой сети, сиреневым – участки, требующие перекладки.

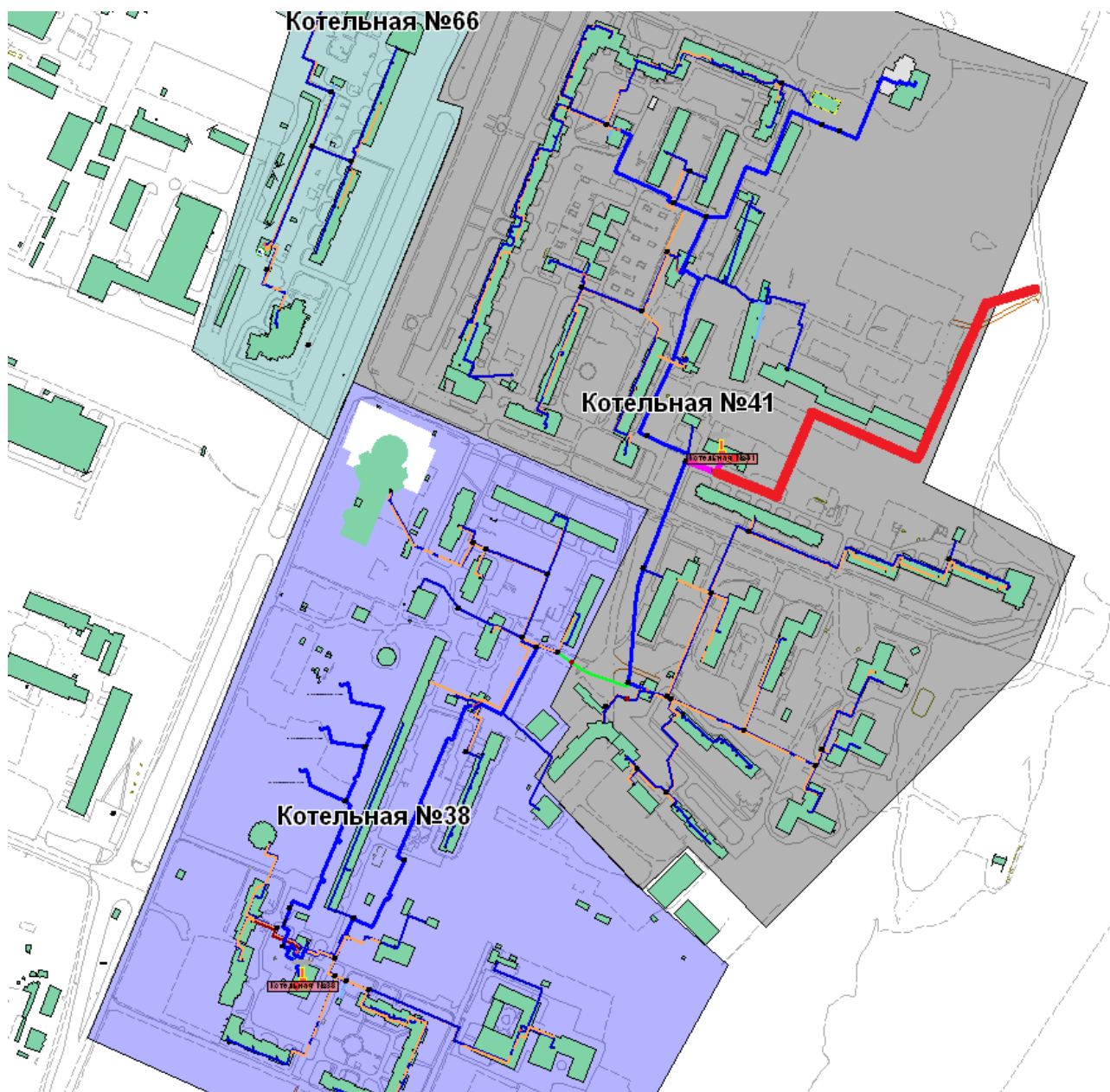
Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	257	32,5	0,791
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	257	38,5	0,416
Итого:		71	1,207
Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Подземная канальная	309	115	4,569
	257	109,5	3,997
	205	65,85	1,847
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	309	24	0,465
	257	179,5	2,907
	205	14	0,185
Итого:		507,85	13,969

#### 5.2.4 Системы теплоснабжения котельных №41 и 38.

Подключение к существующей системе теплоснабжения котельной №41 котельной №38.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку участка сети  $D_{вн}=205$  длиной 462м от здания котельной №41 до вновь строящегося ЦТП, для подключения новых зданий расширяющегося северного микрорайона.
- Перекладку сетей с увеличением диаметров на участке от котельной №41 до ТК-7 длиной 47,23м сеть  $D_{вн}=309$  переложить на  $D_{вн}=359$ .



На рисунке красным цветом обозначены вновь прокладываемые участки тепловой сети, сиреневым – участки, требующие перекладки. Тепловые сети рассматриваемых котельных связаны трубопроводом, обозначенным на рисунке салатовым цветом.

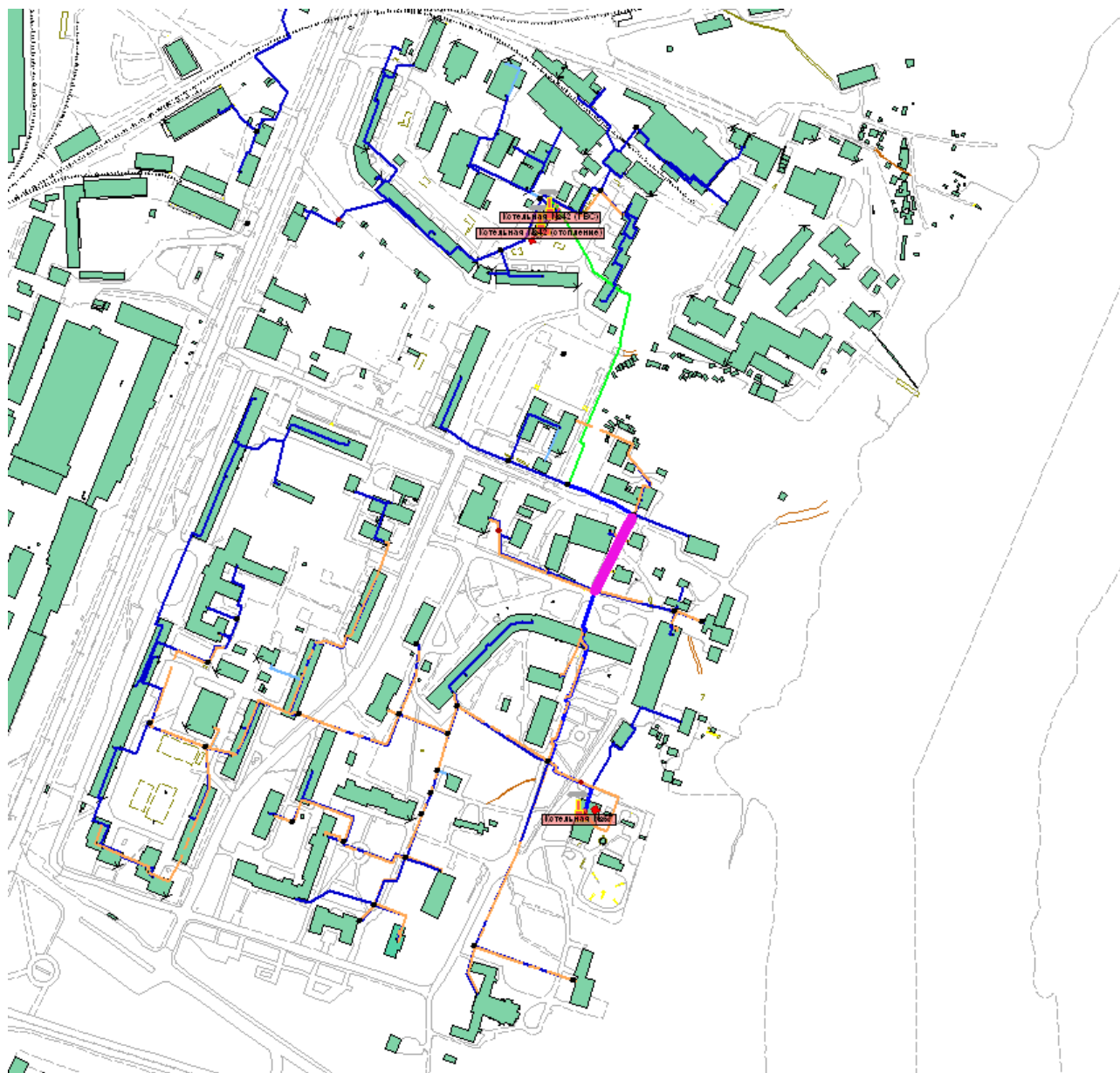
Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	205	462	8,639
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная			
Итого:		462	8,639
Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Подземная канальная	359	47,23	2,018
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная			
Итого:		47,23	2,018

### 5.2.5 Системы теплоснабжения котельных №57 и 42.

Подключение к существующей системе теплоснабжения котельной №57 котельной №42.

Мероприятие предполагает:

- перекладку сетей с увеличением диаметров на участке от ТК-4 до ТК-22 длиной 69м сеть  $D_{вн}=150$  переложить на  $D_{вн}=205$ .



На рисунке сиреневым цветом обозначены участки, требующие перекладки. Тепловые сети рассматриваемых котельных связаны трубопроводом, обозначенным на рисунке салатным цветом.

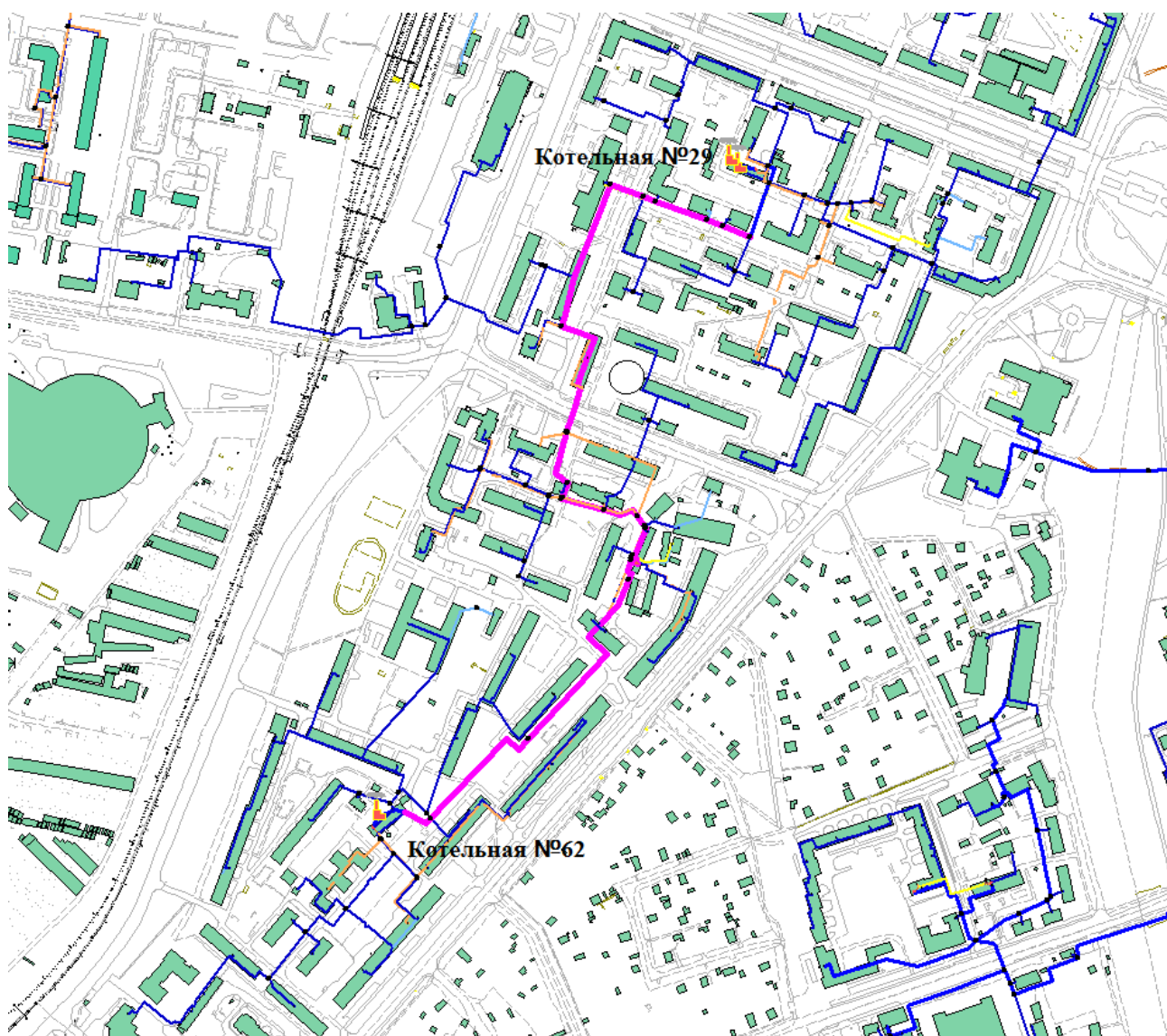
Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	205	69	1,935
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная			
Итого:		69	1,935

### 5.2.6 Системы теплоснабжения котельных №62 и 29.

Подключение к существующей системе теплоснабжения котельной №62 котельной №29.

Мероприятие предполагает

- перекладку следующих сетей с увеличением диаметров:
  - на участке от котельной №62 до ЦТП 6201 (котельная №28) длиной 413,9м сеть  $D_{вн}=257$  переложить на  $D_{вн}=309$ .
  - на участке от ЦТП 6201 (котельная №28) до ТК-3 длиной 116м сеть  $D_{вн}=257$  переложить на  $D_{вн}=309$ .
  - на участке от ТК-3 до перемычки (ул. Великолукская, д.15) длиной 206,15м сеть переложить на  $D_{вн}=257$ .
  - перемычку длиной 41м  $D_{вн}=100$  переложить на  $D_{вн}=257$ .
  - на участке от (ул. Великолукская, д.15) до ТК-11(котельная №29) длиной 231м сеть  $D_{вн}=150$  переложить на  $D_{вн}=257$ .



На рисунке сиреневым цветом обозначены участки, требующие перекладки. Тепловые сети рассматриваемых котельных связаны трубопроводом от ТК-3а до ввода в д.14 по ул. Белова.

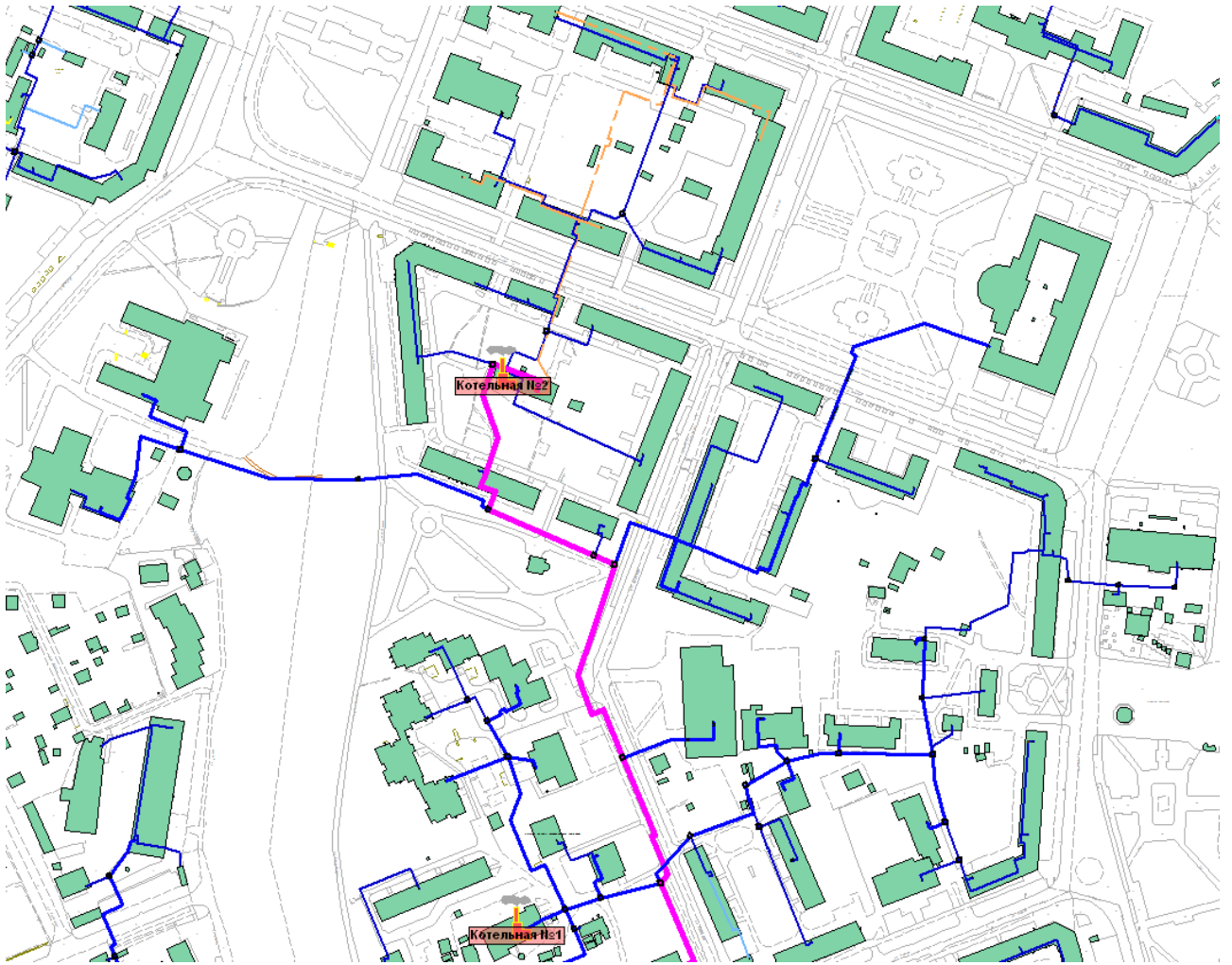
Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	309	479,4	19,046
	257	383,35	13,995
Подземная бесканальная	309	28	0,893
Надземная			
Подвальная	309	22,5	0,436
	257	94,8	1,535
Итого:		1201,55	35,904

### 5.2.7 Системы теплоснабжения котельных №1 и 2.

Подключение к существующей системе теплоснабжения котельной №1 котельной №2.

Мероприятие предполагает:

- перекладку следующих сетей с увеличением диаметров:
  - на участке от ТК-6 до ТК-15 длиной 217м сеть  $D_{вн}=205$  переложить на  $D_{вн}=257$ .
  - на участке от ТК-15 до ТК-25а длиной 83,5м сеть  $D_{вн}=150$  переложить на  $D_{вн}=205$ .
  - на участке от ТК25а до котельной №2 длиной 127м сеть переложить на  $D_{вн}=205$ .
- установку у потребителей тепловой энергии элеваторных узлов управления или подключение по независимой схеме каждого абонента или самой котельной №2.



На рисунке сиреневым цветом обозначены участки, требующие перекладки с увеличением диаметра.

Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	257	217	7,922
	205	147,7	4,143
Подземная бесканальная	205	10	0,239
Надземная	205	30	0,396
Подвальная	205	22,85	0,301
Итого:		427,55	13,001

### 5.2.8 Системы теплоснабжения котельных №1 и 14.

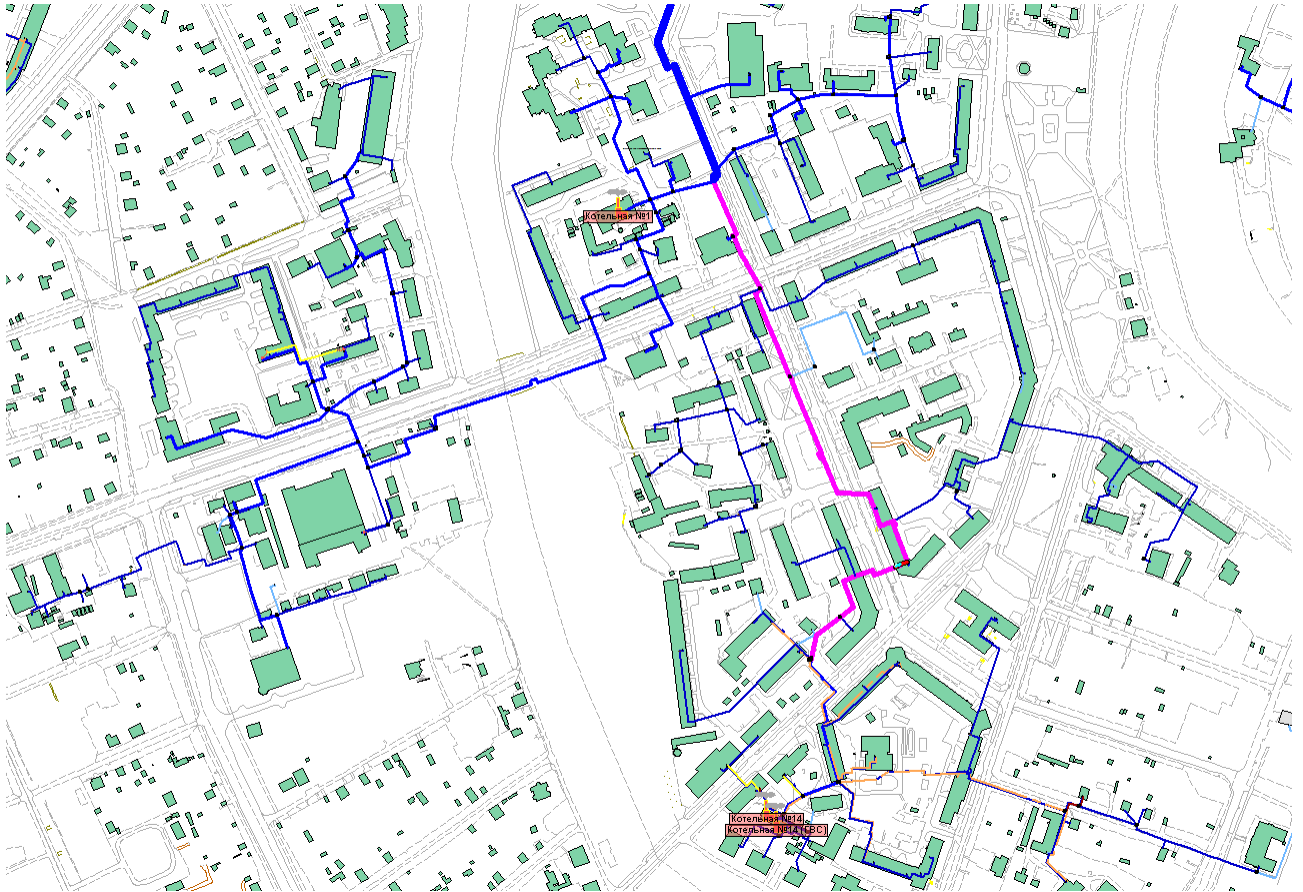
Подключение к существующей системе теплоснабжения котельной №1 котельной №14.

Мероприятие предполагает:

- перекладку следующих сетей с увеличением диаметров:
  - на участке от ТК-6 до ТК-17 длиной 103,1м сеть  $D_{вн}=205$  переложить на  $D_{вн}=257$



- на участке от ТК-17 до перемычки (ул. Десятинная д.33/8) длиной 325,5м сеть переложить на  $D_{вн}=257$
- на участке перемычки (ул. Десятинная д.33/8) до ТК-3 (кот.14) длиной 139,1м сеть переложить на  $D_{вн}=257$
- установку у потребителей тепловой энергии элеваторных узлов управления или подключение по независимой схеме каждого абонента.



На рисунке сиреневым цветом обозначены участки, требующие перекладки с увеличением диаметра.

Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	257	461,7	16,855
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	257	106	1,716
Итого:		567,7	18,571

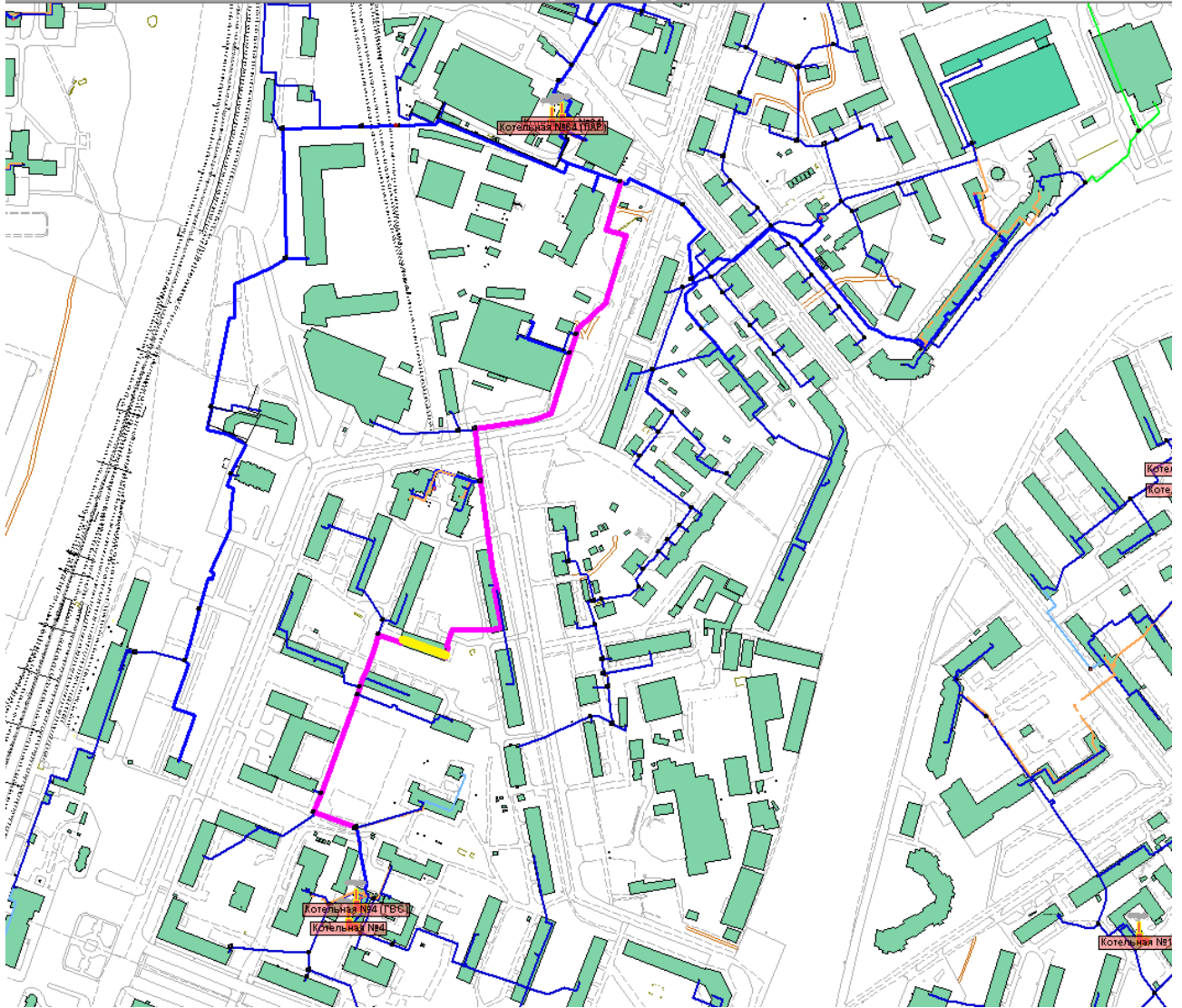
### 5.2.9 Системы теплоснабжения котельных №64 и 4.

Подключение к существующей системе теплоснабжения котельной №64 котельной №4.

Мероприятие предполагает:

- перекладку следующих сетей с увеличением диаметров:

- на участке от ТК-2 (котельная №64) до перемычки в подвале ул. Октябрьская, 40а длиной 534,6м сеть переложить на  $D_{вн}=257$
- на участке от ТК-6 (котельная №4) до перемычки в подвале ул. Октябрьская, 40а длиной 217,7м сеть переложить на  $D_{вн}=257$
- на участке перемычки (ул. Октябрьская, 40а) длиной 47,5м сеть переложить на  $D_{вн}=257$



На рисунке сиреневым цветом обозначены участки, требующие перекладки с увеличением диаметра. Тепловые сети рассматриваемых котельных связаны перемычкой, обозначенной желтым цветом.

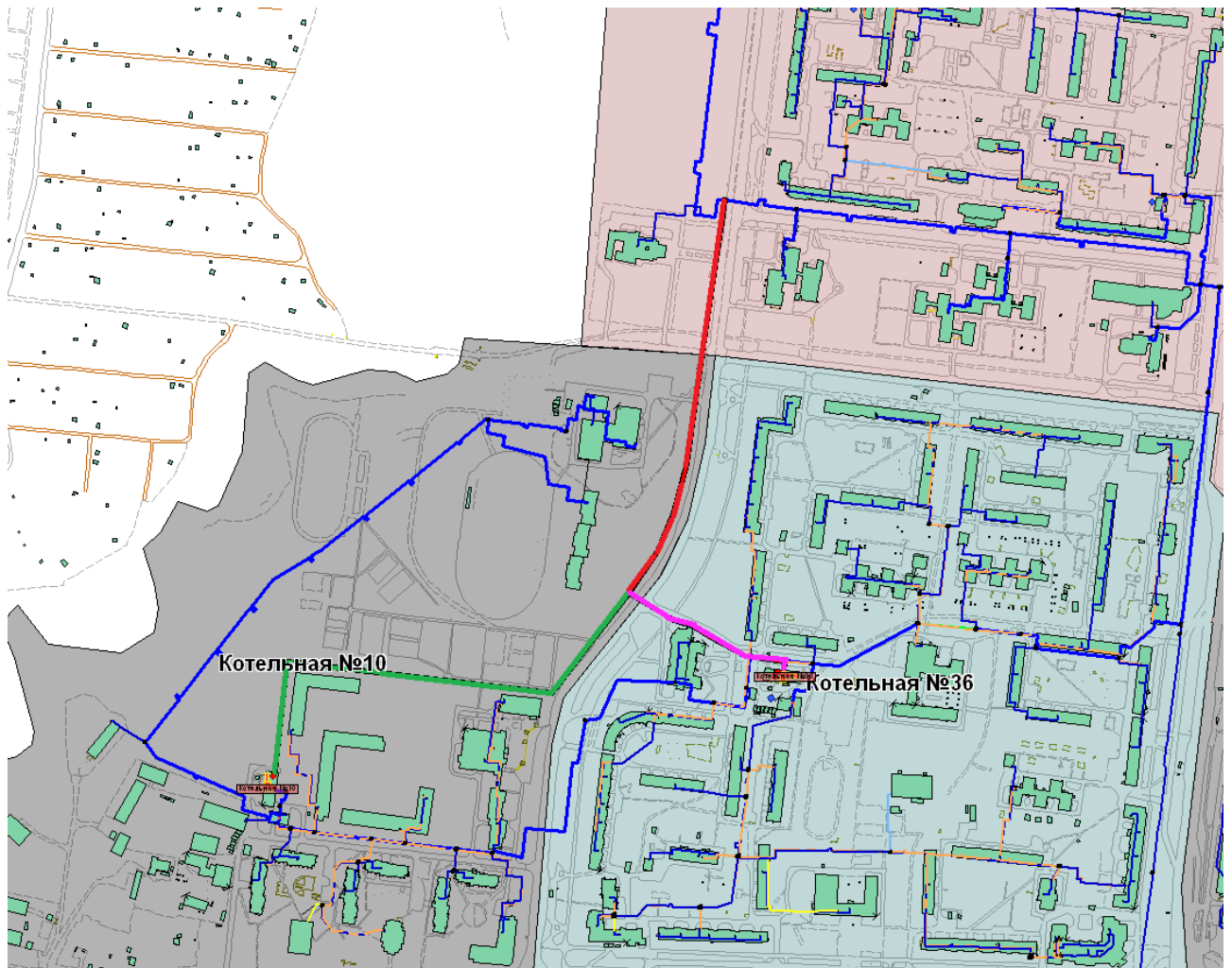
Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	257	659,6	24,079
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	257	140,2	2,270
Итого:		799,8	26,35

### 5.2.10 Системы теплоснабжения котельной №71 (ЛБК), №10 и №36.

Предлагается котельную №10 и котельную №36 перевести в режим ЦТП и подключить их к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку следующих участков:
  - нового участка сети от пересечения ул. Кочетова и Попова диаметром  $D_{вн}=406$  и длиной 437 м до разветвления на котельные №36 и №10.
  - нового участка сети от разветвления до котельной №10 диаметром  $D_{вн}=257$  и длиной 560м.
  - нового участка сети от разветвления до котельной №36 диаметром  $D_{вн}=359$  и длиной 215м.



На рисунке красным цветом обозначен вновь прокладываемый участок тепловой сети  $D_{вн}=406$ , сиреневым – участок до котельной №36  $D_{вн}=359$ , зеленым – участок до котельной №10  $D_{вн}=257$

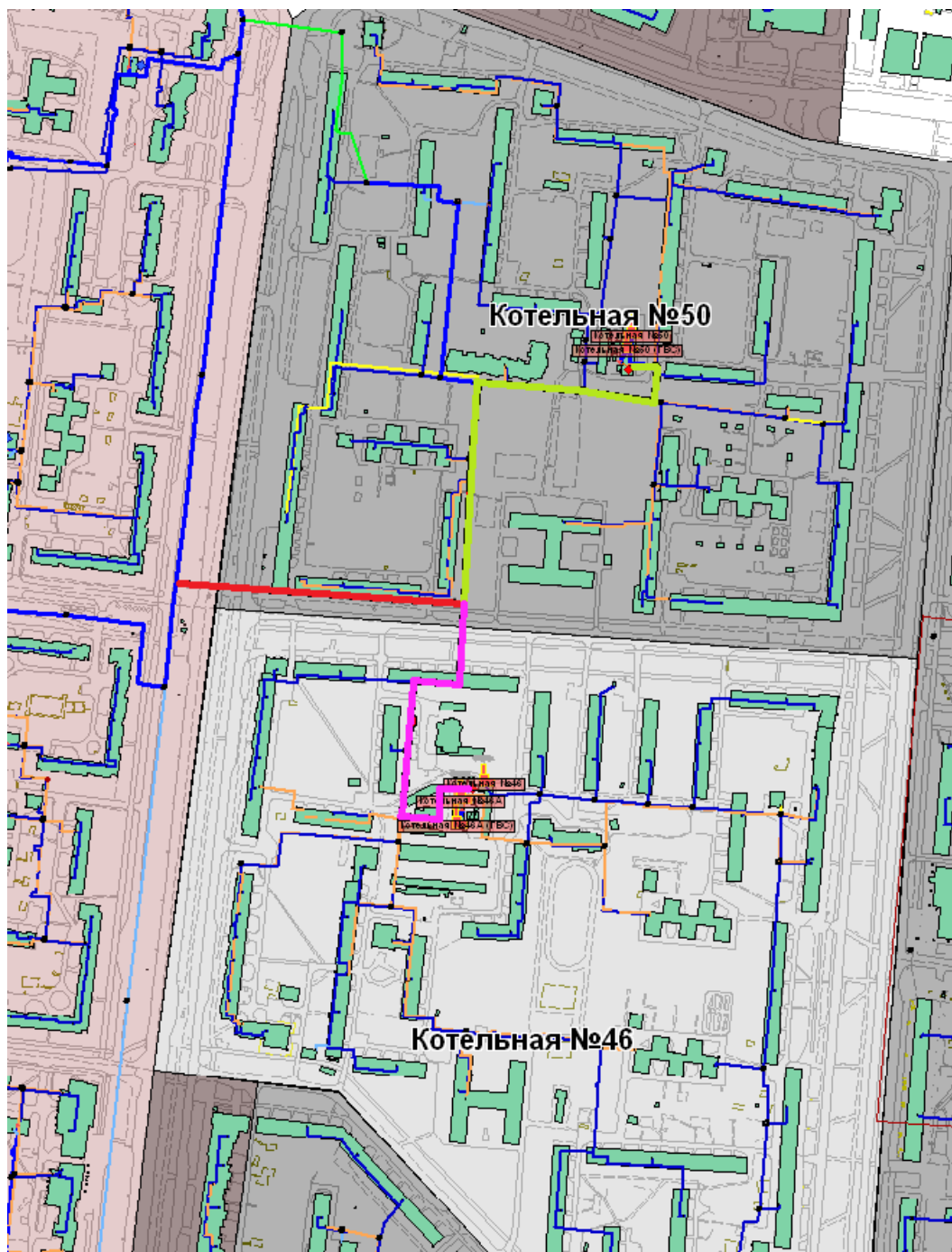
Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	406	437	14,196
	359	200	5,697
	257	560	13,629
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	359	15	0,227
	257	1	0,011
Итого:		1213	33,76

### 5.2.11 Системы теплоснабжения котельной №71 (ЛБК), №50а и №46,46а.

Предлагается котельную №50 и котельные №46 и 46а перевести в режим ЦТП и подключить их к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку следующих участков:
  - нового участка сети по пр. Мира по ул.Свободы диаметром  $D_{вн}=406$  и длиной 240м до разветвления на котельные №50а, №46 и №46а
  - нового участка сети от разветвления до котельной №50а диаметром  $D_{вн}=257$  и длиной 381м.
  - нового участка сети от разветвления до котельных №46 и 46а диаметром  $D_{вн}=257$  и длиной 296м.



На рисунке красным цветом обозначен вновь прокладываемый участок тепловой сети  $D_{вн}=406$ , сиреневым – участок до котельной №46, зеленым – участок до котельной №50.

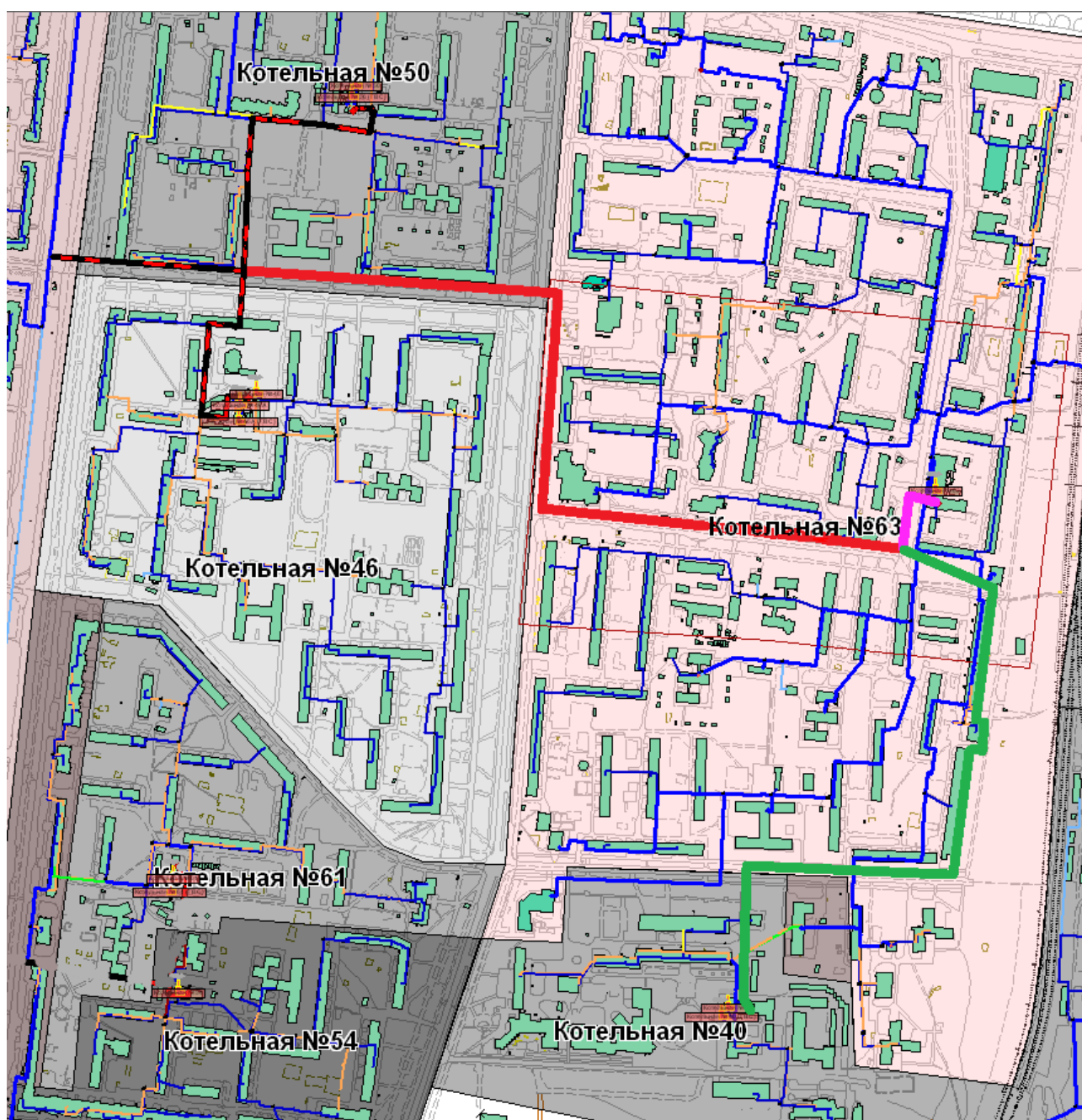
Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	406	240	7,797
	257	622,2	15,143
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	257	55	0,594
Итого:		917,2	23,533

### 5.2.12 Системы теплоснабжения котельной №71 (ЛБК), №63 и №40.

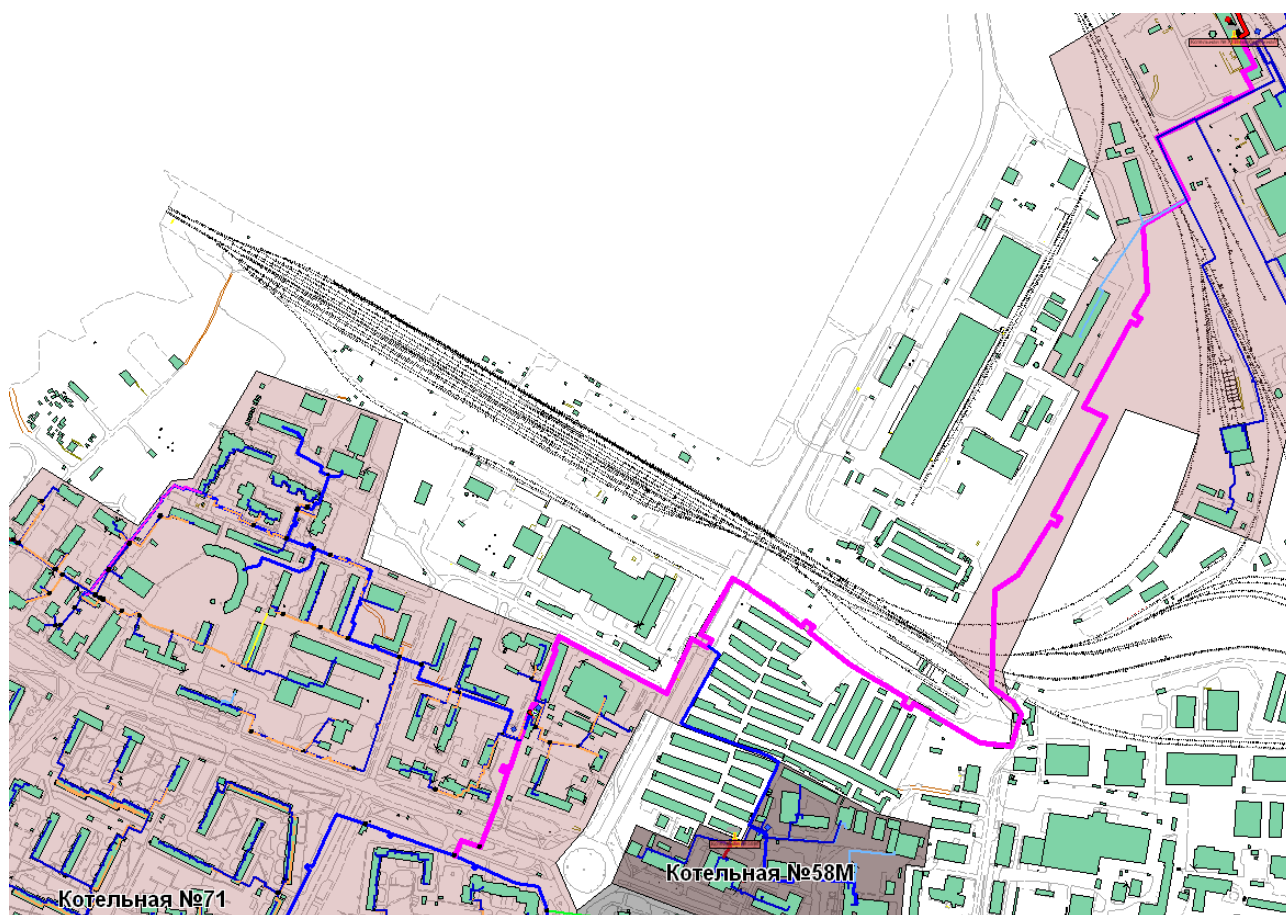
Предлагается котельную №63 и котельную №40 перевести в режим ЦТП и подключить их к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку следующих участков:
  - нового участка сети по ул. Свободы, Ломоносова, Химика диаметром  $D_{\text{вн}}=406$  и длиной 1083м до разветвления на котельные №63, и №40
  - нового участка сети от разветвления до котельной №63 диаметром  $D_{\text{вн}}=406$  и длиной 99м.
  - нового участка сети от разветвления до котельной №40 диаметром  $D_{\text{вн}}=257$  и длиной 920м.
- перекладку следующих сетей с увеличением диаметров:
  - на участке от ЛБК до разветвления сети у пр. Корсунова сеть длиной 2758м  $D_{\text{вн}}=820$  переложить на  $D_{\text{вн}}=1020$ .



На рисунке красным цветом обозначен вновь прокладываемый участок тепловой сети  $D_{вн}=406$ , сиреневым – участок до котельной №63, зеленым – участок до котельной №40.



На рисунке сиреневым цветом обозначен участок тепловой сети, нуждающийся в перекладке с увеличением диаметра.

Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	406	1172,5	38,090
	257	910	22,147
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	406	10	0,178
	257	10	0,108
Итого:		2102,5	60,523
Перекладка существующей сети с увеличением диаметра			
Подземная канальная	998	134	
Подземная бесканальная			
Надземная	998	2624	
Подвальная	998	25	
Итого:		2783	

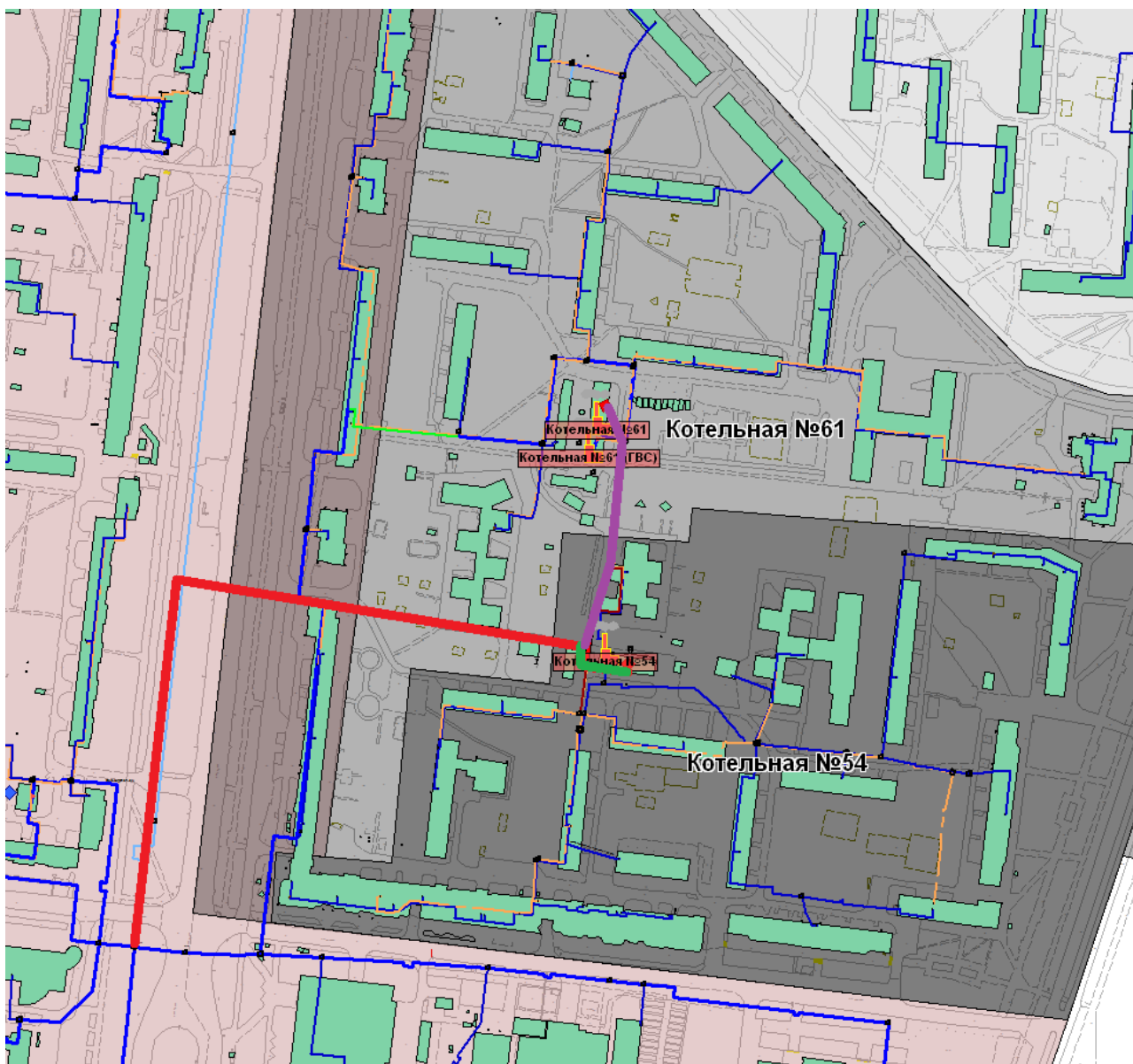


**5.2.13 Системы теплоснабжения котельной №71 (ЛБК), №54 и №61.**

Предлагается котельную №54 и котельную №61 перевести в режим ЦТП и подключить их к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку следующих участков:
  - нового участка сети от пересечения пр.Мира с ул. Попова диаметром  $D_{вн}=505$  и длиной 475м до разветвления на котельные №54 и №61
  - нового участка сети от разветвления до котельной №54 диаметром  $D_{вн}=257$  и длиной 10м.
  - нового участка сети от разветвления до котельной №61 диаметром  $D_{вн}=309$  и длиной 150м.



На рисунке красным цветом обозначены вновь прокладываемый участок тепловой сети  $D_{вн}=505$ , сиреневым – участок от разветвления до котельной №61, зеленым – участок от

разветвления до котельной №54

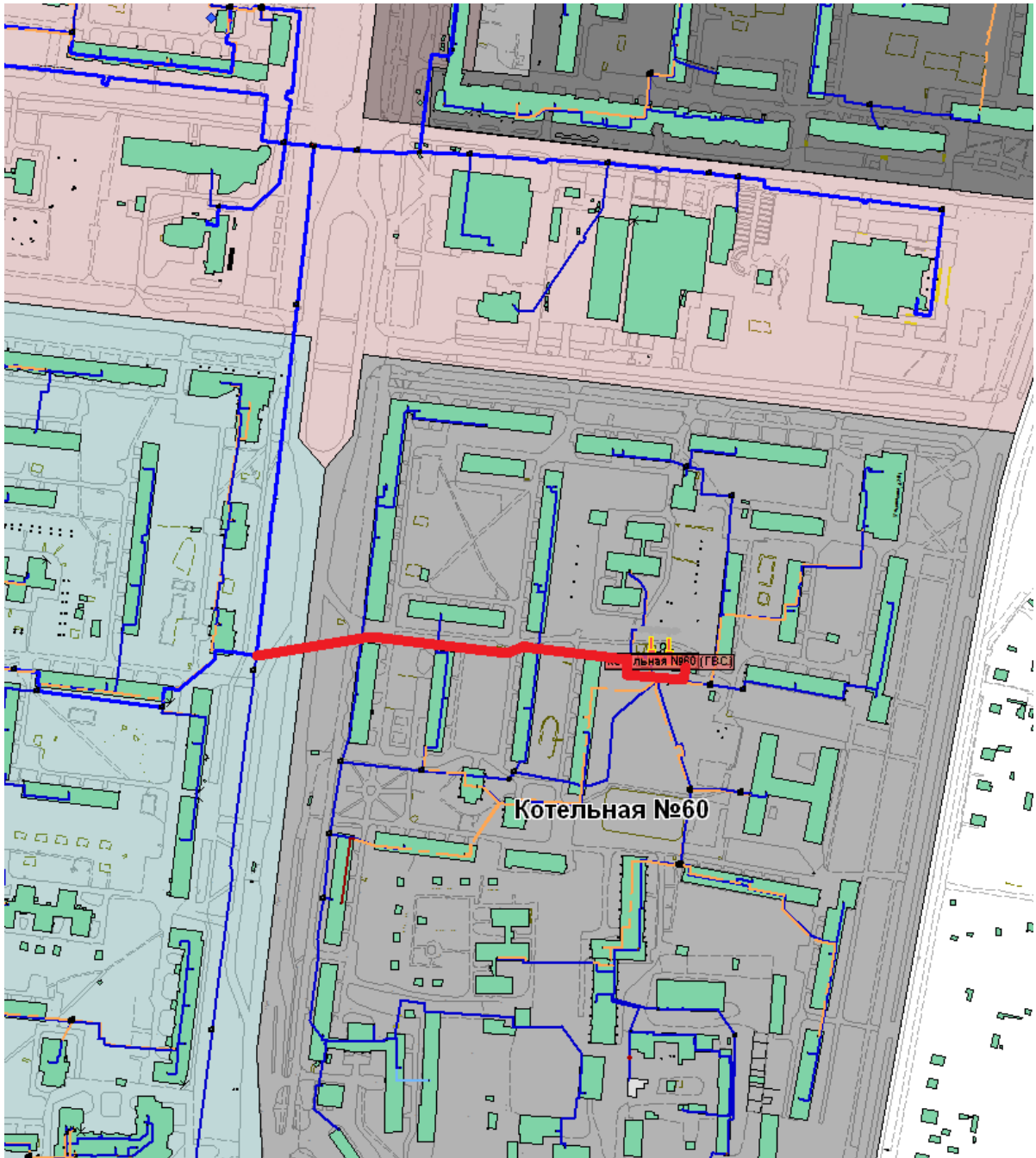
Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	505	475	17,998
	257	5	0,122
	309	140	3,708
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	257	5	0,054
	309	10	0,129
Итого:		635	22,011

#### 5.2.14 Системы теплоснабжения котельной №71 (ЛБК) и котельной №60.

Предлагается котельную №60 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку следующих участков:
  - нового участка сети от пр.Мира диаметром  $D_{вн}=257$  и длиной 330м до котельной №60



На рисунке красным цветом обозначены вновь прокладываемые участки тепловой сети.

Прокладка новых участков			
Вид прокладки	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	257	320	7,788
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	257	10	0,108
Итого:		330	7,896

### 5.2.15 Подключение ТЭЦ-20

По данным ГУ ОАО «ТГК-2» на Новгородской ТЭЦ за последние 10 лет сложился значительный резерв тепловой 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.

	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 2011г.	Гкал/час	107
- пар	Гкал/час	98
- горячая вода (за отопительный период)	Гкал/час	18
Коэффициент использования установленной тепловой мощности в 2011г.	%	21,9
Число часов использования установленной тепловой мощности в 2011г.	час.	1920

Поэтому, очевидно, что перспектива развития ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области, в первую очередь, связана со строительством тепломагистрали от Новгородской ТЭЦ до Левобережной водогрейной котельной (№71).

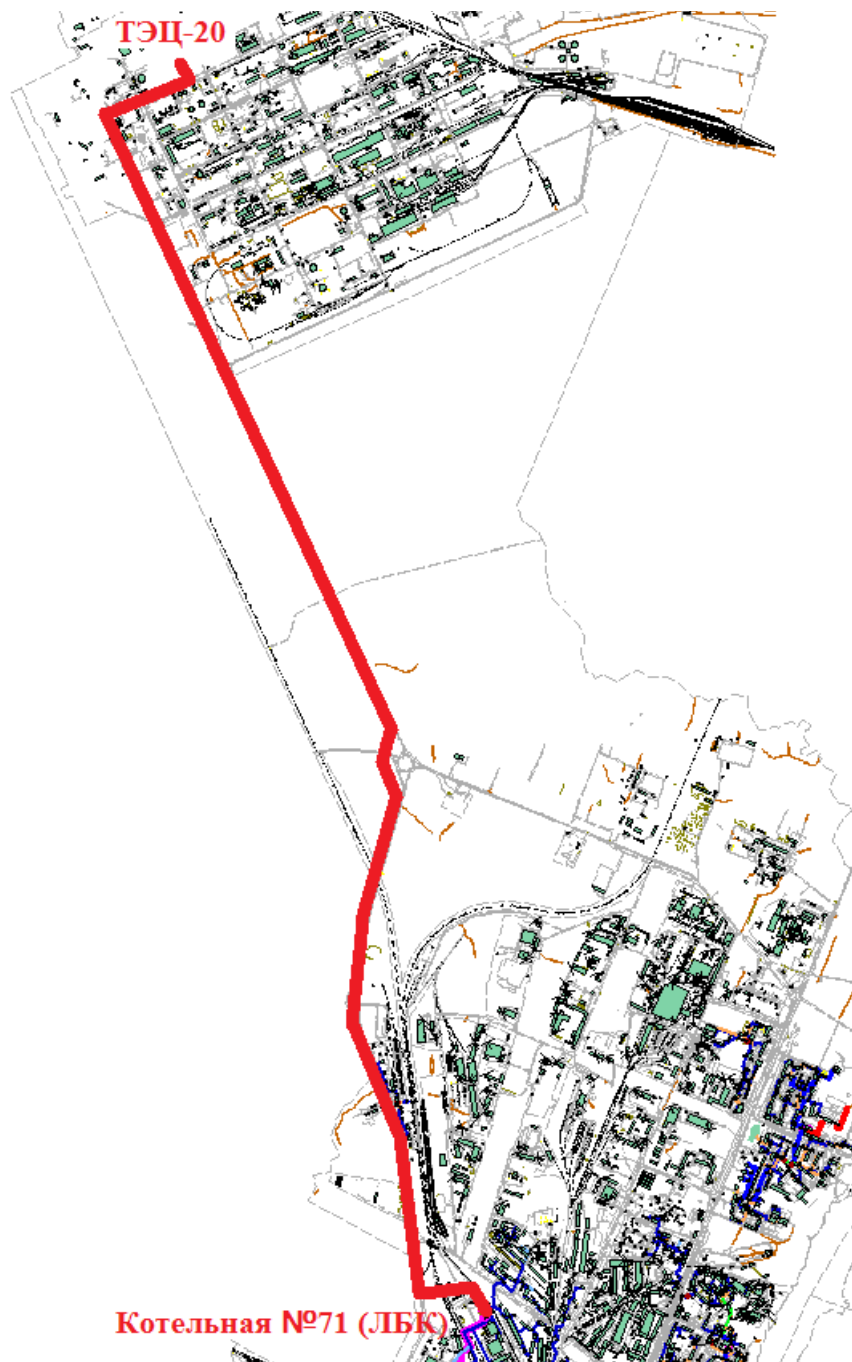
В результате строительства обеспечивается:

- снижение тарифа на тепловую энергию для населения города и городских промышленных предприятий;
- возможность замещение квартальных котельных, работающих на одну тепловую сеть с Левобережной котельной, с морально устаревшим и выработавшим свой ресурс оборудованием;
- при объединении тепловых сетей котельной №71 и 10 квартальных котельных отпадает необходимость в увеличении установленной тепловой мощности Левобережной котельной для покрытия дополнительно подключенной нагрузки;
- улучшение экологической обстановки в городе за счет уменьшения количества сжигаемого топлива городскими котельными.

Предлагается котельную №71 перевести в режим ЦТП и использовать в пиковых режимах.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку нового участка сети от ТЭЦ до здания Левобережной котельной диаметром  $D_{вн}=802\text{мм}$  и длиной 9км.



На рисунке красным цветом обозначен вновь прокладываемый участок тепловой сети.

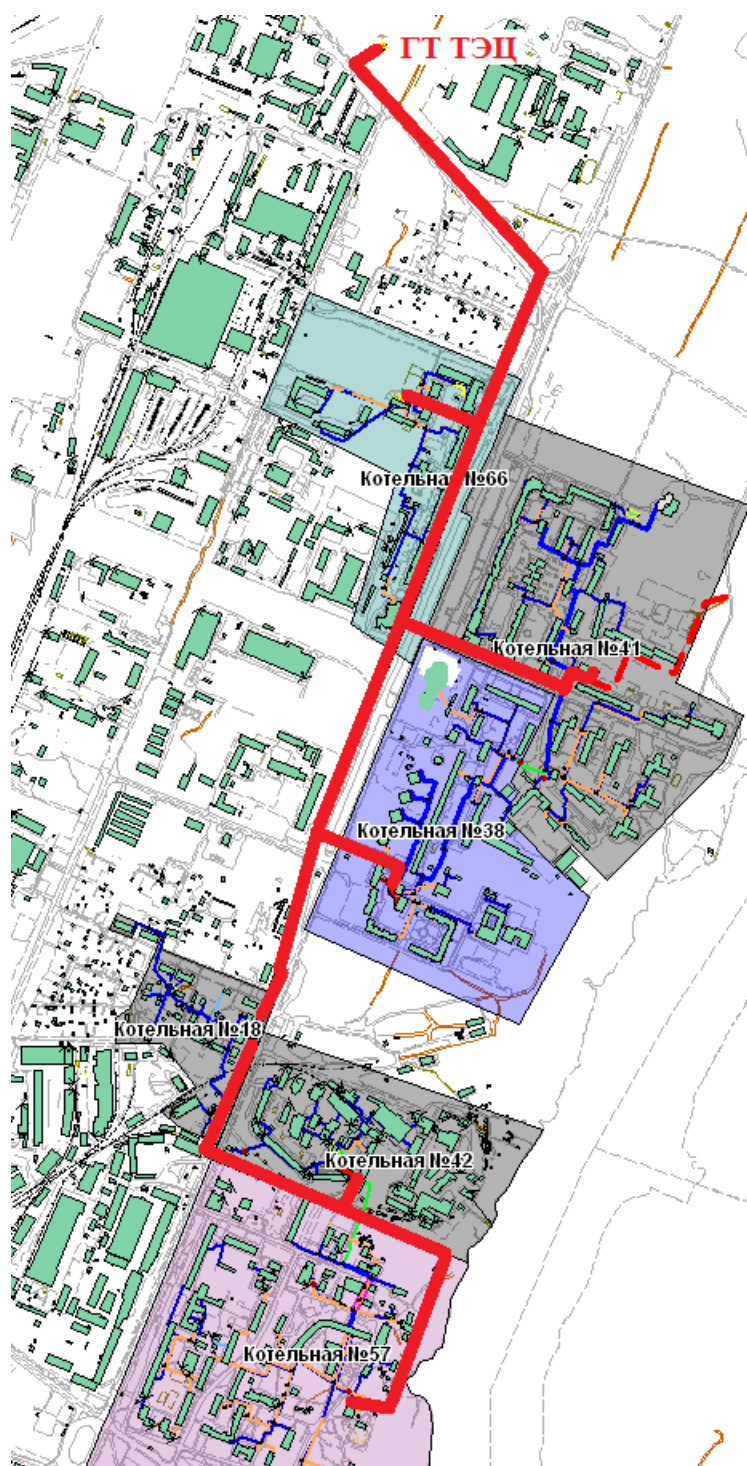
Прокладка новых участков			
	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	-	-	-
Подземная бесканальная			
Надземная	802	8970	358,8
Подвальная	-	-	-
Итого:		8970	358,8

### 5.2.16 Подключение ГТ ТЭЦ

Ввод в действие тепловых мощностей ГТ ТЭЦ позволит покрыть тепловые нагрузки жилых кварталов северной части г. Великий Новгород и вывести в резерв морально устаревшее оборудование квартальных котельных, что позволит снизить тариф на тепловую энергию для населения города. При замещении 5 существующих котельных №№ 38, 41, 42, 57, 66 замещаемые тепловые нагрузки составят 63 Гкал/час.

Мероприятие предполагает:

- Прокладку следующих сетей:
  - прокладку участка сети от ГТ ТЭЦ до ответвления на котельную №66 диаметром  $D_{вн}=406\text{мм}$  длиной 1010м.(подземная)
  - далее прокладку участка сети до ответвления на котельную №41 диаметром  $D_{вн}=406\text{мм}$  длиной 445м.(подземная)
  - далее прокладку участка сети до ответвления на котельную №38 диаметром  $D_{вн}=406\text{мм}$  длиной 470м.(подземная)
  - далее прокладку участка сети до разветвления на котельные №42 и №57 диаметром  $D_{вн}=257\text{мм}$  длиной 1030м.(подземная)
  - прокладку участка сети ответвления на котельную №66 диаметром  $D_{вн}=205\text{мм}$  длиной 180м.(подземная)
  - прокладку участка сети ответвления на котельную №41 диаметром  $D_{вн}=309\text{мм}$  длиной 450м.(подземная)
  - прокладку участка сети ответвления на котельную №38 диаметром  $D_{вн}=257\text{мм}$  длиной 290м.(подземная)
  - прокладку участка сети ответвления на котельную №42 диаметром  $D_{вн}=205\text{мм}$  длиной 143м.(подземная)
  - прокладку участка сети ответвления на котельную №57 диаметром  $D_{вн}=257\text{мм}$  длиной 670м.(подземная)



На рисунке красным цветом обозначены вновь прокладываемые участки тепловой сети.

Прокладка новых участков			
	Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	406	1925	62,536
	257	1990	48,431
	309	450	11,919
	205	323	6,040
Подземная бесканальная			
Надземная			
Подвальная	-	-	
Итого:		4688	128,930

## Раздел 6 Перспективные топливные балансы

### 6.1 Потребление топлива источниками тепловой энергии

#### 6.1.1. Существующее положение

Основным топливом для котельных г. Великий Новгород является природный газ. Данные по потреблению природного газа на источниках МУП «Теплоэнерго» приведены в таблицах 6.1-6.2 и представлены на рисунке 6.1.

Анализ данных таблицы 6.1 позволяет выделить котельные с наименьшими значениями КПД и котельные, показатели которых не соответствуют современным требованиям. Лучшие отечественные и зарубежные котлы, работающие на природном газе, имеют КПД порядка 92-94%. Среди действующих котельных только около 20 имеют КПД близкий к современным образцам. Наиболее худшие значения КПД отмечены в котельных №29 (62%), №53м (58%), №35 (50%).

Данные по котельным, выделенным в таблице 6.1.1 желтым цветом, скорее всего не соответствуют действительности из-за неточности представленных данных.

Таблица 6.1.1 Топливные балансы источников тепловой энергии МУП «Теплоэнерго» за 2012 г.

Источник тепловой энергии	Выработка тепловой энергии, Гкал	Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал	Потребление условного топлива, т.у.т.	Удельный расход природного газа, нм <sup>3</sup> /Гкал	Потребление природного газа, тыс. нм <sup>3</sup>	КПД
Котельная № 1+2	34403,74	160,94	5536,833	140,8	4844,123	0,89
Котельная №3а	3303,86	128,25	423,708	112,2	370,698	1,11
Котельная №4	6984,33	157,12	1097,361	137,5	960,071	0,91
Котельная №5	9476,45	161,69	1532,250	141,5	1340,551	0,88
Котельная №6	9923,01	172,26	1709,303	150,7	1495,453	0,83
Котельная №7	9555,42	186,44	1781,560	163,1	1558,67	0,77
Котельная №7а	10280,56	159,45	1639,201	139,5	1434,122	0,90
Котельная №8	6582,92	159,82	1052,113	139,8	920,484	0,89
Котельная №9	9321,3	169,92	1583,884	148,7	1385,725	0,84
Котельная №10	9758,02	147,46	1438,957	129,0	1258,93	0,97
Котельная №11	2520,54	139,29	351,093	121,9	307,168	1,03
Котельная №12	13430,96	170,45	2289,343	149,1	2002,925	0,84
Котельная №13	4359,32	160,18	698,279	140,1	610,918	0,89
Котельная №14	6944,64	179,56	1246,972	157,1	1090,964	0,80
Котельная №15М	14249,06	139,85	1992,707	122,4	1743,401	1,02
Котельная №16	30649,4	163,19	5001,603	142,8	4375,856	0,88
Котельная №17	5749,64	162,97	937,026	142,6	819,795	0,88
Котельная №18	1148,24	145,72	167,317	127,5	146,384	0,98
Котельная №19	2477,41	153,71	380,805	134,5	333,163	0,93



СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Котельная №20	7072,52	184,16	1302,489	161,1	1139,535	0,78
---------------	---------	--------	----------	-------	----------	------

Продолжение таблицы б.1

Источник тепловой энергии	Выработка тепловой энергии, Гкал	Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал	Потребление условного топлива, т.у.т.	Удельный расход природного газа, нм3/Гкал	Потребление природного газа, тыс. нм3	КПД
Котельная №21	6070,9	161,89	982,793	141,6	859,836	0,88
Котельная №22	751,93	170,73	128,376	149,4	112,315	0,84
Котельная №23	7519,77	176,28	1325,595	154,2	1159,751	0,81
Котельная №24	13133,72	169,13	2221,351	148,0	1943,439	0,84
Котельная №25	324,09	192,76	62,471	168,6	54,655	0,74
Котельная №26	3978,82	170,53	678,515	149,2	593,626	0,84
Котельная №27	5335,57	159,63	851,702	139,7	745,146	0,89
Котельная №28	4718,87	162,86	768,495	142,5	672,349	0,88
Котельная №29	10711,56	232,13	2486,463	203,1	2175,383	0,62
Котельная №30	9265,35	185,52	1718,881	162,3	1503,833	0,77
Котельная №31	7894,7	158,42	1250,664	138,6	1094,194	0,90
Котельная №32M	2365,65	180,39	426,738	157,8	373,349	0,79
Котельная №33	11744,22	185,89	2183,130	162,6	1910	0,77
Котельная №34	46379,48	165,42	7671,926	144,7	6712,096	0,86
Котельная №35	1068,43	283,68	303,088	248,2	265,169	0,50
Котельная №36	29610,31	173,14	5126,824	151,5	4485,41	0,82
Котельная №37	6781,43	168,78	1144,577	147,7	1001,38	0,85
Котельная №38	21580,55	181,28	3912,146	158,6	3422,7	0,79
Котельная №39	10790,55	173,66	1873,938	151,9	1639,491	0,82
Котельная №40	4628,71	135,49	627,164	118,5	548,7	1,05
Котельная №41	32486,58	165,99	5392,441	145,2	4717,796	0,86
Котельная №42	5814,98	168,87	981,982	147,7	859,127	0,85
Котельная №43	20112,9	157,38	3165,372	137,7	2769,354	0,91
Котельная №44	22333,87	162,52	3629,59	152,3	3401,673	0,88
Котельная №45	3154,31	179,59	566,49	168,3	530,916	0,80
Котельная №46	7555,15	148,40	1121,16	139,1	1050,76	0,96
Котельная №46a	10457,2	147,49	1542,34	138,2	1445,494	0,97
Котельная №47M	4234,8	99,45	421,13	93,2	394,686	1,44
Котельная №48	147,15	168,47	24,79	157,9	23,231	0,85
Котельная №49	25032,85	163,67	4097,24	153,4	3839,967	0,87
Котельная №50	15686,67	169,92	2665,51	159,3	2498,132	0,84
Котельная №51	4697,44	151,61	712,18	142,1	667,46	0,94
Котельная №52M	668,27	139,90	93,49	131,1	87,624	1,02
Котельная №53M	759,6	244,50	185,72	229,1	174,06	0,58
Котельная №54	7823,86	168,47	1318,09	157,9	1235,326	0,85
Котельная №55M	1087,13	149,68	162,72	140,3	152,501	0,95
Котельная №56M	180,68	114,57	20,7	107,4	19,402	1,25
Котельная №57	14934,22	148,69	2220,53	139,4	2081,099	0,96

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Котельная №58М	868,49	177,53	154,18	166,4	144,5	0,80
----------------	--------	--------	--------	-------	-------	------

Продолжение таблицы б.1

Источник тепловой энергии	Выработка тепловой энергии, Гкал	Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал	Потребление условного топлива, т.у.т.	Удельный расход природного газа, нм3/Гкал	Потребление природного газа, тыс. нм3	КПД
Котельная №59М	1006,89	160,76	161,87	150,7	151,703	0,89
Котельная №60	16554,49	155,93	2581,26	146,1	2419,171	0,92
Котельная №61	10164,11	165,67	1683,88	155,3	1578,148	0,86
Котельная №62	19768,89	150,70	2979,21	141,2	2792,137	0,95
Котельная №63	46618,34	158,15	7372,5	148,2	6909,559	0,90
Котельная №64	25612,73	164,86	4222,5	154,5	3957,354	0,87
Котельная №65	11100,41	168,32	1868,39	157,7	1751,064	0,85
Котельная №66	9835,7	160,20	1575,72	150,1	1476,778	0,89
Котельная №67М	2109,54	142,55	300,72	133,6	281,839	1,00
Котельная №68	12655,61	140,28	1775,35	131,5	1663,871	1,02
Котельная №69	0	-	144,19	-	135,133	-
Котельная №70	2972,37	186,41	554,07	174,7	519,274	0,77
ЛБК	279748,63	142,60	39891,43	124,8	34905,743	1,00

Таблица 6.1.2 Топливные балансы источников тепловой энергии за 2010-2013 г.г.

№ котельной	2013год	2012 год	2011год	2010 год
Котельная № 1	4 604 815	6 923 592	6 717 596	7256958
Котельная №2	239 308	286 333	258 830	605397
Котельная №3а	370 698	651 207	572 771	897809
Котельная №4	960 071	1 458 516	1 335 732	1602159
Котельная №5	1 340 551	1 966 163	1 691 492	1912425
Котельная №6	1 495 453	2 240 636	1 871 711	1929964
Котельная №7	1 558 670	2 265 790	2 052 029	2234657
Котельная №7а	1 434 122	3 072 116	2 160 635	2143007
Котельная №8	920 484	1 434 612	1 323 149	1511472
Котельная №9	1 385 725	2 084 769	1 956 259	2237840
Котельная №10	1 258 930	1 853 252	1 346 205	2003894
Котельная №11	307 168	493 252	509 734	605532
Котельная №12	2 002 925	2 860 665	2 702 759	2963452
Котельная №13	610 918	639 031	539 850	756394
Котельная №14	1 090 964	1 679 368	1 381 145	1613516
Котельная №15М	1 743 401	3 319 086	2 776 781	3090268
Котельная №16	4 375 856	6 485 007	6 372 429	6878025
Котельная №17	819 795	1 392 894	1 252 444	1254754
Котельная №18	146 384	216 989	199 107	193140
Котельная №19	333 163	529 285	547 735	668098
Котельная №20	1 139 535	1 646 433	1 448 643	1610548
Котельная №21	859 836	625 633	794 763	772016
Котельная №22	112 315	252 446	318 405	111342
Котельная №23	1 159 751	1 755 145	1 534 105	1874831
Котельная №24	1 943 439	2 078 346	2 461 522	3028401
Котельная №25	54 655	81 639	76 463	63018
Котельная №26	593 626	906 269	872 949	1051645

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№ котельной	2013год	2012 год	2011год	2010 год
Котельная №27	745 146	1 123 378	994 311	1130562
Котельная №28	672 349	871 078	260 921	0
Котельная №29	2 175 383	2 792 946	2 359 004	2627227
Котельная №30	1 503 833	2 103 214	1 856 823	2159468
Котельная №31	1 094 194	1 573 883	1 446 825	1600789
Котельная №32М	373 349	0	0	0
Котельная №33	1 910 000	2 719 000	2 665 000	3282000
Котельная №34	6 712 096	9 788 695	8 133 597	8724891
Котельная №35	265 169	400 672	305 541	299726
Котельная №36	4 485 410	6 865 761	7 734 316	7561801
Котельная №37	1 001 380	1 452 307	1 369 126	1428087
Котельная №38	3 422 700	5 257 112	4 552 002	5228811
Котельная №39	1 639 491	2 216 991	1 895 714	1852734
Котельная №40	548 700	785 751	755 854	868047
Котельная №41	4 717 796	5 980 919	6 879 712	7632520
Котельная №42	859 127	1 309 042	1 288 856	1173777
Котельная №43	2 769 354	4 161 338	4 053 591	4518615
Котельная №44	3 401 673	6 058 819	5 383 542	5824791
Котельная №45	530 916	748 237	681 591	786271
Котельная №46	1 050 760	1 827 297	1 537 134	1727399
Котельная №46а	1 445 494	2 071 397	2 008 915	2699673
Котельная №47М	394 686	635 289	583 131	682791
Котельная №48	23 231	36 350	32 533	35847
Котельная №49	3 839 967	5 309 485	4 983 305	5340958
Котельная №50	2 498 132	3 627 402	3 236 793	3749115
Котельная №51	667 460	1 038 427	918 428	1045427
Котельная №52М	87 624	144 341	128 607	141418
Котельная №53М	174 060	233 215	181 730	204972
Котельная №54	1 235 326	1 785 333	1 389 972	1624940
Котельная №55М	152 501	0	0	0
Котельная №56М	19 402	34 454	33 557	85775
Котельная №57	2 081 099	3 263 408	2 733 637	3613286
Котельная №58М	144 500	194 722	186 537	204310
Котельная №59М	151 703	242 955	238 501	290564
Котельная №60	2 419 171	3 481 444	3 246 031	3707478
Котельная №61	1 578 148	2 462 959	2 465 065	2552010
Котельная №62	2 792 137	4 182 310	4 092 119	4640804
Котельная №63	6 909 559	11 274 902	12 771 048	13796768
Котельная №64	3 957 354	5 976 985	6 144 520	6589573
Котельная №65	1 751 064	2 514 921	2 276 486	2504196
Котельная №66	1 476 778	2 604 854	2 149 224	2137161
Котельная №67М	281 839	0	0	0
Котельная №68	1 663 871	2 596 695	2 490 988	2828761
Котельная №69	135 133	216 546	184 993	225285
Котельная №70	519 274	769 124	722 616	782477
ЛБК	34 905 743	56 585 919	55 515 501	59536333
<b>Всего по котельным</b>		<b>215601570</b>	<b>205676573</b>	<b>228318000</b>

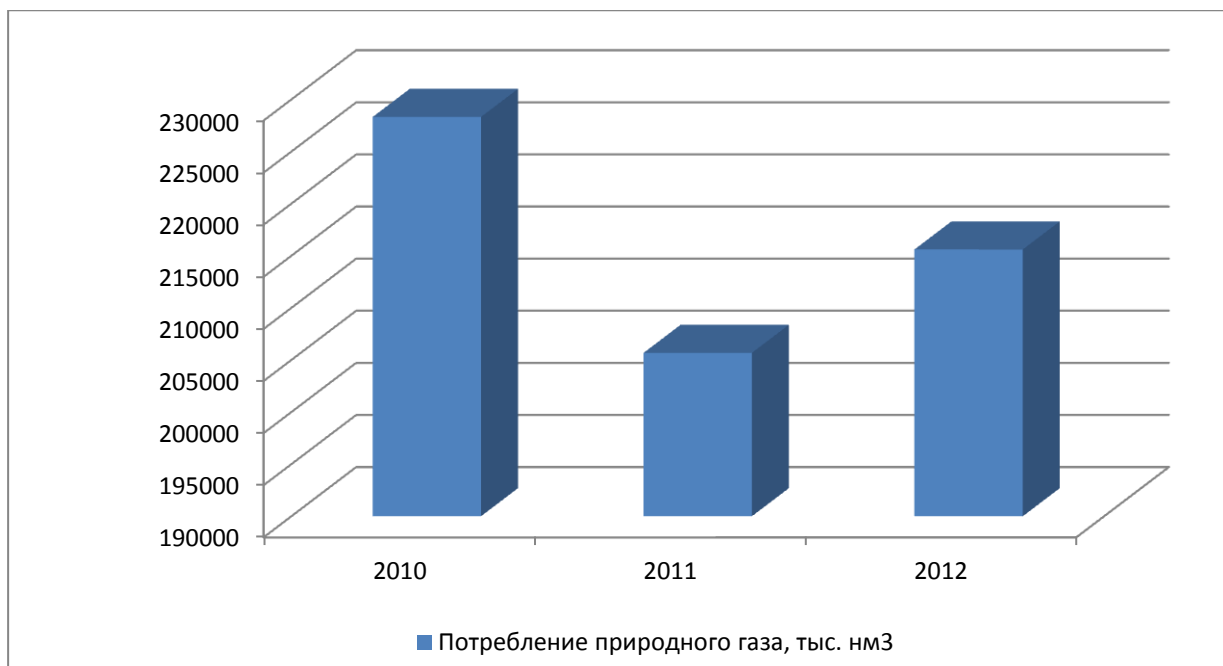


Рисунок 6.1.1 Топливные балансы источников тепловой энергии МУП «Теплоэнерго» за 2010-2012 г.г.

Как видно из таблицы 6.1.2, наиболее крупным потребителем природного газа в МУП «Теплоэнерго» является котельная ЛБК (26% от общего потребления газа). Суммарное потребление топлива источниками тепловой энергии г.Великий Новгород в 2012 году составило 215,6 млн. нм<sup>3</sup>.

Для более подробного анализа потребления топлива все источники были разбиты на пять групп по годовой выработке тепловой энергии, Гкал/год:

- До 1000;
- От 1000 до 3000;
- От 3000 до 6000;
- От 6000 до 10000;
- Свыше 10000.

Все данные по потреблению топлива группами котельных представлены в виде графиков на рисунках 6.1.2-6.1.6.

В пятидесяти процентах рассмотренных котельных наблюдается повышенный расход газа, что приводит к увеличению затрат на производство тепловой энергии. Повышенные удельные показатели могут быть связаны с тем, что в котельной используется устаревшее оборудование, загрузка котельной не соответствует оптимальным значениям при работе основного оборудования, отсутствует автоматизация режима работы оборудования котельной.

**Проведя анализ данных, приведенных на рисунках 6.2 –6.6 можно рекомендовать проведение модернизации или замены оборудования котельных, имеющих повышенный расход газа. Замена основного оборудования котельной позволит снизить потребление топливного газа и оптимизировать работу котельной за счет**

**автоматизации режимов работы оборудования и диспетчеризации.**

Выполнение данного мероприятия позволит:

- повысить надежность теплоснабжения конечных потребителей;
- повысить энергетическую эффективность производства тепловой энергии;
- сдержать рост тарифа на тепловую энергию за счет сокращения ремонтного фонда, ФОТ, затрат на покупку энергетических ресурсов и воды.

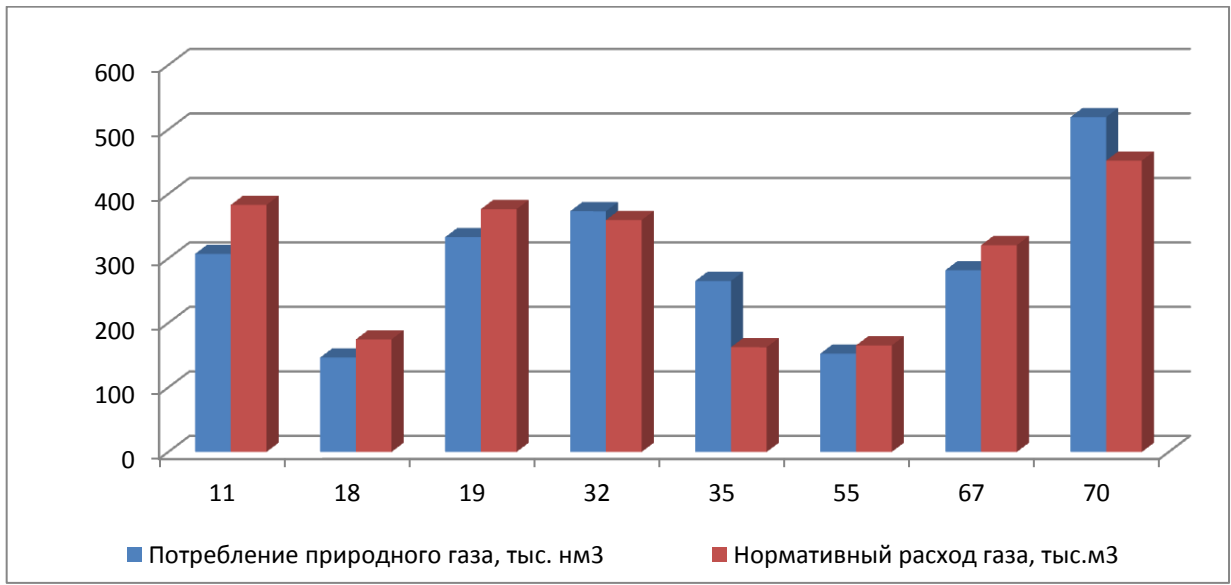


Рисунок 6.1.2 Топливные балансы источников тепловой энергии с выработкой до 1000 Гкал/год

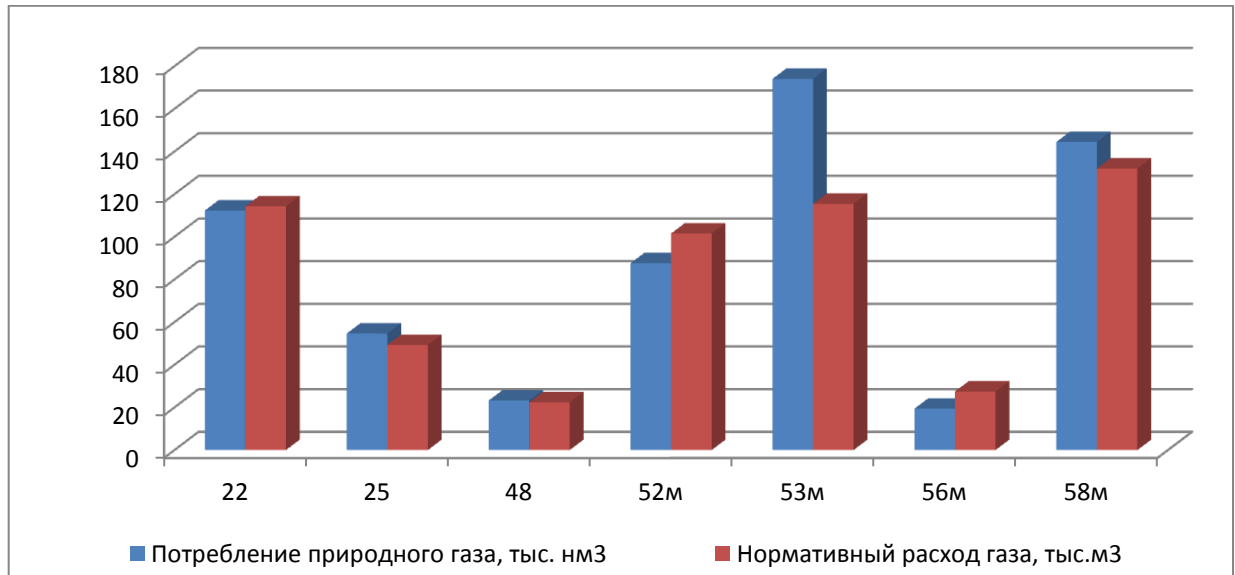


Рисунок 6.1.3 Топливные балансы источников тепловой энергии с выработкой от 1000 до 3000 Гкал/год

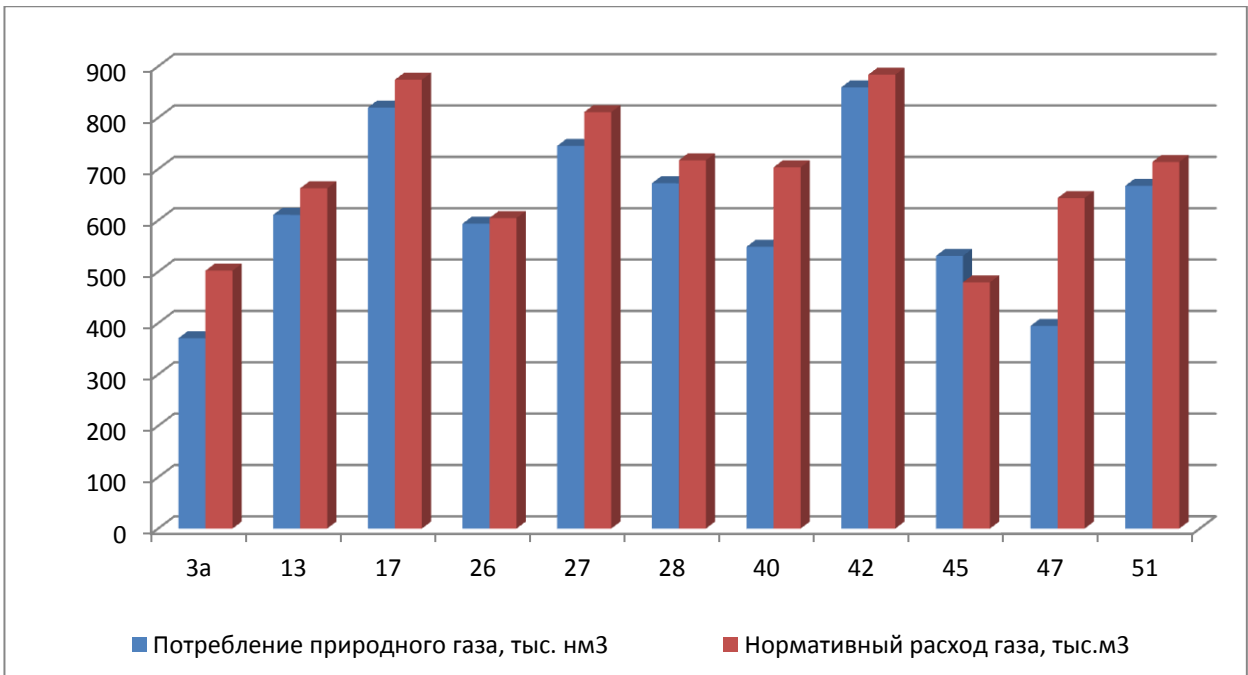


Рисунок 6.1.4 Топливные балансы источников тепловой энергии с выработкой от 3000 до 6000 Гкал/год

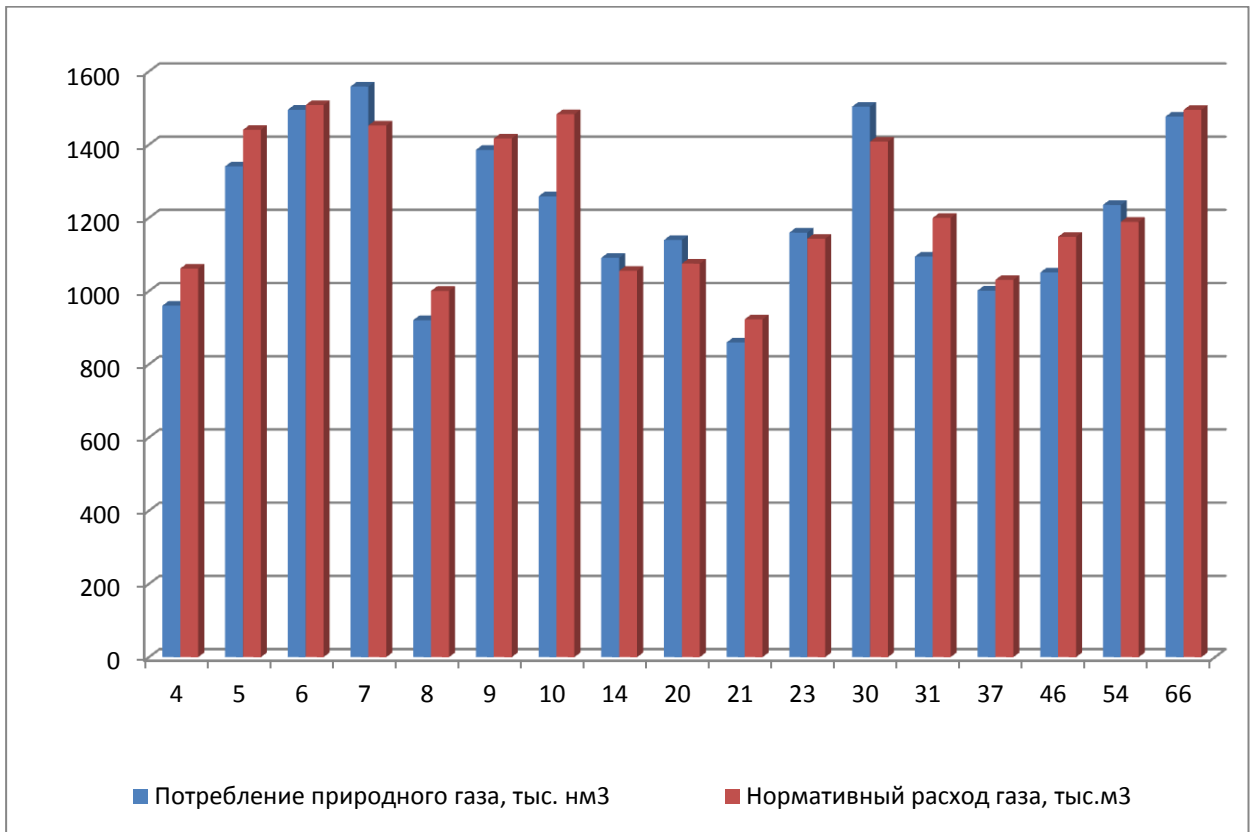


Рисунок 6.1.5 Топливные балансы источников тепловой энергии с выработкой от 6000 до 10000 Гкал/год

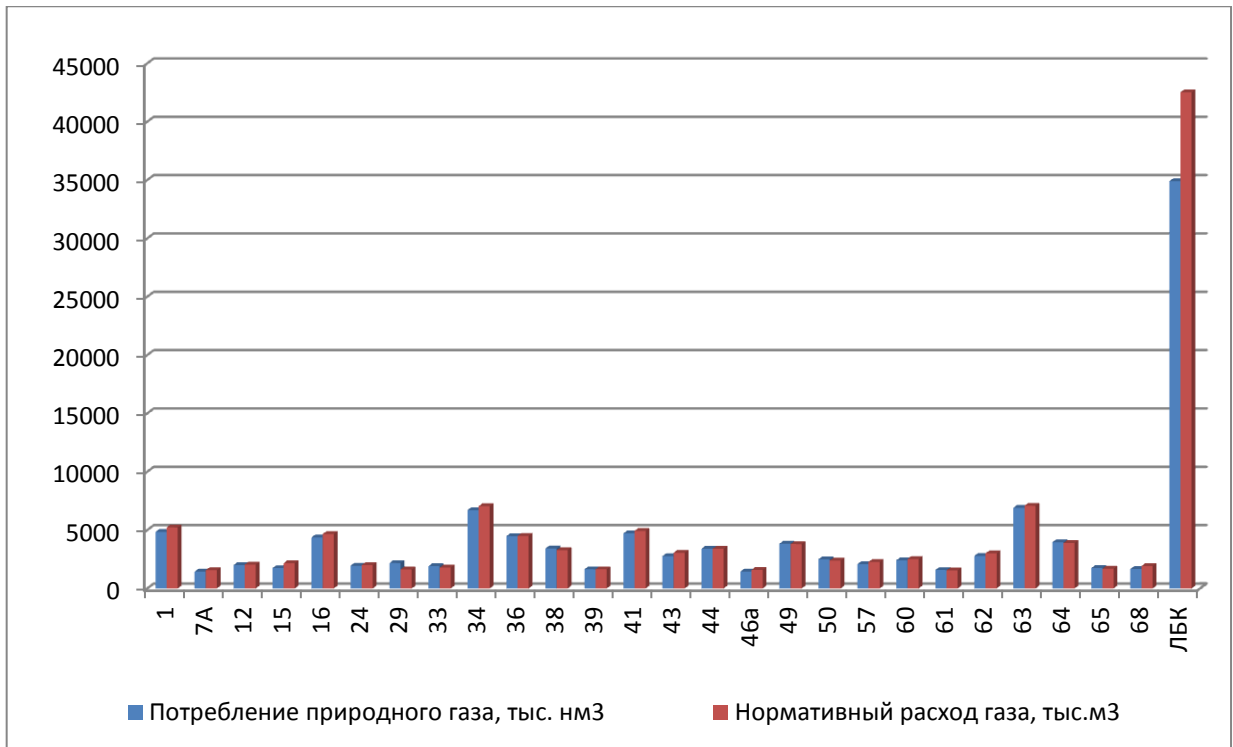


Рисунок 6.1.6 Топливные балансы источников тепловой энергии с выработкой свыше 10000 Гкал/год

## 6.2 Перспективные топливные балансы

Таблица 6.2.1 Расход газа на нужды отопления и горячего водоснабжения Деревяницкого района при строительстве 10-ти котельных по плану застройщика

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
<b>Микрорайон № 1 (котельные 1 и 2)</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция			5304	13,206	5,957	-	-	31,596	
2	Централизованное горячее водоснабжение	16120	5479	8640	11,336	4,929	9,069	3,943	39,297	
Итого:									70,893	
<b>Итого с потерями 10%</b>									<b>74,438</b>	<b>10,114</b>
<b>Микрорайон № 2 (Котельные 3 и 4)</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	-	-	5304	15,465	6,976	-	-	37,001	
2	Централизованное горячее водоснабжение	11000	4180	8640	13,497	5,868	10,798	4,694	46,783	
Итого:									83,784	
<b>Итого с потерями 10%</b>									<b>87,973</b>	<b>11,953</b>
<b>Микрорайон № 3 (котельная № 13)</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2980	1050	5304	6,83	3,081	-	-	16,342	
2	Централизованное горячее водоснабжение	2980	1050	8640	2,89	1,257	2,312	1,006	10,023	
Итого:									26,365	
<b>Итого с потерями 10%</b>									<b>29,002</b>	<b>3,94</b>
<b>Микрорайон № 4 (котельная № 14)</b>										



СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	4,98	2,247	-	-	11,918	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	2,2	0,957	1,76	0,766	7,631	
Итого:									19,549	
Итого с потерями 10%									<b>21,504</b>	<b>2,922</b>
<b>Микрорайон № 5 (котельная № 15, №17, №18)</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляции	5476	1290	5304	15,395	6,945	-	-	36,836	
2	Централизованное горячее водоснабжение	5478	1290	8640	5,394	2,345	4,315	1,876	18,696	
Итого:									55,532	
Итого с потерями 10%									<b>61,085</b>	<b>8,3</b>
<b>Итого по району:</b>									<b>256,123</b>	
<b>Итого по району с потерями:</b>									<b>274,002</b>	<b>37,229</b>

Таблица 6.2.2 Расход газа на нужды отопления и горячего водоснабжения Псковского района при строительстве 12-ти котельных по плану застройщика

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
<b>Котельная № 1</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция			5304	4,393	1,982	-	-	10,513	
2	Централизованное горячее водоснабжение	16120	5479	8640	2,545	1,107	2,036	0,886	8,827	
Итого:									19,34	
<b>Итого с потерями 10%</b>									<b>21,274</b>	<b>2,89</b>
<b>Котельная № 4</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	-	-	5304	5,11	2,305	-	-	12,226	
2	Централизованное горячее водоснабжение	11000	4180	8640	3,17	1,378	2,536	1,102	10,985	
Итого:									23,211	
<b>Итого с потерями 10%</b>									<b>25,532</b>	<b>3,469</b>
<b>Котельная № 5</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2980	1050	5304	2,91	1,313	-	-	6,964	
2	Централизованное горячее водоснабжение	2980	1050	8640	2,6	1,13	2,08	0,904	9,009	
Итого:									15,973	
<b>Итого с потерями 10%</b>									<b>17,57</b>	<b>2,387</b>
<b>Котельная № 6 (пристроенная)</b>										

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	1,44	0,65	-	-	3,448	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	0,42	0,183	0,336	0,146	1,458	
Итого:									4,906	
Итого с потерями 10%									<b>5,397</b>	<b>0,733</b>
<b>Котельная № 7</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2980	1050	5304	4,97	2,242	-	-	11,892	
2	Централизованное горячее водоснабжение	2980	1050	8640	4,78	2,078	3,824	1,662	16,566	
Итого:									28,458	
Итого с потерями 10%									<b>31,304</b>	<b>4,253</b>
<b>Котельная № 8</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	2	0,902	-	-	4,784	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	1,6	0,696	1,28	0,557	5,55	
Итого:									10,334	
Итого с потерями 10%									<b>11,367</b>	<b>1,544</b>
<b>Котельная № 10</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	3,35	1,511	-	-	8,014	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	3,24	1,409	2,592	1,127	11,233	
Итого:									19,247	

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
Итого с потерями 10%									<b>21,172</b>	<b>2,877</b>
<b>Котельная № 14</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	3,524	1,59	-	-	8,433	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	2,41	1,048	1,928	0,838	8,354	
Итого:									16,787	
Итого с потерями 10%									<b>18,466</b>	<b>2,509</b>
<b>Котельная № 15</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	1,7	0,767	-	-	4,068	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	0,96	0,417	0,768	0,334	3,326	
Итого:									7,394	
Итого с потерями 10%									<b>8,133</b>	<b>1,105</b>
<b>Котельная № 16</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	0,831	0,375	-	-	1,989	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	1,316	0,572	1,053	0,458	4,562	
Итого:									6,551	
Итого с потерями 10%									<b>7,206</b>	<b>0,979</b>
<b>Котельная № 18</b>										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	1,05	0,474	-	-	2,514	

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год	
					Отопительный период		Неотопительный период				
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.			
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	0,6	0,261	0,48	0,209	2,082		
Итого:									4,596		
Итого с потерями 10%									<b>5,056</b>	<b>0,687</b>	
<b>Котельная № 19 (пристроенная)</b>											
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	0,451	0,203	-	-	1,077		
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	1,076	0,468	0,861	0,374	3,73		
Итого:									4,807		
Итого с потерями 10%									<b>5,288</b>	<b>0,718</b>	
<b>Планируемая в дальней перспективе до 2027 года</b>											
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	40	18,044	-	-	95,705		
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	30	13,043	24	10,434	103,988		
Итого:									199,693		
Итого с потерями 10%									<b>219,662</b>	<b>29,845</b>	
									<b>Итого по району:</b>	<b>361,297</b>	
									<b>Итого по району с потерями:</b>	<b>397,427</b>	<b>53,996</b>

## Раздел 7 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Оценка стоимости котельных проведена по данным заводов-изготовителей. Стоимость строительства тепловых сетей определена по Территориальным сметным нормативам НЦС-13-2010 Часть 13. Наружные тепловые сети без учета переводного коэффициента в действующие цены.

### 7.1 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии

Предложения по величине необходимых инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии							
№п/п	Наименование мероприятия	Цели реализации	Ориентировочный объем инвестиций, всего, млн. руб.		Ориентировочный объем инвестиций по годам, млн. руб.		
			Статьи затрат	Объем затрат	2015	2020	2027
1.1	Строительство 10 котельных суммарной тепловой мощности 118 Гкал/ч (вариант 1)	Обеспечение тепловой энергией потребителей Деревяницкого района	- котельные - тепловые сети	551,8 1352,0	185,8 450,7	183,0 450,7	183,0 450,7
1.2	Строительство котельной на тепловую мощность 137 Гкал/ч (вариант 2)	Обеспечение тепловой энергией потребителей Деревяницкого района	- котельная - тепловые сети	1321,4 1352,0	440,5 450,7	440,5 450,7	440,5 450,7
2	Строительство 12 котельных суммарной тепловой мощности 70 Гкал/ч	Обеспечение тепловой энергией потребителей Псковского района	- котельные - тепловые сети	494,4 830,2	247,2 415,1	247,2 415,1	
3	Строительство котельной на тепловую мощность 70 Гкал/ч	Обеспечение тепловой энергией потребителей Псковского района	- котельная - тепловые сети	490,6 830,2			490,6 830,2
4	Увеличение тепловой мощности котельной №11	Переключение тепловой нагрузки с котельной №3а на котельную №11	- модернизация котельной - автоматизация котельной - всего	8,6 1,9 10,5	8,6 1,9 10,5		
5	Внедрение когенерационной установки в котельной №11	Выработка электрической и тепловой энергии на СН, снижение себестоимости выработки тепловой энергии	- всего по смете	10,8	10,8		
6	Увеличение тепловой мощности котельной №9	Переключение тепловой нагрузки с котельной №30 на котельную №9	- модернизация котельной - автоматизация котельной - всего	23,2 5,1 28,3	23,2 5,1 28,3		
7	Внедрение когенерационной	Выработка электрической и	- всего по смете	13,7	13,7		

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

	установки в котельной №9	тепловой энергии на СН, снижение себестоимости выработки тепловой энергии					
8	Увеличение тепловой мощности котельной №1	Переключение тепловой нагрузки с котельных №2 и 14 на котельную №1	- модернизация котельной - автоматизация котельной - всего	59,2 12,1 71,3	59,2 12,1 71,3		
19	Внедрение когенерационной установки в котельной №1	Выработка электрической и тепловой энергии на СН, снижение себестоимости выработки тепловой энергии	- всего по смете	10,4	10,4		
10	Увеличение тепловой мощности котельной №41	Переключение тепловой нагрузки с котельной №38 на котельную №1	- модернизация котельной - автоматизация котельной - всего	7,7 17,7 25,5	7,7 17,7 25,5		
11	Увеличение тепловой мощности котельной №7	Переключение тепловой нагрузки с котельных №7а, 31 и 20 на котельную №7	- модернизация котельной - автоматизация котельной - всего	63,2 9,9 73,2	63,21 9,9 73,2		
12	Увеличение тепловой мощности котельной №62	Переключение тепловой нагрузки с котельной № 29 на котельную №62	- модернизация котельной	77,1		77,1	
13	Строительство ЦТП для теплоснабжения Северного микрорайона	Подключение перспективных потребителей Северного микрорайона	- всего по смете	36,4		36,4	
14.1	Выкупа в муниципальную собственность двух ЦТП принадлежащих ООО «ЦТП» (Вариант 1)	Безубыточно эксплуатировать обе ЦТП и качественно обеспечивать тепловой энергией подключенных рассматриваемым ЦТП потребителей	- выкуп двух ЦТП	20,0	20,0		
14.2	Строительство ИТП у потребителей ООО «ЦТП» (Вариант 2)	Качественно обеспечивать тепловой энергией подключенных к рассматриваемым ЦТП потребителей с ликвидацией самого ЦТП и организацией подготовки горячей воды в ИТП у потребителей	- строительство семи ИТП	17,5	17,5		

## 7.2 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей

Предложения по величине необходимых инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии						
№п/п	Наименование мероприятия	Цели реализации	Ориентировочный объем инвестиций, всего, тыс. руб.	Ориентировочный объем инвестиций по годам, млн. руб.		
				2015	2020	2025
1	Объединение систем теплоснабжения котельной №3а и котельной №11.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	7,66	7,66		
2	Объединение систем теплоснабжения котельных №7,7а,31,20.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	15,41	15,41		
3	Объединение систем теплоснабжения котельных №9 и 30.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	15,18	15,18		
4	Объединение систем теплоснабжения котельных №41 и 38.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	10,66	10,66		
5	Объединение систем теплоснабжения котельных №57 и 42.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	1,93	1,93		
6	Объединение систем теплоснабжения котельных №1 и 2.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	13,00	13,00		
7	Объединение систем теплоснабжения котельных №1 и 14.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	18,57	18,57		
8	Объединение систем теплоснабжения котельных №64 и 4.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	26,35		26,35	
9	Объединение систем теплоснабжения котельных №62 и 29.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	35,90		35,90	
10	Объединение систем теплоснабжения котельных №71 (ЛБК), №10 и №36.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	33,76		33,76	
11	Объединение систем теплоснабжения котельных №71 (ЛБК), №50а и №46,46а.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	23,53		23,53	
12	Объединение систем теплоснабжения котельных №71 (ЛБК), №54 и №61.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	22,01			22,01
13	Объединение систем теплоснабжения котельных №71 (ЛБК) и №60.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	7,90			7,90
14	Объединение систем теплоснабжения котельных №71 (ЛБК), №63 и №40.	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	487,75			487,75
15	Подключение Левобережной котельной (№71) к ОАО ТГК-2 Новгородская ТЭЦ	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	358,80			358,80
16	Подключение котельных №№ 38, 41, 42, 57, 66 к ГТ ТЭЦ ЭНЕРГО	Повышение эффективности и надежности теплоснабжения	128,93			128,93



### 7.3 Совокупные затраты со сроками окупаемости от реализации проекта модернизации котельных МУП «Теплоэнерго» по концессионному соглашению

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Экономия топлива, тыс.руб.	Экономия электроэнергии, тыс.руб.	Экономия на сокращении численности рабочих, тыс.руб.	Прочие	Проектируемая подключенная мощность	Дополнительный доход	Всего без НДС	Стоимость модернизации, тыс.руб.	Срок окупаемости проекта	СРОК окупаемости с учетом начисленных процентов по кредиту	
							( сокращение издержек на ремонт 83,598 руб/гкал/час)						средний процент на весь срок кредитования	
							83,598							
							гр21 x 83,598	Мвт		гр10+гр15+гр 19+гр20+гр22		гр24 / 1,18 / гр23	19,83148785	
1	2	3	4	10	15	19	20	21	22	23	24	25	26	27
<b>I этап</b>														
1	21	ул. Б.Московская, д.67стр.2	модерни зация котельно й	491		1 935	1 463	17,5	11 057	14 946	61 300	3	73 457	4
2	30	ул. Заставная, д.2к.7	модерни зация котельно й	409		1 974	953	11,4	2 476	5 812	32 400	5	38 825	6
2	69	ул. Нехинская, д.1а	модерни зация котельно й	35		1 485	117	1,4		1 638	4 900	3	5 872	3
3	70	ул. Береговая, д.56стр.1	модерни зация котельно й	170		1 931	150	1,8		2 251	6 300	2	7 549	3
<b>ИТОГО по I этапу</b>				<b>1 106</b>		<b>7 324</b>	<b>2 683</b>		<b>13 533</b>	<b>24 646</b>	<b>104 900</b>	<b>4</b>	<b>125 703</b>	<b>4</b>
<b>II этап</b>														
1	3а	ул. Б.С- Петербургская, д.64	модерни зация котельно й	79		1 279	268	3,2		1 625	11 200	6	13 421	7
2	17	ул. Державина, д.11к.4	модерни зация котельно й	382		1 117	1 170	14,0	3 879	6 548	49 000	6	58 717	8

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

3	39	ул. Рахманинова, д.11к.2	модернизация котельной	562		1 962	1 204	14,4	4 343	8 071	51 400	5	61 593	6
<b>ИТОГО по II этапу</b>				<b>1 022</b>		<b>4 359</b>	<b>2 642</b>		<b>8 222</b>	<b>16 244</b>	<b>111 600</b>	<b>6</b>	<b>133 732</b>	<b>7</b>
<b>III этап</b>														
1	10	ул. Нехинская, д.34к.3	модернизация котельной	392	261	2 235	1 396	16,7	3 466	7 750	58 450	6	70 042	8
2	26	ул. Тихвинская, д.13к.1	модернизация котельной	232		1 929	351	4,2		2 512	19 100	6	22 888	8
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ										10 762	60 000	5	71 899	6
Установка фильтров обезжелезивателей			43 шт								17 545		21 024	
<b>ИТОГО по III этапу</b>				<b>623</b>	<b>261</b>	<b>4 164</b>	<b>1 747</b>		<b>3 466</b>	<b>21 023</b>	<b>155 095</b>	<b>6</b>	<b>185 853</b>	<b>7</b>
<b>IV этап</b>														
1	4	пр. К.Маркса, д.10к.2	модернизация котельной	214		1 951	518	6,2		2 684	21 700	7	26 003	8
2	27	ул. Т.Фрунзе-Оловянка, д.21а	модернизация котельной	164		1 943	502	6,0		2 609	21 600	7	25 884	8
3	33	Кречевицы	модернизация котельной	676	671	2 857	1 541	16,4		5 746	42 400	6	50 809	7
4	37	ул. Береговая, д.51к.1	модернизация котельной	345		2 048	610	7,3		3 003	25 550	7	30 617	9
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ										10 762	60 000	5	71 899	6
<b>ИТОГО по IV этапу</b>				<b>1 400</b>	<b>671</b>	<b>8 800</b>	<b>3 171</b>			<b>24 804</b>	<b>171 250</b>	<b>6</b>	<b>205 211</b>	<b>7</b>
<b>V этап</b>														
1	8	ул. Герасименко-Маницина, д.9а	модернизация котельной	228		1 899	527	6,3		2 654	23 200	7	27 801	9

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

2	34	ул. Б.С-Петербургская, д.39стр.4	модернизация котельной	1 569	2 095	3 616	3 177	38,0	4 993	15 450	123 000	7	147 393	8
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ										10 762	60 000	5	71 899	6
<b>ИТОГО по V этапу</b>				<b>1 569</b>	<b>2 095</b>	<b>5 515</b>	<b>3 703</b>		<b>4 993</b>	<b>28 865</b>	<b>206 200</b>	<b>6</b>	<b>247 093</b>	<b>7</b>
<b>VI этап</b>														
1	5	ул. Б.Конюшенная, д.4	модернизация котельной	451		2 190	769	9,2		3 410	32 200	8	38 586	10
2	20	ул. Никольская, д.14а	модернизация котельной	232		2 066	543	6,5		2 841	26 000	8	31 156	9
3	23	ул. Б.Московская, д.25а	модернизация котельной	409		2 011	535	6,4		2 955	25 600	7	30 677	9
4	31	ул. Михайлова, д.11а	модернизация котельной	244		1 966	694	7,1		2 904	25 600	7	30 677	9
5	57+42	ул. П.Левитта, д.10к.3	модернизация котельной	677		4 924	1 538	18,4		7 139	63 000	7	75 494	9
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ										10 762	60 000	5	71 899	6
<b>ИТОГО по VI этапу</b>				<b>2 012</b>		<b>13 157</b>	<b>4 079</b>			<b>30 011</b>	<b>232 400</b>	<b>7</b>	<b>278 488</b>	<b>8</b>
<b>VII этап</b>														
1		мр. Деревяницы	строительство котельной								66 177		79 301	
2	1+2	пер. Цветочный, д.9	модернизация котельной	1 107	930	4 567	3 942	35,2		10 545	105 350	8	126 242	10
3	6	ул. Козьмодемьянская, д.12к.1	модернизация котельной	291		2 071	964	9,5		3 326	37 000	9	44 338	11
4	7+7а	ул. Панкратова, д.30к.1	модернизация котельной	636	141	4 066	1 488	17,8		6 332	62 300	8	74 655	10

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

5	9	ул. Хутынская, д.1	модернизация котельной	323		1 951	1 169	8,6		3 443	35 200	9	42 181	10
6	14	ул. Каберова-Власьевская, д.21ак.1	модернизация котельной	245		2 029	652	7,8		2 926	29 200	8	34 991	10
7	24	пос. Волховский, ул. Керамическая, д.4/1	модернизация котельной	619	703	2 756	1 246	14,9		5 324	52 150	8	62 492	10
8	29	пр. К.Маркса, д.11а	модернизация котельной	366		2 193	936	10,0		3 496	36 800	9	44 098	11
9	43а	ул. Парковая, д.5к.1	модернизация котельной	666	576	2 533	1 112	13,3		4 886	46 550	8	55 782	10
10	49	ул. Б.Московская, д.114	модернизация котельной	784		2 206	3 931	21,3	518	7 438	74 550	8	89 334	10
11	60	ул. Ломоносова, д.28к.1	модернизация котельной	562		2 177	2 287	14,2		5 026	49 700	8	59 556	10
12	61+54	пр. Мира, д.19к.3	модернизация котельной	689	178	4 191	3 747	20,9	559	9 364	88 150	8	105 631	10
13	65	ул. Октябрьская, д.4к.3	модернизация котельной	369		2 251	1 278	11,1		3 898	39 600	9	47 453	10
14	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	модернизация котельной	348		2 149	777	9,3		3 274	32 560	8	39 017	10
15	71	Сырковское ш., д.23	модернизация котельной	5 650		10 880	17 556	210,0		34 085	315 000	8	377 469	9
Модернизация тепловых сетей с заменой труб на трубы в ППУ										10 762	60 000	5	71 899	6
<b>ИТОГО по VII этапу</b>				<b>12 655</b>	<b>2 528</b>	<b>46 021</b>	<b>41 084</b>		<b>1 077</b>	<b>114 126</b>	<b>1 130 287</b>	<b>8</b>	<b>1 354 440</b>	<b>10</b>
<b>ВСЕГО</b>				<b>20 388</b>	<b>5 555</b>	<b>89 340</b>	<b>59 110</b>		<b>31 291</b>	<b>259 720</b>	<b>2 111 732</b>	<b>7</b>	<b>2 530 520</b>	<b>8</b>

## **Раздел 8 Решения об определении единой теплоснабжающей организации**

Границы зон деятельности, предлагаемых для установления в них единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), представлены в разделе 2.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч.6 ст.6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении», орган местного самоуправления городского округа.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Обязанности ЕТО определены установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

– технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

На территории г. Великий Новгород наиболее крупной теплоснабжающей организацией является МУП «Теплоэнерго». Она обеспечивает потребности в тепловой энергии города на 90%. Перспективное развитие города подразумевает строительство новых объектов либо в зоне действия существующих источников тепловой энергии, либо в районах, в которых предусматривается строительство собственных источников теплоснабжения. Новые котельные и тепловые сети от них предполагается передавать на баланс МУП «Теплоэнерго». В случае принятия решения о подключении части тепловой нагрузки к ТЭЦ ТГК-2 и ГТ ТЭЦ «Энерго», тепловые сети от этих источников целесообразно также передать на баланс МУП «Теплоэнерго».

Другие действующие на территории города теплоснабжающие организации обеспечивают потребность в тепловой энергии менее чем на 5%:

- производственная котельная ОАО «НПО «Квант», кроме собственного производства обеспечивает тепловой энергией два жилых дома;

- ООО "Новострой" эксплуатирует три отопительных котельных по ул. Шелонская, и по ул. Космонавтов,

- ООО «ЦТП» эксплуатирует две ЦТП (тепловая энергия покупается у МУП «Теплоэнерго»);

Исходя из всего сказанного выше, рекомендуется в качестве единой теплоснабжающей организации г. Великий Новгород выбрать МУП «Теплоэнерго».

## **Раздел 9 Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

После утверждения схемы теплоснабжения г. Великий Новгород основная часть существующей тепловой нагрузки города останется в ведении МУП «Теплоэнерго». Новые источники и тепловые сети от них также будут переданы на баланс МУП «Теплоэнерго».

Небольшая часть тепловой нагрузки будет обеспечиваться от источников других теплоснабжающих организаций (раздел 8).

На балансе МУП «Теплоэнерго» в настоящее время числятся 1 крупная котельная №71 и около 80 котельных малой и средней мощности. Планом реконструкции системы теплоснабжения города намечено укрупнение тепловых сетей и вывод из эксплуатации неэффективных котельных (разделы 4 и 5). В частности предложены следующие решения:

- присоединение к тепловым сетям Левобережной котельной (№71) сетей квартальных котельных №№ 10, 36, 50а, 46, 46а, 61, 54, 63, 40, 60;
- присоединение к тепловым сетям котельной №7 части сетей котельной №31;
- присоединение к тепловым сетям котельной №20 части сетей котельной №31;
- присоединение к тепловым сетям котельной №1 сетей котельных № 2 и №14;
- присоединение к тепловым сетям котельной №9 сетей котельной №30;
- присоединение к тепловым сетям котельной №41 сетей котельной №38;
- присоединение к тепловым сетям котельной №57 сетей котельной №42;
- присоединение к тепловым сетям котельной №62 сетей котельной №29;
- присоединение к тепловым сетям котельной №64 сетей котельной №4;
- присоединение к тепловым сетям котельной №11 сетей котельной №3а;

Кроме того, с целью более полного использования тепловой мощности ТЭЦ предполагается включение в систему теплоснабжения города ГТ ТЭЦ «Энерго» с подключением к ней котельных №№ 66, 41, 38, 42, 57 и переводом их в режим ЦТП, а также подключение Левобережной котельной (№71) к ТЭЦ-20 ОАО ТГК-2.

## **Раздел 10 Решения по бесхозяйным тепловым сетям**

Бесхозяйные тепловые сети на балансе МУП «Теплоэнерго» и других теплоснабжающих организаций города отсутствуют.

## Список литературы

1. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».
2. СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий.
3. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция, кондиционирование.
4. СНиП 41-02-2003 Тепловые сети.
5. СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
6. СП 23-101-2004 Проектирование тепловой защиты зданий
7. ГОСТ-31168-2003 Здания жилые. Метод определения удельного потребления тепловой энергии на отопление.
8. РД 34.09.255-97 Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях. РАО «ЕЭС России» от 01.01.98.
9. МДС 41-3.2000 Организационно – методические рекомендации по пользованию системами коммунального теплоснабжения в городах и других населенных пунктах Российской Федерации. Госстрой РФ от 21.04.2000 № 92.
10. Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг ПП РФ 23.05.2006 № 306. М.
11. О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам ПП РФ 23.05.2006 № 306. М.
12. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок, - М., МЭРФ.Пр № 115 от 24.03.2003.
13. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети, М. МЭИ, 2001.
14. Справочное пособие и СНиП Строительная климатология, - НИИСФ, 1989.
15. Приказ Минэнерго РФ № 323 от 30 декабря 2008 г. «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных»
16. Приказ Минэнерго РФ № 325 от 30 декабря 2008 г. «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»
17. Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009.
18. Приказ Минэнерго РФ № 182 от 19.04.2010 г. «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования»
19. Справочное руководство под ред.А.С. Иссерлина «Рациональное использование газа в энергетических установках»,- Ленинград «Недра», 1990.
20. «Нормирование расхода газа для отопительных котельных»,- Я.М.Торчинский, Ленинград, «Недра», 1991г.
21. Справочник эксплуатационника газифицированных котельных под ред. Столпнера Е.Б.
22. Методические рекомендации и типовые программы энергообследований систем коммунального энергоснабжения.