

АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД

СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО

ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ «ГОРОД ОБНИНСК»

НА ПЕРИОД 2019-2033 ГОДЫ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА (УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ)

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ	6
ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ.....	9
Раздел 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения, городского округа.....	10
1.1. Площадь строительных фондов и приrostы площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие пятилетние периоды.....	10
1.2. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе..	27
1.3. Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе	39
Раздел 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	42
2.1. Радиус эффективного теплоснабжения.....	42
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.....	46
2.3. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.....	49
2.4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии	50
Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя	64
3.1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей	64
3.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	68
Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	70
4.1. Предложения по строительству новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях города, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии	70
4.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.....	70

4.3. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	80
4.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно и экономически нецелесообразно	81
4.5. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	86
4.6. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы	92
4.7. Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе	92
4.8. Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценка затрат при необходимости его изменения.....	93
4.9. Предложения по перспективной установленной мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.....	95
4.10. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	96
4.11. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также возобновляемые источники энергии.....	96
Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	97
5.1. Переключение тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г.	97
5.1.1. Реконструкция магистральной тепловой сети по ул. Королева от котельной МП «Теплоснабжение» до ТК-58.....	98
5.1.2. Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров	100
5.1.3. Ликвидация опасности превышения давления в обратных трубопроводах у потребителей Старого города и п. Мирный.....	107
5.1.4. Капитальные затраты на переключение тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г.....	108
5.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).....	110

5.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах МО ГО «Город Обнинск» под жилищную, комплексную или производственную застройку	110
5.3.1. Общие положения	110
5.3.2. Капитальные затраты на строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах МО ГО г. Обнинск.....	118
5.3.3. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	120
5.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	121
5.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	121
5.5.1. Реконструкция магистральной тепловой сети котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Энгельса	121
5.5.2. Реконструкция тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов	123
5.5.3. Капитальные затраты на строительство или реконструкцию тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	127
5.6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности	128
5.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	128
5.8. Строительство и реконструкция насосных станций	131
Раздел 6. Перспективные топливные балансы.....	131
Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	136
7.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе.....	136
7.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	136
7.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения	136

7.4. Ценовые последствия для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения.....	136
Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)...	147
Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	153
Раздел 10. Решения по бесхозяйным тепловым сетям.....	153

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 - Ретроспектива по объему жилищного строительства г. Обнинска.....	11
Таблица 2 - Приrostы площадей строительного фонда в разрезе единиц территориального деления.....	15
Таблица 3 - Целевые показатели численности населения и площадей жилого фонда в течение расчетного срока актуализации Схемы теплоснабжения	23
Таблица 4 - Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по потребителям МП «Теплоснабжение».....	29
Таблица 5 - Договорная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии г. Обнинска по состоянию на 2018 г., с разделением по видам теплопотребления	32
Таблица 6 -Исходные климатические характеристики по отопительным периодам 2014-2017 гг.....	34
Таблица 7 - Результаты расчета приведенного (среднего) потребления тепловой энергии за отопительный период по потребителям МП «Теплоснабжение»	34
Таблица 8 - Прогноз изменения полезного отпуска в зоне действия каждого источника централизованного теплоснабжения г. Обнинска, принимаемые для инвестиционного планирования.....	38
Таблица 9 - Присоединенная тепловая нагрузка и диаметр тепловых сетей.....	45
Таблица 10 - Приросты тепловой нагрузки, теплопотребления и потребления теплоносителя по городу ...	49
Таблица 11 – Существующие балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потеря тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки в горячей воде	51
Таблица 12 – Существующие балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потеря тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки в паре	51
Таблица 13 – Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (без учета мероприятий по модернизации основного теплогенерирующего оборудования ТЭЦ и котельных)	52
Таблица 14 – Баланс ВПУ котельной МП «Теплоснабжение».....	65
Таблица 15 – Баланс ВПУ ТЭЦ ФЭИ.....	65
Таблица 16 – Баланс ВПУ Обнинской ГТУ ТЭЦ №1	66
Таблица 17 – Годовые затраты воды на восполнение потерь от нормативной утечки в системе теплоснабжения от котельной МП «Теплоснабжение»	66
Таблица 18 – Годовые затраты воды на восполнение потерь от нормативной утечки в системе теплоснабжения ТЭЦ ФЭИ	66
Таблица 19 – Годовые затраты воды на восполнение потерь от нормативной утечки в системе теплоснабжения Обнинской ГТУ ТЭЦ №1.....	67
Таблица 20 – Расчет аварийной подпитки от основных энергоисточников	69
Таблица 21 – Существующий и перспективный состав оборудования Городской котельной (пр-д. Коммунальный, 21) МП «Теплоснабжение».....	73
Таблица 22 – Перечень основного оборудования ТЭЦ ФЭИ до и после реконструкции	81
Таблица 23 - Индивидуальные источники теплоснабжения.....	84

Таблица 24 – Технико-экономические показатели источников тепловой энергии и затраты на реализацию мероприятий	85
Таблица 25 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа	86
Таблица 26 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе турбины типа «Р»	90
Таблица 27 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ.....	90
Таблица 28 - Виды топлива, применяемого для производства тепловой энергии на источниках теплоснабжения города Обнинск.....	96
Таблица 29 – Реконструкция магистральной тепловой сети по ул. Королева от котельной МП «Теплоснабжение» до ТК-58	99
Таблица 30 – Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров.....	101
Таблица 31 – Суммарные капитальные затраты на мероприятия по переключению тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г.	108
Таблица 32 – Суммарные капитальные затраты на мероприятия по переключению тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г., финансируемые за счет бюджета.....	108
Таблица 33 – Плата за подключение в расчете на единицу мощности в г. Обнинске в 2015-2018 г. (без НДС), тыс. руб./(Гкал/ч)	110
Таблица 34 – Перспективные потребители тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения в г. Обнинске	112
Таблица 35 – Суммарные капитальные затраты на строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от источников МО ГО г. Обнинск	119
Таблица 36 – Суммарные капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	120
Таблица 37 – Реконструкция магистральной тепловой сети котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Энгельса.....	122
Таблица 38 – Суммарные капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов	122
Таблица 39 –Реконструкция тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов	124
Таблица 40 – Суммарные капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов	127
Таблица 41 – Суммарные капитальные затраты на строительство или реконструкцию тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения.....	128
Таблица 42 – Капитальные затраты на строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, в системе теплоснабжения МО ГО г. Обнинск	128
Таблица 43 – Капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, в системе теплоснабжения МО ГО г. Обнинск.....	130
Таблица 44 – Перспективный топливный баланс Городской котельной (пр-т. Коммунальный, 21) МП «Теплоснабжение».....	132
Таблица 45 – Перспективный топливный баланс Обнинской ГТУ-ТЭЦ ПАО «Калужская сбытовая компания».....	133
Таблица 46 –Перспективный топливный баланс ТЭЦ ФЭИ	135

<i>Таблица 47 – Стоимость мероприятий, предусмотренных для теплоснабжающих организаций г. Обнинска на период до 2033 г. (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....</i>	<i>139</i>
<i>Таблица 48 – Источники финансирования мероприятий МП «Теплоснабжение» в г. Обнинске (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.</i>	<i>143</i>
<i>Таблица 49 – Финансовые потребности ИП рассматриваемых ТСО, тыс. руб.</i>	<i>144</i>
<i>Таблица 50 – Прогноз платы за подключение к объектам МП «Теплоснабжение».....</i>	<i>146</i>
<i>Таблица 51 – Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Обнинска.....</i>	<i>149</i>
<i>Таблица 52 – Предложения по присвоению статуса ЕТО на территории г. Обнинска</i>	<i>151</i>

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

<i>Рисунок 1 - Ретроспектива ввода жилых фондов на территории города Обнинска</i>	12
<i>Рисунок 2 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем</i>	25
<i>Рисунок 3 - Сводные показатели динамики жилой застройки города Обнинска на период до 2033 года.</i>	26
<i>Рисунок 4 - Структура присоединенной нагрузки потребителей МП «Теплоснабжение»</i>	28
<i>Рисунок 5 - Динамика изменения приведенной и договорной нагрузки по МП «Теплоснабжение»</i>	34
<i>Рисунок 6 - Динамика потребления тепловой энергии на нужды ГВС абонентами котельной по адресу:</i> <i>Коммунальный пр., 21</i>	36
<i>Рисунок 7 - Расположение перспективных промышленных зон</i>	41
<i>Рисунок 6 - Максимально допустимая протяженность тепловых сетей в зависимости от</i> <i>присоединенной тепловой нагрузки до 5 Гкал/ч</i>	45
<i>Рисунок 9 - Максимально допустимая протяженность тепловых сетей в зависимости от</i> <i>присоединенной тепловой нагрузки от 20 Гкал/ч</i>	45
<i>Рисунок 10 – Зоны действия источников централизованного теплоснабжения потребителей на</i> <i>территории г. Обнинска</i>	48
<i>Рисунок 11 – Зона теплоснабжение Городской котельной МП «Теплоснабжение» до переключения</i>	71
<i>Рисунок 12 – Зона теплоснабжение Городской котельной МП «Теплоснабжение» после переключения</i>	72
<i>Рисунок 13 – Удельный расход электроэнергии на тягу и дутье колов КВ-ГМ-100 по результатам</i> <i>последней наладки (2016 год)</i>	74
<i>Рисунок 14 – Существующие зоны действия ГТУ-ТЭЦ и пусковой котельной</i>	75
<i>Рисунок 15 – Перспективная зона действия ГТУ-ТЭЦ</i>	75
<i>Рисунок 16 – Баланс тепловой мощности ГТУ-ТЭЦ</i>	76
<i>Рисунок 17 – График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2017 год</i>	78
<i>Рисунок 18 – График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2019-2024 гг</i>	79
<i>Рисунок 19 – График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2033 год</i>	80
<i>Рисунок 20 – Существующая зона теплоснабжение ТЭЦ ФЭИ</i>	82
<i>Рисунок 21 – Зона теплоснабжения ФЭИ после переключения</i>	83
<i>Рисунок 22 – Стоимость эквивалента энергии</i>	87
<i>Рисунок 23 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии</i>	87
<i>Рисунок 24 – Соотношение топливной составляющей электроэнергии</i>	88
<i>Рисунок 25 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего</i> <i>оборудования в зависимости от электрического КПД</i>	89
<i>Рисунок 26 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии паровой</i> <i>турбины типа «Р»</i>	91
<i>Рисунок 27 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ</i>	91

Раздел 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения, городского округа

1.1. Площадь строительных фондов и приrostы площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие пятилетние периоды

Площадь строительных фондов

В настоящее время реализуется Генеральный план города Обнинска, утвержденный Решением Обнинского городского Собрания от 10.12.2013 № 02-50. Базовая версия Генерального плана утверждена решением Обнинского городского Собрания от 04.06.2007 № 01-44. Материалы утвержденного Генерального плана МО «Город Обнинск» размещены на официальном портале Администрации города в разделе «Градостроительство»/ «Территориальное планирование» (<http://www.admobninsk.ru/obninsk/arch/plan/genplan/>). Расчетный срок действия – 2030 г.

Проекты планировок и межевания территории МО «Город Обнинск» размещены на официальном портале Администрации города в разделе «Градостроительство»/ «Проекты планировок территории города» (<http://www.admobninsk.ru/obninsk/arch/projects/>).

Ключевые показатели представлены в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 - Ретроспектива по объему жилищного строительства г. Обнинска

Показатели	Показатель, тыс. м²																		
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
1. Численность населения, тыс. чел.	108,3	108,3	108,3	105,7	105,5	105,3	105,4	105,4	105,5	105,5	105,6	104,7	105,4	106,0	107,3	109,4	111,4	113,6	
1.1. Обеспеченность населения жилой площадью, м ² / чел.	18,3	18,5	18,8	19,7	20,1	20,6	21,1	21,5	22,3	22,6	22,7	23,2	23,6	24,0	24,3	24,5	24,5	24,9	
2. Жилой фонд на начало периода - всего, в т.ч.:	1977,7	2002,6	2036,0	2080,2	2125,5	2173,6	2224,7	2262,4	2354,7	2380,0	2400,7	2430,5	2483,1	2544,9	2608,6	2676,4	2722,8	2826,9	
2.1. Многоквартирные жилые дома	1866,8	1890,0	1922,0	1965,2	2007,3	2053,9	2103,6	2139,8	2227,9	2250,0	2270,5	2294,7	2336,2	2389,4	2446,4	2494,3	2532,4	2624,0	
2.2. Индивидуальные жилые дома	110,9	112,6	114,0	114,9	118,2	119,8	121,1	122,6	126,8	130,0	130,2	135,9	146,8	155,5	162,2	182,1	190,4	203,0	
3. Движение жилищного фонда																			
3.1. Общая площадь жилых помещений на начало года, всего	1977,7	2002,6	2036,0	2080,2	2125,5	2173,6	2224,7	2262,4	2354,7	2380,0	2400,7	2430,5	2483,1	2544,9	2608,6	2676,4	2722,8	2826,9	
3.2. Прибыло общей площади за год, в том числе:	24,9	33,4	44,2	45,3	48,1	51,1	37,7	92,3	25,3	20,7	29,8	52,5	61,8	63,8	67,8	46,4	104,1		
3.3.1. Новое строительство	24,9	33,4	44,2	45,3	48,1	51,1	37,7	92,3	27,1	35,2	37,2	67,0	78,1	80,3	87,3	46,4	106,2		
3.3.1.1. Многоквартирные дома	23,2	32,0	41,9	38,1	44,5	48,0	34,1	82,7	19,9	34,8	29,4	51,7	66,0	70,9	59,5	38,1	93,4		
3.3.1.1. Индивидуальные дома	1,7	1,4	2,2	7,2	3,7	3,1	3,6	9,5	7,2	0,4	7,8	15,3	12,1	9,4	27,8	8,3	12,8		
3.3.2. Выбыло общей площади за год, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	14,5	7,4	14,4	16,3	16,5	19,5	0,0	2,1		
3.4. Общая площадь жилых помещений на конец года, всего	2002,6	2036,0	2080,2	2125,5	2173,6	2224,7	2262,4	2354,7	2380,0	2400,7	2430,5	2483,1	2544,9	2608,6	2676,4	2722,8	2826,9		

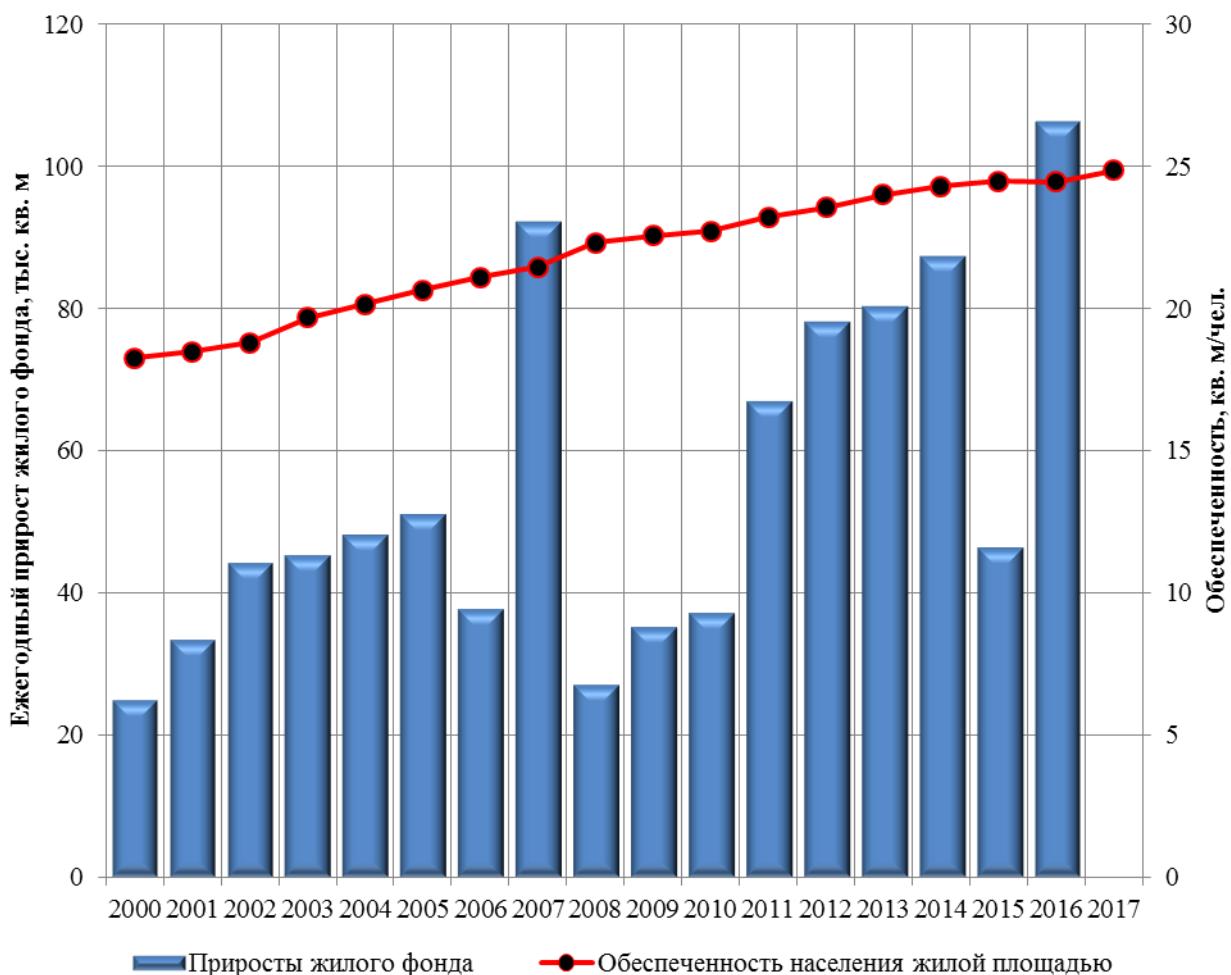


Рисунок 1 - Ретроспектива ввода жилых фондов на территории города Обнинска

Минимумы ввода жилых фондов отмечены в 2000 г. и кризисном 2008 г., когда прирост жилых фондов составил 24,9 и 27,1 тыс. кв. м. соответственно. Однако в период 2011-2016 гг. (резкий спад зафиксирован в 2015 г. – 46,4 тыс. кв.м) наблюдалось увеличение темпов ввода по сравнению с послекризисными 2009-2010 гг.

Ускорение темпов жилищного строительства в последние годы привело к увеличению жилищной обеспеченности населения города до значения 24,9 тыс. кв. м в начале 2017 г.

Приrostы площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления

Прогноз спроса на тепловую энергию и теплоноситель для перспективной застройки в административных границах города Обнинска определен по следующим сведениям:

- 1) Утвержденная в 2013 г. корректировка Генерального плана города;

- 2) Проекты планировок территории, размещенные на официальном информационном портале Администрации МО «Город Обнинск»;
- 3) Служебная записка (и приложение к ней «информация о планируемой застройке») от Начальника Управления архитектуры и градостроительства О.И. Лапиной «О предоставлении информации»;
- 4) Действующие технические условия на присоединение перспективных потребителей, предоставленные МП «Теплоснабжение»;
- 5) Реестр разрешений на строительство жилых зданий в МО «Город Обнинск» по состоянию на 01.10.2017, размещенный на официальном сайте Администрации.

Ежегодно Администрацией города производятся работы по созданию новых и корректировке утвержденных ППТ (при необходимости). Внесенные изменения в градостроительную документацию могут быть учтены при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.

Город Обнинск является нетиповым городом Российской Федерации, являясь крупнейшим наукоградом. Характеризуется высокой концентрацией научно-технического потенциала, в том числе, уникальной научно-производственной и экспериментальной базой, коллективом ученых и специалистов мирового класса.

В настоящее время ведется активное строительство объектов жилого фонда и соответствующих объектов соцкультбыта. Также довольно активно развиваются промышленные предприятия. Тенденций к прекращению или ограничению деятельности заводов не прослеживается. Развивается активно и научно-исследовательские предприятия, строятся лаборатории.

Развитие территорий будет происходить как по сценарию увеличения жилых площадей внутри существующих кварталов (уплотнительная застройка), так и строительство зданий на неосвоенных территориях (Заовражье). Наряду с развитием жилых микрорайонов планируется совершенствование и развитие системы общественных центров.

Для формирования прогноза объемов жилищного фонда на период действия актуализируемой схемы теплоснабжения до 2033 года выполнено разделение по зонам действия теплоисточников и по единицам территориального деления.

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2018 г. к категории «производственные здания промышленных предприятий» в том числе отнесены перспективные потребители коммунально-складского назначения:

- склады;
- парковки (подземные и надземные);
- автосервисы, мойки;

- предприятия сервисного обслуживания и т.д.

Указанные категории не будут потреблять технологический пар и горячую воду для обеспечения технологических процессов. Уточнение технологических потребностей промышленных потребителей, с учетом возможного перепрофилирования и расширения промышленных зон, будет производиться при последующих актуализациях Схемы теплоснабжения, при возникновении необходимости.

Итоговый перечень перспективных потребителей, принятый для актуализации Схемы теплоснабжения представлен в приложениях 2 (объекты многоквартирного и индивидуального жилого фонда) и 3 (объекты общественно-деловой застройки и предприятия коммунально-складского назначения) Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения. Показатели прироста строительных фондов представлены в таблице 2 (по единицам территориального деления).

Таблица 2 - Приросты площадей строительного фонда в разрезе единиц территориального деления

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м															Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м			
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
1 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2 микрорайон	0	0	1964	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1964	1964	1964
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	1964	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1964	1964	1964
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3 микрорайон	0	0	0	3676	0	3676	3676	3676											
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	3676	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3676	3676	3676
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м															Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м			
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
предприятий																			
22 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23 микрорайон	5465	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5465	5465	5465	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	5465	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5465	5465	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26 микрорайон	0	3046	215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3261	3261	3261
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	620	215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	835	835	
2-общественные здания	0	2426	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2426	2426	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30 микрорайон	0	0	0	0	0	0	109227	0	109227	109227									
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	109227	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109227		
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м															Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028
предприятий																		
32 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32а микрорайон	0	0	3676	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3676	3676
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	3676	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3676	3676
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40 микрорайон	1273	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1388	1388
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115	115
3-производственные здания промышленных предприятий	1273	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1273	1273
40а микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45 микрорайон	0	0	0	0	0	0	0	12336	0	12336	12336							
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных	0	0	0	0	0	0	0	12336	0	0	0	0	0	0	0	0	12336	12336

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м															Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Район Плотины	971	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	971	971	971
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	971	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	971	971	971
Индивидуальная застройка южнее очистных сооружений ФЭИ	0	164	0	75	380	224	196	0	0	0	0	0	0	0	0	843	1039	1039
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	164	0	75	380	224	196	0	0	0	0	0	0	0	0	843	1039	1039
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Индивидуальная застройка «Белкино»	0	1027	1797	2777	382	480	468	464	0	6463	7395	7395						
1а-многоквартирные дома	0	0	543	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	543	543	543
1б-индивидуальные жилые дома	0	1027	1254	2777	382	480	468	464	0	0	0	0	0	0	0	5920	6852	6852
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Кабинцино	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Студенческий городок (40:27:030502)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Площадка ОАО "ПЗ Сигнал" и территория за заводом (40:27:020205)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производственная территория АО "ОНПП "Технология" им. А.Г.Ромашина" (40:27:040302)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Район очистных сооружений (40:27:010103)	0	0	0	9791	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9791	9791	9791
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	9791	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9791	9791	9791
40:27:040101	6987	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6987	6987	6987

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м															Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м			
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	6987	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6987	6987	6987
40:27:030102	0	0	0	0	4600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4600	4600	4600	
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	4600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4600	4600	4600	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
40:27:030401	13979	0	0	0	0	0	0	0	0	13979	13979	13979							
1а-многоквартирные дома	13979	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13979	13979	13979	
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ИТОГО по муниципальному образованию	108266	121567	192217	127807	102030	106250	167751	116677	95505	111108	116932	174994	102014	90742	83862	104532	758138	1366111	1922254
1а-многоквартирные дома	82556	86463	115677	108213	92508	73333	109227	73205	68911	74621	94621	67391	60071	73300	66420	71780	558751	979335	1318296
1б-индивидуальные жилые дома	4891	6974	6805	2972	1060	1688	950	742	0	0	0	0	0	0	0	0	24390	26082	26082
2-общественные здания	8758	24682	15229	6538	8462	7731	3334	30394	26594	36487	22311	107603	41943	17442	17442	32752	71401	190521	407703
3-производственные здания промышленных предприятий	12061	3448	54506	10084	0	23497	54240	12336	0	0	0	0	0	0	0	0	103597	170173	170173

Перечень сносимых объектов на территории города представлен в Приложении 1 Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения». Целевые показатели по численности населения и по площади жилого фонда представлены в таблице 4 и на рисунках 2 и 3.

Таблица 3 - Целевые показатели численности населения и площадей жилого фонда в течение расчетного срока актуализации Схемы теплоснабжения

Показатели	Показатель, тыс. м ²							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
1. Численность населения, тыс. чел.	115,1	116,5	118,0	120,2	122,4	124,6	135,6	146,4
1.1. Обеспеченность населения жилой площадью, м ² /чел.	24,6	25,0	25,4	26,0	26,4	26,7	27,4	27,9
2. Жилой фонд на начало периода - всего, в т.ч.:	2826,9	2910,4	3000,4	3119,4	3228,5	3320,8	3721,3	4083,1
2.1. Многоквартирные жилые дома	2624,0	2702,6	2785,5	2897,7	3003,9	3095,2	3492,2	3854,0
2.2. Индивидуальные жилые дома	203,0	207,9	214,8	221,6	224,6	225,7	229,1	229,1
3. Движение жилищного фонда								
3.1. Общая площадь жилых помещений на начало года, всего	2826,9	2910,4	3000,4	3119,4	3228,5	3320,8	3721,3	4083,1
3.2. Прибыло общей площади за год, в том числе:	83,5	89,9	119,0	109,1	92,4	72,8	94,6	71,8
3.3.1. Новое строительство	87,4	93,4	122,5	111,2	93,6	75,0	94,6	71,8
3.3.1.1. Многоквартирные дома	82,6	86,5	115,7	108,2	92,5	73,3	94,6	71,8
3.3.1.1. Индивидуальные дома	4,9	7,0	6,8	3,0	1,1	1,7	0,0	0,0
3.3.2. Выбыло общей площади за год, всего	3,9	3,5	3,5	2,1	1,2	2,2	0,0	0,0
3.4. Общая площадь жилых помещений на конец года, всего	2910,4	3000,4	3119,4	3228,5	3320,8	3393,6	3815,9	4154,9

Согласно сформированному прогнозу, ввод жилых площадей будет происходить ускоренными темпами по сравнению с темпами роста численности населения, что предопределит увеличение жилищной обеспеченности населения города до 27,9 кв. м/чел. к окончанию расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения.

Основанием для данного сценария должно стать превышение фактического ввода жилья на ближайшую перспективу по сравнению с фактическим среднегодовым вводом жилых площадей в 2011-2016 гг., сравнение запланированного и среднегодового ввода за последние 6 лет представлено на рисунке 2. Как видно, на 2-3 этапе актуализации предполагается некоторое снижение темпов жилищного строительства меньше уровня среднегодового ввода за 6 лет. Однако перспективы жилищного строительства на отдаленный период должны оцениваться (уточняться) при последующих актуализациях Схемы теплоснабжения, с учетом возможных изменений в градостроительную документацию.

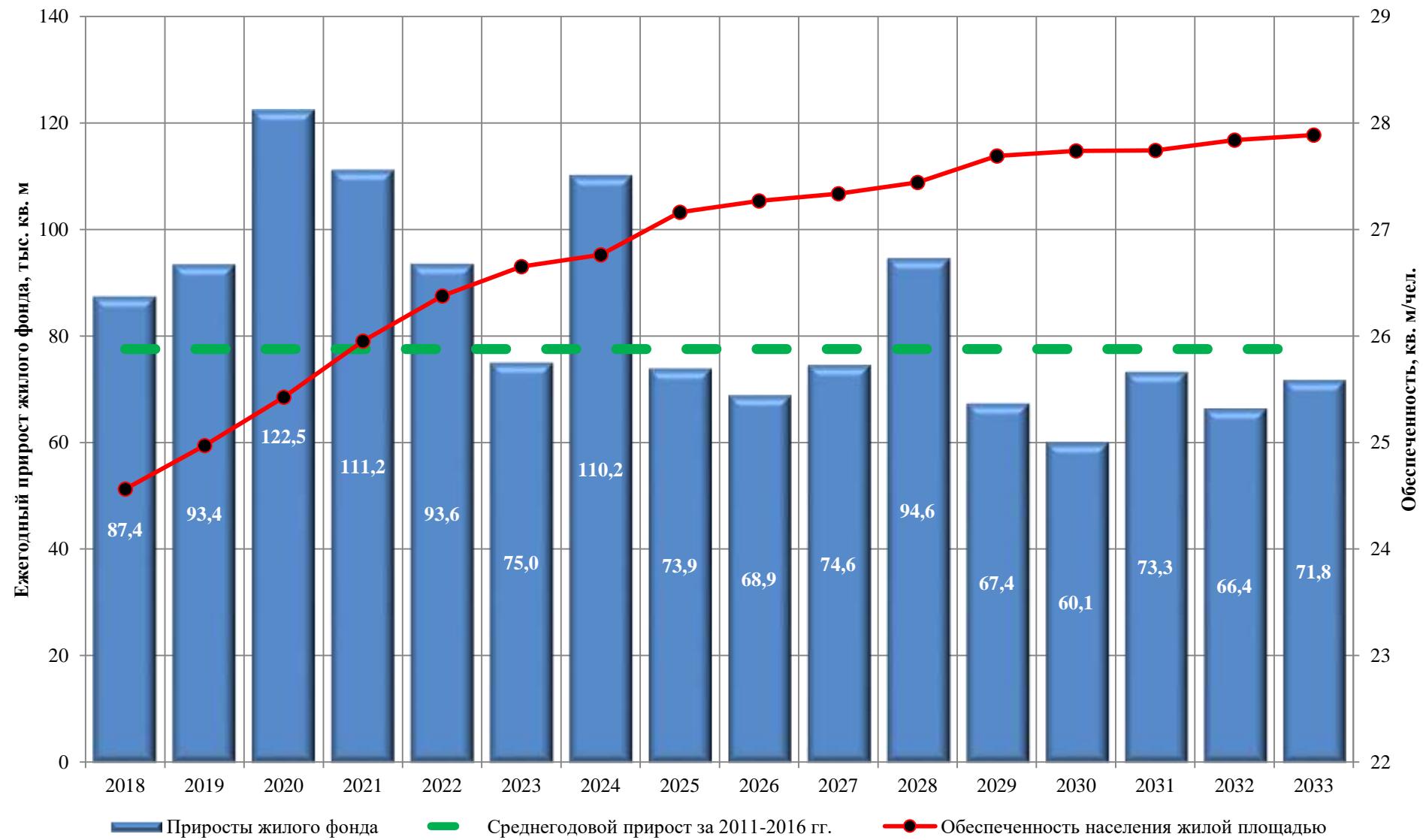


Рисунок 2 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем

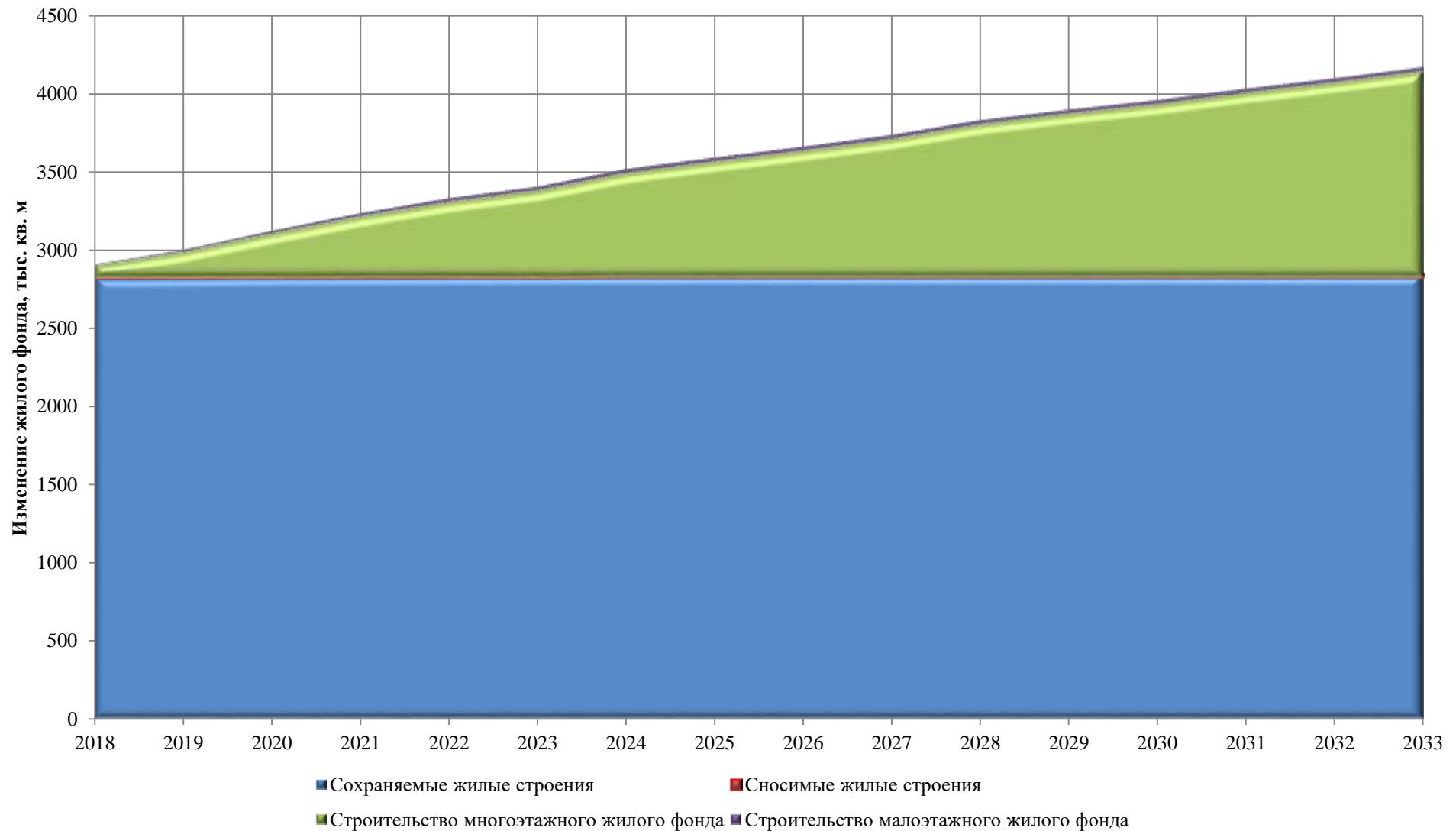


Рисунок 3 - Сводные показатели динамики жилой застройки города Обнинска на период до 2033 года

1.2. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приrostы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 и Методическими рекомендациями по разработке Схем теплоснабжения, анализ базового и оценка перспективного потребления тепловой нагрузки должна производиться для следующих характерных групп потребителей:

- многоквартирные дома;
- индивидуальные жилые дома;
- общественные здания;
- производственные здания промышленных предприятий.

Сведения по потребителям тепловой энергии МП «Теплоснабжение» по состоянию на 01.01.2018 г., в разрезе единиц территориального деления и указанных групп потребителей представлены в таблице 4. По состоянию на начало года, договорная тепловая нагрузка потребителей составляет 416,6 Гкал/ч.

Распределение договорной нагрузки по видам теплопотребления представлено на рисунке 4. Наибольшая доля нагрузки относится на отопление объектов различного назначения (68%), весьма существенна вентиляционная нагрузка потребителей (22%), которая приходится на промышленные и общественно-деловые объекты. Тепловую энергию в виде пара потребляют 2 объекта промышленного назначения: ОАО «Хлебокомбинат» и ООО «Ермолино молоко». Договорное потребление в паре указанных объектов составляет 1,767 Гкал/ч.

Средняя нагрузка ГВС потребителей составляет 39,2 Гкал/ч, из которых 28,9 Гкал/ч (73,6%) составляет договорное теплопотребление по многоквартирным и индивидуальным жилым домам.

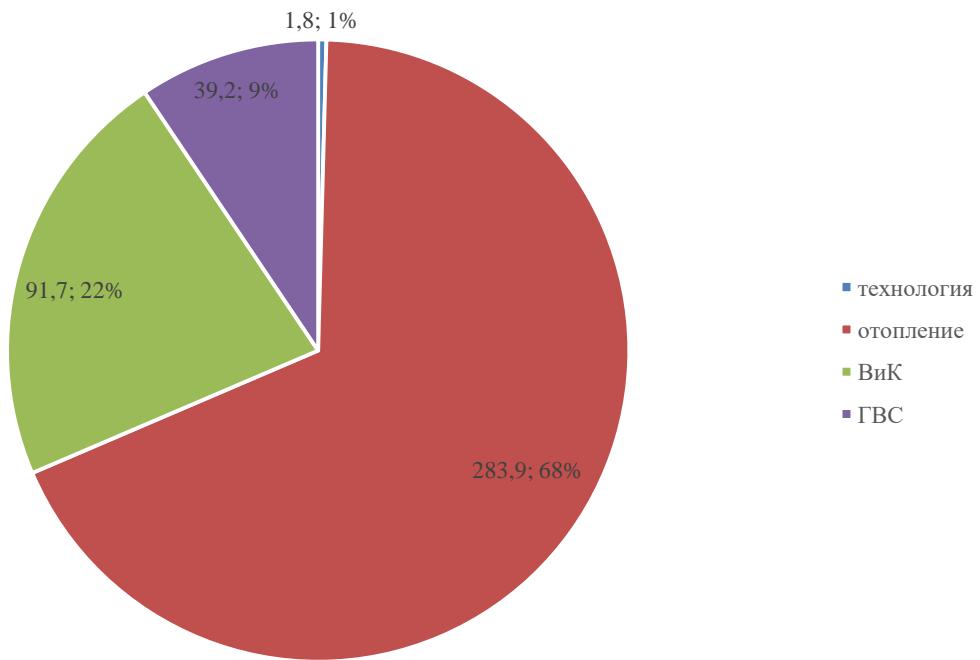


Рисунок 4 - Структура присоединенной нагрузки потребителей МП «Теплоснабжение»

Таблица 4 - Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по потребителям МП «Теплоснабжение»

ЕТД	ВСЕГО						1а- многоквартирные дома		1б-индивидуальные жилые дома		2-общественные здания			3-производственные здания промышленных предприятий			
	в том числе:	технология	отопление	ВиК	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ВиК	ГВС	технология	отопление	ВиК	ГВС	
1 микрорайон	0,760	0	0,750	0,000	0,010	0,750	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
2 микрорайон	0,407	0	0,397	0,000	0,010	0,397	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
3 микрорайон	0,421	0	0,357	0,030	0,035	0,188	0,018	0,000	0,000	0,169	0,030	0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	
4 микрорайон	0,567	0	0,567	0,000	0,000	0,559	0,000	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
5 микрорайон	0,504	0	0,193	0,304	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,193	0,304	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	
6 микрорайон	0,659	0	0,658	0,000	0,001	0,658	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
7 микрорайон	0,515	0	0,503	0,000	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000	0,503	0,000	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000	
8 микрорайон	0,638	0	0,634	0,000	0,004	0,634	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
9 микрорайон	3,059	0	2,670	0,160	0,229	2,170	0,222	0,140	0,000	0,360	0,160	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	
11 микрорайон	3,665	0	3,267	0,000	0,397	3,164	0,397	0,020	0,000	0,084	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
12 микрорайон	2,881	0	1,624	0,916	0,341	0,581	0,244	0,000	0,000	0,512	0,312	0,025	0,000	0,531	0,604	0,072	
14 микрорайон	3,523	0	3,437	0,025	0,061	2,461	0,042	0,000	0,000	0,976	0,025	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	
15 микрорайон	3,805	0	3,591	0,037	0,177	1,994	0,033	0,000	0,000	1,562	0,037	0,144	0,000	0,035	0,000	0,000	
16 микрорайон	3,007	0	2,940	0,000	0,067	2,595	0,051	0,000	0,000	0,345	0,000	0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	
17 микрорайон	2,864	0	2,639	0,083	0,142	2,477	0,123	0,000	0,000	0,162	0,083	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	
19 микрорайон	8,618	0	4,670	3,108	0,839	2,246	0,571	0,000	0,000	0,835	0,352	0,094	0,000	1,589	2,756	0,174	
20 микрорайон	11,397	0	7,096	3,888	0,412	5,311	0,265	0,000	0,000	1,785	3,888	0,147	0,000	0,000	0,000	0,000	
21 микрорайон	5,414	0	4,584	0,668	0,162	3,230	0,129	0,000	0,000	1,354	0,668	0,033	0,000	0,000	0,000	0,000	
22 микрорайон	4,372	0	3,801	0,000	0,570	2,918	0,540	0,000	0,000	0,674	0,000	0,030	0,000	0,209	0,000	0,000	
23 микрорайон	6,206	0	5,428	0,575	0,203	3,193	0,077	0,000	0,000	1,916	0,480	0,108	0,000	0,319	0,095	0,018	
24 микрорайон	12,111	0	6,247	5,116	0,748	0,364	0,065	0,000	0,000	5,883	5,116	0,683	0,000	0,000	0,000	0,000	
25 микрорайон	6,006	0	5,702	0,085	0,219	1,047	0,066	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,655	0,085	0,153	
26 микрорайон	5,221	0	4,808	0,000	0,412	1,722	0,362	0,097	0,003	2,221	0,000	0,036	0,000	0,769	0,000	0,011	
27 микрорайон	17,893	0	12,988	2,714	2,191	8,725	1,918	0,000	0,000	4,263	2,714	0,273	0,000	0,000	0,000	0,000	
28 микрорайон	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
29 микрорайон	7,845	0	6,427	0,077	1,341	5,597	1,303	0,000	0,000	0,830	0,077	0,038	0,000	0,000	0,000	0,000	
30 микрорайон	4,202	0	2,538	1,444	0,220	0,000	0,000	0,000	0,000	2,409	1,335	0,192	0,000	0,129	0,109	0,028	
32 микрорайон	22,011	0	15,485	3,891	2,636	12,019	2,138	0,000	0,000	3,410	3,846	0,482	0,000	0,056	0,045	0,016	
32а микрорайон	7,436	0	3,908	3,385	0,143	0,000	0,000	0,000	0,000	3,653	3,329	0,129	0,000	0,255	0,056	0,014	
35 микрорайон	7,044	0	6,070	0,176	0,798	4,848	0,714	0,000	0,000	1,047	0,165	0,073	0,000	0,175	0,011	0,011	
38 микрорайон	17,824	0	13,056	2,039	2,729	11,375	2,039	0,000	0,000	1,680	2,039	0,690	0,000	0,000	0,000	0,000	
39 микрорайон	25,198	0	20,989	0,849	3,360	17,673	3,141	0,000	0,000	3,316	0,849	0,219	0,000	0,000	0,000	0,000	
40 микрорайон	11,603	0	9,491	0,350	1,763	8,197	1,700	0,000	0,000	1,294	0,350	0,063	0,000	0,000	0,000	0,000	
40а микрорайон	9,209	0	7,692	0,327	1,190	5,936	0,977	0,000	0,000	1,756	0,327	0,213	0,000	0,000	0,000	0,000	
42 микрорайон	3,952	0	3,394	0,393	0,165	0,341	0,111	0,000	0,000	1,666	0,393	0,054	0,000	1,387	0,000	0,000	
45 микрорайон	21,926	0	11,069	8,786	2,071	6,735	1,503	0,000	0,000	4,334	8,786	0,568	0,000	0,000	0,000	0,000	
46 микрорайон	14,492	0	10,797	2,514	1,182	3,431	0,731	0,000	0,000	6,605	2,514	0,451	0,000	0,761	0,000	0,000	
51 микрорайон	32,107	0	21,576	6,239	4,291	15,862	3,416	0,000	0,000	5,714	6,239	0,875	0,000	0,000	0,000	0,000	
51а микрорайон	6,457	0	5,678	0,076	0,703	5,613	0,700	0,000	0,000	0,055	0,056	0,003	0,000	0,010	0,020	0,000	
52 микрорайон	35,183	0	28,068	1,893													

ЕТД	ВСЕГО						1а- многоквартирные дома		1б-индивидуальные жилые дома		2-общественные здания			3-производственные здания промышленных предприятий			
	в том числе:	технология	отопление	ВиК	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ВиК	ГВС	технология	отопление	ВиК	ГВС	
Жилой район "Зона 2"	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Жилой район "Экодолье Обнинск"	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Промзона «Мишково»	38,642	0	19,399	17,510	1,733	0,039	0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19,360	17,510	1,719	
Индивидуальная застройка «Мишково»	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Муниципальная промзона	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Район ГНЦ РФ ФЭИ	5,751	0	1,967	3,616	0,169	0,054	0,079	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,913	3,616	0,090	
Район хлебозавода по ул. Курчатова	6,759	1,767	0,384	3,723	0,885	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,767	0,384	3,723	0,885	
Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Поселок Мирный	1,277	0	1,230	0,012	0,035	1,048	0,020	0,047	0,001	0,136	0,012	0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	
Район Плотины	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Индивидуальная застройка южнее очистных сооружений ФЭИ	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Индивидуальная застройка «Белкино»	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Кабицино	0,046	0	0,046	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,046	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Студенческий городок (40:27:030502)	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Площадка ОАО "ПЗ Сигнал" и территория за заводом (40:27:020205)	25,298	0	8,157	16,487	0,654	0,245	0,066	0,015	0,001	7,406	16,487	0,587	0,000	0,491	0,000	0,000	
Производственная территория АО "ОНПП "Технология" им. А.Г.Ромашина" (40:27:040302)	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Район очистных сооружений (40:27:010103)	0,050	0	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
40:27:040101	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
40:27:030102	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
40:27:030401	0,000	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Район железной дороги (40:27:010209)	0,250	0	0,250	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,250	0,000	0,000	
ИТОГО	416,6	1,8	283,9	91,7	39,2	174,2	28,9	0,3	0,0	75,9	63,1	7,2	1,8	33,5	28,6	3,2	

Рассматривая присоединенные нагрузки потребителей от источников теплоснабжения, необходимо произвести разделение потребителей на 2 категории:

- собственные и промышленные потребители на коллекторах теплоисточников;
- потребители городской застройки, по которым осуществляется регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения.

В таблице 5 представлено разделение присоединенной нагрузки по 2 характерным группам потребителей:

- Договорная присоединенная нагрузка по промышленным и собственным потребителям;
- Договорная присоединенная нагрузка на границе балансовой принадлежности потребителям городской застройки (потребители, по которым осуществляется регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения).

Таблица 5 - Договорная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии г. Обнинска по состоянию на 2018 г., с разделением по видам теплопотребления

№ п/п	Наименование теплоисточника	Договорная присоединенная нагрузка конечных потребителей (по состоянию на начало 2018 г.), Гкал/ч				Договорная присоединенная нагрузка по промышленным и собственным потребителям, Гкал/ч				Договорная присоединенная нагрузка на границе балансовой принадлежности потребителям городской застройки, Гкал/ч			
		отопление и вентиляция	ГВС _{ср}	технология в паре	СУММА	отопление и вентиляция	ГВС _{ср}	технология в паре	СУММА	отопление и вентиляция	ГВС _{ср}	технология в паре	СУММА
1	Котельная по адресу: Коммунальный пр., 21	355,64	38,11	1,77	395,5	0,0	0,0	0,0	0,0	355,6	38,1	1,8	395,5
2	Котельная по адресу: Ленина, 153а	4,72	0,50	0,00	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,72	0,50	0,0	5,21
3	ТЭЦ ФГУП «ГНЦ РФ- ФЭИ»	58,1	1,5	0,12	59,7	42,8	0,9	0,12	43,8	15,3	0,6	0,0	15,9
4	ГТУ ТЭЦ №1	26,10	7,12	0,00	33,2	0,0	0,0	0,0	0,0	26,10	7,12	0,00	33,2
5	Котельная ОАО «ОНПП «Технология»	24,32	0,63	0,05	25,0	23,35	0,63	0,05	24,0	0,97	0,00	0,00	1,0
6	Котельная ФГУП «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»	11,70	0,30	0,00	12,0	8,71	0,22	0,00	8,9	2,99	0,08	0,00	3,1
7	Котельная ФГБНУ «ВНИИРАЭ»	11,60	1,36	0,00	13,0	4,19	0,49	0,00	4,7	7,42	0,87	0,00	8,3
8	Котельная ООО «УК «Остов Эксплуатация»	1,29	0,15	0,00	1,41	0,00	0,00	0,00	0,0	1,29	0,15	0,00	1,4
ИТОГО по источникам централизованного теплоснабжения, теплоснабжение от которых является регулируемой деятельностью		493,5	49,7	1,9	545,1	79,1	2,2	0,2	81,5	414,4	47,5	1,8	463,6

Как показывает опыт разработки и актуализации Схем теплоснабжения крупных городов, развитие территорий с присоединением перспективных потребителей далеко не всегда приводит к увеличению полезного отпуска потребителям тепловой энергии. На величину потребления существенное влияние оказывают факторы:

- фактические температуры наружного воздуха за отопительный период;
- продолжительность отопительного периода;
- реализация энергосберегающих мероприятий в рамках городских и краевых программ (в настоящее время реализуется долгосрочная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в муниципальном образовании «Город «Обнинск», утвержденная Постановлением Администрации города Обнинска от 24.10.2014 г. №2028-п), а также реализация энергосберегающих мероприятий в частном порядке (собственниками зданий и квартир);
- повышение степени оснащенности потребителей приборами учета тепловой энергии.

Для оценки влияния данных факторов по потребителям МП «Теплоснабжение» произведен расчет приведенного (среднего) часового потребления тепловой энергии (Гкал/ч) за отопительный период по формуле:

$$Q_{\text{прив}} = \frac{Q_{\text{по}}}{24 \times n_{\phi}} \times \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н.ср}}^0}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н.ср}}^{\phi}}$$

где $Q_{\text{по}}$ – полезный отпуск потребителям за отопительный период, Гкал;

n_{ϕ} – фактическая продолжительность отопительного периода, сут.;

$t_{\text{н.ср}}^{\phi}$ – фактическая средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C;

$t_{\text{н.ср}}^0$ – средняя за отопительный период температура наружного воздуха, согласно СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 (-2,9°C);

$t_{\text{вн}}$ – температура воздуха внутри помещения. Для оценки условно принимается допущение, что «перетопы» и «недотопы» в системах теплоснабжения отсутствуют. В настоящем расчете принято оценочное значение 18°C (как среднее по всем потребителям).

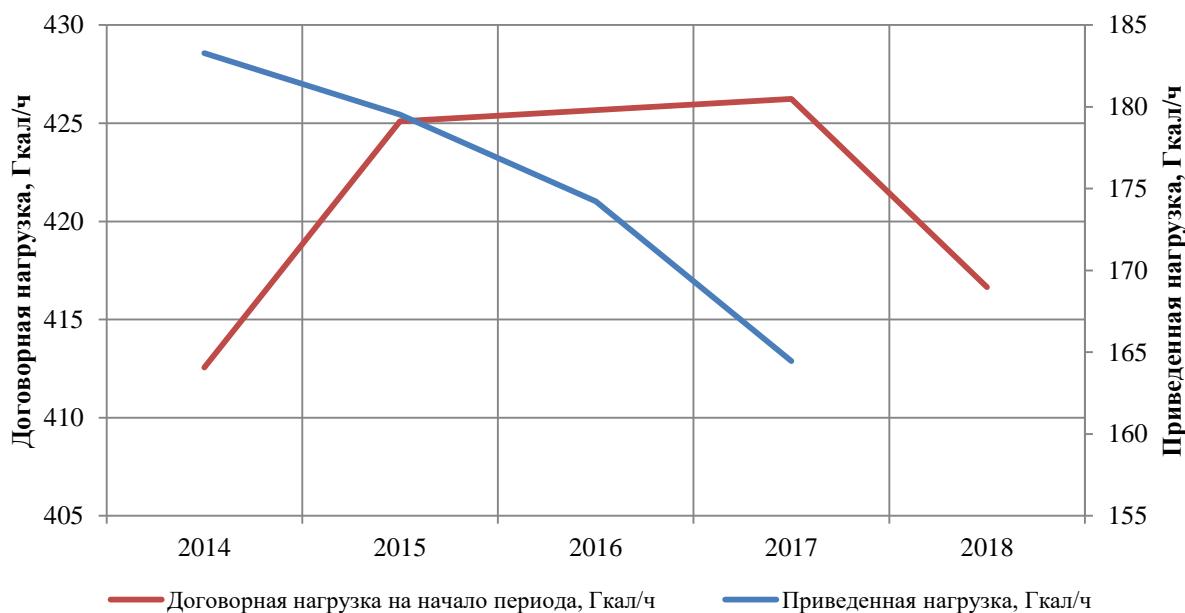
Исходные сведения о климатических характеристиках за отопительные периоды 2014-2017 гг., предоставленные МП «Теплоснабжение», используемые для расчета приведенного потребления тепловой энергии за отопительный период представлены в таблице 6. Результаты расчетов по МП «Теплоснабжение» представлены в таблице 7 и на рисунке 5.

Таблица 6 -Исходные климатические характеристики по отопительным периодам 2014-2017 гг.

Месяц	2014		2015		2016		2017	
	средняя температура, °C	продолжительность, сут.						
январь	-9,17	31	-4,04	31	-9,74	31	-7,63	31
февраль	-2,18	28	-2,20	28	-0,49	29	-4,65	28
март	2,83	31	2,12	31	0,32	31	2,73	31
апрель	6,16	25	6,05	30	8,05	29	5,67	30
май							13,97	4
июнь								
июль								
август								
сентябрь					8,62	8	7,21	4
октябрь	3,75	31	3,06	26	4,33	31	4,92	31
ноябрь	-1,68	30	0,67	30	-2,68	30	0,10	30
декабрь	-4,50	31	0,15	31	-4,74	31	-0,16	31
средневзвешенная отопительного периода	-0,85	207	0,79	207	-0,44	220	0,56	220

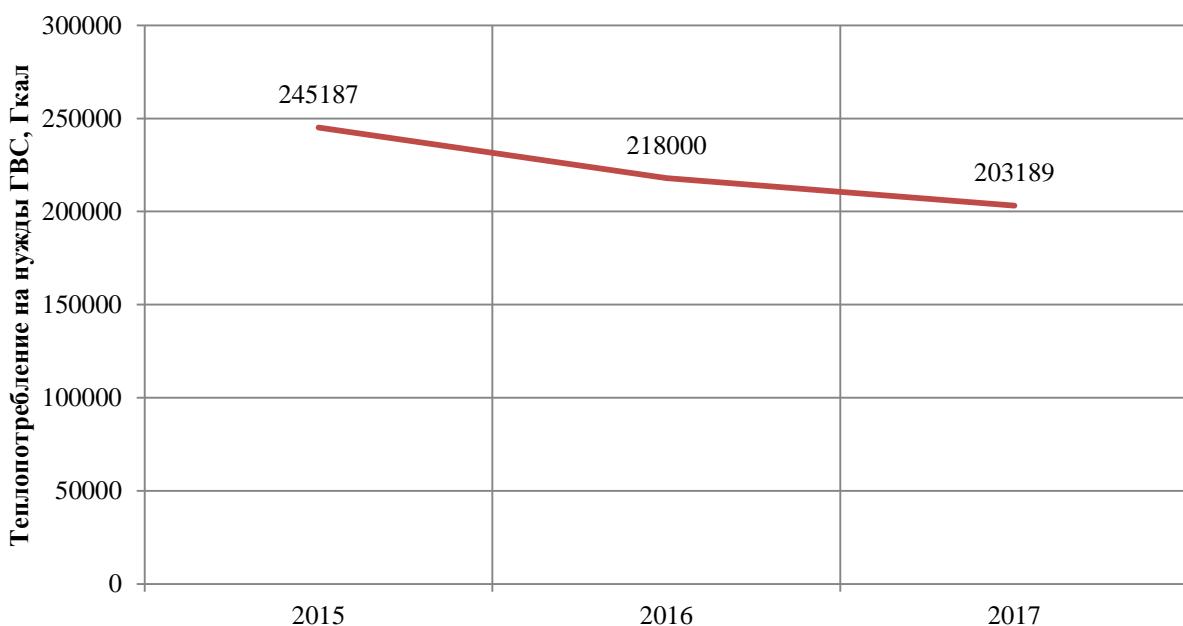
Таблица 7 - Результаты расчета приведенного (среднего) потребления тепловой энергии за отопительный период по потребителям МП «Теплоснабжение»

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018
Полезный отпуск, Гкал	955009	853634	928855	877975	
Полезный отпуск за отопительный период, Гкал	821466	734267	811784	766267	
Приведенная нагрузка, Гкал/ч	183,3	179,5	174,2	164,5	
Договорная нагрузка на начало периода, Гкал/ч	412,6	425,1	425,7	426,2	416,6

**Рисунок 5 - Динамика изменения приведенной и договорной нагрузки по МП «Теплоснабжение»**

Как видно, договорная нагрузка в период 2014-2017 гг. увеличилась на 13,7 Гкал/ч (3,3%). Учитывая отсутствие систематических жалоб на качество оказываемых услуг по теплоснабжению, можно констатировать снижение потребности в тепловой энергии подключенными объектами. Наиболее вероятным объяснением неувеличения потребности в тепловой энергии служат следующие факторы:

- 1) Ликвидация ветхих строительных фондов. По данным Администрации г. Обнинска за последние годы было расселено 9 жилых домов по ул. Комсомольская, имеются и планы по расселению жилых домов на ближайшую перспективу, перечень которых приведен в главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».
- 2) Ликвидация или ограничение вентиляционной нагрузки потребителей. Как показал анализ величины на 01.01.2018 г. и нагрузки согласно базовой версии Схемы теплоснабжения, отмечено снижение с 100,1 Гкал/ч до 91,747 Гкал/ч (снижение на 8,3%).
- 3) Повышение энергоэффективности сохраняемых фондов (установка энергоэффективных окон, утепление фасадов зданий, ликвидация перетопов за счет внедрения современного высокоэффективного оборудования и т.п.).
- 4) Плановое восстановление работоспособности регуляторов температуры ГВС. Ранее почти все регуляторы не работали, из-за чего температура в трубопроводах ГВС соответствовала T_1 (в среднем 80 градусов зимой вместо 65). В настоящее время порядка 25% регуляторов восстановлено. На рисунке 28 представлена динамика изменения полезного отпуска на нужды ГВС, которая отражает ежегодное снижение потребности.



**Рисунок 6 - Динамика потребления тепловой энергии на нужды ГВС
абонентами котельной по адресу: Коммунальный пр., 21**

Влияние указанных факторов может компенсировать прирост потребления тепловой энергии новостройками, что является типовой ситуацией для крупных городов России.

Таким образом, при актуализации прогнозного потребления учет фактически наблюдаемого повышения энергоэффективности (снижения удельного теплопотребления) в существующих системах теплоснабжения, как у потребителей, так и при транспортировке тепловой энергии за счёт реконструкции тепловых сетей, важен как для получения более адекватной оценки итогового роста тепловых нагрузок (уточнение резервов/ дефицитов тепловой мощности и планирования мероприятий), так и для оценки перспективного теплопотребления, определяющего прогнозные цены на тепловую энергию.

В соответствии с п. 22 Постановления Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения, а в случае отсутствия такой схемы теплоснабжения - на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями и с учетом фактического полезного отпуска тепловой энергии за последний отчетный год и динамики полезного отпуска тепловой энергии за последние 3 года. Расчет цен (тарифов) осуществляется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями».

Оценка реалистичности значений утвержденного полезного отпуска по организациям, осуществляющим регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, представлена в разделе 3.2 Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

Ретроспективное и прогнозное потребление тепловой энергии потребителями тепловой энергии г. Обнинска представлено в таблице 6.

Таблица 8 - Прогноз изменения полезного отпуска в зоне действия каждого источника централизованного теплоснабжения г. Обнинска, принимаемые для инвестиционного планирования

№ п/п	Наименование теплоисточника	Обоснование полезного отпуска на 2019 г.	Полезный отпуск, тыс. Гкал											
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
1	Котельная по адресу: Коммунальный пр., 21	среднее значение за 2015-2017 гг.	920,97	821,60	881,94	839,20	927,04	847,58	847,58	847,58	860,10	866,18	890,14	904,73
2	Котельная по адресу: Ленина, 153а	среднее значение за 2015-2017 гг.	10,16	9,07	10,66	10,06	11,12	9,93	9,93	9,93	9,93	9,93	9,93	9,93
1a	полезный отпуск в зоне покупки тепловой энергии от ТЭЦ ФЭИ	среднее значение за 2015-2017 гг.	23,88	22,97	36,25	28,72	31,72	29,31	29,31	29,31	29,31	29,31	29,31	29,31
3	ТЭЦ АО «ГНЦ РФ ФЭИ»	среднее значение за 2015-2016 гг.	125,71	116,26	127,49		127,50	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75
4	ГТУ ТЭЦ №1	прогноз с учетом увеличения в 2014-2017 гг.	27,04*	30,76*	31,08*	40,55*	42,44	44,48	45,40	47,50	49,16	52,87	89,57	131,21
5	Котельная ОАО «ОНПП «Технология»	среднее значение за 2015-2016 гг.	0,00	42,21	45,01		54,58	43,61	43,61	43,61	43,61	43,61	43,61	43,61
6	Котельная ФГУП «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»	среднее значение за 2015-2016 гг.	35,93	35,31	40,72		38,19	38,01	38,01	38,01	38,01	38,01	38,01	38,01
7	Котельная ФГБНУ «ВНИИРАЭ»	среднее значение за 2015-2016 гг.	14,28	16,13	16,43		17,00	16,28	16,28	16,28	16,28	16,28	16,28	16,28

*Ввиду отсутствия исходных данных определено приближенно, пропорционально соотношению «полезный отпуск/отпуск с коллекторов», утвержденному на 2018 г.

1.3. Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе

На перспективу до 2033 года согласно представленным Администрацией города данным планируется строительство технопарка Обнинск на двух площадках. На территории технопарка намечается строительство научно-производственных предприятий и организаций.

Площадка № 1 общей площадью 10,2 га будет располагаться в северной части города рядом с площадкой Обнинского Государственного Технического Университета атомной энергетики (ИАТЭ) и будет разделена на два участка.

Площадка № 2 будет располагаться в южной части города напротив территории Физико-химического института им. Карпова.

В северной части города на территории, прилегающей к существующей Муниципальной промышленной зоне, намечается строительство Индустриального парка, что приведет к увеличению размеров с 50 до 120 га. На данной территории намечается строительство предприятий фармацевтической промышленности и других предприятий научно-производственного направления.

С 2007 года Администрацией города Обнинска ведётся работа по созданию в Обнинске Зоны Инновационного Развития, которую планируется разместить на площади 18 га в районе улицы Красных Зорь.

Реализация этого проекта позволит создать основу для планомерного и компактного размещения в Обнинске малых и средних производственных инновационных предприятий. Для таких предприятий на конкурсной основе будет предоставлен на условиях аренды небольшой участок муниципальной земли с подведёнными коммуникациями для строительства и размещения небольших офисных и производственных помещений.

Размещение предприятий предполагается на участках по 0,5 и по 1 га. Инженерная инфраструктура этой площадки будет построена за счёт средств городского бюджета. Суммарный объём инвестиций оценивается в 900 млн. рублей. Предполагаемая плотность застройки составит 40%, а общая площадь – 72 тыс. кв. метров.

Планируемая же площадь самих зданий и сооружений – 216 тыс. кв. метров. На выделенных участках планируется разместить 13-14 новых производств, на которых будет создано 1500 рабочих мест.

Территориальное расположение перспективных промышленных зон представлено на рисунке 7.

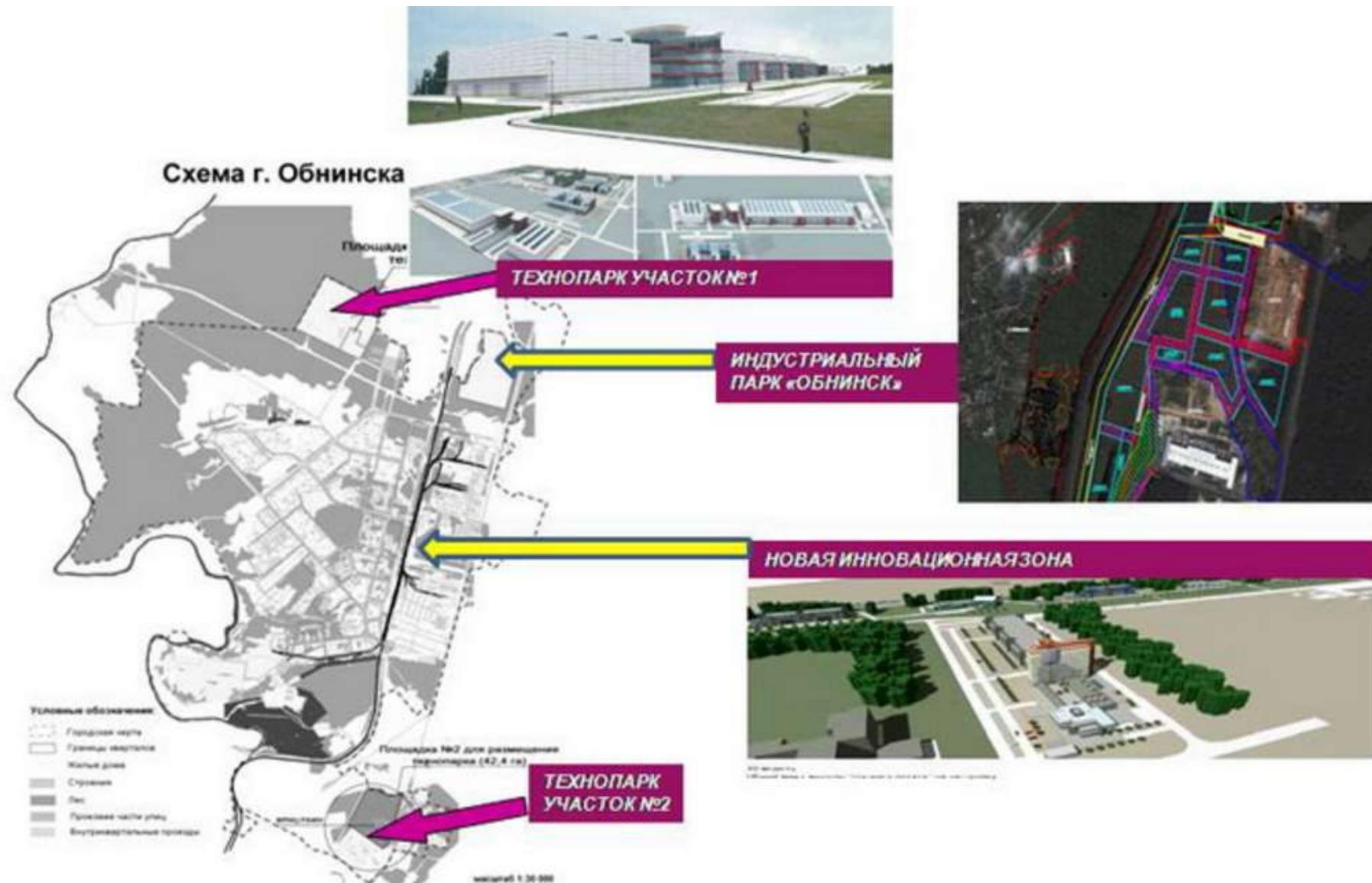


Рисунок 7 - Расположение перспективных промышленных зон

В результате сбора исходных данных, проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено. Кроме указанных выше промышленных зон, на территории г. Обнинска в период до 2033 года будет осуществляться строительство нежилых зданий и сооружений: помещений сервисного обслуживания, цехов, складов, ангаров, подземных автостоянок. Представленная категория зданий относится к объектам коммунально-складского назначения и характеризуется значительным объемом отапливаемых помещений.

Температурный режим в этих зданиях может быть различен: значение температуры воздуха внутри помещения варьируется в пределах 16-19 °C в производственных цехах, для паркинга значение достигает 10 °C. Температурный режим в складских помещениях определяется характеристиками хранящегося внутри содержимого.

Раздел 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

2.1. Радиус эффективного теплоснабжения

1. Присоединение любого дополнительного потребителя к действующей или вновь проектируемой системе теплоснабжения (п. 14, ст. 1, Федерального закона № 190-ФЗ от 27.07.2010) всегда увеличивает «совокупные расходы» (п. 30, ст.1, Федерального закона № 190-ФЗ от 27.07.2010), так как требует дополнительных капиталовложений, расхода топлива и т.д.

Строгое выполнение требований закона определяет нулевой радиус. В действительности важно, чтобы не увеличивались удельные затраты (себестоимость) на производство, транспорт и реализацию тепла.

В условиях плановой экономики при 100% государственных инвестиций поиск минимума этого функционала являлся целью многочисленных исследований.

В рыночной экономике достигнутый в данной системе теплоснабжения минимум удельных затрат вовсе не является гарантией сбыта тепла. Естественным индикатором конкурентоспособности является себестоимость (цена) у конкурента - газовой котельной у одного или группы перспективных абонентов. В противном случае необходимо вводить норму принудительного подключения к действующим системам теплоснабжения. Рассчитывать на снижение затрат в этом случае было бы не приходится.

Обозначенное законом определение «радиуса эффективного теплоснабжения» как расстояния от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии возможно только для новых теплоисточников, расположенных в центре равномерно распределенной тепловой нагрузки.

Для действующих теплоисточников, расположенных, как правило, на подветренной границе, этот «радиус» существенно зависит от наличия резервов тепловой мощности на источнике, пропускной способности сетей, величины присоединяемой нагрузки и месторасположения нового абонента.

Ниже показано, что в условиях системы теплоснабжения г. Обнинска вдоль основных магистралей Dy 600, Dy 800 этот радиус составляет 6,0 и 5,6 км соответственно, а в других направлениях при нагрузке до 1 Гкал/ч не превышает 450 м.

Определение радиуса эффективного теплоснабжения в системе теплоснабжения города проведено в два этапа:

1. Определение резерва пропускной способности тепловой сети по двум основным тепломагистралям Dy 600 и Dy 800 мм. Определение технологически возможного (по давлению в обратной линии и перепаду давления) удлинения магистрали.
2. Оценка стоимости строительства тепломагистрали. Сравнение вариантов строительства нового источника теплоснабжения с увеличением протяженности тепловой сети.

Пропускная способность обоих магистралей определялась исходя из следующих условий:

Давление в обратном трубопроводе у концевых абонентов не более 60 м;

Располагаемый напор не менее 20 м.

По результатам расчета резерв пропускной способности тепломагистрали Dy 600 мм составил 370 т/ч, что соответствует тепловой мощности 26 Гкал/ч (при удельном расходе сетевой воды 14 т/(Гкал/ч)). Передача тепловой мощности при строительстве тепловой сети Dy 400 мм возможна на расстояние 1,5 км.

Стоимость строительства котельной тепловой мощностью 26 Гкал/ч оценивается в размере 123 млн. руб., стоимость строительства тепловой сети Dy 400 мм длиной 1,5 км - 90,6 млн. руб., что меньше на 32 млн. руб.

Предельная дальность транспорта тепла на выводе Dy=600 составит: $4,5+1,5=6,0$ км.

Резерв пропускной способности тепломагистрали Dy 800 мм составил 440 т/ч, что соответствует тепловой мощности 31 Гкал/ч (при удельном расходе сетевой воды 14

т/(Гкал/ч)). Передача тепловой мощности при строительстве тепловой сети Ду 400 мм возможна на расстояние 1,8 км.

Стоимость строительства котельной тепловой мощностью 31 Гкал/ч оценивается в размере 141 млн. руб., стоимость строительства тепловой сети Ду 400 мм длиной 1,8 км - 108,8 млн. руб., что меньше на 32 млн. руб.

Предельная дальность транспорта тепла на выводе Ду800 составит: $3,8+1,8= 5,6$ км.

Сравнение вариантов проведено без учета дополнительных затрат на перекачку теплоносителя и тепловых потерь, возникающих при увеличении длины тепловой сети, оказывающих незначительное влияние на себестоимость отпускаемой тепловой энергии.

Для Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 были проведены расчеты эффективного теплоснабжения района «Заовражье». Для расчетов были приняты следующие данные:

- планируемая мощность источника теплоснабжения – 70 Гкал/ч;
- диаметр планируемого трубопровода Ду=500 мм (пропускная способность 1200 м³/ч);
- протяженность трубопровода L=3350м;
- минимальный перепад давления у конечного потребителя 5 м.в.ст.

Для последнего условия была рассчитана максимальная протяженность тепловой сети, которая составила $R_1=4025$ м, при этом годовые потери составят 9114,21 Гкал, что составит 5,6% от годового потребления тепловой энергии на источнике ($Q_{год}=163856$ Гкал).

Был произведен расчет для условия величины потерь на транспорт не превышающих 5% от годового потребления тепловой энергии. Максимальная протяженность тепловой сети составила $R_2=3615$ м.

На основании выполнения двух условий одновременно, оптимальный радиус теплоснабжения для Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 составит $R_{опт}=3615$ м.

Столь неоднозначные оценки обуславливают практическую бессмысленность проведения многовариантных расчетов до разработки и утверждения в установленном порядке нормативных методов оценки «радиуса».

Вместе с тем для специфических условий г. Обнинска (значительные резервы тепловой мощности и пропускной способности магистралей) определение предельной дальности транспорта тепла от точек питания (не источника!) может быть основано на сопоставлении капиталовложений в транзитный теплопровод (ответвления) и инвестиции в альтернативную газовую котельную у потребителя (рисунки 6 и 7).

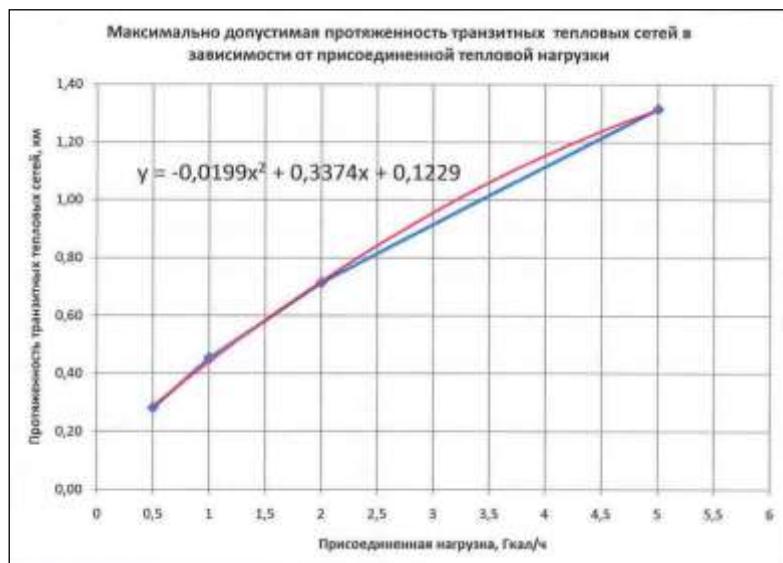


Рисунок 8 - Максимально допустимая протяженность тепловых сетей в зависимости от присоединенной тепловой нагрузки до 5 Гкал/ч



Рисунок 9 - Максимально допустимая протяженность тепловых сетей в зависимости от присоединенной тепловой нагрузки от 20 Гкал/ч

В таблице 9 представлены данные по диаметрам тепловых сетей в зависимости от присоединенной тепловой нагрузки.

Таблица 9 - Присоединенная тепловая нагрузка и диаметр тепловых сетей

Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал	Диаметр тепловых сетей, мм
0,5	70
1	100
2	125
5	175
26	400
31	400

Очевидно, что применение этого метода возможно только для оценочных расчетов в пределах использования резервов тепловой мощности котельной и пропускной способности существующих теплопроводов. После исчерпания этих резервов каждое новое присоединение в любой точке системы должно сопровождаться расчетом затрат на генерацию и транспорт.

Учет тепловых потерь и расходов электроэнергии на транспорт тепла не окажет существенного влияния на результаты. Их общая величина в себестоимости тепла не превышает 20 %, а в данном случае следует учитывать лишь разницу в затратах по вариантам централизованной и автономной котельной. Очевидно, что транзит тепла по существующей сети не увеличивает общих трансмиссионных тепловых потерь, а для новых теплопроводов характерны низкие трансмиссионные потери.

Более того, догрузка по теплу существующих теплопроводов в большинстве случаев не увеличит, а снизит долю тепловых потерь от годового отпуска тепла. Даже в случае действительно малооправданного, исключенного в предыдущей версии проекта, присоединения ООО «Поляны» доля тепловых потерь в системе не увеличится и составит все те же 13 %.

2.2. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

Централизованное теплоснабжение жилых, бюджетных и прочих потребителей основной (центральной) части г. Обнинска осуществляет котельная МП «Теплоснабжение». ТЭЦ ФЭИ снабжает тепловой энергией потребителей на собственной производственной площадке, очистные сооружения, а также потребителей всех категорий в Старом городе и п. Мирный. Котельные ГТУ ТЭЦ №1, ФГБНУ ВНИИРАЭ, ГНЦ РФ НИФХИ им. Карпова и АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина» осуществляют теплоснабжение в основном потребителей собственных производственных площадок, а также прочих потребителей прилегающих территорий.

Границы зон действия источников централизованного теплоснабжения, функционирующих на территории города Обнинска представлены на рисунке ниже.

Как видно на рисунке, зоны действия котельной МП «Теплоснабжение», ТЭЦ ФЭИ и ГТУ ТЭЦ №1 являются смежными, образуя общую сеть, что дает возможность поставки тепловой энергии от разных источников.

На перспективу изменение зон теплоснабжения предусматривается по городской котельной МП «Теплоснабжение», ТЭЦ ФЭИ и ГТУ ТЭЦ. Перспективные зоны теплоснабжения от данных источников представлены в разделе 4.

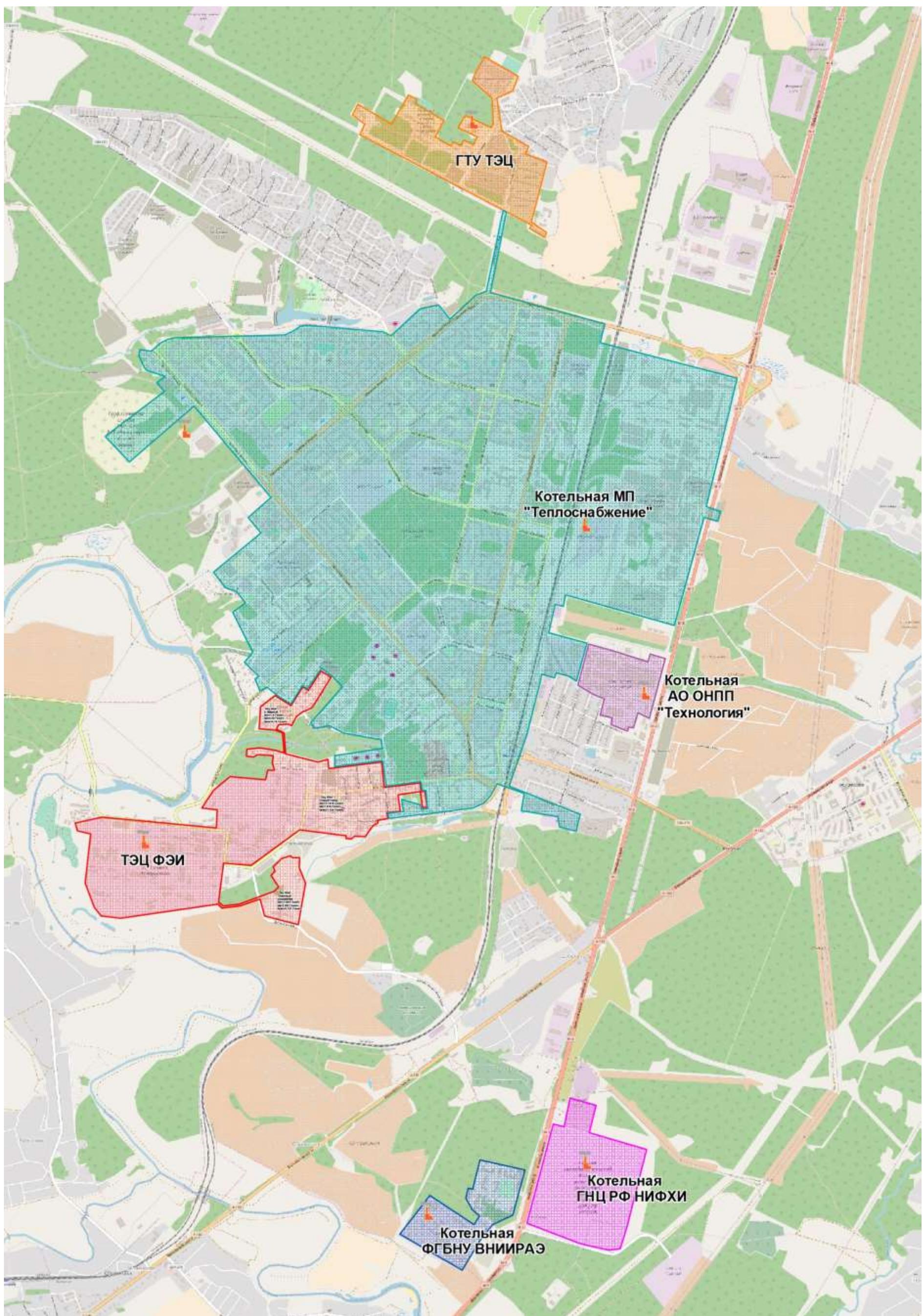


Рисунок 10 – Зоны действия источников централизованного теплоснабжения потребителей на территории г. Обнинска

2.3. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Основными площадками индивидуального строительства в настоящее время и на расчетный срок являются:

- 1) ООО «Экодолье Девелопмент» (за 2016 г. введено 60 домов общей площадью 4891 кв. м);
- 2) «Белкино» (чуть восточнее площадки Экодолье).

Точечная индивидуальная застройка планируется в соответствии с выданными разрешениями на строительство в границах д. Мишково, пос. Обнинское.

Также Генеральным планом предусматривается индивидуальная застройка в д. Кабицино, д. Маланьино. Однако по состоянию на конец 2017 г. на в официальном источнике информации (<http://www.admobninsk.ru/obninsk/arch/reestr/>) не выявлены разрешения на строительство индивидуальной застройки. Проекты планировок и межевания для данных территорий также не разработаны.

Также в зоне индивидуального теплоснабжения находятся некоторые многоквартирные дома (не всегда потребители в зоне централизованного теплоснабжения подключаются к существующим тепловым сетям), перспективный источник теплоснабжения для таких объектов определен организацией-застройщиком.

Прогноз прироста объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя индивидуальными источниками теплоснабжения представлен в 10. Предполагается, что все разрешения на строительство будут реализованы в течение ближайших 5 лет. Прогноз прироста тепловых нагрузок на 2-3 этап реализации Схемы теплоснабжения уточняются при последующих актуализациях, после разработки соответствующих ППТ. Перечень перспективных объектов индивидуальной жилой застройки представлен в приложении 2 Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

Таблица 10 - Приrostы тепловой нагрузки, теплопотребления и потребления теплоносителя по городу

Период	Площадь, кв. м		Нагрузка, Гкал/ч		Теплопотребление, Гкал		Расход теплоносителя, т/ч	
	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог
2018	38461	38461	1,933	1,933	6474	6474	77,3	77,3
2019	6974	45434	0,477	2,410	1671	8145	19,1	96,4
2020	69240	114675	3,269	5,679	12978	21123	130,8	227,2
2021	5141	119815	0,293	5,972	1087	22209	11,7	238,9
2022	5660	125475	0,440	6,412	1594	23803	17,6	256,5
2023	1688	127163	0,094	6,506	351	24154	3,8	260,2
2024	950	128113	0,051	6,557	193	24348	2,0	262,3
2025	742	128855	0,043	6,600	159	24506	1,7	264,0
2026	1500	130355	0,115	6,715	287	24793	4,6	268,6

Период	Площадь, кв. м		Нагрузка, Гкал/ч		Теплопотребление, Гкал		Расход теплоносителя, т/ч	
	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог
2027	0	130355	0,000	6,715	0	24793	0,0	268,6
2028	20000	150355	0,688	7,402	3119	27912	27,5	296,1
2029	19314	169669	0,737	8,139	1772	29684	29,5	325,6
2030	16608	186277	0,000	8,139	4549	34233	0,0	325,6
2031	0	186277	0,000	8,139	0	34233	0,0	325,6
2032	0	186277	0,000	8,139	0	34233	0,0	325,6
2033	15988	202265	0,599	8,738	1415	35648	24,0	349,5

2.4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии

Существующие балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

В соответствии с ПП РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки составляются раздельно по горячей воде и пару. Отпуск тепловой энергии в паре осуществляется от 3 источников тепловой энергии:

- Котельная по адресу: Коммунальный пр., 21 МП «Теплоснабжение»;
- ТЭЦ АО «ГНЦ РФ ФЭИ»;
- Котельная ОАО «ОНПП «Технология».

Указанные источники осуществляют также теплоснабжение потребителей с горячей водой.

В таблицах 11 и 12 представлены существующие балансы тепловой мощности по горячей воде и пару, выполненные в соответствии с формой Приложения 6 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения.

По состоянию на начало 2018 г. все источники тепловой энергии имеют достаточные резервы тепловой мощности для качественного и надежного теплоснабжения существующих потребителей, как в горячей воде, так и в паре.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

В таблице 13 представлены перспективные балансы тепловой мощности с учетом изменения зон действия энергоисточников. Балансы тепловой энергии в паре не

Таблица 11 – Существующие балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки в горячей воде

Показатель		Котельная по адресу: Коммунальный пр., 21	Котельная по адресу: Ленина, 153а	ТЭЦ АО «ГНЦ РФ ФЭИ»	ГТУ ТЭЦ №1	Котельная ОАО «ОНПП «Технология»	Котельная ФГУП «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»	Котельная ФГБНУ «ВНИИРАЭ»
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	550	8,13	150	48,46	60	79,5	28
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	489,4	8,13	150	48,46	60	79,5	28
Потери располагаемой тепловой мощности	%	11%	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/ч	4	0,16	1	0,2	0,5	0,5	0,2
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	485,4	7,97	149	48,26	59,5	79	27,8
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	23	0,3	3	1,58	1	0,5	0,3
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
	СУММА	393,7	5,22	59,6	33,2	24,95	12	12,96
Договорная присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	отопление	268,3	3,56	28,0	26,1	24,32	11,7	11,6
	вентиляция	87,2	1,15	30,1	0	0	0	0
	горячее водоснабжение (средняя за сутки)	38,1	0,50	1,5	7,12	0,63	0,3	1,36
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде, Гкал/ч	СУММА	307,8	2,47					
	отопление+вентиляция	262,7	2,1					
	ГВС	13,0	0,1					
	циркуляция ГВС	15,1	0,12					
	потери в сети	17,0	0,13					
Достигнутый максимум, пересчитанный на расчетную температуру наружного воздуха, Гкал/ч	СУММА	373,9	3,80					
	отопление+вентиляция	324,8	3,36					
	ГВС	13,0	0,1					
	циркуляция ГВС	15,1	0,12					
	потери	21,0	0,21					
Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Гкал/ч	68,6	2,45	86,4	13,45	33,54	66,5	14,53
	%	14,1%	30,7%	58%	28%	56,4%	84,2%	52,3%
Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	Гкал/ч	111,5	4,17					
	%	22,9%	52,3%					

Таблица 12 – Существующие балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки в паре

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная мощность оборудования в паре	Располагаемая мощность оборудования	Потери располагаемой тепловой мощности	Собственные нужды	Тепловая мощность «нетто»	Потери мощности в тепловой сети	Хозяйственные нужды паровых сетей	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Достигнутый максимум тепловой нагрузки на коллекторах, Гкал/ч			Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке		
		Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч		СУММА	нагрузка	потери в сети	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%
1	Котельная по адресу: Коммунальный пр., 21	52	52	0,0%	3	49,0	0,7	0	1,767	2,467	1,767	0,700	46,5	95,0%	46,5	95,0%
3	ТЭЦ АО «ГНЦ РФ ФЭИ»	55,2	55,2	0,0%	0,004	55,20	0,01	0	0,118	0,124	0,118	0,006	55,1	99,8%	55,1	99,8%
5	Котельная ОАО «ОНПП «Технология»	19,5	19,5	0,0%	0,002	19,50	0,00	0	0,049	0,052	0,049	0,002	19,4	99,7%	19,4	99,7%

Таблица 13 – Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (без учета мероприятий по модернизации основного теплогенерирующего оборудования ТЭЦ и котельных)

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
Тепловая мощность «нетто» в паре	Гкал/ч	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700
Хозяйственные нужды паровых сетей	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767
Достигнутый максимум тепловой нагрузки на коллекторах	Гкал/ч	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467
технология	Гкал/ч	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767	1,767
потери в сети	Гкал/ч	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700
Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Гкал/ч	46,53	46,53	46,53	46,53	46,53	46,53	46,53	46,53
	%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	Гкал/ч	46,53	46,53	46,53	46,53	46,53	46,53	46,53	46,53
	%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
Баланс тепловой мощности в горячей воде при выходе из строя наиболее мощного котла, при среднеянварской нагрузке									
Располагаемая мощность наиболее производительного котла	Гкал/ч	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
Тепловая мощность «нетто» при выходе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч	393,40	393,40	393,40	393,40	393,40	393,40	393,40	393,40
Договорная среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	284,32	287,13	291,80	295,59	300,10	302,19	310,64	315,84
отопление и вентиляция	Гкал/ч	222,86	224,85	228,47	231,02	233,77	235,17	240,97	244,42
ГВС (средняя)	Гкал/ч	38,47	39,28	40,32	41,58	42,99	43,51	45,52	46,87
потери	Гкал/ч	23,00	23,00	23,00	23,00	23,34	23,50	24,16	24,55
Фактическая среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	244,04	244,04	244,04	244,04	247,57	249,28	256,02	260,13
отопление и вентиляция	Гкал/ч	202,83	202,83	202,83	202,83	205,95	207,47	213,44	217,08
ГВС (средняя)	Гкал/ч	13,00	13,00	13,00	13,00	13,20	13,29	13,68	13,91
циркуляция ГВС	Гкал/ч	15,10	15,10	15,10	15,10	15,10	15,10	15,10	15,10
потери	Гкал/ч	13,12	13,12	13,12	13,12	13,32	13,42	13,80	14,04
Резерв холодного периода по договорной нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	109,08	106,27	101,60	97,81	93,30	91,21	82,76	77,56
	%	27,7%	27,0%	25,8%	24,9%	23,7%	23,2%	21,0%	19,7%
Резерв холодного периода по фактической нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	149,36	149,36	149,36	149,36	145,83	144,12	137,38	133,27
	%	109,5%	108,5%	106,8%	105,6%	105,9%	106,0%	106,2%	106,4%
Теплоисточник №	2	Котельная по адресу: Ленина, 153а - МП «Теплоснабжение»							
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде									
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Собственные нужды	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Тепловая мощность «нетто» в горячей воде	Гкал/ч	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
отопление и вентиляция	Гкал/ч	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
а) прирост договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
б) убыль договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
отопление и вентиляция	Гкал/ч	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
циркуляция ГВС	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
потери	Гкал/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по договорной нагрузке	Гкал/ч	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	30,7%	30,7%	30,7%	30,7%	30,7%	30,7%	30,7%	30,7%
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по фактической нагрузке	Гкал/ч	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%
Баланс тепловой мощности в горячей воде при выходе из строя наиболее мощного котла, при среднеянварской нагрузке									
Располагаемая мощность наиболее производительного котла	Гкал/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Тепловая мощность «нетто» при выходе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26
Договорная среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
потери	Гкал/ч	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Фактическая среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
циркуляция ГВС	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
потери	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Резерв холодного периода по договорной нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51
	Гкал/ч	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%
Резерв холодного периода по фактической нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
	Гкал/ч	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
Теплоисточник №	3	ТЭЦ АО «ГНЦ РФ ФЭИ» - АО «ГНЦ РФ ФЭИ»							
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде									
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Собственные нужды	Гкал/ч	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Тепловая мощность «нетто» в горячей воде	Гкал/ч	149,00	149,00	149,00	149,00	149,00	149,00	149,00	149,00
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	59,61	59,61	59,61	60,09	60,09	60,09	60,09	60,09
отопление и вентиляция	Гкал/ч	58,11	58,11	58,11	58,58	58,58	58,58	58,58	58,58
ГВС (средняя)	Гкал/ч	1,50	1,50	1,50	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51
а) прирост договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
б) убыль договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по договорной нагрузке	Гкал/ч	86,39	86,39	86,39	85,91	85,91	85,91	85,91	85,91
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	58,0%	58,0%	58,0%	57,7%	57,7%	57,7%	57,7%	57,7%
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по фактической нагрузке	Гкал/ч								
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%								
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в паре									
Установленная мощность оборудования в паре	Гкал/ч	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Собственные нужды	Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Тепловая мощность «нетто» в паре	Гкал/ч	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2	55,2
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Хозяйственные нужды паровых сетей	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118
Достигнутый максимум тепловой нагрузки на коллекторах	Гкал/ч	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
технология	Гкал/ч	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118
потери в сети	Гкал/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Гкал/ч	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07
	%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	Гкал/ч	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07
	%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
Баланс тепловой мощности в горячей воде при выходе из строя наиболее мощного котла, при среднеянварской нагрузке									
Располагаемая мощность наиболее производительного котла	Гкал/ч	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Тепловая мощность «нетто» при выходе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00
Договорная среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	40,79	40,79	40,79	41,09	41,09	41,09	41,09	41,09
отопление и вентиляция	Гкал/ч	36,29	36,29	36,29	36,58	36,58	36,58	36,58	36,58
ГВС (средняя)	Гкал/ч	1,50	1,50	1,50	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51
потери	Гкал/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Фактическая среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв холодного периода по договорной нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	58,21	58,21	58,21	57,91	57,91	57,91	57,91	57,91
	Гкал/ч	58,8%	58,8%	58,8%	58,5%	58,5%	58,5%	58,5%	58,5%
Резерв холодного периода по фактической нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч								
	Гкал/ч								
Теплоисточник №	4	ГТУ ТЭЦ №1 - ПАО «Калужская сбытовая компания»							
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде									
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	48,46	48,46	48,46	48,46	48,46	48,46	48,46	48,46
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	48,46	48,46	48,46	48,46	48,46	48,46	48,46	48,46
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Собственные нужды	Гкал/ч	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Тепловая мощность «нетто» в горячей воде	Гкал/ч	48,26	48,26	48,26	48,26	48,26	48,26	48,26	48,26
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	1,58	1,58	1,66	1,73	1,81	1,97	3,54	5,32
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	35,25	37,67	38,39	39,67	40,47	42,23	59,61	79,32
отопление и вентиляция	Гкал/ч	27,68	29,56	30,14	31,13	31,78	33,16	46,60	61,68
ГВС (средняя)	Гкал/ч	7,57	8,12	8,26	8,54	8,68	9,08	13,01	17,63

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
а) прирост договорной нагрузки	Гкал/ч	2,03	4,45	5,17	6,45	7,24	9,01	26,39	46,09
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,58	3,45	4,03	5,03	5,68	7,05	20,50	35,58
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,45	1,00	1,14	1,42	1,56	1,96	5,89	10,51
б) убыль договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по договорной нагрузке	Гкал/ч	11,43	9,00	8,21	6,86	5,98	4,06	-14,89	-36,38
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	23,7%	18,7%	17,0%	14,2%	12,4%	8,4%	-30,9%	-75,4%
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по фактической нагрузке	Гкал/ч								
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%								
Баланс тепловой мощности в горячей воде при выходе из строя наиболее мощного котла, при среднеянварской нагрузке									
Располагаемая мощность наиболее производительного котла	Гкал/ч	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
Тепловая мощность «нетто» при выходе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06	23,06
Договорная среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	26,44	28,16	28,73	29,71	30,34	31,75	45,65	61,47
отопление и вентиляция	Гкал/ч	17,28	18,46	18,82	19,44	19,85	20,70	29,10	38,52
ГВС (средняя)	Гкал/ч	7,57	8,12	8,26	8,54	8,68	9,08	13,01	17,63
потери	Гкал/ч	1,58	1,58	1,66	1,73	1,81	1,97	3,54	5,32
Фактическая среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв холодного периода по договорной нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	-3,38	-5,10	-5,67	-6,65	-7,28	-8,69	-22,59	-38,41
	Гкал/ч	-14,6%	-22,1%	-24,6%	-28,8%	-31,6%	-37,7%	-98,0%	-166,6%
Резерв холодного периода по фактической нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч								
	Гкал/ч								
Теплоисточник №	5	Котельная ОАО «ОНПП «Технология» - АО «ОНПП «Технология»							
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде									
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Собственные нужды	Гкал/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Тепловая мощность «нетто» в горячей воде	Гкал/ч	59,50	59,50	59,50	59,50	59,50	59,50	59,50	59,50
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95
отопление и вентиляция	Гкал/ч	24,32	24,32	24,32	24,32	24,32	24,32	24,32	24,32
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
а) прирост договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
б) убыль договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по договорной нагрузке	Гкал/ч	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	56,4%	56,4%	56,4%	56,4%	56,4%	56,4%	56,4%	56,4%
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по фактической нагрузке	Гкал/ч								
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%								
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в паре									
Установленная мощность оборудования в паре	Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Собственные нужды	Гкал/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Тепловая мощность «нетто» в паре	Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Хозяйственные нужды паровых сетей	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
Достигнутый максимум тепловой нагрузки на коллекторах	Гкал/ч	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
технология	Гкал/ч	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
потери в сети	Гкал/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Гкал/ч	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45
	%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%
Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	Гкал/ч	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45
	%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%
Баланс тепловой мощности в горячей воде при выходе из строя наиболее мощного котла, при среднеянварской нагрузке									
Располагаемая мощность наиболее производительного котла	Гкал/ч	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Тепловая мощность «нетто» при выходе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч	29,50	29,50	29,50	29,50	29,50	29,50	29,50	29,50
Договорная среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	16,82	16,82	16,82	16,82	16,82	16,82	16,82	16,82
отопление и вентиляция	Гкал/ч	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
потери	Гкал/ч	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Фактическая среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв холодного периода по договорной нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	12,68	12,68	12,68	12,68	12,68	12,68	12,68	12,68
	Гкал/ч	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%	43,0%
Резерв холодного периода по фактической нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч								
	Гкал/ч								
Теплоисточник №	6	Котельная ФГУП «НИФХИ им. Л.Я. Карпова» - ФГУП «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»							
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде									
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Собственные нужды	Гкал/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Тепловая мощность «нетто» в горячей воде	Гкал/ч	79,00	79,00	79,00	79,00	79,00	79,00	79,00	79,00
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	11,70	11,70	11,70	11,70	11,70	11,70	11,70	11,70
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
а) прирост договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
б) убыль договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по договорной нагрузке	Гкал/ч	66,50	66,50	66,50	66,50	66,50	66,50	66,50	66,50
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по фактической нагрузке	Гкал/ч								
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%								
Баланс тепловой мощности в горячей воде при выходе из строя наиболее мощного котла, при среднеянварской нагрузке									
Располагаемая мощность наиболее производительного котла	Гкал/ч	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Тепловая мощность «нетто» при выходе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00
Договорная среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11
отопление и вентиляция	Гкал/ч	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
потери	Гкал/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Фактическая среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв холодного периода по договорной нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	40,89	40,89	40,89	40,89	40,89	40,89	40,89	40,89
	Гкал/ч	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%	83,5%
Резерв холодного периода по фактической нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч								
	Гкал/ч								
Теплоисточник №	7	Котельная ФГБНУ «ВНИИРАЭ» - ФГБНУ «ВНИИРАЭ»							
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде									
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
Собственные нужды	Гкал/ч	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Тепловая мощность «нетто» в горячей воде	Гкал/ч	27,80	27,80	27,80	27,80	27,80	27,80	27,80	27,80
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
отопление и вентиляция	Гкал/ч	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60
ГВС (средняя)	Гкал/ч	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
а) прирост договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
б) убыль договорной нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по договорной нагрузке	Гкал/ч	14,53	14,53	14,53	14,53	14,53	14,53	14,53	14,53
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%	52,3%
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по фактической нагрузке	Гкал/ч								
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%								
Баланс тепловой мощности в горячей воде при выходе из строя наиболее мощного котла, при среднеянварской нагрузке									
Располагаемая мощность наиболее производительного котла	Гкал/ч	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Тепловая мощность «нетто» при выходе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80
Договорная среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91
отопление и вентиляция	Гкал/ч	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
ГВС (средняя)	Гкал/ч	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
потери	Гкал/ч	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Фактическая среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2033
Резерв холодного периода по договорной нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89
	Гкал/ч	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
Резерв холодного периода по фактической нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч								
	Гкал/ч								
Теплоисточник №	8	Котельная в Заовражье - ПАО «КСК»							
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде									
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	13	13	13	13	13	13	13	13
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	13	13	13	13	13	13	13	13
Потери располагаемой тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Собственные нужды	Гкал/ч								
Тепловая мощность «нетто» в горячей воде	Гкал/ч								
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч								
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал/ч								
Договорная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
а) прирост договорной нагрузки	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
б) убыль договорной нагрузки	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч								
отопление и вентиляция	Гкал/ч								
ГВС (средняя)	Гкал/ч								
циркуляция ГВС	Гкал/ч								
потери	Гкал/ч								
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по договорной нагрузке	Гкал/ч								
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%								
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по фактической нагрузке	Гкал/ч								
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто»	%								
Баланс тепловой мощности в горячей воде при выходе из строя наиболее мощного котла, при среднеянварской нагрузке									
Располагаемая мощность наиболее производительного котла	Гкал/ч								
Тепловая мощность «нетто» при выходе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч								

Показатель	Единица измерения	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028
Договорная среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч							
отопление и вентиляция	Гкал/ч							
ГВС (средняя)	Гкал/ч							
потери	Гкал/ч							
Фактическая среднеянварская нагрузка на коллекторах	Гкал/ч							
отопление и вентиляция	Гкал/ч							
ГВС (средняя)	Гкал/ч							
циркуляция ГВС	Гкал/ч							
потери	Гкал/ч							
Резерв холодного периода по договорной нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч							
	Гкал/ч							
Резерв холодного периода по фактической нагрузке, при выходе наиболее мощного котла	Гкал/ч							
	Гкал/ч							

Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя

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

Описание системы подпитки тепловой сети от существующих энергоисточников представлено в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Часовой баланс ВПУ по основным энергоисточникам, по которым планируется прирост тепловых нагрузок или перераспределение присоединенной нагрузки потребителей, представлен в таблицах 14-16. В таблицах 17-19 представлены прогнозы годовых затрат воды на восполнение потерь от нормативной утечки.

Таблица 14 – Баланс ВПУ котельной МП «Теплоснабжение»

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Объем сети общий, м ³	14297,82	14938,68	15705,21	16644,13	17167,57	17417,83	18038,52	18248,16	18334,24	18441,01	18441,01	18919,45	18989,58	19009,26	19038,45	19062,79
Установленная производительность ВПУ, м ³ /час	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Собственные нужды источников, м ³ /час	30,00	30,30	30,82	32,46	32,90	33,11	33,63	33,80	33,88	33,97	33,97	34,37	34,43	34,44	34,47	34,49
Расход воды всего, м ³ /час	373,12	374,27	375,41	382,72	383,37	383,68	384,46	384,72	384,83	384,96	384,96	385,56	385,65	385,67	385,71	385,74
Располагаемая мощность водоподготовительных установок для подпитки тепловой сети, м ³ /час	710,00	709,70	709,18	707,54	707,10	706,89	706,37	706,20	706,12	706,03	706,03	705,63	705,57	705,56	705,53	705,51
Количество баков аккумуляторов теплоносителя, шт	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Емкость баков-аккумуляторов, м ³	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100	12100
Всего нормативная утечка, м ³ /час	343,12	343,97	344,59	350,26	350,47	350,57	350,83	350,92	350,95	351,00	351,00	351,19	351,22	351,23	351,24	351,25
в том числе, нормативные утечки теплоносителя из теплосети, м ³ /час	20,03	20,72	21,08	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58
в том числе, из систем теплопотребления	15,72	15,87	16,13	16,97	17,18	17,28	17,54	17,63	17,66	17,71	17,71	17,90	17,93	17,94	17,95	17,96
в том числе, отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения	307,38	307,38	307,38	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71	311,71
Максимум подпитки в эксплуатационном режиме, м ³ /час	343,12	343,97	344,59	350,26	350,47	350,57	350,83	350,92	350,95	351,00	351,00	351,19	351,22	351,23	351,24	351,25
Максимум подпитки в период повреждения участка, м ³ /час	285,96	298,77	314,10	332,88	343,35	348,36	360,77	364,96	366,68	368,82	368,82	378,39	379,79	380,19	380,77	381,26
Резерв/дефицит мощности водоподготовительных установок для подпитки т/сети, м ³ /час	366,88	365,73	364,59	357,28	356,63	356,32	355,54	355,28	355,17	355,04	355,04	354,44	354,35	354,33	354,29	354,26
Резерв/дефицит мощности водоподготовительных установок, %	52%	52%	51%	50%												

Таблица 15 – Баланс ВПУ ТЭЦ ФЭИ

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Объем сети общий, м ³	6052,80	6052,80	6052,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная производительность ВПУ, м ³ /час	190,00	190,00	190,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды источников, м ³ /час	2,00	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды всего, м ³ /час	64,43	64,43	64,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая мощность водоподготовительных установок для подпитки тепловой сети, м ³ /час	188,00	188,00	188,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков аккумуляторов теплоносителя, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов, м ³	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Всего нормативная утечка, м ³ /час	62,43	62,43	62,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе, нормативные утечки теплоносителя из теплосети, м ³ /час	11,68	11,68	11,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе, из систем теплопотребления	2,55	2,55	2,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе, отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения	48,19	48,19	48,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимум подпитки в эксплуатационном режиме, м ³ /час	62,43	62,43	62,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимум подпитки в период повреждения участка, м ³ /час	121,06	121,06	121,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит мощности водоподготовительных установок для подпитки т/сети, м ³ /час	125,57	125,57	125,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Резерв/дефицит мощности водоподготовительных установок, %	67%	67%	67%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 16 – Баланс ВПУ Обнинской ГТУ ТЭЦ №1

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Объем сети общий, м ³	1354,00	1575,31	1641,31	1855,38	1928,52	2089,63	2089,63	2417,12	2779,42	3238,92	3675,90	4066,48	4408,32	4776,54	5117,34	5472,31
Установленная производительность ВПУ, м ³ /час	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00
Собственные нужды источников, м ³ /час	7,00	7,48	7,62	7,88	8,04	8,39	8,39	9,10	9,89	10,89	11,84	12,69	13,43	14,23	14,98	15,75
Расход воды всего, м ³ /час	16,30	16,88	17,05	17,60	17,79	18,21	18,21	19,06	20,01	21,20	22,34	23,36	24,25	25,21	26,10	27,02
Располагаемая мощность водоподготовительных установок для подпитки тепловой сети, м ³ /час	22,00	21,52	21,38	21,12	20,96	20,61	20,61	19,90	19,11	18,11	17,16	16,31	15,57	14,77	14,02	13,25
Количество баков аккумуляторов теплоносителя, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов, м ³	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Всего нормативная утечка, м ³ /час	9,30	9,40	9,43	9,72	9,75	9,82	9,82	9,96	10,12	10,32	10,50	10,67	10,82	10,97	11,12	11,27
в том числе, нормативные утечки теплоносителя из теплосети, м ³ /час	1,99	1,99	1,99	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23
в том числе, из систем теплопотребления	1,39	1,49	1,52	1,57	1,60	1,67	1,67	1,81	1,97	2,16	2,35	2,52	2,67	2,82	2,97	3,12
в том числе, отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
Максимум подпитки в эксплуатационном режиме, м ³ /час	9,30	9,40	9,43	9,72	9,75	9,82	9,82	9,96	10,12	10,32	10,50	10,67	10,82	10,97	11,12	11,27
Максимум подпитки в период повреждения участка, м ³ /час	27,08	31,51	32,83	37,11	38,57	41,79	41,79	48,34	55,59	64,78	73,52	81,33	88,17	95,53	102,35	109,45
Резерв/дефицит мощности водоподготовительных установок для подпитки т/сети, м ³ /час	12,70	12,12	11,95	11,40	11,21	10,79	10,79	9,94	8,99	7,80	6,66	5,64	4,75	3,79	2,90	1,98
Резерв/дефицит мощности водоподготовительных установок, %	58%	56%	56%	54%	53%	52%	52%	50%	47%	43%	39%	35%	31%	26%	21%	15%

Таблица 17 – Годовые затраты воды на восполнение потерь от нормативной утечки в системе теплоснабжения от котельной МП «Теплоснабжение»

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Котельная МП «Теплоснабжение»																
Время работы сети (отопительный период)	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328
Время работы сети (межотопительный период)	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456
Всего подпитка тепловой сети, тыс. м ³ /год	3 035,00	3 043,35	3 049,96	3 101,16	3 103,76	3 105,03	3 108,21	3 109,28	3 109,72	3 110,26	3 110,26	3 112,70	3 113,06	3 113,15	3 113,29	3 113,41
в том числе, нормативные утечки теплоносителя из теплосети, тыс. м ³ /год	175,91	182,03	185,21	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57	189,57
в том числе, из систем теплопотребления, тыс. м ³ /год	138,07	139,37	141,66	149,08	150,91	151,81	154,07	154,84	155,15	155,54	155,54	157,27	157,52	157,59	157,69	157,77
в том числе, пусковое заполнение и регламентные испытания, тыс. м ³ /год	21,02	21,96	23,09	24,47	25,24	25,60	26,52	26,82	26,95	27,11	27,11	27,81	27,91	27,94	27,99	28,02
в том числе, отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, тыс. м ³ /год	2 700,00	2 700,00	2 700,00	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05	2 738,05

Таблица 18 – Годовые затраты воды на восполнение потерь от нормативной утечки в системе теплоснабжения ТЭЦ ФЭИ

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ТЭЦ ФЭИ																
Время работы сети (отопительный период)	5 328	5 328	5 328	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Время работы сети (межотопительный период)	3 456	3 456	3 456	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, тыс. м ³ /год	557,25	557,25	557,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе, нормативные утечки теплоносителя из	102,60	102,60	102,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
теплосети, тыс. м ³ /год																
в том числе, из систем теплопотребления, тыс. м ³ /год	22,42	22,42	22,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе, пусковое заполнение и регламентные испытания, тыс. м ³ /год	8,90	8,90	8,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе, отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, тыс. м ³ /год	423,32	423,32	423,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 19 – Годовые затраты воды на восполнение потерь от нормативной утечки в системе теплоснабжения Обнинской ГТУ ТЭЦ №1

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Обнинская ГТУ ТЭЦ №1																
Время работы сети (отопительный период)	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	5 328	
Время работы сети (межотопительный период)	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	3 456	
Всего подпитка тепловой сети, тыс. м ³ /год	83,70	84,86	85,21	88,11	88,50	89,34	89,34	91,07	92,96	95,38	97,66	99,71	101,49	103,41	105,19	107,04
в том числе, нормативные утечки теплоносителя из теплосети, тыс. м ³ /год	17,49	17,49	17,49	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62	
в том числе, из систем теплопотребления, тыс. м ³ /год	12,25	13,08	13,34	13,78	14,06	14,67	14,67	15,91	17,28	19,02	20,66	22,13	23,41	24,79	26,07	27,40
в том числе, пусковое заполнение и регламентные испытания, тыс. м ³ /год	1,99	2,32	2,41	2,73	2,83	3,07	3,07	3,55	4,09	4,76	5,40	5,98	6,48	7,02	7,52	8,04
в том числе, отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, тыс. м ³ /год	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	51,98	

3.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Согласно п.11.13. «Норм технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП 81 «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 тепловой сети и присоединенных системах теплопотребления независимо от схемы присоединения».

Также это требование установлено п. 6. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» СП 124.13330.2012.

Расчет аварийной подпитки по основным энергоисточникам, по которым планируется прирост тепловых нагрузок или перераспределение присоединенной нагрузки потребителей, представлен в таблице 20

Таблица 20 – Расчет аварийной подпитки от основных энергоисточников

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Котельная МП «Теплоснабжение»																
Объем сети общий, м ³	14 138	14 298	14 939	15 705	16 644	17 168	17 418	18 039	18 248	18 334	18 441	18 441	18 919	18 990	19 009	19 038
Аварийная подпитка тепловой сети (2% от емкости сети), м ³ /час	286	299	314	333	343	348	361	365	367	369	369	378	380	380	381	381
ТЭЦ ФЭИ																
Объем сети общий, м ³	6 053	6 053	6 053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Аварийная подпитка тепловой сети (2% от емкости сети), м ³ /час	121	121	121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обнинской ГТУ ТЭЦ №1																
Объем сети общий, м ³	1 041	1 354	1 575	1 641	1 855	1 929	2 090	2 090	2 417	2 779	3 239	3 676	4 066	4 408	4 777	5 117
Аварийная подпитка тепловой сети (2% от емкости сети), м ³ /час	27	32	33	37	39	42	42	48	56	65	74	81	88	96	102	109

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

4.1. Предложения по строительству новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях города, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии

В Главе 2 и разделе 1.2 представлены перспективные приrostы тепловых нагрузок на территории города. Как показал анализ территорий перспективного теплоснабжения, строительство новых источников тепловой энергии не требуется. Все перспективные потребители могут быть подключены

- к котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Коммунальная - как правило, уплотнительная застройка в границах или вблизи границ зон существующего теплоснабжения;
- к ГТУ-ТЭЦ подключается район Заовражье. При этом по существующему расположению и в ближайшей перспективе (до строительства тепловых сетей от площадки ГТУ-ТЭЦ до района) теплоснабжение будет осуществляться от действующей пусковой котельной.

4.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии

Городская котельная МП «Теплоснабжение»

Тепловая энергия для части потребителей МП «Теплоснабжение» в районе «Мирный» и Старом городе, а также городских очистных сооружений приобретается у стороннего источника – ТЭЦ ФЭИ.

В связи с планируемым выводом из эксплуатации ТЭЦ ФЭИ отказом от теплоснабжения внешних потребителей, данные потребители должны быть обеспечены тепловой энергией от альтернативного источника.

По результатам рассмотрения вариантов перспективного теплоснабжения отключаемых внешних потребителей ТЭЦ ФЭИ, определен наиболее целесообразный вариант – переключение потребителей района Мирный и Старого города на Городскую котельную МП «Теплоснабжение», строительство АБМК для теплоснабжения городских очистных сооружений, и перевод потребителей категории «Прочие» на индивидуальные источники теплоснабжения.

Зона теплоснабжения Городской котельной МП «Теплоснабжение» до и после переключения приведена на рисунках ниже.

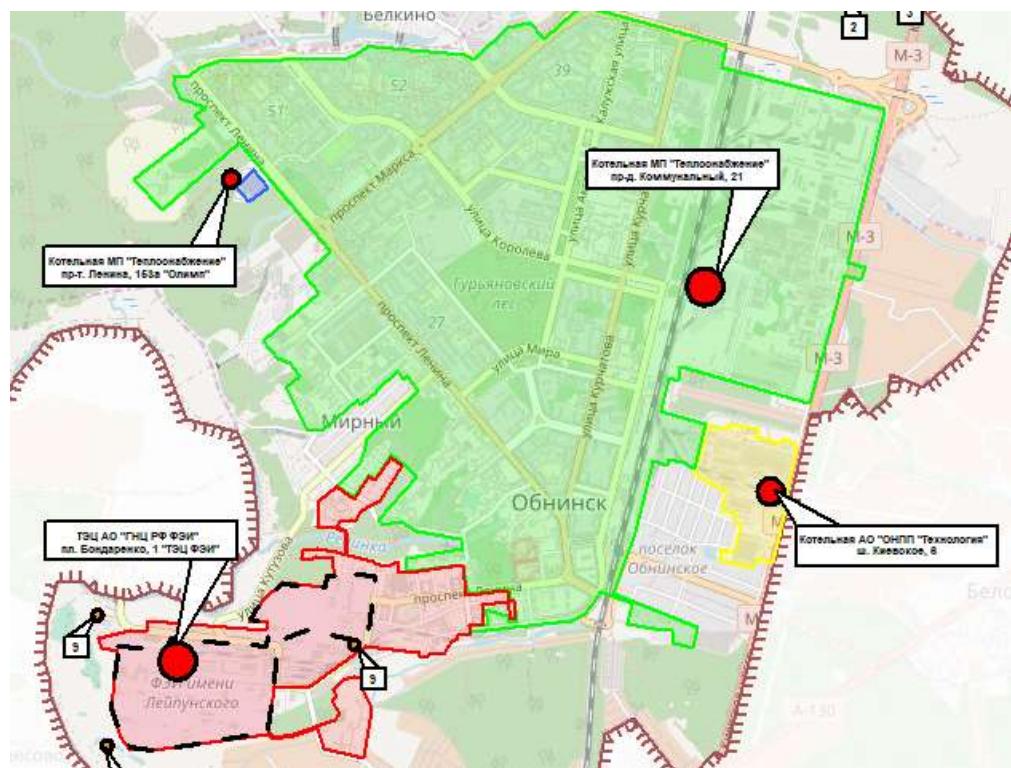


Рисунок 11 – Зона теплоснабжение Городской котельной МП «Теплоснабжение» до переключения

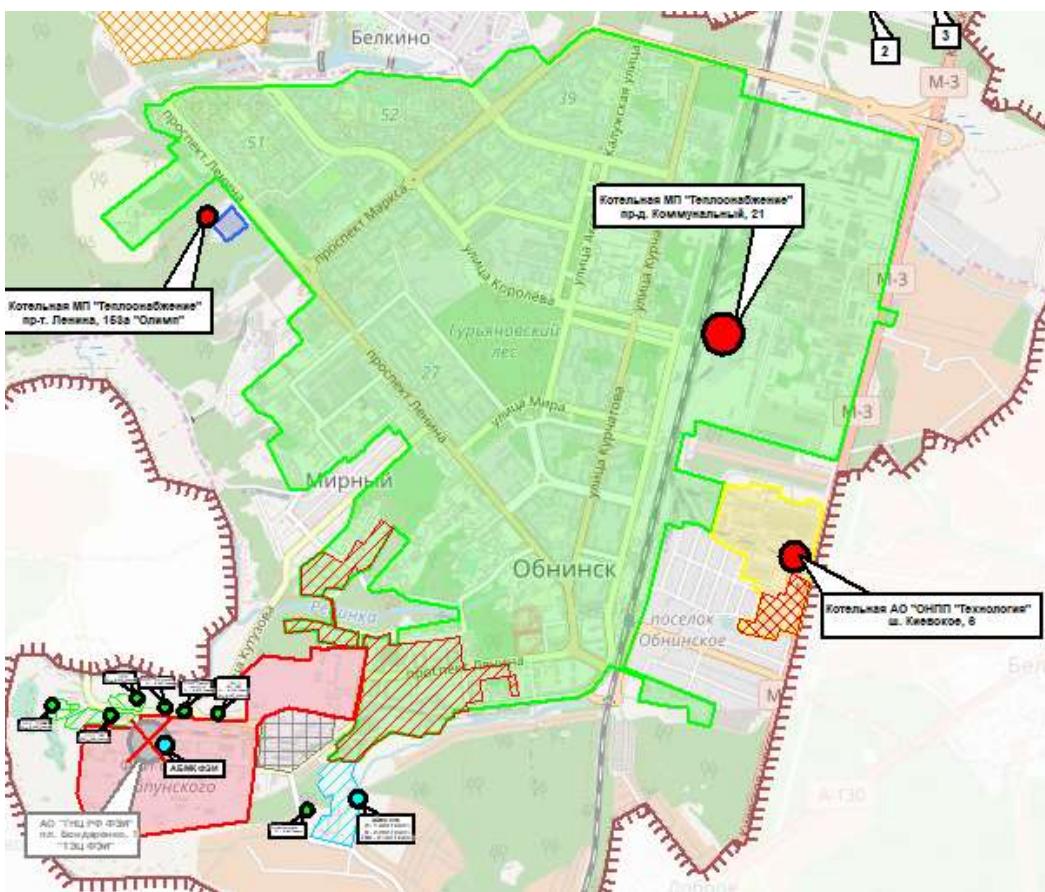


Рисунок 12 –Зона теплоснабжение Городской котельной МП «Теплоснабжение» после переключения

Мероприятия на тепловых сетях для переключения рассматриваемых потребителей представлены в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей...».

Схемой теплоснабжения предусматривается поэтапная модернизация основного оборудования котельной:

- 2021 год – замена парового котла ДЕ-25-14 ГМ №6 на налог с пароперегревателем.
 - 2022 год - замена парового котла ДЕ-25-14 ГМ №7 на налог с пароперегревателем.
 - 2022 год – капитальный ремонт (модернизация) котла КВГМ-100 №8;
 - 2023 год – капитальный ремонт (модернизация) котла КВГМ-100 №9;
 - 2024 год – капитальный ремонт (модернизация) котла КВГМ-100 №10;
 - 2025 год – капитальный ремонт (модернизация) котла ДКВР-20/13 №1;
 - 2026 год – капитальный ремонт (модернизация) котла ДКВР-20/13 №2;
 - 2028 год – капитальный ремонт (модернизация) котла КВГМ-100 №11.

Состав оборудования котельной до и после модернизации представлен в таблице ниже.

Таблица 21 – Существующий и перспективный состав оборудования Городской котельной (пр-д. Коммунальный, 21) МП «Теплоснабжение»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода (кап. Ремонта)	Производитель ность	Марка	Год ввода (кап. ремонта)	Производительнос ть
Паровые котлы						
1	ДКВР-20/13	1971 (2004)	11,5 Гкал/ч (20 т/ч)	ДКВР-20/13	1971 (2025)	11,5 Гкал/ч (20 т/ч)
2	ДКВР-20/13	1971 (2006)	11,5 Гкал/ч (20 т/ч)	ДКВР-20/13	1971 (2026)	11,5 Гкал/ч (20 т/ч)
3	ДЕ-25-14 ГМ	1982	14,5 Гкал/ч (25 т/ч)	ДЕ-25-14 ГМ	2021	14,5 Гкал/ч (25 т/ч)
4	ДЕ-25-14 ГМ	1983	14,5 Гкал/ч (25 т/ч)	ДЕ-25-14 ГМ	2022	14,5 Гкал/ч (25 т/ч)
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-50	2014	50,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2014	50,0 Гкал/ч
2	ПТВМ-50	2015	50,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2015	50,0 Гкал/ч
3	ПТВМ-50	2018	50,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	50,0 Гкал/ч
4	КВ-ГМ-100	1980 (2002)	100,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-100	1980 (2022)	100,0 Гкал/ч
5	КВ-ГМ-100	1982 (2003)	100,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-100	1982 (2023)	100,0 Гкал/ч
6	КВ-ГМ-100	1983 (2004)	100,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-100	1983 (2024)	100,0 Гкал/ч
7	КВ-ГМ-100	2008	100,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-100	2008 (2028)	100,0 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			602,0 Гкал/ч			602,0 Гкал/ч

Фактический срок эксплуатации котлов ДЕ-25-14 ГМ к моменту их замены будет в два раза превышать нормативный, установленный заводом-изготовителем. Существующие газоходы котлов ДЕ-25-14 врезаны в общий газоход водогрейных котлов КВГМ-100 №№ 8 и 9. На данных водогрейных котлах наблюдается перерасход электроэнергии на тягу и дутье, который может свидетельствовать о недостаточном сечении горизонтального участка газохода. Удельные расходы электроэнергии на тягу и дутье по котлам КВГМ-100 приведены на рисунке ниже.

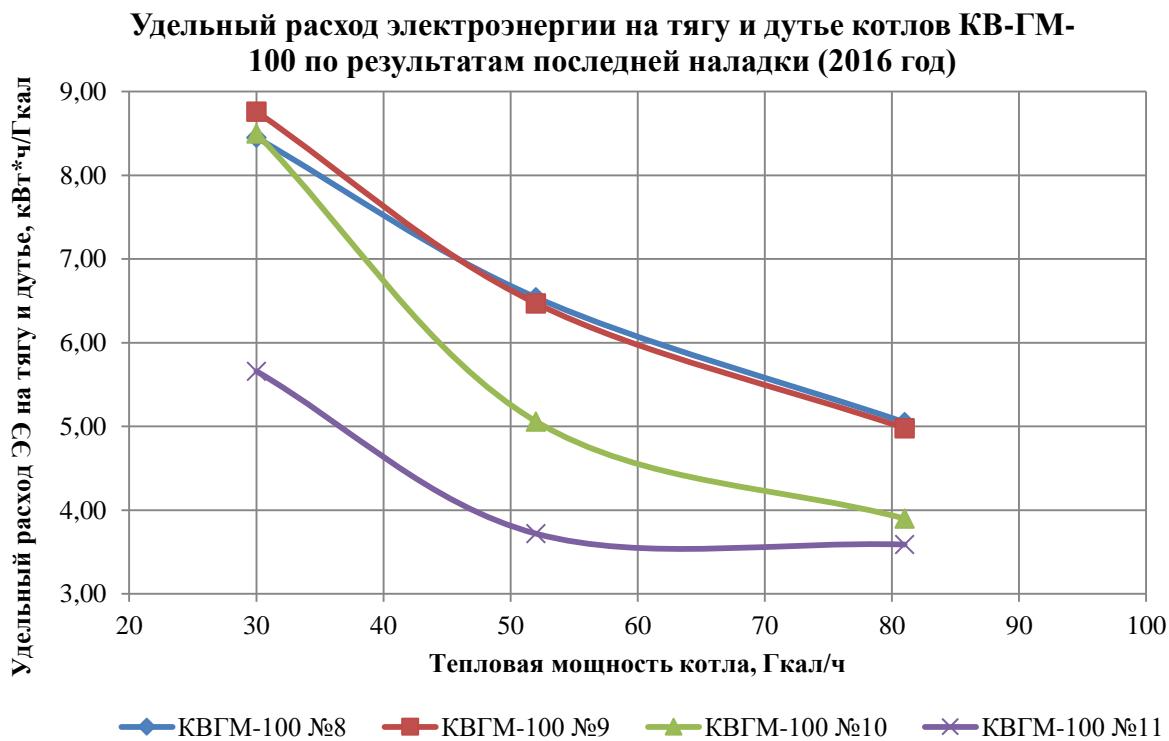


Рисунок 13 – Удельный расход электроэнергии на тягу и дутье котлов КВ-ГМ-100 по результатам последней наладки (2016 год)

Предполагается оснастить каждый заменяемый паровой котел ДЕ-25-14 ГМ отдельной дымовой трубой. Высота дымовой трубы должна быть определена по результатам расчета рассеивания на этапе ТЭО.

Новые паровые котлы ДЕ-25-14 ГМ должны быть оснащены пароперегревателями и иметь параметры острого пара 1,3 МПа и 230 °С. Подъем температуры пара (существующие котлы не имеют пароперегревателей и вырабатывают насыщенный пар) позволит применить паротурбинный привод для сетевых насосов.

Тягодутьевые механизмы новых паровых котлов ДЕ-25-14 ГМ должны иметь частотное регулирование привода.

ГТУ-ТЭЦ ПАО «Калужская сбытовая компания»

Схемой теплоснабжения предусматривается расширение зоны действия ГТУ-ТЭЦ путем включения в нее существующей зоны действия пусковой котельной р-на Заовражье.

Для осуществления данного переключения, в настоящее время ведется строительство тепловой магистрали «ГТУ-ТЭЦ – Пусковая котельная». Завершение строительства магистрали запланировано на 2018 год.

Переключение позволит обеспечить тепловой энергией на отопление, вентиляцию и ГВС существующую и перспективную застройку р-на Заовражье от современного источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Зона действия источников до и после переключения представлена на рисунках ниже.

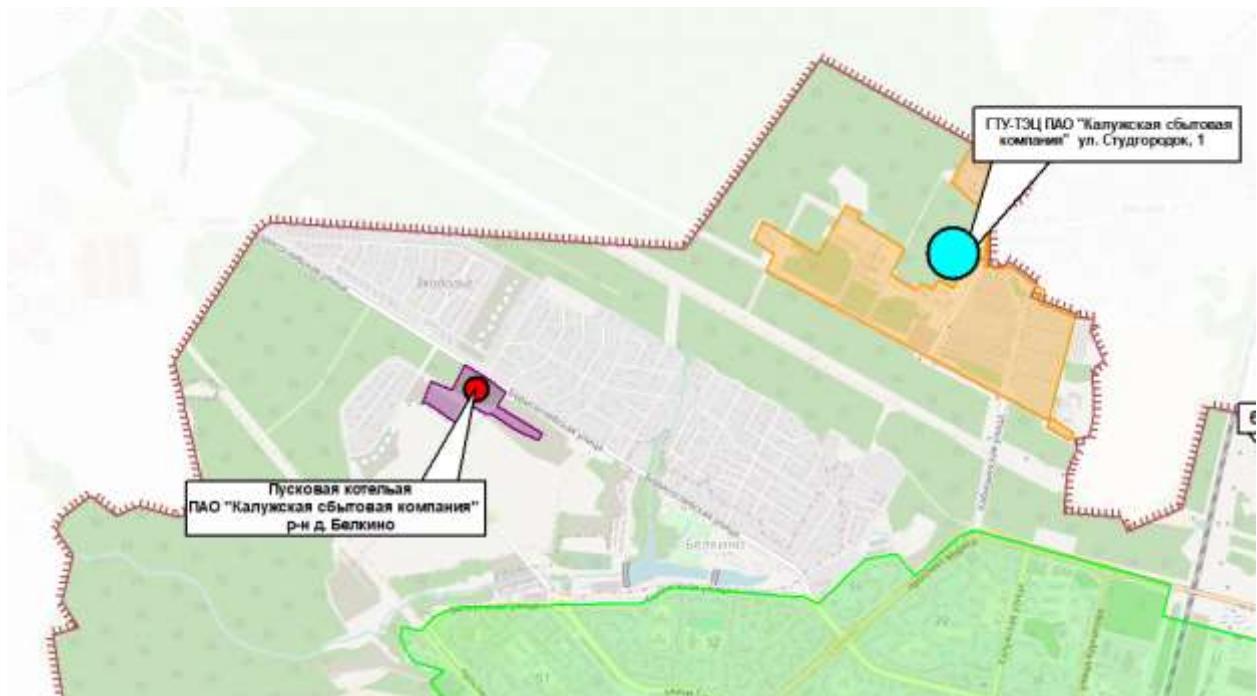


Рисунок 14 – Существующие зоны действия ГТУ-ТЭЦ и пусковой котельной

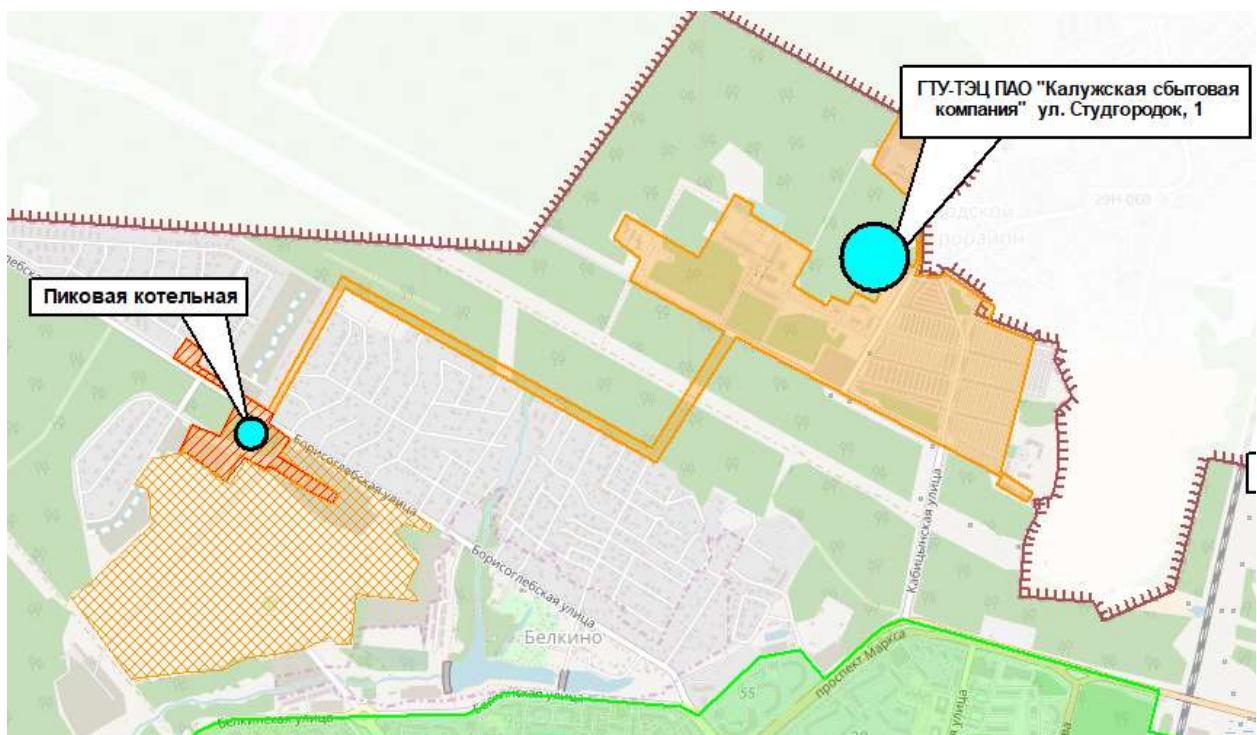


Рисунок 15 – Перспективная зона действия ГТУ-ТЭЦ

Баланс тепловой мощности ГТУ-ТЭЦ после переключения с учетом перспективы прироста тепловых нагрузок, представлен на рисунке ниже. Как видно из рисунка, средний темп прироста тепловых нагрузок района Заовражье в период 2018-2024 года не превысит 1,3 Гкал/ч в год. После 2025 года прирост нагрузок в перспективной зоне действия ГТУ-ТЭЦ составит в среднем 4,1 Гкал/ч, что потребует строительства второй очереди ГТУ-ТЭЦ в составе аналогичного блока.

Устройство второго блока на ГТУ-ТЭЦ к 2025 году позволит обеспечить качественное и надежное теплоснабжение существующих и перспективных потребителей на весь период разработки Схемы теплоснабжения.

Баланс тепловой мощности на период разработки Схемы теплоснабжения

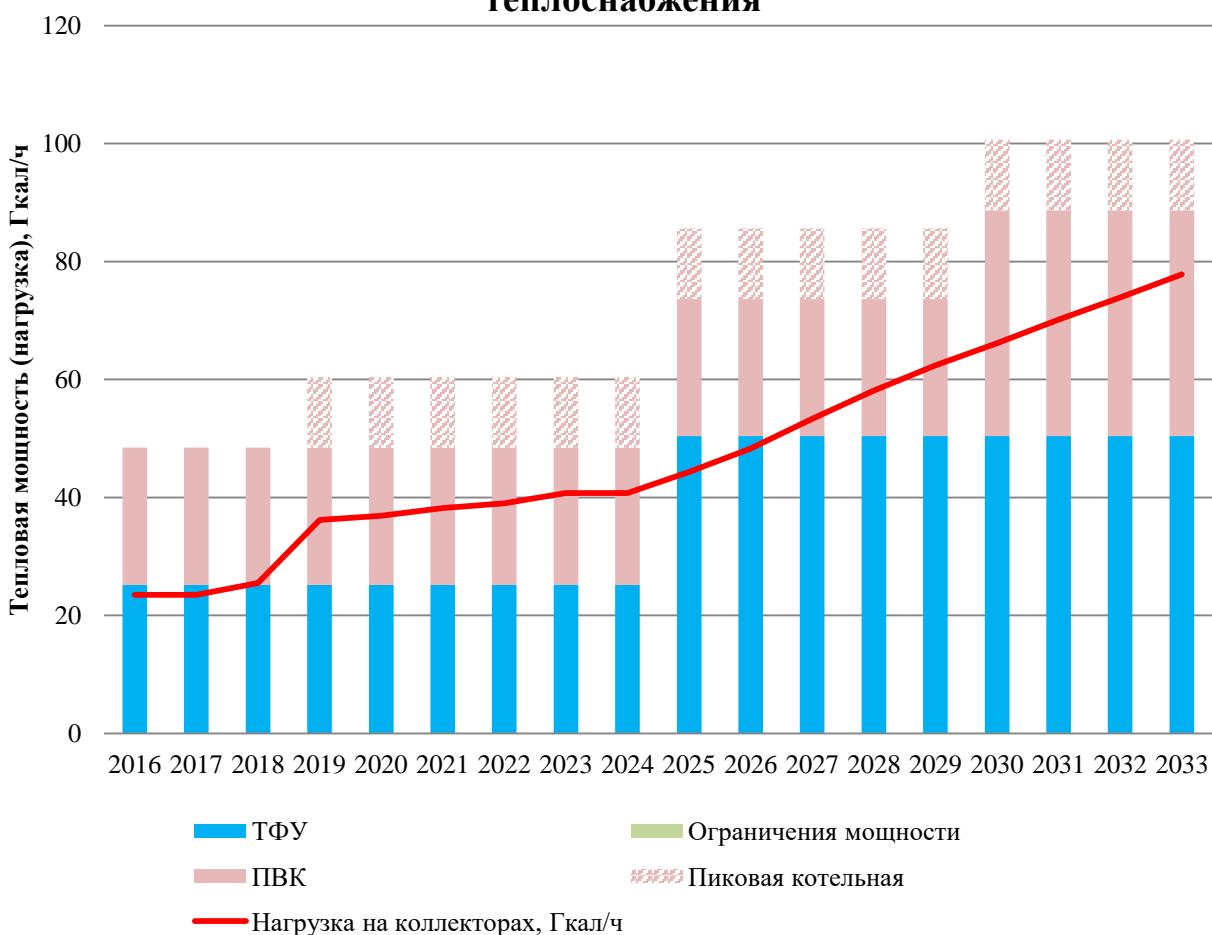


Рисунок 16 – Баланс тепловой мощности ГТУ-ТЭЦ

После переключения пусковая котельная будет переведена в пиковый режим. Существующий источник р-на Заовражье будет представлять собой удаленный котельный цех ГТУ-ТЭЦ с функцией повысительно-смесительной насосной станции.

В настоящее время ГТУ-ТЭЦ недозагружена. Число часов использования установленной тепловой мощности котла-utiлизатора газовой турбины не превышает 1000 ч.

График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2017 год приведен на рисунке ниже. Как видно из рисунка, существующая подключенная нагрузка теоретически может быть полностью покрыта котлом-utiлизатором, однако в связи с ограничением минимальной тепловой мощности КУ, в межотопительный и начало отопительного периода ГТУ-ТЭЦ вынуждена использовать резервные водогрейные котлы, что дополнительно снижает отпуск котла утилизатора.

Фактические среднегодовые нагрузки ГВС в зоне ГТУ-ТЭЦ не превышают 0,3 Гкал/ч, при договорном значении 1,6 Гкал/ч. Столь существенное расхождение в нагрузках ГВС объясняется выраженной неравномерностью режима использования ГВС потребителями категории «прочие». Фактически нагрузки определены корректировкой расчетного баланса тепловой энергии при данных нагрузках на факт 2017 года.

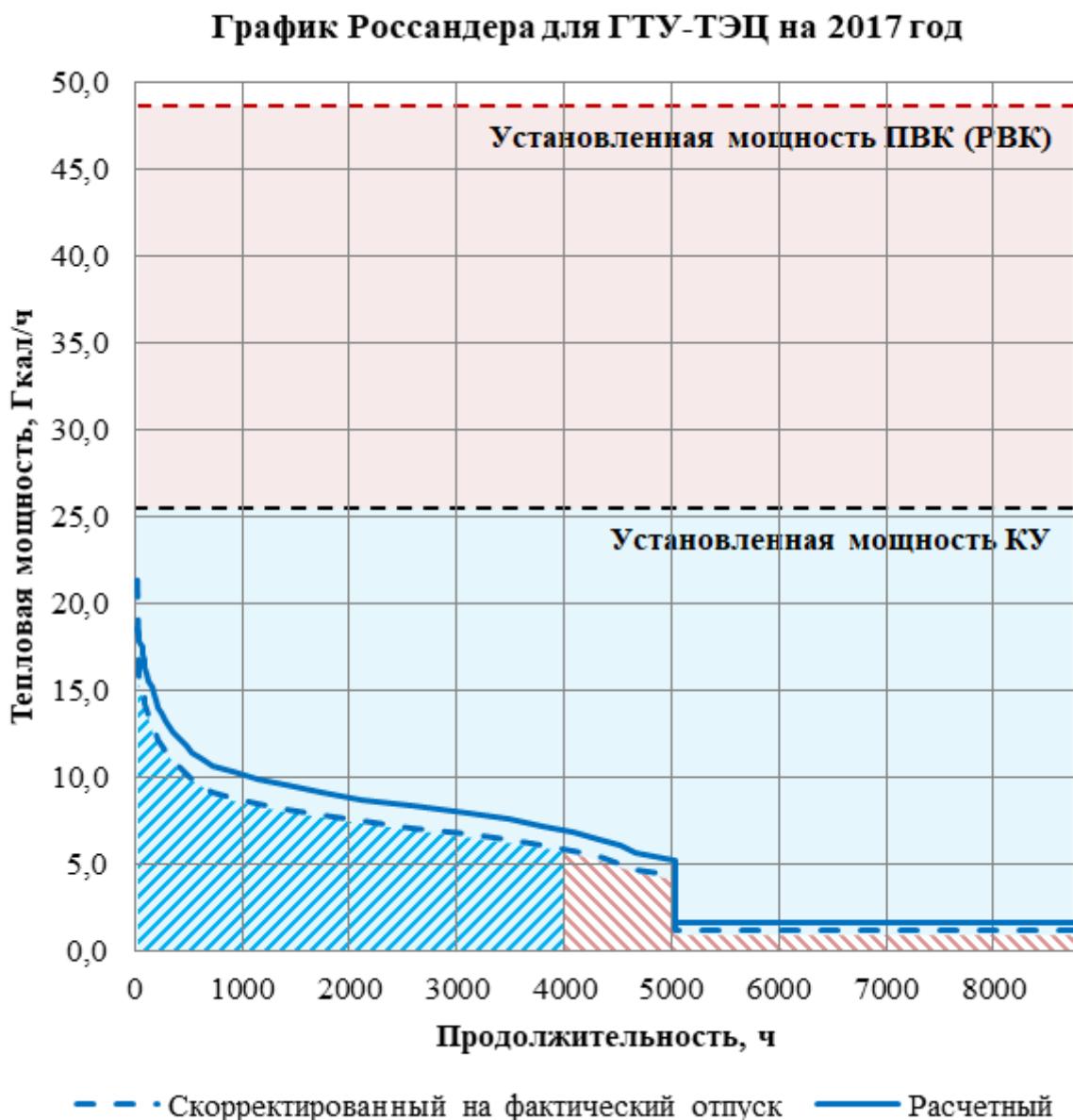


Рисунок 17 – График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2017 год

Переключение нагрузок района Заовражье в 2019 году позволит увеличить отпуск тепловой энергии с коллекторов ГТУ-ТЭЦ до 100,0 тыс. Гкал, что в 4 раза выше существующего уровня.

Увеличение подключенной нагрузки ГВС и отпуска ГВС в отопительный и неотопительный период после заселения большинства новостроек района Заовражье, позволит эксплуатировать газотурбинную установку в летний период.

Число часов использования установленной мощности котла-утилизатора в 2024 году составит до 4000 ч.

График Россандера для ГТУ-ТЭЦ на период 2019 года и 2024 года представлен на рисунке ниже.

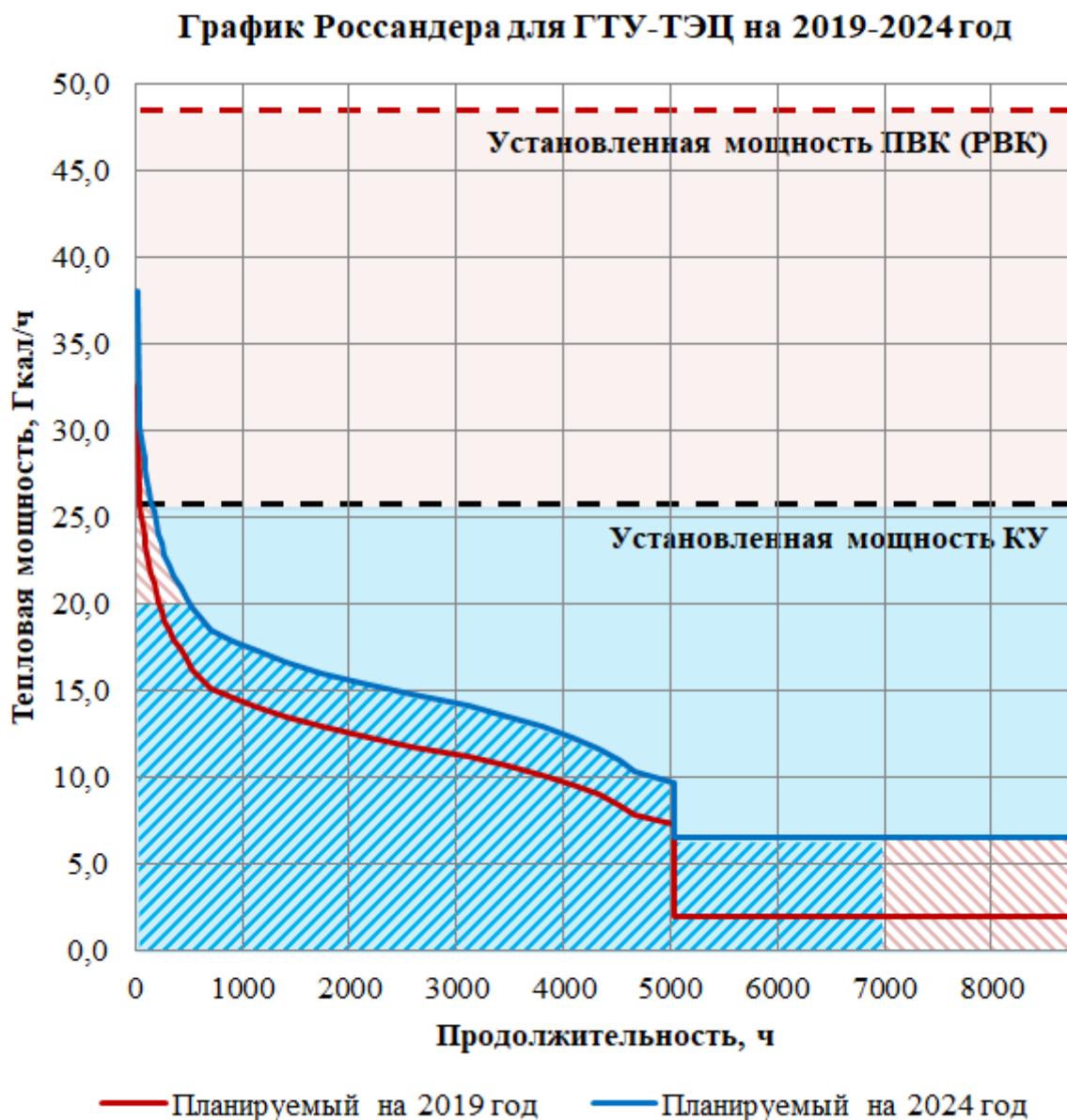


Рисунок 18 – График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2019-2024 гг.

Как видно из рисунка, котел-utiлизатор газовой турбины в период 2019-2024 года будет иметь число часов использования установленной мощности от 2200 ч до 4000 ч. При этом среднегодовое ЧЧИУМ могло бы составлять до 5500 ч в год (с учетом периода ремонта и обслуживания).

Увеличение ЧЧИУМ КУ до 5500 ч позволит дополнительно отпускать от 84,4 тыс. Гкал до 40,0 Гкал в период 2019-2024 года.

Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ГТУ-ТЭЦ может быть реализовано в случае разработки проекта совместной работы ГТУ-ТЭЦ и городской котельной МП «Теплоснабжение».

Прирост нагрузок ГТУ-ТЭЦ до 2033 года составит 46,1 Гкал/ч. График Россандера ГТУ-ТЭЦ на 2033 год представлен на рисунке ниже.

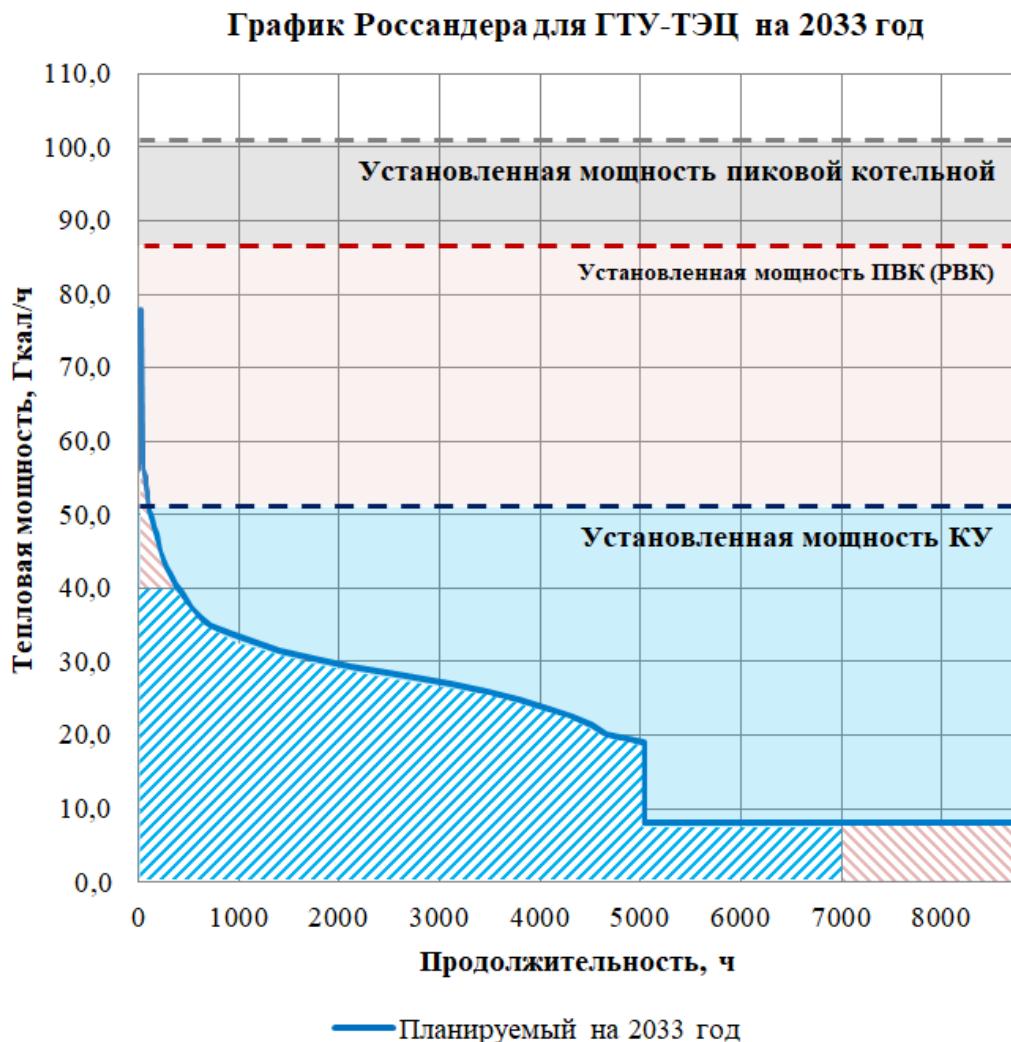


Рисунок 19 – График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2033 год

4.3. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Отдельно классифицировать мероприятия, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения невозможно. Все мероприятия,

рассмотренные в разделах 4.2 и 4.4 направлены на повышение эффективности функционирования систем теплоснабжения.

4.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно и экономически нецелесообразно

ТЭЦ ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»

Схемой теплоснабжения предполагается реконструкция ТЭЦ ФЭИ с выводом существующего оборудования из эксплуатации. Вывод из эксплуатации ТЭЦ связан с высоким износом основного оборудования, чья мощность не соответствует подключенной нагрузке. Срок службы котлов ТЭЦ ФЭИ составляет 52 года. Существующее оборудование ТЭЦ ФЭИ заменяется водогрейной котельной, мощность которой определяется величиной подключенной фактической нагрузки на площадке ФЭИ.

Состав оборудования ТЭЦ ФЭИ до и после реконструкции представлен в таблице ниже.

Таблица 22 – Перечень основного оборудования ТЭЦ ФЭИ до и после реконструкции

Ст. №	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производительность	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производительность
До реконструкции				После реконструкции		
Паровые котлы						
1	ТП-35	1952 (2004)	27,6 Гкал/ч (35 т/ч)	-	-	-
2	ТП-35	1952 (2002)	27,6 Гкал/ч (35 т/ч)	-	-	-
Водогрейные котлы						
3	ПТВ-50	1959 (2004)	50,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-20,0-150	2019	17,2 Гкал/ч
4	ПТВ-50	1959 (2004)	50,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-20,0-150	2019	17,2 Гкал/ч
5	ПТВМ-50	1965 (2004)	50,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-20,0-150	2019	17,2 Гкал/ч
Всего по источнику		205,2 Гкал/ч		51,6 Гкал/ч		

Реконструкция ТЭЦ ФЭИ предполагает отказ от теплоснабжения внешних потребителей по отношению к площадке ФЭИ.

Внешних потребителей предполагается частично переключить на Городскую котельную МП «Теплоснабжение», а частично перевести на индивидуальные источники

теплоснабжения, в том числе индивидуальные теплогенераторы мощностью менее 360 кВт.

Зоны теплоснабжения до и после отключения представлены на рисунке ниже.

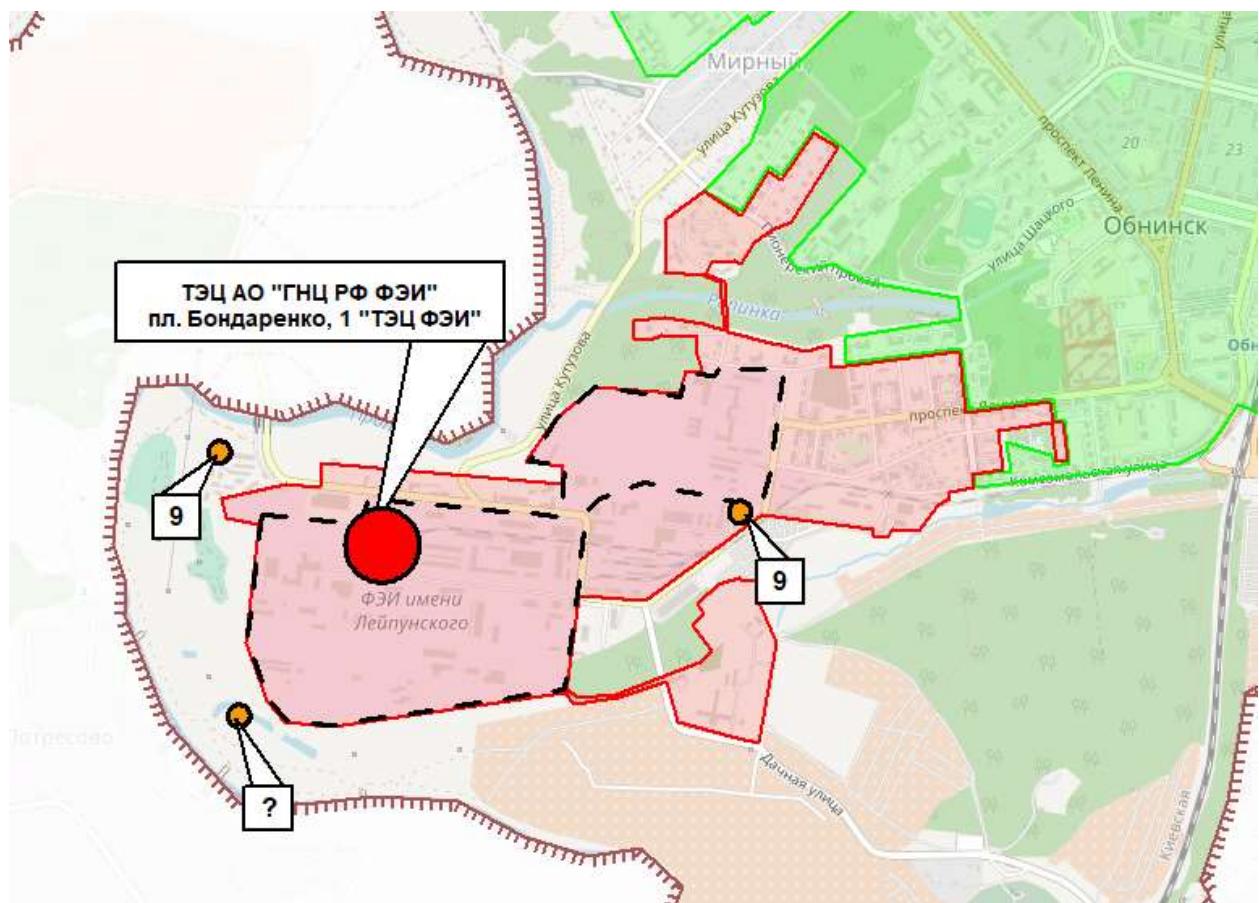


Рисунок 20 – Существующая зона теплоснабжения ТЭЦ ФЭИ

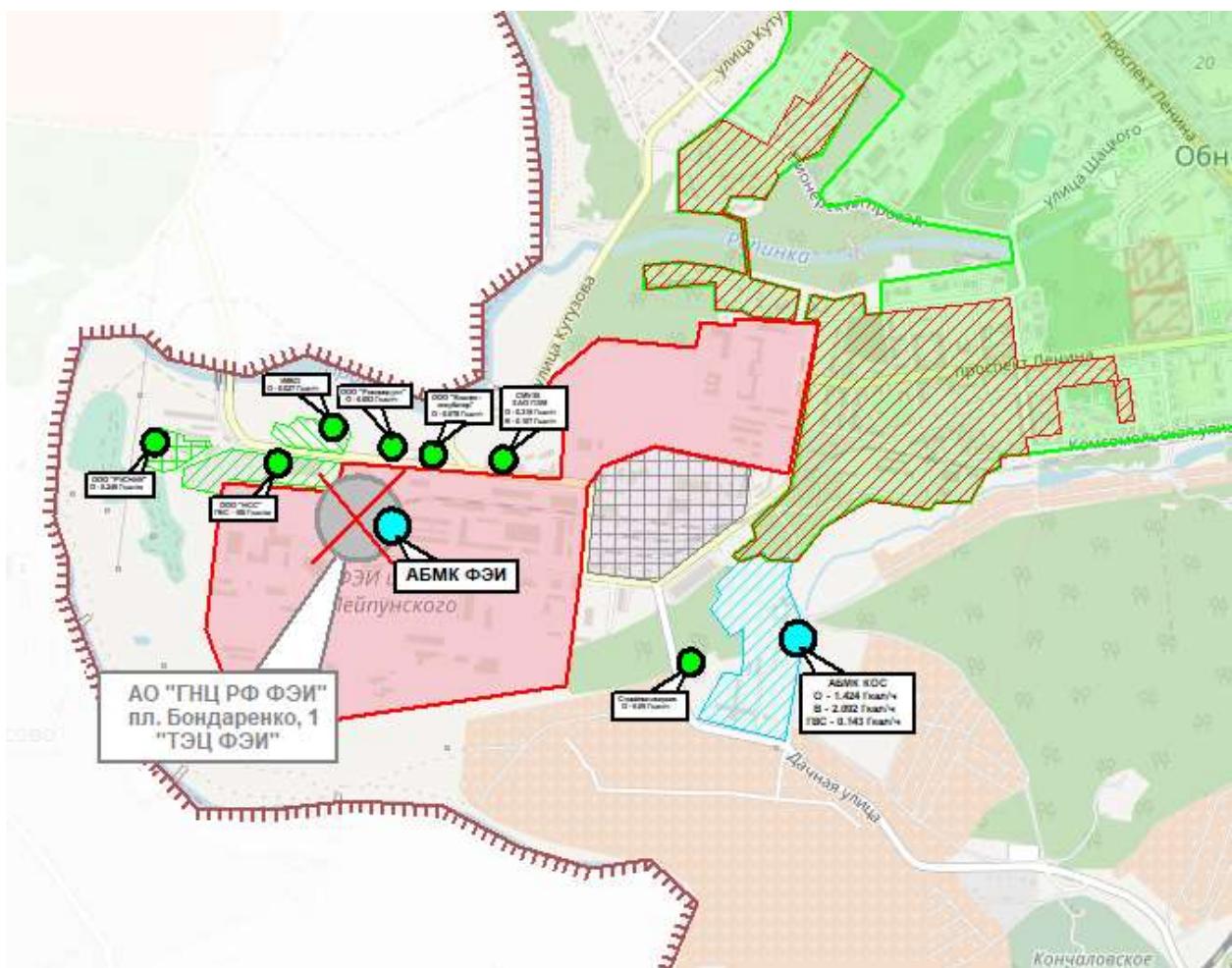


Рисунок 21 – Зона теплоснабжения ФЭИ после переключения

Потребители, переключение которых на городскую котельную МП «Теплоснабжение» технически невозможно или экономически нецелесообразно расположены вдоль ул. Менделеева, а также в районе очистных сооружений.

Планирование устройства нового источника централизованного теплоснабжения вдоль ул. Менделеева для обеспечения тепловой энергией отключаемых потребителей затруднено, т.к. в рассматриваемом районе отсутствуют резервные площадки для размещения инженерной инфраструктуры, а большая часть участков находится в частной собственности.

В такой ситуации единственной возможной альтернативой централизованному теплоснабжению является применение индивидуальных источников у потребителей.

Для потребителей данной группы в соответствии с СП 60.13330.2012 «СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» предусматриваются индивидуальные источники теплоснабжения:

- Теплогенераторные установки – при мощности менее 360 кВт;

➤ Автоматизированные блочно-модульные котельные - при мощности 360 кВт и более.

Планируемые к размещению источники индивидуального теплоснабжения представлены в таблице ниже.

Таблица 23 - Индивидуальные источники теплоснабжения

№ п/п	Наименование объекта	Тип источника теплоснабжения	Установленная мощность источника теплоснабжения, Гкал/ч (кВт)	Нагрузка потребителей, Гкал/ч			
				Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
1	Очистные сооружения (КОС)	АБМК	5,0 (5,81)	3,659	1,424	2,092	0,143
2	Стройполисервис	теплогенераторная	0,1 (0,12)	0,050	0,050		
3	СМУ-35	АБМК	0,6 (0,7)	0,423	0,316	0,107	
4	Бизнес-инкубатор	теплогенераторная	0,1 (0,12)	0,079	0,078		0,001
5	ООО "Роспродукт"	теплогенераторная	0,1 (0,12)	0,056	0,053		0,003
6	УМВД	теплогенераторная	0,05 (0,06)	0,027	0,027		
7	РУСНИК	теплогенераторная	0,3 (0,35)	0,250	0,246		0,004
8	ООО "НСС"	теплогенераторная	0,15 (0,17)	0,134			0,134
9	Прочие потребители	электроотопление	0,15 (0,17)	0,106	0,103		0,003
Всего			2,6 (3,03)	4,78	2,297	2,199	0,288

Технико-экономические показатели источников теплоснабжения, а также капитальные затраты представлены в таблице.

Таблица 24 – Технико-экономические показатели источников тепловой энергии и затраты на реализацию мероприятий

Наименование показателя	Ед. Изм.	До переключения		После переключения									
		Централизованное теплоснабжение		Централизованное теплоснабжение		Индивидуальное теплоснабжение							
		В зоне котельной МП "Теплоснабжение" (реализация МП)	Собственный вывод ТЭЦ-ФЭИ (реализация ФЭИ)	В зоне котельной МП "Теплоснабжение" (реализация МП)	АБМК "КОС" (неопределенная ТСО)	"Стройполисервис"	"СМУ-35"	"Бизнес-инкубатор"	"ООО "Роспродукт"	"УМВД"	"РУСНИК"	"ООО "НСС"	Прочие потребители
Установленная мощность	Гкал/ч				5,000	0,100	0,600	0,100	0,100	0,050	0,300	0,150	0,150
Подключенная нагрузка, в том числе:	Гкал/ч	19,925	1,075	16,266	3,659	0,050	0,423	0,079	0,056	0,027	0,250	0,134	0,106
Отопление	Гкал/ч	14,794	0,823	13,370	1,424	0,050	0,316	0,078	0,053	0,027	0,246		0,103
Вентиляция	Гкал/ч	3,697	0,107	1,605	2,092		0,107						0,000
ГВС	Гкал/ч	1,434	0,145	1,291	0,143			0,001	0,003		0,004	0,134	0,003
Прочее	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Покупка у ТЭЦ-ФЭИ	Гкал	43064,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выработка ТЭ	Гкал	-	2446,6	35139,0	7828,1	96,9	819,7	155,8	111,9	52,3	490,5	460,3	209,3
Собственные нужды	Гкал	-	62,7	0,0	119,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	%	-	2,5%	0,0	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Потери в ТС	Гкал	-	146,8	-469,7	469,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	%	-	6,0%		6,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Полезный отпуск ВСЕГО, в том числе	Гкал	-	2299,8	-7455,3	7358,4	96,9	819,7	155,8	111,9	52,3	490,5	460,3	209,3
ОиВ	Гкал	-	1802,2	-	6813,7	96,9	819,7	151,2	102,7	52,3	476,7	0,0	199,6
ГВС	Гкал	-	497,6	-	489,7	0,0	0,0	4,6	9,2	0,0	13,8	460,3	9,7
Пар	Гкал	-		-	55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
УПО ОиВ	Гкал/(Гкал/ч)	-	1937,9	-	1937,9	1937,9	1937,9	1937,9	1937,9	1937,9	1937,9	1937,9	1937,9
УПО ГВС	Гкал/(Гкал/ч)	-	3424,7	-	3424,7	3424,7	3424,7	3424,7	3424,7	3424,7	3424,7	3424,7	3424,7
Расход газа	тыс. нм ³	-	-	4722,1	1041,0	12,9	109,3	20,8	14,9	7,0	65,4	61,4	27,9
	т.у.т.	-	-	5524,9	1218,0	15,1	127,9	24,3	17,5	8,2	76,5	71,8	32,6
	кг у.т./Гкал	-	-	157,23	158,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0
Расход ХВ	тыс. м ³	-	-	17,57	3,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	м ³ /Гкал	-	-	0,50	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход ЭЭ	тыс. кВт*ч	-	-	918,9	192,7	1,5	12,3	2,3	1,7	0,8	7,4	6,9	3,1
	кВт*ч/Гкал	-	-	26,15	25,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Капитальные затраты в ценах 2018 г. без НДС	млн. руб.	-	-	-	45,6	1,63	4,33	1,63	1,63	1,4	2,54	1,81	1,81
Год реализации	год	-	-	-	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020

4.5. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Для оценки эффективности строительства источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на базе отопительных котельных следует оценить рентабельность таких энергоисточников в существующих условиях рынка.

Цена электроэнергии и природного газа принимается по текущей средней цене покупки МП «Теплоснабжение» в 2016 году, стоимость тепловой энергии – по экономически обоснованному тарифу МП «Теплоснабжение» на 2016 год. В таблице ниже приведены соответствующие стоимость эквивалента энергии (руб./ГДж) данных энергоносителей вместе с максимально возможной добавленной стоимостью производства тепловой и электрической энергии при сжигании газа.

Теплосетевая организация – организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии.

Таблица 25 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа

Наименование	Ед. изм.	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Природный газ
Цена электрической энергии (1-й ценовой зоне)	руб./кВт*ч	4,06		
Стоимость тепловой энергии на котельных	руб./Гкал		1469,1	
Стоимость газа	руб./тыс.нм ³			4980
Переводной коэф. для ЭЭ	кВт*ч/ГДж	277,78		
Переводной коэф. для ТЭ	Гкал/ГДж		0,2389	
Переводной коэф. для газа	тыс.нм ³ /ГДж			0,038
Стоимость эквивалента энергии	руб./ГДж	1127,8	350,9	189,4
Максимально возможная добавленная стоимость	руб./ГДж	938,4	161,5	-

Стоимость эквивалента энергии, руб./ГДж

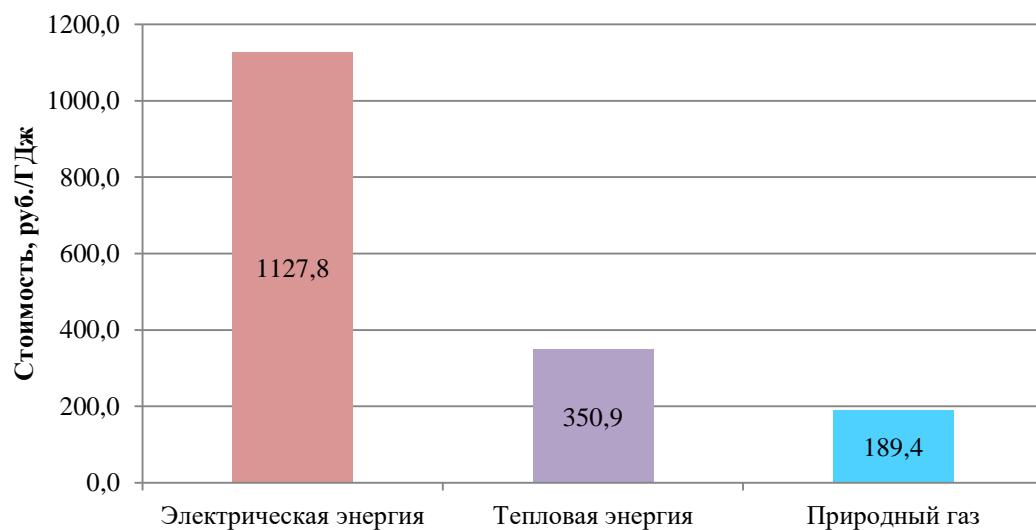


Рисунок 22 – Стоимость эквивалента энергии

Экономия от производства электрической энергии из газа равна разнице между добавленной стоимостью (добавленная стоимость в данном случае равна стоимости приобретаемой электроэнергии за минусом стоимость приобретенного газа) и прочими операционными расходами. Максимальная добавленная стоимость соответствует 100% электрическому КПД и отсутствию прочих операционных расходов. Как повышается стоимость эквивалента электрической энергии (стоимость топливной составляющей без учета прочих операционных расходов) при снижении КПД показывает следующий график.

Соотношение себестоимости производства эквивалента электроэнергии в зависимости от КПД и стоимости ее на рынке

**Рисунок 23 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии**

Как видно, топливная составляющая производимой электрической энергии равна цене ее покупки при КПД производства электрической энергии менее 12%. Современные газопоршневые и газотурбинные установки имеют КПД порядка 27% - 40%, что обеспечивает топливную составляющую меньше 500 руб./ГДж.

То же самое, только для стоимости топливной составляющей в кВт*ч электроэнергии, показывает следующий график.

Соотношение себестоимости производства электроэнергии в зависимости от КПД и стоимости ее на рынке

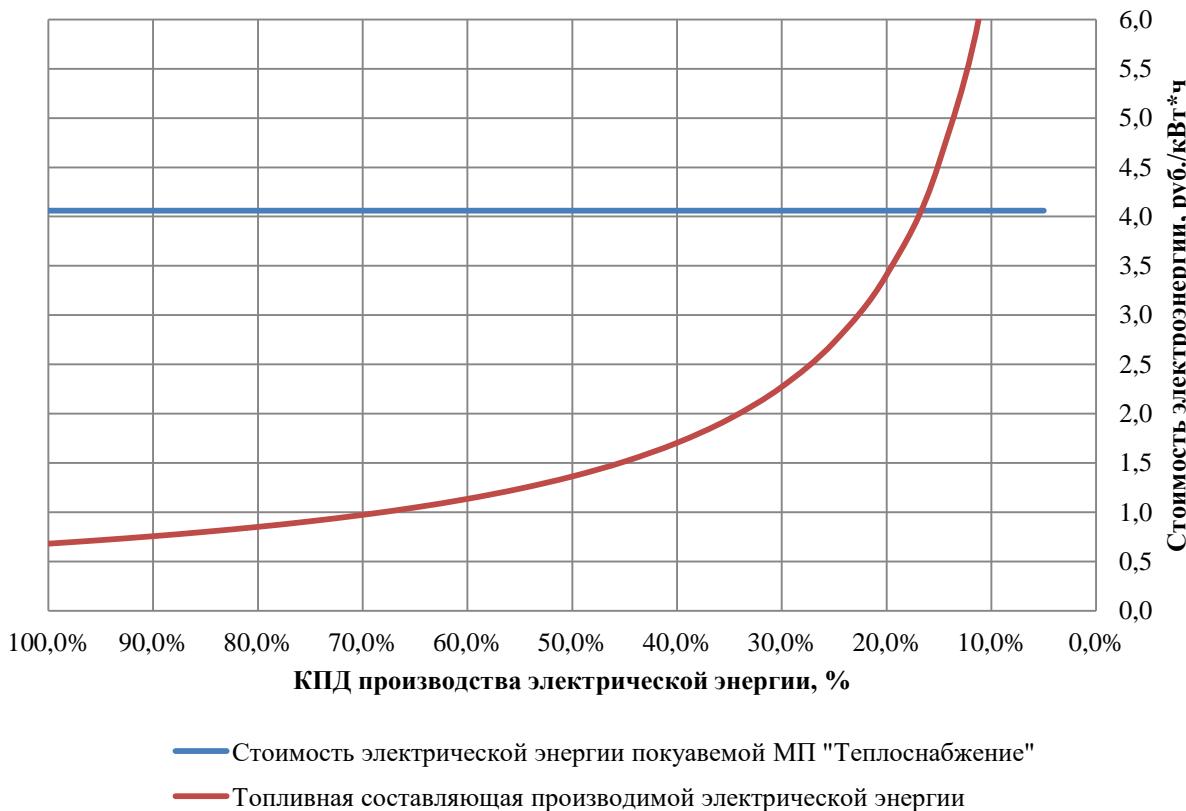


Рисунок 24 – Соотношение топливной составляющей электроэнергии

Для энергоустановок, работающих в комбинированном цикле, электрический КПД определяется расходом условного топлива на выработку электрической энергии, который в свою очередь, зависит от принятого метода разнесения затраченного топлива на производство электрической и тепловой энергии и коэффициентом использования топлива всей установки.

Для исключения условного перекрестного субсидирования между тепловой и электрической частью, для рассматриваемых типов когенерационных источников целесообразно принять удельный расход топлива на выработку тепловой энергии соответствующим современной котельной – 156 кг у.т./Гкал. Для определения характерных соотношений тепловой и электрической мощности для различных групп оборудования в зависимости от электрического КПД установки без теплофикации (конденсационный режим) воспользуемся обобщенными зависимостями.



Рисунок 25 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД

В качестве примера рассмотрим две установки комбинированной выработки на базе:

- паровой турбины типа «Р» (13,0 кгс/см², 250 °C);
- газовой турбины с электрическим КПД 35% и утилизацией тепла (без дожигания).

Показатели для таких установок представлены в таблицах ниже соответственно.

Таблица 26 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе турбины типа «Р»

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при Кут=0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при Кут=1, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	14,0	5,0	0,86	2460,0	276,0	156,0

Таблица 27 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при Кут=0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при Кут=1, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	1,2	35,0	0,84	351,4	164,2	156,0

Как видно из таблиц, при отнесении на тепловую энергию топливной составляющей в размере 156,0 кг у.т./Гкал, УРУТ на выработку электрической энергии при 100% утилизации тепла составит 276,0 г.у.т./кВт*ч для турбины типа «Р» и 164,2 г.у.т./кВт*ч для ГТУ, что соответствует топливной составляющей в 1 кВт*ч производимой электроэнергии – 1,14 руб. и 68 копеек соответственно.

Число часов использования установленной электрической мощности когенерационной установки с утилизацией тепла не может превышать 5000 ч.

Поскольку в существующих рыночных условия паровая турбина типа «Р» или газотурбинная мини-ТЭЦ не может претендовать на получение платы за мощность, компенсирующую возврат инвестиций и прочие операционные расходы, рассмотрим возможные доли этих расходов в себестоимость электроэнергии, производимой паровой турбиной типа «Р» и ГТУ в когенерационном режиме, при ЧИУМ – 5000 часов и простом сроке окупаемости 7 лет, в зависимости от удельных капитальных вложений.

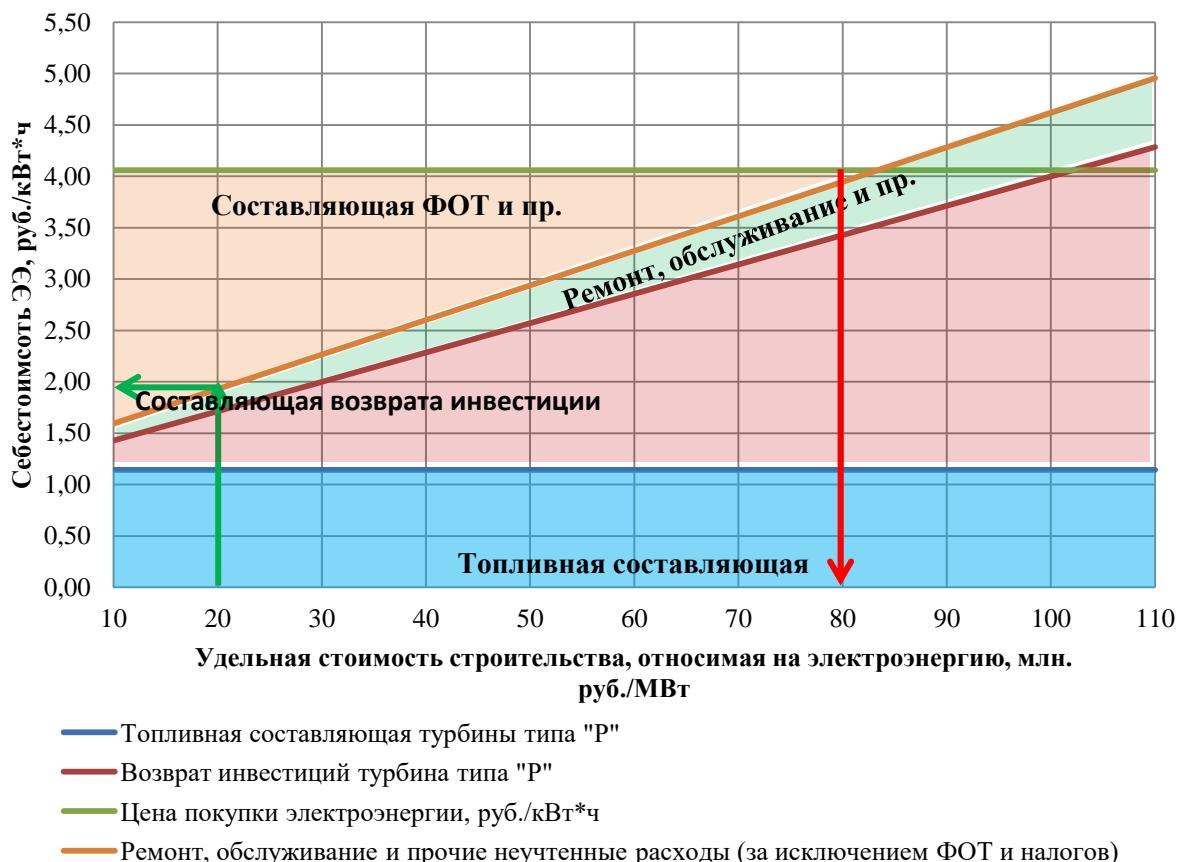


Рисунок 26 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии паровой турбины типа «Р»

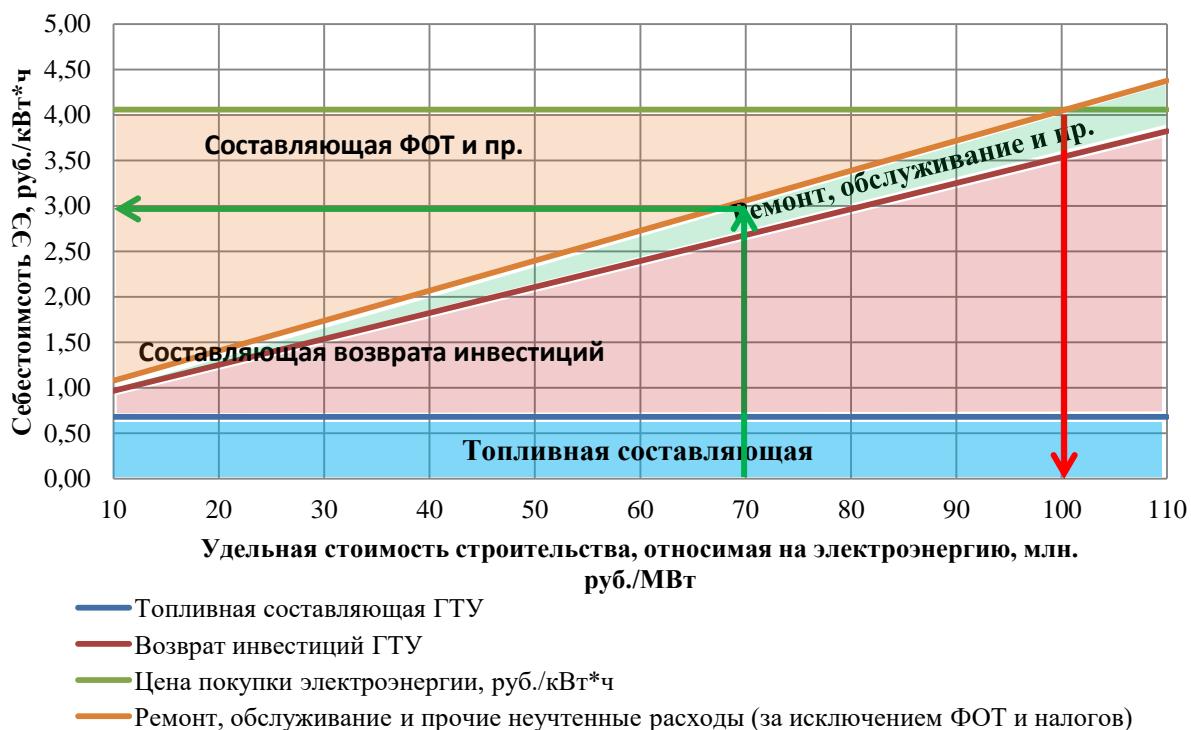


Рисунок 27 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ

Как видно из приведенных графиков, при удельной стоимости строительства когенерационной остановки на базе паровой турбины типа «Р» более 80 млн. руб./МВт

(электрической мощности), прочие составляющие, такие как заработка персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие и ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость. Фактическая же стоимость строительства рассматриваемых паровых турбин типа «Р» в настоящее составляет 25,0-35,0 млн. руб./МВт, что могло бы делать их строительство в рассмотренных условиях привлекательными. При использовании существующих паровых котлов, генерацию на базе паровых турбин типа «Р» целесообразно рассматривать при электрической мощности от 2 МВт, ЧЧИУМ – 5000 ч, и стоимости строительства 20,0 млн. руб./МВт.

Удельная стоимость строительства ГТУ, при которой прочие составляющие, такие как заработка персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие и ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость составляет 100 млн. руб./МВт. Фактическая стоимость строительства ГТУ малой мощности составляет 65,0-75,0 млн руб./МВт. При удельной стоимости строительства в 70 млн. руб./МВт, на ФОТ и прочие отчисления будет приходиться 1,0 руб./кВт*ч, или 5,0 млн. руб. в год на 1 МВт установленной мощности (ЧЧИУМ – 5000 ч). Когенерационную установку на базе ГТУ целесообразно рассматривать при установленной электрической мощности от 4 МВт, ЧЧИУМ – 5000 ч, и стоимости строительства не выше 75,0 млн. руб./МВт.

4.6. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы

Проектом актуализированной Схемы теплоснабжения не предусматривается перевод котельных города в пиковый режим работы по отношению к источникам комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также по отношению к крупной котельной МП «Теплоснабжение».

4.7. Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе

Загрузка котельной МП «Теплоснабжение», ГТУ ТЭЦ ПАО «КСК» будет увеличиваться течение расчетного срока, что обусловлено подключением перспективных потребителей тепловой энергии.

Кроме перспективных потребителей к городской котельной МП «Теплоснабжение» переводятся существующие внешние потребители ТЭЦ ФЭИ, расположенные в пределах городской застройки.

Оставшиеся внешние потребители ТЭЦ ФЭИ, теплоснабжение которых невозможно от МП «Теплоснабжение» переводятся на индивидуальные теплогенераторы мощностью менее 360 кВт.

4.8. Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценка затрат при необходимости его изменения

4.8.1. Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для котельной МП «Теплоснабжение».

Тепловые сети от котельной МП «Теплоснабжение» были запроектированы на температурный график 150/70.

В настоящее время работа осуществляется по этому температурному графику со срезкой температуры отпускаемого теплоносителя 115 °С. Принятая срезка обусловлена как необходимостью сохранения надежной работы тепловых сетей при повышении риска их повреждений с большим повышением температуры теплоносителя, так и фактической избыточностью отпускаемой тепловой энергии при больших значениях температуры теплоносителя. Массовых жалоб на пониженную температуру воздуха в отапливаемых помещениях при работе в диапазоне срезки температурного графика не фиксируется.

МП «Теплоснабжение» строго выдерживает принятый температурный график. Фактический температурных график за 2016 год приведен на следующем рисунке.

Настоящая актуализация схемы теплоснабжения сопровождалась предусмотренной Техническим заданием дополнительной работой по анализу фактических режимов отпуска тепловой энергии (по данным приборов учета у потребителей и на котельной), выявления фактических параметров теплопотребления и расчета по этим параметрам оптимальных графиков качественно-количественного регулирования.

Теплогидравлические режимы потребителей и котельной МП «Теплоснабжение» анализировались с помощью специального программного комплекса, позволяющего рассчитывать статические режимы системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) для модели с обобщенным потребителем.

В модели учтены:

А) Параметры, характеризующие конструктивные особенности звеньев СЦТ: параметры теплоотдачи и гидравлического сопротивления прямой и обратной теплотрасс; гидравлическое сопротивление обобщенного потребителя; параметры теплопередачи ограждающих конструкций и теплоотдачи отопительных приборов обобщенного потребителя; расход теплоносителя в системе циркуляции ГВС и параметр теплоотдачи

системы циркуляции ГВС; коэффициенты смешения прямого и обратного теплоносителя в систему отопления и (для открытых систем) в систему ГВС;

Б) Возмущающее воздействие – температура наружного воздуха;

В) Режимные управляющие (входные или задаваемые) параметры: температура прямого теплоносителя и располагаемый напор на коллекторах источника;

Г) Режимные параметры состояния системы (выходные параметры): температуры воздуха внутри отапливаемых помещений, температуры воды в системе ГВС (эти два параметра являются целевыми управляемыми параметрами), температуры обратного теплоносителя из отопительной и циркуляционной систем;

Д) Параметры, определяемые поведением «потребителя»: разбор горячей воды, бытовые тепловыделения, изменение теплопередачи ограждающих конструкций степенью открытия оконных проемов (проветривание), и, возможно, дополнительный нагрев сторонними источниками тепла (при недотопах).

Использованный программный комплекс реализует следующие основные типы расчетов:

1) Идентификация фактических параметров, характеризующих конструктивные особенности звеньев СЦТ, и фактических параметров, определяемых поведением «потребителя», в результате обработки данных приборов учета, фиксирующих как входные так и выходные параметры на достаточно длительном интервале времени (для не измеряемого выходного параметра – температуры внутреннего воздуха делаются экспертные оценки, распространяемые на некоторый интервал значений температуры наружного воздуха);

2) Моделирование состояния системы (расчет выходных параметров) при заранее идентифицированных, взятых из проектной документации или просто заданных конструктивных параметрах системы и управляющих воздействиях;

3) Расчет требуемых управляющих воздействий, приводящих систему с идентифицированными или заданными параметрами в нужное состояние.

Данные указанных расчетов приведены в Приложении 2.

Ниже приводятся основные выводы из проделанной работы.

1. Договорные нагрузки на отопление зданий в целом весьма точно соответствуют фактическим теплопотерям зданий. В отличие от большинства других городов, где фактические теплопотери существенно ниже договорных нагрузок, фактические теплопотери многоквартирных зданий города Обнинска нередко и превышают значения договорных нагрузок (до 15%). Однако входящие в тепловой баланс зданий бытовые теплопоступления, а также теплопоступления от циркуляционных систем ГВС (в сумме

составляющие 15-25% от расчетной отопительной нагрузки, позволяют весьма значительно снизить температуру подаваемого теплоносителя.

2. Расход теплоносителя, фактически поступающий в отопительные системы при установившемся гидравлическом режиме, в средней на 25-30% выше номинального для температурного графика 150/70, что также позволяет работать при сниженном наклоне температурного графика качественного регулирования.

3. Для систем теплоснабжения зданий с ГВС и циркуляционными системами характерны относительно высокие значения циркуляционного расхода. Фактический циркуляционный расход в таких зданиях нередко в 5 и более раз превышает расход ГВС, в то время как для проектных значений среднее отношение циркуляционного расхода к расходу на ГВС составляет 2,8 (что также много и обусловлено принятыми проектными решениями циркуляционных систем). В связи с этим, управляющим компаниям должна быть поставлена задача сокращения циркуляционных расходов теплоносителя в зданиях, где фактический перепад температуры в циркуляционной системе составляет менее 8 °C. По экспертной оценке, это позволит сократить циркуляционный расход в среднем на 30%, что приведет к повышению расхода, поступающего в системы отопления на 10% и обусловит еще один фактор снижения температуры теплоносителя, подаваемого в систему теплоснабжения. Наладка циркуляционных систем оценивается в среднем по 100 000 рублей на одно многоквартирное здание.

4. Анализ фактических теплогидравлических режимов потребителей, выполненный по приборам учета, показал существенное снижение фактического коэффициента теплоотдачи отопительных систем относительно проектных значений. В среднем теплоотдача отопительных систем на 15% меньше проектной, что обусловлено их застанием. Управляющим компаниям должна быть поставлена задача промывки отопительных систем, что также даст возможность значительного снижения расчетной температуры теплоносителя. Промывка отопительных систем оценивается в среднем по 40 000 рублей на одно многоквартирное здание.

Оптимальные температурные графики как без выполнения перечисленных мероприятий, так и при их выполнении, приведены в Приложении 2. Как видно, при выполнении указанных мероприятий ограничение максимально температуры теплоносителя до 115 °C позволит обеспечить расчетную температуру внутри отапливаемых помещений на уровне 18 °C.

4.9. Предложения по перспективной установленной мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой

мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей

Предложения по перспективной установленной мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей представлены в разделе 2.4.

4.10. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Согласно СиПР Калужской области на 2018-2022 годы, ввод новых и реконструкция существующих источников энергии с использованием возобновляемых источников не предусматривается. На территории Калужской области отсутствуют местные виды топлива, ввиду чего их использование при производстве электрической и тепловой энергии на территории г. Обнинска невозможно.

4.11. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также возобновляемые источники энергии

Основным видом топлива для ТЭЦ и котельных является природный газ.

Газоснабжение источников тепловой энергии, расположенных в административных границах города Обнинска, от трех газораспределительных станций находящихся на балансе ПАО «Газпром»:

- ГРС «Обнинск-1» («Комсомольская»);
- ГРС «Обнинск-2» («Белкино»);
- ГРС «Карпово».

Качество газа на трех ГРС не различается между собой и соответствует требованиям ГОСТ. Калорийность газа в последние годы возрастает.

Поставку природного газа осуществляет АО «Газпром распределение Обнинск».

Резервным видом топлива для ТЭЦ и некоторых котельных является топочный мазут. Сводные данные о видах топлива, применяемого на источниках теплоснабжения, представлены в таблице ниже.

Таблица 28 - Виды топлива, применяемого для производства тепловой энергии на источниках теплоснабжения города Обнинск

№ п/п	Наименование ТСО	Наименование источника	Основное топливо	Резервное топливо
1	ПАО "Калужская сбытовая компания"	ГТУ-ТЭЦ	природный газ	дизельное топливо
2	МП "Теплоснабжение"	Городская котельная	природный газ	нет/мазут
3		Котельная "Олимп"	природный газ	нет
4	АО "ГНЦ РФ ФЭИ"	ТЭЦ ФЭИ	природный газ	топочный мазут
5	АО "НИФХИ"	НИФХИ	природный газ	нет

6	АО "ОНПП "Технология"	ОНПП	природный газ	топочный мазут
7	ФГБНУ "ВНИИРАЭ"	ВНИИРАЭ	природный газ	нет

Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

5.1. Переключение тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г.

К началу отопительного сезона 2020 г. ТЭЦ ФЭИ выводится из эксплуатации «в связи с моральным и техническим износом оборудования» (письмо АО «ГНЦ РФ ФЭИ» Главе Администрации г. Обнинска от 20.01.2017 №224/7.53-04/279Б). Для теплоснабжения собственных объектов АО «ГНЦ РФ ФЭИ» планирует строительство нового источника на территории промплощадки. Теплоснабжение сторонних потребителей прекращается.

На текущий момент ТЭЦ ФЭИ имеет подключенную нагрузку 59,62 Гкал/ч в воде (отопление – 27,973 Гкал/ч, вентиляция – 30,137 Гкал/ч, ГВС – 1,5 Гкал/ч). Из них нагрузка собственных объектов ФЭИ составляет 42,622 Гкал/ч; нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение» – 15,908 Гкал/ч; нагрузка сторонних потребителей, не присоединенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение» – 1,08 Гкал/ч.

При отказе ФЭИ от теплоснабжения всех сторонних потребителей возникает необходимость поставки тепловой энергии объектам, непосредственно присоединенным к тепловым сетям от котельной МП «Теплоснабжение» в Старом городе и п. Мирный, а также очистным сооружениям (КОС) и сторонним потребителям, находящимся за территорией ФЭИ и не имеющим такого присоединения.

Для теплоснабжения объектов очистных сооружений (КОС) схемой теплоснабжения г. Обнинска предусматривается строительство АБМК. Для сторонних потребителей, находящихся за территорией ФЭИ и не имеющих присоединения к тепловым сетям котельной МП «Теплоснабжение», схемой теплоснабжения предусматривается индивидуальное теплоснабжение.

Для переключения потребителей ТЭЦ ФЭИ, непосредственно присоединенных к тепловым сетям от котельной МП «Теплоснабжение» в Старом городе и п. Мирный необходимо провести следующий ряд мероприятий.

5.1.1. Реконструкция магистральной тепловой сети по ул. Королева от котельной МП «Теплоснабжение» до ТК-58

Возможность переключения потребителей Старого города и п. Мирный существует, так как тепловые сети ТЭЦ ФЭИ в этих зонах непосредственно связаны с тепловыми сетями котельной. Однако, в связи со значительным приростом тепловой нагрузки на котельную МП «Теплоснабжение» необходимо провести реконструкцию тепловой сети Ду600 от котельной до ТК-1 на Ду700 и тепловой сети Ду700 от ТК-1 до ТК-58 на Ду900. Реконструкция трубопроводов поможет поддерживать необходимый гидравлический режим тепловой сети, в особенности в северной и северо-западной части города (мкр. 51 и др.).

Стоимость реконструкции составит 239,715 млн. руб. без НДС в ценах 2018 г., из них для 57,845 млн. руб. предусмотрено финансирование за счет бюджета (реконструкция участка тепловой сети Ду700 на Ду900 по ул. Королева от ТК-61б до ТК-58). Перечень реконструируемых участков с указанием источника финансирования мероприятия представлен в таблице 29.

Таблица 29 – Реконструкция магистральной тепловой сети по ул. Королева от котельной МП «Теплоснабжение» до ТК-58

5.1.2. Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров

В связи с приростом перспективной тепловой нагрузки, изменением зон действия и температурных графиков источников необходимо провести реконструкцию с увеличением диаметров трубопроводов квартальных тепловых сетей для повышения их пропускной способности.

Стоимость реконструкции составит 67,626 млн. руб. без НДС в ценах 2018 г., из них для 38,23 млн. руб. предусмотрено финансирование за счет бюджета. Перечень реконструируемых участков с указанием источника финансирования мероприятия представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Срок реализации мероприятия	Источник финансирования	Капитальные затраты по без НДС, тыс. руб.
TK-21-6	У-Жук.6	50	70	37	2019	Бюджет	481,0
TK-24-18	TK-24-19	70	100	62	2019	Бюджет	930,0
TK-24-19	TK-24-19a	70	100	42	2019	Бюджет	630,0
TK-24-19a	TK-24-20	70	100	54	2019	Бюджет	810,0
TK-24-20	TK-24-21	70	80	72	2019	Бюджет	1008,0
TK-24-21	TK-24-22	70	80	67	2019	Бюджет	938,0
У-(35-4)	У-Сам.пр.12	32	50	36,2	2019	Бюджет	398,2
У-(Жук.10)	У-2(Жук.10)	50	70	47	2019	Бюджет	611,0
У-(Терап)	У-01(Терап)	80	100	32,32	2019	Бюджет	484,8
У-01(Терап)	TK-24-18	80	100	2	2019	Бюджет	30,0
У-1(Слалом)	У-3(Роза)	50	70	90	2019	Бюджет	1170,0
У-2(Жук.10)	TK-21-6	50	70	14	2019	Бюджет	182,0
У-Жук.6	Жук.,6	50	70	5	2019	Бюджет	65,0
K-101	У-Лен.206	80	100	51	2020	Бюджет	765,0
K-103	У-Лен.180	125	150	20	2020	Бюджет	400,0
K-82/45	TK-45-8	200	250	67	2020	Бюджет	2010,0
TK-16-11	Лейп.,2	50	70	43	2020	Бюджет	559,0

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Срок реализации мероприятия	Источник финансирования	Капитальные затраты по без НДС, тыс. руб.
TK-40a-10	У-2(Зв.21)	150	200	43	2020	Бюджет	1075,0
TK-40a-9	У-1(зв.17)	150	200	50	2020	Бюджет	1250,0
TK-45-12	У-Акс.12	70	125	24	2020	Бюджет	408,0
TK-45-8	TK-45-9	150	200	80	2020	Бюджет	2000,0
TK-51-19	TK-51-20	150	200	40	2020	Бюджет	1000,0
TK-51-20	TK-51-21	150	200	48	2020	Бюджет	1200,0
TK-51-21	TK-51-23	125	150	64	2020	Бюджет	1280,0
TK-51-23	TK-51-24	80	100	36	2020	Бюджет	540,0
TK-51-25	У-03Лен.194	80	100	63	2020	Бюджет	945,0
TK-51-26	У-Лен.174	80	100	8	2020	Бюджет	120,0
TK-52-19a	У-1Гаг.44	100	150	6	2020	Бюджет	120,0
TK-52-19a	У-Гаг.37в	125	150	50	2020	Бюджет	1000,0
TK-8-3	TK-8-4	100	125	10	2020	Бюджет	170,0
TK-8-4	TK-8-5а	100	125	28	2020	Бюджет	476,0
TK-8-5а	TK-8-6	100	125	97,7	2020	Бюджет	1660,9
У-(Акс.10)	У-2(Акс.10)	50	80	40	2020	Бюджет	560,0
У-(Акс.12)	У-(Акс.10)	50	80	21	2020	Бюджет	294,0
У-(Лен.182)	У-2(Лен.182)	100	125	25	2020	Бюджет	425,0

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Срок реализации мероприятия	Источник финансирования	Капитальные затраты по без НДС, тыс. руб.
У-03Лен.194	У-Лен.194	80	100	59	2020	Бюджет	885,0
У-1(Гаг.36)	У-2(Гаг.36)	80	100	77	2020	Бюджет	1155,0
У-1(Зв.15)	У-3Зв.15	150	200	8	2020	Бюджет	200,0
У-1(Зв.17)	У-2(Зв.17)	150	200	14	2020	Бюджет	350,0
У-1(Лен.174)	У-2(Лен.174)	80	100	25	2020	Бюджет	375,0
У-1(Лен.180)	У-(180.1)	100	125	7,71	2020	Бюджет	131,1
У-1(Лен.180)	У-2(Лен.180)	100	125	25	2020	Бюджет	425,0
У-1Гаг.44	У-1(Гаг.44)	100	150	15	2020	Бюджет	300,0
У-2(Гаг.36)	У-3(Гаг.36)	70	80	56	2020	Бюджет	784,0
У-2(Зв.17)	У-3(Зв.17)	150	200	6	2020	Бюджет	150,0
У-2(Зв.21)	У-2(Зв.21)	150	200	11	2020	Бюджет	275,0
У-2(Лен.180)	У-3(Лен.180)	100	125	25	2020	Бюджет	425,0
У-2(Лен.182)	У-Лен.182	80	100	17	2020	Бюджет	255,0
У-3(Зв.17)	TK-40a-10	150	200	25	2020	Бюджет	625,0
У-3(Лен.180)	У-(Лен.182)	100	125	30	2020	Бюджет	510,0
У-3Зв.15	TK-40a-9	150	200	25	2020	Бюджет	625,0
У-4(Акс.7)	У-3(Акс.7)	125	150	32	2020	Бюджет	640,0
У-5(Акс.7)	У-4(Акс.7)	125	150	32	2020	Бюджет	640,0

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Срок реализации мероприятия	Источник финансирования	Капитальные затраты по без НДС, тыс. руб.
У-6(Акс.7)	У-5(Акс.7)	125	150	32	2020	Бюджет	640,0
У-7(Акс.7)	У-6(Акс.7)	125	150	32	2020	Бюджет	640,0
У-Акс.12	У-(Акс.12)	70	125	6	2020	Бюджет	102,0
У-Гаг.36	У-1(Гаг.36)	100	125	36	2020	Бюджет	612,0
У-Лен.174	У-1(Лен.174)	80	100	15	2020	Бюджет	225,0
У-Лен.180	У-1(Лен.180)	125	150	7	2020	Бюджет	140,0
У-Лен.182	ТК-51-26	80	100	23	2020	Бюджет	345,0
У-Лен.194	Лен.,194/3	80	100	1	2020	Бюджет	15,0
У-Лен.206	У-(Лен.206)	80	100	51	2020	Бюджет	765,0
ТК-5(П3)	У-1(Г-600)	125	150	38	2019	Плата за подключение	760,0
У-1(Г-600)	У-2(Г-600)	125	150	93	2019	Плата за подключение	1860,0
У-2(Г-600)	У-3(Г-600)	125	150	75	2019	Плата за подключение	1500,0
У-3(Г-600)	ТК-1(Г-600)	125	150	116	2019	Плата за подключение	2320,0
K-11	У-1(Лен.63)	125	200	30	2020	Плата за подключение	750,0
K-34	У-4(Тр.пл.1)	50	80	29	2020	Плата за подключение	406,0
TK-10-15	TK-10-15a	80	150	34	2020	Плата за подключение	680,0
TK-10-15a	У-Комс.27	80	150	16	2020	Плата за подключение	320,0
TK-10-16a	TK-10-16	125	150	11	2020	Плата за подключение	220,0

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Срок реализации мероприятия	Источник финансирования	Капитальные затраты по без НДС, тыс. руб.
TK-10-17	У-TK-10-17	125	150	7	2020	Плата за подключение	140,0
TK-10-18	У-10-18	100	150	1	2020	Плата за подключение	20,0
TK-10-24a	TK-10-25	80	100	28	2020	Плата за подключение	420,0
TK-10-27	TK-10-15	70	150	70	2020	Плата за подключение	1400,0
TK-15-10	TK-15-10см	70	125	83	2020	Плата за подключение	1411,0
TK-15-10см	У-2(15-10б)	70	125	16	2020	Плата за подключение	272,0
TK-15-3	TK-15-8	80	125	46	2020	Плата за подключение	782,0
TK-15-4	TK-15-7	80	125	22	2020	Плата за подключение	374,0
TK-15-7	TK-15-3	80	125	62	2020	Плата за подключение	1054,0
TK-15-8	TK-15-10	80	125	118	2020	Плата за подключение	2006,0
TK-32a-4	TK-32a-5	150	200	53	2020	Плата за подключение	1325,0
TK-32a-5	TK-32a-6	150	200	113,5	2020	Плата за подключение	2837,5
TK-32a-6	TK-32a-6а	125	150	73	2020	Плата за подключение	1460,0
TK-32a-6а	У-32-6а	125	150	93	2020	Плата за подключение	1860,0
TK-9-1	TK-5-1	150	200	88	2020	Плата за подключение	2200,0
У-(180.1)	У-1(Лен.178)	100	125	12,28	2020	Плата за подключение	208,8
У-(К-3а)	K-3а	100	200	15	2020	Плата за подключение	375,0
У-(К-3а)	У-10-18	100	200	2	2020	Плата за подключение	50,0

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Срок реализации мероприятия	Источник финансирования	Капитальные затраты по без НДС, тыс. руб.
У-2(15-10б)	TK-15-10в	70	125	75	2020	Плата за подключение	1275,0
У-2(Гор.9)	Гор.,9	50	80	5	2020	Плата за подключение	70,0
У-2(Лен.63)	У-3(Лен.63)	125	200	8	2020	Плата за подключение	200,0
У-3(Лен.63)	TK-15-1	125	200	8	2020	Плата за подключение	200,0
У-Комс.27	TK-10-16а	125	150	18	2020	Плата за подключение	360,0
У-TK-10-17	TK-10-18	100	150	14	2020	Плата за подключение	280,0
Всего	-	-	-	-	-	-	67626,2

5.1.3. Ликвидация опасности превышения давления в обратных трубопроводах у потребителей Старого города и п. Мирный

При переключении потребителей Старого города и п. Мирный на котельную МП «Теплоснабжение» возникает опасность превышения максимально допустимого давления в отопительных приборах внутридомовых систем отопления ($6 \text{ кгс}/\text{см}^2$ для чугунных радиаторов), подключенных к обратным трубопроводам потребителей, ввиду большой разности геодезических отметок потребителей относительно котельной (потребители находятся ниже котельной до 30 м и находятся на значительном расстоянии от нее). У многих близлежащих с ними потребителей давление в обратных трубопроводах превышает $5,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$, что тоже вызывает опасения.

Для решения данной проблемы предлагается для потребителей с давлением в обратных трубопроводах более $5,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$:

- при нагрузке на отопление от 0,1 Гкал/ч и больше и отсутствии ГВС – организовать ИТП с независимым присоединением;
- при нагрузке на отопление менее 0,1 Гкал/ч и отсутствии ГВС – произвести замену отопительных приборов на новые с улучшенными рабочими параметрами по давлению (стальные конвекторы, биметаллические радиаторы, регистры из стальных труб);
- у всех потребителей с нагрузкой ГВС – организовать ИТП с независимым присоединением и закрытой схемой.

Замена отопительных приборов на новые стальные конвекторы будет актуальна для потребителей без ГВС и нагрузкой на отопление менее 0,1 Гкал/ч (особенно в п. Мирный). При удельной стоимости установки стальных конвекторов в размере около 2 млн. руб./(Гкал/ч) удельная стоимость организации независимого подключения в ИТП при той же нагрузке составит ориентировочно 3,4 млн. руб./(Гкал/ч) и будет увеличиваться при уменьшении нагрузки на отопление. Такое решение может быть применимо для небольших зданий при наличии стесненных условий для установки теплообменников в тепловом узле, а современные стальные конвекторы выдерживают давление до $16 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Приведенный комплекс мероприятий в общем решает проблему превышения давления в обратных трубопроводах и проблему организации закрытой схемы подключения потребителей.

Стоимость реализации мероприятий составит 41,207 млн. руб. без НДС в ценах 2018 г. Их финансирование предусмотрено за счет бюджета.

5.1.4. Капитальные затраты на переключение тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г.

Суммарные капитальные затраты на мероприятия по переключению тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г. составят 347,920 млн. руб. (без НДС) в ценах 2018 г.

Суммарные капитальные затраты, разнесенные по годам проведения мероприятий, представлены таблице 31.

Таблица 31 – Суммарные капитальные затраты на мероприятия по переключению тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г.

Наименование мероприятия	2018	2019	2020	Капитальные затраты в тыс. руб. без НДС
Реконструкция магистрали по ул. Королева Ду700 на Ду900	69630,0	112240,0	57845,0	239715,0
Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров	0,0	14178,0	53448,2	67626,2
Установка стальных конвекторов для потребителей без ГВС в Старом городе с нагрузкой на отопление <0,1 Гкал/ч	0,0	0,0	1928,0	1928,0
Установка независимой схемы в Старом городе для: - потребителей С ГВС - потребителей без ГВС с нагрузкой на отопление от 0,1 Гкал/ч и больше	0,0	0,0	22861,7	22861,7
ИТП с закрытой схемой ГВС в Старом городе	0,0	0,0	5133,9	5133,9
Установка стальных конвекторов для потребителей без ГВС в п. Мирный с нагрузкой на отопление <0,1 Гкал/ч	0,0	2116,0	0,0	2116,0
Установка независимой схемы в п. Мирный для: - потребителей С ГВС - потребителей без ГВС с нагрузкой на отопление от 0,1 Гкал/ч и больше	0,0	5570,8	0,0	5570,8
ИТП с закрытой схемой ГВС в п. Мирный	0,0	2968,2	0,0	2968,2
ИТОГО	69630,0	137073,0	141216,8	347919,8

Таблица 32 – Суммарные капитальные затраты на мероприятия по переключению тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г., финансируемые за счет бюджета

Наименование мероприятия	2019	2020	Капитальные затраты в тыс. руб. без НДС
Реконструкция магистрали по ул. Королева Ду700 на Ду900	-	57845,0	57845,0
Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров	7738,0	30492,0	38230,0
Установка стальных конвекторов для потребителей без ГВС в Старом городе с нагрузкой на отопление <0,1 Гкал/ч	0,0	1928,0	1928,0
Установка независимой схемы в Старом городе для: - потребителей С ГВС - потребителей без ГВС с нагрузкой на отопление от 0,1 Гкал/ч и больше	0,0	22861,7	22861,7
ИТП с закрытой схемой ГВС в Старом городе	0,0	5133,9	5133,9
Установка стальных конвекторов для потребителей без ГВС в п. Мирный с нагрузкой на отопление <0,1 Гкал/ч	2116,0	0,0	2116,0
Установка независимой схемы в п. Мирный для: - потребителей С ГВС - потребителей без ГВС с нагрузкой на отопление от 0,1 Гкал/ч и больше	5570,8	0,0	5570,8
ИТП с закрытой схемой ГВС в п. Мирный	2968,2	0,0	2968,2
ИТОГО	18393,0	118260,6	136653,6

5.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

Схемой теплоснабжения не предусматривается прокладка новых тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, ввиду отсутствия таких зон.

5.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах МО ГО «Город Обнинск» под жилищную, комплексную или производственную застройку

5.3.1. Общие положения

Строительства новых магистральных трубопроводов для подключения перспективных тепловых нагрузок к котельной МП «Теплоснабжение» не требуется.

На момент актуализации схемы теплоснабжения для подключения перспективного микрорайона «Заовражье» к Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 построена тепловая сеть Ду400 мм от тепловой камеры К-8. Ввод в эксплуатацию сети запланирован на август 2018 г.

В перспективных зонах действия обоих источников предусматривается строительство распределительных (квартальных) тепловых сетей до конечных потребителей. Подключение перспективных потребителей должно осуществляться по независимой и открытой схеме через теплообменники. Стоимость подключения перспективных потребителей определялась, исходя из установленных для ТСО плат за подключение, представленных в таблице 33.

Таблица 33 – Плата за подключение в расчете на единицу мощности в г. Обнинске в 2015-2018 г. (без НДС), тыс. руб./(Гкал/ч)

Наименование	2015	2016	2017	2018
МП «Теплоснабжение»				
- плата при подключении нагрузки более 0,1 Гкал/ч и менее 1,5 Гкал/ч				
- период действия	-	13.05.-31.12	01.01-31.12	01.01-31.12
- создание /реконструкция тепловых сетей подземной канальной прокладки, Ду 50-250 мм	-	5 470	1 449	1 502,221
- создание /реконструкция тепловых сетей подземной бесканальной прокладки, Ду 50-250 мм	-	-	5 614	-
- создание /реконструкция тепловых сетей подземной бесканальной прокладки, Ду 701 мм и выше	-	-	-	5 821,235
- создание /реконструкция тепловых пунктов	-	3 252	2 185	2 266,184
реквизиты документов	-	Приказ МТР КО от 25.04.2016	Приказ МТР КО от 12.12.2016	Приказ МКП КО от 27.11.2017

Наименование	2015	2016	2017	2018
		№50-РК	№216-РК	№240-РК
ОАО «Калужская сбытовая компания»				
- плата при подключении нагрузки более 1,5 Гкал/ч при наличии технической возможности подключения				
- период действия	-	29.08.-31.12	01.01-31.12	01.01-31.13
- проведение мероприятий по подключению	-	373,472	373,472	373,472
- создание /реконструкция тепловых сетей, в т.ч.:	-	9 860,983	9 860,983	-
- подземная канальная прокладка, D251-400мм	-	1 384,495	1 384,495	1 384,495
- подземная бесканальная прокладка, D50-250мм	-	1 377,093	1 377,093	1 377,093
- подземная бесканальная прокладка, D251-400мм	-	7 099,395	7 099,395	7 099,395
- создание /реконструкция тепловых пунктов	-	1 074,940	1 074,940	1 074,940
реквизиты документов	-	Приказ МТР КО от 01.08.2016 №88-РК	Приказ МТР КО от 01.08.2016 №89-РК	Приказ МКП КО от 18.12.2017 №416-РК

Перечень перспективных потребителей в зоне централизованного теплоснабжения представлен в таблице 34. Перспективные источники указаны согласно принятому варианту развития системы теплоснабжения г. Обнинска.

Таблица 34 – Перспективные потребители тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения в г. Обнинске

№ п/п	Перспективный источник теплоснабжения	Микрорайон	Название объекта	Год подключения здания	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
					отопление и вентиляция	ГВС (средняя)	ГВС (максимальная)	сумма с учетом средней ГВС	сумма с учетом максимальной ГВС
1	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	11 микрорайон	5-ти этажный жилой дом (организация - ООО «Источник») по ул. Горького, 82, кадастровый номер - 40:27:020402:34	2021	0,122	0,032	0,077	0,154	0,199
2	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	11 микрорайон	Жилой дом по ул. Парковой (на месте сущ. ж/д 11/13), заявители - Администрация г. Обнинска, ООО "СМУ Мособлстрой"	2020	0,194	0,058	0,140	0,253	0,334
3	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	11 микрорайон	Жилой дом №7 согласно ППТ 11 микрорайона	2025	0,286	0,116	0,278	0,401	0,563
4	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	11 микрорайон	Жилой дом №9 согласно ППТ 11 микрорайона	2025	0,173	0,065	0,155	0,238	0,328
5	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	11 микрорайон	Жилой дом №10 согласно ППТ 11 микрорайона	2026	0,112	0,042	0,101	0,154	0,213
6	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	11 микрорайон	Жилой дом №11 согласно ППТ 11 микрорайона	2031	0,156	0,065	0,155	0,220	0,311
7	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	11 микрорайон	Жилой дом №12 согласно ППТ 11 микрорайона	2032	0,239	0,087	0,208	0,326	0,447
8	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	12 микрорайон	Жилой дом со встр. автостоянкой р-он гор. парка (кафе "Карусель") (заявители - Администрация г. Обнинска, корп. "Русская недвижимость")	2021	0,582	0,174	0,418	0,756	1,000
9	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	14 микрорайон	Жилой дом №13 согласно ППТ 14 микрорайона	2033	0,199	0,072	0,174	0,271	0,373
10	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	14 микрорайон	Жилой дом №14 согласно ППТ 14 микрорайона	2030	0,042	0,018	0,042	0,060	0,085
11	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	15 микрорайон	Жилой комплекс с подземным паркингом ул. Кончаловского, 8 (заявители - Администрация г. Обнинска, ООО "Восход"). Демонтаж здания (ТЦ Ритм) с договорной нагрузкой 0,41 Гкал/ч. Увеличение нагрузки на 2,812-0,41=2,402 Гкал/ч	2023	1,217	0,494	1,185	1,711	2,402
12	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	19 микрорайон	3-х этажный жилой дом ул. Шацкого и Пионерский проезд (заявитель ООО "Мирабель")	2021	0,060	0,013	0,031	0,073	0,091
13	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	2 микрорайон	Храм св. блгв. кн. Александра Невского по ул. Менделеева (заявитель - Администрация г. Обнинска)	2020	0,036	0,008	0,019	0,044	0,055
14	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	2 микрорайон	Дача Морозова ул. Пирогова, 1 (заявитель - Музей истории г.Обнинска)	2020	0,108	0,022	0,052	0,130	0,160
15	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	20 микрорайон	Здание "Клиника №1" пр. Ленина, 74в (заявители - Администрация г. Обнинска, ООО "Клиника №1")	2020	0,507	0,101	0,243	0,608	0,750
16	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	23 микрорайон	Административное здание (организация - ООО «Гелан»)	2018	0,242	0,006	0,015	0,248	0,257
17	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	26 микрорайон	Многоэтажный жилой дом со встроенными нежилыми помещениями (корпус № 2 первой очереди строительства) (организация - ООО «СберСтройИнвест») - ЖК Мирный	2018	0,593	0,192	0,462	0,785	1,054
18	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	26 микрорайон	Многоэтажный жилой дом (корпус № 3 первой очереди строительства) (организация - ООО «СберСтройИнвест»)	2019	0,593	0,192	0,462	0,785	1,054
19	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	26 микрорайон	Многоэтажный жилой дом (корпус № 4) (организация - ООО «СберСтройИнвест»)	2020	0,593	0,192	0,462	0,785	1,054
20	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	26 микрорайон	Многоэтажный жилой дом (корпус № 5) (организация - ООО «СберСтройИнвест»)	2021	0,593	0,192	0,462	0,785	1,054
21	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	26 микрорайон	Многоэтажный жилой дом (корпус № 6) (организация - ООО «СберСтройИнвест»)	2022	0,593	0,192	0,462	0,785	1,054
22	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	3 микрорайон	Центр медицинско и социальной реабилитации "Здоровье" Пирогова, 15 (заявитель - Администрация г. Обнинска)	2021	0,237	0,055	0,133	0,293	0,370
23	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	30 микрорайон	Жилой комплекс ул. Курчатова, 21 (заявитель - АО "Балтийская финансово-строительная компания")	2024	2,825	1,146	2,750	3,971	5,575
24	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	32а микрорайон	Существующее здание, реконструкция СДЮСШОР "КВАНТ", Цветкова, 8, (заявитель - ООО "Стрелковый клуб "Калужский рубеж")	2020	0,237	0,055	0,133	0,293	0,370
25	Котельная МП «Теплоснабжение»	40 микрорайон	Маг. Магнит, Маркса, 64 (заявитель - АО "Тандер")	2019	0,009	0,002	0,004	0,010	0,013

№ п/п	Перспективный источник теплоснабжения	Микрорайон	Название объекта	Год подключения здания	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
					отопление и вентиляция	ГВС (средняя)	ГВС (максимальная)	сумма с учетом средней ГВС	сумма с учетом максимальной ГВС
	(Коммунальный пр., 21)								
26	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	45 микрорайон	Здание сервисного центра ИП "Караханян" (заявитель - Администрация г.Обнинска ИП"Караханян")	2025	0,593	0,016	0,037	0,608	0,630
27	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	46 микрорайон	15ти этажный жилой дом в южной части 46 мкр. (заявитель - Тарасов А.Б.)	2022	0,369	0,120	0,288	0,489	0,657
28	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	46 микрорайон	Жилой комплекс экономического класса мкр.46 (р-он Курчатова, 35) (заявитель - Администрация г.Обнинска, ООО "РусСтрой Групп")	2021	0,792	0,237	0,568	1,029	1,360
29	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	55 микрорайон	Многоквартирный жилой дом 2Д (организация - ООО «Пик-Запад»), кадастровый квартал - 40:27:030503:92	2018	0,509	0,161	0,386	0,670	0,895
30	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	55 микрорайон	Многоквартирный жилой дом 3Д (организация - ООО «Пик-Запад»), кадастровый квартал - 40:27:030503:92	2019	0,509	0,161	0,386	0,670	0,895
31	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	55 микрорайон	Застройка многоквартирными домами в 55 микрорайоне (северная часть)	2020	1,757	0,555	1,333	2,312	3,090
32	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	55 микрорайон	Застройка многоквартирными домами в 55 микрорайоне	2021	1,757	0,555	1,333	2,312	3,090
33	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	55 микрорайон	Застройка многоквартирными домами в 55 микрорайоне	2022	1,757	0,555	1,333	2,312	3,090
34	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	55 микрорайон	Застройка многоквартирными домами в 55 микрорайоне	2022	1,757	0,555	1,333	2,312	3,090
35	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	55 микрорайон	Общеобразовательная школа на 1100 мест (организация - ООО «Пик-Запад») в 55 микрорайоне, кадастровый квартал - 40:27:030503:92	2019	0,828	0,193	0,463	1,021	1,291
36	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	55 микрорайон	Объекты ОДЗ по ул. К. Маркса	2025	0,871	0,193	0,462	1,064	1,333
37	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Жилой район "Зайцево"	Жилой комплекс «Звездный городок» (заявители - Администрация г. Обнинска, ООО «Спарта») в районе жилого комплекса «Зайцево»	2019	0,838	0,251	0,602	1,089	1,440
38	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Жилой район "Зайцево"	Детский сад вместимостью 100 мест вблизи ж. д. по ул. Ленина, 203	2024	0,111	0,004	0,010	0,115	0,120
39	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Жилой район "Зайцево"	Объекты ОДЗ по ул. Ленина	2027	0,871	0,193	0,462	1,064	1,333
40	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Жилой район "Зона 2"	Объекты ОДЗ в Зоне 2	2029	0,871	0,193	0,462	1,064	1,333
41	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	Производственно-лабораторный комплекс 1 и 2 этап (организация - ООО «Порционные продукты») по ул. Красных зорь	2019	0,072	0,002	0,005	0,073	0,076
42	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	Завод по производству металла (организация - ООО «Констар»)	2020	0,065	0,002	0,004	0,067	0,069
43	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	Здание АБК – 1 этап (организация - ООО «ЭнергоЦентрМонтаж»)	2024	0,072	0,002	0,004	0,074	0,076
44	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	Объект научно-исследовательского назначения Красных Зорь (заявитель - ООО "МС-Эксперт")	2027	0,094	0,021	0,050	0,115	0,144
45	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	Объект административного, научно-исследовательского и производственно-складского назначения, по ул. Красных Зорь, напротив НОУ ДПО «ЦИПК Росатома» (ул. Курчатова, 21), заявитель - Администрация г. Обнинска	2030	0,595	0,119	0,285	0,714	0,880
46	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	Участки №10, 11, 12, 15 зоны инновационного развития по ул. Красных Зорь, согласно Генеральному плану	2026	0,653	0,144	0,347	0,798	1,000
47	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	Проектируемый научно-исследовательский медицинский центр по ул. Красных Зорь (заявитель - Администрация г. Обнинска, ООО "Валкон"), участки №1, 2 по Генплану	2029	3,424	0,798	1,916	4,222	5,340

№ п/п	Перспективный источник теплоснабжения	Микрорайон	Название объекта	Год подключения здания	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
					отопление и вентиляция	ГВС (средняя)	ГВС (максимальная)	сумма с учетом средней ГВС	сумма с учетом максимальной ГВС
48	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Пос. Обнинское	Овощехранилище, ул.Лесная, 13а (заявитель - Администрация г.Обнинска, Соловьева Славяна Сергеевна)	2019	0,038	0,001	0,002	0,039	0,040
49	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Промзона «Мишково»	Складское здание (организация - ООО «ИВЕКА-АВТО»)	2020	0,015	0,000	0,001	0,016	0,016
50	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Промзона «Мишково»	Офисно-складской комплекс. 1 этап – складское здание (организация - ООО «Ивека плюс»)	2019	0,286	0,007	0,017	0,293	0,303
51	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Промзона «Мишково»	Набивной цех, Киевское шоссе, 3 (заявитель - Администрация г. Обнинска, ЗАО «Газремэнерго»)	2019	0,056	0,001	0,004	0,058	0,060
52	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Промзона «Мишково»	Производств. предприятия, базы строит., коммунальн., транспортн. и др. предприятий промзона Мишково (рядом с котельн. МПТС), заявитель - Администрация г. Обнинска	2021	0,014	0,000	0,001	0,014	0,015
53	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Промзона «Мишково»	2 здания Киевское шоссе, 33 (ИП Карабанян)	2020	1,038	0,030	0,072	1,068	1,110
54	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Район хлебозавода по ул. Курчатова	Завод по производству натуральных соков и детского питания р-он Курчатова, 51 (заявитель - ООО "Натурпроинвест")	2020	1,401	0,037	0,089	1,438	1,490
55	Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)	Район хлебозавода по ул. Курчатова	Завод по производству натуральных соков и детского питания р-он Курчатова, 51 (заявитель - ООО "Натурпроинвест")	2024	2,605	0,069	0,165	2,674	2,770
56	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Квартал многоэтажной застройки № 3 жилого района «Заовражье». Этап 2 (организация - ООО «Белорусский квартал»), кадастровый номер - 40:27:030401:1092	2018	0,390	0,117	0,280	0,506	0,669
57	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Многоквартирный дом № 16 (организация - ООО «Новый город»), мкр. 1 (кадастровый номер - 40:27:030401:547)	2019	0,415	0,124	0,298	0,539	0,713
58	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	3-х этажный 12-ти квартирный жилой дом № 8 (организация - ООО «Новый город»), кадастровый номер - 40:27:030401:453, мкр. 1	2018	0,061	0,013	0,031	0,074	0,092
59	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Квартал многоэтажной застройки № 3 жилого района «Заовражье». Этап 3 (организация - ООО «Белорусский квартал»), кадастровый номер - 40:27:030401:1092	2019	0,390	0,117	0,280	0,506	0,669
60	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 1	2018	0,382	0,100	0,240	0,482	0,622
61	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 1	2019	0,382	0,100	0,240	0,482	0,622
62	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 1	2020	0,382	0,100	0,240	0,482	0,622
63	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 1	2021	0,382	0,100	0,240	0,482	0,622
64	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 1	2022	0,382	0,100	0,240	0,482	0,622
65	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 1	2023	0,306	0,100	0,240	0,406	0,546
66	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 1	2025	0,306	0,100	0,240	0,406	0,546
67	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 2	2023	0,520	0,170	0,409	0,691	0,929
68	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 2	2025	0,520	0,170	0,409	0,691	0,929
69	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 2	2025	0,520	0,170	0,409	0,691	0,929
70	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 2	2026	0,520	0,170	0,409	0,691	0,929
71	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 2	2026	0,520	0,170	0,409	0,691	0,929
72	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 2	2027	0,520	0,170	0,409	0,691	0,929
73	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 2	2028	0,468	0,170	0,409	0,638	0,877

№ п/п	Перспективный источник теплоснабжения	Микрорайон	Название объекта	Год подключения здания	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
					отопление и вентиляция	ГВС (средняя)	ГВС (максимальная)	сумма с учетом средней ГВС	сумма с учетом максимальной ГВС
74	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 3	2026	0,615	0,201	0,483	0,817	1,099
75	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 3	2027	0,615	0,201	0,483	0,817	1,099
76	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 3	2028	0,554	0,201	0,483	0,755	1,037
77	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 3	2029	0,554	0,201	0,483	0,755	1,037
78	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 3	2030	0,554	0,201	0,483	0,755	1,037
79	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 3	2031	0,554	0,201	0,483	0,755	1,037
80	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, микрорайон 3	2032	0,554	0,201	0,483	0,755	1,037
81	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 5	2033	0,489	0,178	0,426	0,666	0,915
82	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 6	2027	0,815	0,267	0,640	1,081	1,454
83	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 6	2028	0,733	0,267	0,640	1,000	1,373
84	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 6	2029	0,733	0,267	0,640	1,000	1,373
85	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 6	2030	0,733	0,267	0,640	1,000	1,373
86	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 6	2031	0,733	0,267	0,640	1,000	1,373
87	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 6	2032	0,733	0,267	0,640	1,000	1,373
88	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 6	2033	0,733	0,267	0,640	1,000	1,373
89	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 10	2027	0,434	0,142	0,341	0,576	0,774
90	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 10	2028	0,390	0,142	0,341	0,532	0,731
91	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 10	2029	0,390	0,142	0,341	0,532	0,731
92	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 10	2030	0,390	0,142	0,341	0,532	0,731
93	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 10	2031	0,390	0,142	0,341	0,532	0,731
94	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 10	2032	0,390	0,142	0,341	0,532	0,731
95	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	Жилая застройка в Заовражье, квартал 10	2033	0,390	0,142	0,341	0,532	0,731
96	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 1	2018	0,195	0,043	0,103	0,238	0,298
97	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 1	2019	0,195	0,043	0,103	0,238	0,298
98	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 1	2020	0,195	0,043	0,103	0,238	0,298
99	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 1	2021	0,195	0,043	0,103	0,238	0,298
100	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 1	2022	0,195	0,043	0,103	0,238	0,298
101	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье"	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 1	2023	0,195	0,043	0,103	0,238	0,298

№ п/п	Перспективный источник теплоснабжения	Микрорайон	Название объекта	Год подключения здания	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
					отопление и вентиляция	ГВС (средняя)	ГВС (максимальная)	сумма с учетом средней ГВС	сумма с учетом максимальной ГВС
		(1-10 кварталы)							
102	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 1	2025	0,195	0,043	0,103	0,238	0,298
103	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 2	2023	0,332	0,073	0,176	0,405	0,507
104	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 2	2025	0,332	0,073	0,176	0,405	0,507
105	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 2	2025	0,332	0,073	0,176	0,405	0,507
106	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 2	2026	0,332	0,073	0,176	0,405	0,507
107	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 2	2026	0,332	0,073	0,176	0,405	0,507
108	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 2	2027	0,332	0,073	0,176	0,405	0,507
109	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 2	2028	0,332	0,073	0,176	0,405	0,507
110	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 3	2026	0,392	0,087	0,208	0,479	0,600
111	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 3	2027	0,392	0,087	0,208	0,479	0,600
112	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 3	2028	0,392	0,087	0,208	0,479	0,600
113	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 3	2029	0,392	0,087	0,208	0,479	0,600
114	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 3	2030	0,392	0,087	0,208	0,479	0,600
115	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 3	2031	0,392	0,087	0,208	0,479	0,600
116	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, микрорайон 3	2032	0,392	0,087	0,208	0,479	0,600
117	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 5	2033	0,346	0,076	0,184	0,423	0,530
118	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 6	2027	0,519	0,115	0,275	0,634	0,794
119	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 6	2028	0,519	0,115	0,275	0,634	0,794
120	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 6	2029	0,519	0,115	0,275	0,634	0,794
121	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 6	2030	0,519	0,115	0,275	0,634	0,794
122	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 6	2031	0,519	0,115	0,275	0,634	0,794
123	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 6	2032	0,519	0,115	0,275	0,634	0,794
124	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 6	2033	0,519	0,115	0,275	0,634	0,794
125	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 10	2027	0,276	0,061	0,147	0,337	0,423
126	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 10	2028	0,276	0,061	0,147	0,337	0,423
127	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 10	2029	0,276	0,061	0,147	0,337	0,423
128	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 10	2030	0,276	0,061	0,147	0,337	0,423

№ п/п	Перспективный источник теплоснабжения	Микрорайон	Название объекта	Год подключения здания	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
					отопление и вентиляция	ГВС (средняя)	ГВС (максимальная)	сумма с учетом средней ГВС	сумма с учетом максимальной ГВС
129	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 10	2031	0,276	0,061	0,147	0,337	0,423
130	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 10	2032	0,276	0,061	0,147	0,337	0,423
131	ГТУ ТЭЦ №1	Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	ОДЗ в Заовражье, квартал 10	2033	0,276	0,061	0,147	0,337	0,423
132	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	Многоквартирный жилой дом №1 – 1 этап многоквартирного жилого комплекса и объектов инфраструктуры (организация - ООО «Калуга-Лидер»), кадастровый номер - 40:27:020101:1	2018	0,548	0,178	0,427	0,726	0,975
133	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	Многоквартирный жилой дом №2 – 1 этап многоквартирного жилого комплекса и объектов инфраструктуры (организация - ООО «Калуга-Лидер»), кадастровый номер - 40:27:020101:1	2019	0,497	0,161	0,387	0,659	0,884
134	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	22 этажный односекционный жилой дом (номер согласно ППТ - 3А)	2021	0,420	0,136	0,327	0,557	0,748
135	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	22 этажный односекционный жилой дом (номер согласно ППТ - 3Б)	2025	0,336	0,136	0,327	0,473	0,664
136	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	22 этажный односекционный жилой дом (номер согласно ППТ - 3В)	2026	0,336	0,136	0,327	0,473	0,664
137	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	16/17/18-этажный 6-ти секционный жилой дома	2029	0,209	0,094	0,227	0,304	0,436
138	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	17-этажный жилой дом	2031	0,209	0,094	0,227	0,304	0,436
139	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	17-этажный жилой дом	2033	0,209	0,094	0,227	0,304	0,436
140	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	3 этажный 2-секционный жилой дом	2023	0,020	0,005	0,013	0,025	0,032
141	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	3 этажный 2-секционный жилой дом	2025	0,020	0,005	0,013	0,025	0,032
142	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	3 этажный 2-секционный жилой дом	2025	0,020	0,005	0,013	0,025	0,032
143	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	3-этажный жилой дом	2026	0,010	0,003	0,006	0,012	0,016
144	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	3-этажный жилой дом	2027	0,010	0,003	0,006	0,012	0,016
145	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	3-этажный жилой дом	2028	0,009	0,003	0,006	0,011	0,015
146	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	3-этажный жилой дом	2029	0,009	0,003	0,006	0,011	0,015
147	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	3-этажный жилой дом	2030	0,009	0,003	0,006	0,011	0,015
148	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	ДОУ на 120 мест и начальная школа на 50 учащихся	2022	0,074	0,003	0,006	0,076	0,080
149	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	Офисы и автостоянка на 300 и 260 машино/мест	2025	0,222	0,006	0,013	0,227	0,235
150	ГТУ ТЭЦ №1	Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	Офисы и автостоянка на 200 машино/мест	2029	0,222	0,006	0,013	0,227	0,235
Всего	-	-	-	-	70,743	19,278	46,272	90,023	116,999

5.3.2. Капитальные затраты на строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах МО ГО г. Обнинск

Суммарные капитальные затраты на строительство и реконструкцию тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах г. Обнинска в ценах 2018 г. составят 191,307 млн. руб. (без НДС).

Суммарные капитальные затраты представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Суммарные капитальные затраты на строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от источников МО ГО г. Обнинск

Наименование мероприятия	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Всего
Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)																		
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей к котельной МП «Теплоснабжение»	тыс. руб.	3313,9	7769,5	12765,9	10784,4	11854,0	3608,3	12830,5	4287,8	1822,2	2219,3	0,0	10024,8	1449,6	467,2	671,5	560,3	84429,3
Обнинская ГТУ ТЭЦ №1																		
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей к ГТУ ТЭЦ №1	тыс. руб.	4669,2	5600,9	1617,3	2932,3	1758,0	4064,4	0,0	8225,5	9231,1	11595,6	11175,4	9922,0	8742,4	9482,5	8716,0	9144,9	106877,4
МО ГО г. Обнинск																		
Всего	тыс. руб.	7983,1	13370,4	14383,2	13716,7	13612,0	7672,8	12830,5	12513,4	11053,3	13814,8	11175,4	19946,8	10192,0	9949,7	9387,5	9705,3	191306,7

5.3.3. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Анализ системы теплоснабжения г. Обнинска показал, что прирост тепловых нагрузок приведет к дефициту пропускной способности основной магистральной тепловой сети Ду700 мм от котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Королева. Необходима ее реконструкция с увеличением диаметра на Ду900. Описание мероприятия представлено в пункте 2.1 текущей главы. Капитальные затраты на реконструкцию магистрали в период 2018-2020 гг. составят 239,715 млн. руб. без НДС в ценах 2018 г., из них финансирование 181,87 млн. руб. предусмотрено из платы за подключение (участок тепловой сети Ду700 на Ду900 от ТК-616 до ТК-58).

По мере роста тепловых нагрузок перспективного микрорайона «Заовражье» к 2021 г. потребуется реконструкция с увеличением диаметра вывода Ду300 мм от ГТУ ТЭЦ №1 на Ду500 мм. Капитальные затраты на реконструкцию тепловой сети составят 50,176 млн. руб. без НДС в ценах 2018 г. Источником финансирования мероприятий предусмотрена плата за подключение.

Суммарные капитальные затраты на реализацию мероприятий составят 232,046 млн. руб. без НДС в ценах 2018 г. Суммарные капитальные затраты на реализацию мероприятий по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Суммарные капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Наименование мероприятия	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	Капитальные затраты в тыс. руб. без НДС
Реконструкция тепловой сети Ду700 на Ду900 от котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Королева (от котельной до ТК-616)	тыс. руб.	69630,0	112240,0	0,0	0,0	181870,0
Реконструкция тепловой сети Ду300 на Ду500 от ГТУ ТЭЦ №1 до УТ-5	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	50175,8	50175,8
Всего	тыс. руб.	69630,0	112240,0	0,0	50175,8	232045,8

5.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

При существующем положении в системе теплоснабжения г. Обнинска три основных источника тепловой энергии (котельная МП «Теплоснабжение», ТЭЦ ФЭИ и Обнинская ГТУ ТЭЦ №1) имеют связанную между собой систему тепловых сетей, позволяющую резервировать часть нагрузки друг друга. После вывод из эксплуатации ТЭЦ ФЭИ резервировать друг друга будут котельная МП «Теплоснабжение» и Обнинская ГТУ ТЭЦ №1. Строительство дополнительных тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии, не предусматривается.

5.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

5.5.1. Реконструкция магистральной тепловой сети котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Энгельса

Для поддержания необходимого гидравлического режима в микрорайонах 38, 39, 40А, 45, 52, 55 в связи с изменением температурного графика котельной МП «Теплоснабжение» необходима реконструкция магистральной тепловой сети котельной по ул. Энгельса от ТК-82б до ТК-85 Ду400 мм на Ду500 мм общей протяженностью 700 м.

Суммарные капитальные затраты на реконструкцию магистрали составят 47,6 млн. руб. (без НДС) в ценах 2018 г. Финансирование мероприятия будет осуществляться из инвестиционной составляющей в тарифе.

Перечень реконструируемых участков представлен в таблице 37.

Таблица 37 – Реконструкция магистральной тепловой сети котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Энгельса

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Срок реализации мероприятия	Капитальные затраты по без НДС, тыс. руб.
K-84	K-85	400	500	115	2018	7820,0
K-83	K-84	400	500	134	2018	9112,0
K-82	K-83	400	500	123	2019	8364,0
K-82б	K-82а	400	500	58	2019	3944,0
K-82а	K-82/45	400	500	122	2019	8296,0
K-82/45	K-82	400	500	148	2019	10064,0
Всего	-	-	-	-	-	47600,0

Таблица 38 – Суммарные капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов

Наименование мероприятия	Ед. изм.	2018	2019	Капитальные затраты в тыс. руб. без НДС
Реконструкция магистральной тепловой сети котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Энгельса от ТК-82б до ТК-85 Ду400 мм на Ду500 мм общей протяженностью 700 м	тыс. руб.	16932,0	30668,0	47600,0

5.5.2. Реконструкция тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов

Квартальные тепловые сети в перспективной зоне действия котельной МП «Теплоснабжение» в высокой степени переразмерены, особенно это характерно для участков на конечных потребителей с малой тепловой нагрузкой. Скорость теплоносителя в таких сетях порой не достигает 0,1-0,2 м/с, что приводит к чрезмерному остыванию теплоносителя и развитию внутренней коррозии. При планировании капитальных ремонтов тепловых сетей необходимо учитывать этот факт и предусматривать реконструкцию трубопроводов с уменьшением их диаметров.

На 2018 г. в МП «Теплоснабжение» составлен перечень участков тепловых сетей, для которых планируется уменьшение диаметров. Этот перечень с указанием капитальных затрат представлен в таблице ниже.

При переключении к 2020 г. потребителей в Старом городе и п. Мирный на котельную МП «Теплоснабжение» значительно снизится тепловая нагрузка на магистральной тепловой сети Ду500 по ул. Комсомольской от ТК-2 до ГСК «Автолюбитель» и тепловой сети на п. Мирный от ул. Пирогова до ТК-М-23А, что также приведет снижению скорости теплоносителя в указанных тепловых сетях, чрезмерному остыванию теплоносителя, развитию внутренней коррозии и чрезмерным тепловым потерям. Для устранения этих факторов необходимо провести реконструкцию тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов.

Суммарные капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопровод составят 49,787 млн. руб. (без НДС) в ценах 2018 г. Финансирование мероприятия будет осуществляться из инвестиционной составляющей в тарифе.

Таблица 39 –Реконструкция тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Год проведения реконструкции	Капитальные затраты на реконструкцию без НДС, тыс. руб.
Магистральная тепловая сеть Ду500 по ул. Комсомольской от ТК-2 до ГСК «Автолюбитель»						
K-2	X/з-1	500	150	179	2021	3580,0
X/з-1	У-1(Х/з)	500	150	32	2021	640,0
У-1(Х/з)	У-(Вт)	500	125	190	2021	3230,0
У-(Вт)	У-3(Авт)	500	125	63	2021	1071,0
У-2(Авт)	У-3(Авт)	500	125	111	2021	1887,0
У-2(Авт)	У-1(Авт)	500	100	60	2021	900,0
Авт-1	У-1(Авт)	500	100	34	2021	510,0
Тепловая сеть на п. Мирный от ул. Пирогова до ТК-М-23А						
M-9	У-(М-10)	150	70	98	2021	1274,0
У-(М-10)	У-(М-11)	150	70	25	2021	325,0
У-(М-11)	У-(М-11б)	150	100	22	2021	330,0
M-11г	M-11в	250	100	14	2021	210,0
M-11в	У-(М-11б)	250	100	189	2021	2835,0
M-23а	M-11г	250	100	64	2021	960,0
M-5	M-5(смотр)	150	70	20	2021	260,0
M-5(смотр)	M-9	150	70	19	2021	247,0
M-4	M-5	125	50	31	2021	341,0
План капитального ремонта МП «Теплоснабжение»						
K-52	У-Лен.126	100	80	35,5	2018	497,0
K-666	У-1(Кур.39)	80	50	32	2018	352,0
K-98	K-98а	50	32	63	2018	554,4
K-98а		50	32	10	2018	88,0
M-14	Дубрав.,корп.№4	40	32	15	2018	132,0
M-17	Дубрав.,корп.№1	40	32	17	2018	149,6
M-36	Песч.,32	50	40	33	2018	363,0
M-39	Пионер.пр.,31а/м.Лилия	50	32	24	2018	211,2
TK-(сан. Сиг.)	У-(сан. Сигнал)	150	125	7	2018	119,0
TK-14-18	TK-14-19	100	70	36	2018	468,0
TK-15-17	Лен.,21а	40	32	23	2018	202,4
TK-15-2	TK-15-9	70	50	32	2018	352,0
TK-16-12	У-Кр.37а	80	70	63,4	2018	824,2
TK-23-12	TK-23-17	70	40	91	2018	1001,0
TK-23-17	TK-23-13	70	40	15	2018	165,0
TK-24-86	У-Лен.83	70	50	23	2018	253,0

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Год проведения реконструкции	Капитальные затраты на реконструкцию без НДС, тыс. руб.
TK-2-5	TK-2-5(CM)	80	50	29	2018	319,0
TK-2-5	TK-2-4	80	50	69	2018	759,0
TK-2-5(CM)	TK-2-6	80	50	37	2018	407,0
TK-25-1	TK-25-2	200	125	224,2	2018	3811,4
TK-26-15	У-Шк-ин(прач)	50	40	10,4	2018	114,4
TK-26-18г	TK-(сан. Сиг.)	150	125	131	2018	2227,0
TK-26-4	TK-26-5б	125	100	77	2018	1155,0
TK-27-14	Лен.,90	70	50	27	2018	297,0
TK-32-3	У-(Ком.10а)	50	40	54,2	2018	596,2
TK-32-3	У-Хозблок(Школ.)	50	32	29,3	2018	257,8
TK-3-3	У-Миг.7	50	32	7,76	2018	68,3
TK-3-4	У-1(Миг.9)	50	40	24	2018	264,0
TK-3-5	У-1(Миг.11/10)	50	40	8	2018	88,0
TK-39-11	TK-39-12	80	70	97	2018	1261,0
TK-40-27	У-Мар.68	50	40	24	2018	264,0
TK-4-2	У-1(Лен.13/1)	50	40	30	2018	330,0
TK-46-2	TK-46-3	150	125	98	2018	1666,0
TK-51a-3	TK-51a-3а	80	70	37	2018	481,0
TK-52-7a	У-Мар.57	80	70	6	2018	78,0
TK-52-7a	TK-52-7	80	70	30,3	2018	393,9
TK-6(П3)	TK-7(П3)	200	80	84	2018	1176,0
TK-7(П3)	TK-8(П3)	200	80	119	2018	1666,0
TK-8(П3)	TK-9(П3)	200	80	148	2018	2072,0
TK-8-6	У-1(Лен.10)	70	50	20	2018	220,0
TK-9-1	TK-9-2	80	70	36	2018	468,0
TK-9-2	TK-9-2а	70	40	52	2018	572,0
TK-9-2а	У-1(Лен.12)	70	40	33	2018	363,0
У-1(Жук.7)	У-2(Жук.7)	150	100	40	2018	600,0
У-1(Кур.5)	У-2(Кур.5)	80	50	51	2018	561,0
У-1(Лен.10)	Лен.,10	70	50	5	2018	55,0
У-1(Лен.12)	Лен.,12	70	40	5	2018	55,0
У-1(Лен.13/1)	Лен.,13/1	50	40	5	2018	55,0
У-1(Миг.11/10)	Миг.,11/10	50	40	5	2018	55,0
У-1(Миг.9)	Миг.,9	50	40	5	2018	55,0
У-1(Мира7)	У-2(Мира7)	80	50	21	2018	231,0

Начальный узел	Конечный узел	Существующий диаметр условный, мм	Перспективный диаметр условный, мм	Длина, м	Год проведения реконструкции	Капитальные затраты на реконструкцию без НДС, тыс. руб.
У-2(Кур.5)	У-3(Кур.5)	70	40	25	2018	275,0
У-2(Мира7)	TK-25-5	70	50	43	2018	473,0
У-23в.15	TK-40а-15	150	125	52	2018	884,0
У-3(Лен.116)	У-Лен.110	80	70	21	2018	273,0
У-3(Поб.14)	TK-21-13	100	80	33	2018	462,0
У-Миг.7	Миг.,7	50	32	5,23	2018	46,0
Всего	-	-	-	-	-	49786,9

Суммарные капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с уменьшением диаметра трубопроводов в ценах 2018 г. составят 49,787 млн. руб. (без НДС).

Таблица 40 – Суммарные капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов

Наименование мероприятия	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	Капитальные затраты в тыс. руб. без НДС
Реконструкция с уменьшением диаметра магистральной тепловой сети Ду500 по ул. Комсомольской от ТК-2 до ГСК «Автолюбитель»	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	11818,0	11818,0
Реконструкция с уменьшением диаметра тепловой сети на п. Мирный от ул. Пирогова до ТК-М-23А	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	6782,0	6782,0
Реконструкция квартальных сетей с уменьшением диаметров по планам капитального ремонта МП «Теплоснабжение»	тыс. руб.	31186,9	0,0	0,0	0,0	31186,9
Всего	тыс. руб.	31186,9	0,0	0,0	18600,0	49786,9

5.5.3. Капитальные затраты на строительство или реконструкцию тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Суммарные капитальные затраты на строительство или реконструкцию тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных в МО ГО г. Обнинск в ценах 2018 г. составят 97386,9 млн. руб. (без НДС).

Таблица 41 – Суммарные капитальные затраты на строительство или реконструкцию тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения

Наименование мероприятия	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	Капитальны е затраты в тыс. руб. без НДС
Реконструкция магистральной тепловой сети котельной МП «Теплоснабжение» по ул. Энгельса от ТК-826 до ТК-85 Ду400 мм на Ду500 мм общей протяженностью 700 м	тыс. руб.	16932,0	30668,0	0,0	0,0	47600,0
Реконструкция тепловых сетей с уменьшением диаметров трубопроводов	тыс. руб.	31186,9	0,0	0,0	18600,0	49786,9
Всего	тыс. руб.	48118,9	30668,0	0,0	18600,0	97386,9

5.6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности

Для повышения уровня надежности внутридворовых тепловых сетей необходимо строительство резервирующих перемычек, перечень которых представлен в таблице 42. Суммарные капитальные затраты на реализацию мероприятий составят 12,773 млн. руб. без НДС в ценах 2018 г.

Таблица 42 – Капитальные затраты на строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, в системе теплоснабжения МО ГО г. Обнинск

Начальный узел	Конечный узел	Диаметр условный (2-тр. исполнение), мм	Длина, м	Год реализации мероприятия	Капитальные затраты в тыс. руб. без НДС
TK-27/34a	У-3(Гур.15)	70	103	2019	1339,0
TK-27/41	У-(Гур.23)	100	61	2019	915,0
TK-40/39	TK-40/28	100	60	2019	900,0
TK-40a/14	TK-40a/20a	125	140	2019	2380,0
TK-32/6	TK-32/7в	100	50	2019	750,0
У-(Энг.17а)	У-1(Энг.176)	100	148	2019	2220,0
K-1006	У-жилком	125	140	2019	2380,0
У-2(Мира16)	У-(Ляш.4)	80	86	2019	1204,0
У-2(Акс.10)	У-2(Акс.6)	70	20	2019	260,0
K-16в	У-2(Ляш.6)	125	25	2019	425,0
Всего	-	-	-	-	12773

5.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (срок эксплуатации 25 лет и более) реконструкции подлежат тепловые сети от котельной МП «Теплоснабжение» и

Обнинской ГТУ ТЭЦ №1, перечень которых приведен в приложении 1 и 2 Главы 7 соответственно.

В МО ГО г. Обнинск необходимый объем инвестиций на реконструкцию тепловых сетей с исчерпанным эксплуатационным ресурсом на весь срок актуализации схемы теплоснабжения до 2033 г. в перспективных зонах действия котельной МП «Теплоснабжение» составляет 3845,1 млн. руб., Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 – 247,7 млн. руб. (в ценах 2018 г. без НДС).

При планировании капитальных ремонтов тепловых сетей с исчерпанным сроком эксплуатации необходимо оценивать их техническое состояние и предусматривать изменение диаметра трубопроводов для повышения эффективности их функционирования, исходя из загруженности тепловых сетей.

Принятые затраты на реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, в системе теплоснабжения МО ГО г. Обнинск

Наименование мероприятия	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Всего
Котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр., 21)																		
Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса от котельной МП «Теплоснабжение»	тыс. руб.	65 790	63 696	129 063	261 729	329 926	362 475	386 562	347 933	256 565	217 904	222 937	230 025	237 815	242 159	246 636	243 881	3845096,0
Обнинская ГТУ ТЭЦ №1																		
Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса от ГТУ ТЭЦ №1	тыс. руб.	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	15479,8	247677,3	
МО ГО г. Обнинск																		
Всего	тыс. руб.	81 269,8	79 175,8	144 542,8	277 208,8	345 405,8	377 954,8	402 041,8	363 412,8	272 044,8	233 383,8	238 416,8	245 504,8	253 294,8	257 638,8	262 115,8	259 360,8	4092773,3

5.8. Строительство и реконструкция насосных станций

Строительство и реконструкция насосных станций не требуется.

Раздел 6. Перспективные топливные балансы

Топливные балансы для источников централизованного теплоснабжения, осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения на территории г. Обнинска представлены в Главе 8 Обосновывающих материалов.

Топливные балансы в зоне действия 3 источников тепловой энергии, по которым ожидается прирост тепловых нагрузок и изменение зоны их действия представлены в таблицах ниже.

Результаты расчетов топливных балансов источников тепловой энергии на территории городского округа представлены в форме, соответствующей Приложению 8 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения (утв. совместным Приказом Министерства энергетики и Министерства регионального развития от 29.12.2012 г. №565/667).

Максимальные часовые расходы топлива на выработку тепловой энергии на источниках теплоснабжения для летнего, зимнего и переходного периода определены по нагрузке на коллекторах.

Для зимнего периода – по нагрузке на коллекторах при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления - 27 °C.

Для летнего периода – по максимальной нагрузке на коллекторах в летний период.

Для переходного периода – по нагрузке на коллекторах при расчетной температуре наружного воздуха +4 °C (температура нижнего спрямления). Продолжительность переходного периода принята по количеству часов стояния температур за 2017 год – 40 суток.

Таблица 44 – Перспективный топливный баланс Городской котельной (пр-т. Коммунальный, 21) МП «Теплоснабжение»

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Перспективный топливно-энергетический баланс																	
1. Выработка тепловой энергии	Гкал	1033,47 4	1046,73 1	1096,25 6	1108,08 5	1118,144	1122,094	1137,870	1140,749	1141,105	1141,370	1141,370	1141,370	1143,156	1143,664	1144,416	1145,043
1.1 в горячей воде		857,784	871,041	920,566	932,395	1103,616	1107,566	1123,342	1126,221	1126,577	1126,842	1126,842	1126,842	1128,628	1129,136	1129,888	1130,515
1.2 в паре		175,690	175,690	175,690	175,690	14,528	14,528	14,528	14,528	14,528	14,528	14,528	14,528	14,528	14,528	14,528	14,528
2. Собственные нужды, в т.ч.:		25,453	25,453	25,453	25,453	21,89253 3											
2.1 в паре		10,299	10,299	10,299	10,299	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120	10,120	
2.2 в горячей воде		15,154	15,154	15,154	15,154	11,773	11,773	11,773	11,773	11,773	11,773	11,773	11,773	11,773	11,773	11,773	
3. Отпуск в сеть	Гкал	1008,02 1	1021,27 8	1070,80 3	1082,63 2	1096,251	1100,201	1115,977	1118,856	1119,212	1119,477	1119,477	1119,477	1121,263	1121,771	1122,523	1123,150
3.1 в паре																	
3.2 в горячей воде		1008,02 1	1021,27 8	1070,80 3	1082,63 2	1096,251	1100,201	1115,977	1118,856	1119,212	1119,477	1119,477	1119,477	1121,263	1121,771	1122,523	1123,150
4. Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. т. _{у.т}	158,49	160,52	168,12	169,93	171,47	172,08	174,50	174,94	174,99	175,04	175,04	175,04	175,31	175,39	175,50	175,60
4.1 природный газ	тыс. т. _{у.т}	158,48	160,51	168,11	169,92	171,46	172,07	174,49	174,93	174,99	175,03	175,03	175,03	175,30	175,38	175,49	175,59
4.2 мазут	тыс. т. _{у.т}	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
5. Затрачено натурального топлива, в т.ч.:																	
5.1 природный газ	млн. нм ³	135,60	137,34	143,84	145,39	146,71	147,23	149,30	149,68	149,72	149,76	149,76	149,76	149,99	150,06	150,16	150,24
5.2 мазут	тыс. т.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
6. УРУТ на выработку тепловой энергии	кГ _{у.т} /Гка л	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	153,36	
7. УРУТ на отпуск в сеть	кГ _{у.т} /Гка л	157,23	157,18	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	155,10	
Расходы топлива по временам года																	
8.1 Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	т _{у.т} /ч	69,86	70,47	70,50	71,30	72,21	72,48	73,54	73,73	73,75	73,77	73,77	73,77	73,89	73,93	73,98	74,02
8.2 Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	т _{у.т} /ч	12,33	12,46	12,44	12,62	12,84	12,92	13,11	13,14	13,15	13,15	13,15	13,15	13,17	13,18	13,19	13,21
8.3 Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	т _{у.т} /ч	23,29	23,49	23,50	23,77	24,07	24,16	24,51	24,58	24,58	24,59	24,59	24,59	24,63	24,64	24,66	24,67
9.1 Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс. т. _{у.т}	97,91	99,36	107,02	107,98	108,52	108,79	110,29	110,57	110,60	110,62	110,62	110,62	110,79	110,83	110,88	110,93
9.2 Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	тыс. т. _{у.т}	43,81	44,25	44,18	44,84	45,62	45,89	46,56	46,67	46,70	46,71	46,71	46,71	46,78	46,82	46,87	46,90
9.3 Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	тыс. т. _{у.т}	16,8	16,9	16,9	17,1	17,3	17,4	17,6	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,8	17,8

Таблица 45 – Перспективный топливный баланс Обнинской ГТУ-ТЭЦ ПАО «Калужская сбытовая компания»

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Расходы условного топлива на Обнинской ГТУ-ТЭЦ																		
1.	Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	74,949	82,259	89,784	99,317	108,397	116,507	123,610	131,266	138,346	145,727
1.1.	На агрегатах паротурбинного цикла, в т.ч.	млн. кВт·ч																
1.1.1.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч																
1.1.2.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч																
1.2.	На агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	млн. кВт·ч	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	74,949	82,259	89,784	99,317	108,397	116,507	123,610	131,266	138,346	145,727
1.2.1.	разомкнутый цикл	млн. кВт·ч	33,983	26,644	22,779	15,926	11,649	2,179										
1.2.2.	цикл с утилизацией теплоты отходящих газов	млн. кВт·ч	39,017	46,356	50,221	57,074	61,351	70,821	74,949	82,259	89,784	99,317	108,397	116,507	123,610	131,266	138,346	145,727
1.3.	На агрегатах парогазового цикла, в т.ч.	млн. кВт·ч																
1.3.1.	с генераторов газотурбинного привода	млн. кВт·ч																
1.3.2.	с генераторов паровой турбины, в т.ч.	млн. кВт·ч																
1.3.2.a.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч																
1.3.2.6.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч																
2.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	5,120	5,269	5,342	5,466	5,539	5,693	5,803	6,079	6,351	6,680	6,979	7,235	7,452	7,680	7,884	8,092
2.1.	на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	3,470	3,470	3,470	3,470	3,470	3,470	3,516	3,683	3,848	4,047	4,228	4,384	4,515	4,653	4,777	4,903
2.2.	на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	1,650	1,799	1,872	1,996	2,069	2,223	2,287	2,396	2,503	2,633	2,750	2,851	2,937	3,026	3,107	3,189
3.	Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	67,880	67,731	67,658	67,534	67,461	67,307	69,146	76,179	83,432	92,637	101,418	109,272	116,158	123,586	130,462	137,635
4.	Отпущено тепловой энергии	тыс. Гкал	49,46	70,85	71,84	73,60	74,70	77,14	78,20	83,15	88,63	95,58	102,20	108,11	113,29	118,87	124,03	129,41
4.1.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал																
4.2.	из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	46,820	55,627	60,265	68,489	73,621	84,985	89,939	98,710	107,740	119,181	130,076	139,808	148,332	157,519	166,015	174,872
4.2.a	в режиме дожигания	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал																
4.4.	из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	2,640	15,218	11,574	5,114	1,081	-7,846	-11,739	-15,561	-19,106	-23,598	-27,876	-31,698	-35,044	-38,652	-41,988	-45,465
4.5.	из РОУ	тыс. Гкал																
5.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602
5.1.	в паре + внутристанционные потери	тыс. Гкал																
5.2.	в горячей воде + внутристанционные потери	тыс. Гкал	3,540	3,540	3,540	3,540	3,540	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602	4,602
6.	Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов теплоисточника, в т.ч. :	тыс. Гкал	45,920	67,305	68,300	70,062	71,163	73,598	73,598	78,548	84,032	90,980	97,598	103,508	108,686	114,265	119,425	124,805
6.1.	в паре	тыс. Гкал																
6.2.	в горячей воде	тыс. Гкал	45,920	67,305	68,300	70,062	71,163	73,598	73,598	78,548	84,032	90,980	97,598	103,508	108,686	114,265	119,425	124,805
7.	Затрачено условного топлива	тыс. тут																
7.1.	На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного цикла, в т.ч.:	тыс. тут																
7.1.1.	в теплофикационном режиме	тыс. тут																
7.1.2.	в конденсационном режиме	тыс. тут																

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
7.2.	На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.:	тыс. тут	25,103	25,081	25,081	25,081	25,081	25,751	28,262	30,847	34,123	37,243	40,029	42,469	45,100	47,532	50,068	
7.2.1.	в разомкнутом цикле	тыс. тут	11,676	9,154	7,826	5,472	4,002	0,749										
7.2.2.	в цикле с утилизацией теплоты уходящих газов	тыс. тут	13,427	15,927	17,255	19,609	21,079	24,332	25,751	28,262	30,847	34,123	37,243	40,029	42,469	45,100	47,532	50,068
7.3.	На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла, в т.ч.:	тыс. тут																
7.4.	На отпуск теплоты, в т.ч.	тыс. тут																
	ПВК	тыс. тут	0,42	2,4	1,8	0,8	0,2	-1,2	-1,8	-2,4	-3,0	-3,7	-4,3	-4,9	-5,5	-6,0	-6,6	-7,1
	РОУ	тыс. тут																
7.4.1.	по физическому методу	тыс. тут																
7.4.2.	по пропорциональному методу	тыс. тут																
	Виды топлива на ТЭЦ																	
8.	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	25,520	27,455	26,887	25,879	25,250	23,857	23,919	25,835	27,867	30,442	32,894	35,084	37,002	39,070	40,982	42,976
8.1.	природный газ	тыс. тут	25,520	27,455	26,887	25,879	25,250	23,857	23,919	25,835	27,867	30,442	32,894	35,084	37,002	39,070	40,982	42,976
8.2.	сжиженный газ	тыс. тут																
8.3.	уголь	тыс. тут																
8.4.	мазут	тыс. тут																
8.5.	прочие виды топлива	тыс. тут																
9.	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:		27,667	29,764	29,148	28,055	27,373	25,863	25,931	28,007	30,210	33,002	35,660	38,034	40,114	42,356	44,429	46,590
9.1.	природный газ	млн. м ³	27,667	29,764	29,148	28,055	27,373	25,863	25,931	28,007	30,210	33,002	35,660	38,034	40,114	42,356	44,429	46,590
9.2.	сжиженный газ	млн. м ³																
9.3.	уголь	тыс. тонн																
9.4.	мазут	тыс. тонн																
9.5.	прочие виды топлива	тыс. тонн																
	Удельные расходы топлива на ТЭЦ																	
10.	УРУТ на выработку электроэнергии	г _{у.т} /кВт·ч	243,90	224,70	214,79	197,22	186,25	161,96	156,38	156,38	156,38	156,38	156,38	156,38	156,38	156,38	156,38	156,38
11.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г _{у.т} /кВт·ч	262,30	242,18	231,75	213,18	201,54	175,66	169,50	168,85	168,28	167,65	167,14	166,73	166,41	166,09	165,83	165,57
12.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00
13.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг _{у.т} /Гкал	164,80	198,68	185,96	167,65	158,29	141,60	135,64	131,41	128,34	125,11	122,57	120,63	119,14	117,72	116,55	115,44
14.1.	Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	т _{у.т} /ч	3,98	5,65	5,76	5,96	6,08	6,36	6,36	6,92	7,54	8,32	9,07	9,74	10,32	10,95	11,53	12,14
14.2.	Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	т _{у.т} /ч	0,49	0,90	0,92	0,97	0,99	1,05	1,05	1,17	1,32	1,49	1,67	1,82	1,95	2,10	2,24	2,38
14.3.	Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	т _{у.т} /ч	1,33	1,88	1,92	1,99	2,03	2,12	2,12	2,31	2,51	2,77	3,02	3,25	3,44	3,65	3,84	4,05
15.1.	Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс. т _{у.т}	22,15	22,67	22,00	20,82	20,09	18,46	18,53	19,97	21,48	23,38	25,20	26,83	28,25	29,78	31,20	32,68
15.2.	Годовой расход условного	тыс. т _{у.т}	2,36	3,34	3,41	3,53	3,60	3,76	3,76	4,10	4,46	4,93	5,37	5,76	6,11	6,48	6,83	7,19

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	топлива на выработку тепловой энергии в летний период																	
15.3.	Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	тыс. т _{у.т}	1,02	1,45	1,47	1,53	1,56	1,63	1,63	1,77	1,93	2,13	2,32	2,49	2,64	2,80	2,95	3,11

Таблица 46 – Перспективный топливный баланс ТЭЦ ФЭИ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Перспективный топливно-энергетический баланс																		
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	40,630	
1.1.	в горячей воде		30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	30,630	
1.2.	в паре		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	
2.	Собственные нужды, в т.ч.:		0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	
2.2.	в горячей воде																	
2.1.	в паре																	
3.	Отпуск в сеть	Гкал	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	40,224	
3.2.	в горячей воде																	
3.1.	в паре																	
4.	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. т _{у.т}	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	
4.1.	природный газ	тыс. т _{у.т}	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	
4.2.	мазут	тыс. т _{у.т}																
5.	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:																	
5.1.	природный газ	млн. нм ³	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	
5.2.	мазут	тыс. т.																
6.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	
7.	УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	156,57	
Расходы топлива по временам года																		
8.1.	Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	т _{у.т} /ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	
8.2.	Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	т _{у.т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
8.3.	Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	т _{у.т} /ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	
9.1.	Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс. т _{у.т}	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	
9.2.	Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
9.3.	Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	тыс. т _{у.т}	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	

Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

7.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе

7.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

7.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения

Затраты на реализацию мероприятий, связанных с изменением температурного графика, проектом актуализированной Схемы теплоснабжения не предусматриваются.

7.4. Ценовые последствия для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения

Стоимости мероприятий схемы теплоснабжения в указанных главах определены в ценах на 2018 г.

В настоящей актуализации схемы теплоснабжения предусмотрены мероприятия по развитию систем теплоснабжения существующих теплоснабжающих организаций, а также мероприятия, необходимость которых вызвана закрытием действующей в настоящий момент ТЭЦ ФЭИ.

В части мероприятий на тепловых источниках, необходимость которых вызвана закрытием ТЭЦ ФЭИ, при невозможности подключения ряда потребителей, отключаемых от ТЭЦ к теплоснабжению от МП «Теплоснабжение», приняты следующие допущения:

- мероприятия по строительству индивидуальных источников теплоснабжения для отключаемых от ТЭЦ ФЭИ потребителей (кроме потребителей от будущей АБМК «КОС») планируются к выполнению за счет прочих потребителей.
- для теплоснабжения потребителей, расположенных в зоне очистных сооружений, предусмотрено строительство АБМК «КОС». Эксплуатацию и обслуживание АБМК «КОС» будет осуществлять ПМ «Теплоснабжение».

В части мероприятий на тепловых сетях и сооружениях, необходимость которых вызвана закрытием ТЭЦ ФЭИ, необходимы мероприятия на объектах потребителей в зоне теплоснабжения МП «Теплоснабжение» (установка ИТП, стальных конвекторов, независимой схемы). Данные мероприятия направлены на ликвидацию возникающей при переключении зоны ТЭЦ ФЭИ на котельную МП «Теплоснабжение» опасности превышения давления теплоносителя в обратном трубопроводе у потребителей, расположенных в Старом городе и п. Мирный.

Таким образом по г. Обнинску мероприятия сформированы для:

- МП «Теплоснабжение» - владеет котельными и тепловыми сетями;
- прочие потребители (после отключения от ТЭЦ ФЭИ - на индивидуальных источниках теплоснабжения);
- потребители в Старом городе и п. Мирный.

Суммарно стоимость мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения в г. Обнинске на период 2019-2033 гг. (на тепловых источниках и тепловых сетях), составляют:

- мероприятия на объектах МП «Теплоснабжение» – 4 206 млн. руб.;
- мероприятия на объектах прочих потребителей – 17 млн. руб.
- мероприятия на объектах потребителей в Старом городе и п. Мирный – 41 млн. руб.

Суммарно по рассмотренным организациям г. Обнинска стоимость мероприятий до 2033 г. (в прогнозных ценах), составляет:

- мероприятия на объектах МП «Теплоснабжение» – 5 361 млн. руб.;
- мероприятия на объектах прочих потребителей – 18 млн. р
- мероприятия на объектах потребителей в Старом городе и п. Мирный – 44 млн. р

Информация о стоимости мероприятий для обеспечения прочих потребителей индивидуальными источниками тепловой энергии, а также о стоимости мероприятий на объектах потребителей в Старом городе и п. Мирный в настоящей Главе 10 приведена справочно.

Реализация указанных мероприятий на будущих объектах потребителей, планируется либо за счет данных потребителей, либо с привлечением бюджетных средств (для мероприятий в Старом городе и п. Мирный).

В части индивидуальных источников прочих потребителей эксплуатация и обслуживание указанных индивидуальных источников будет осуществляться силами собственников или привлеченной собственником сторонней организации;

В части мероприятий в Старом городе и п. Мирный поскольку предполагается, что ИТП, стальные конвекторы для потребителей и прочее аналогичное оборудование, запланированное к установке в Старом городе и п. Мирный будет передано потребителям (ТСЖ и пр.), расходы на эксплуатацию указанного имущества будут нести собственники имущества (ТСЖ и пр.).

Поскольку расходы, связанные со строительством и эксплуатацией указанных объектов, не влияют на объем необходимых расходов рассматриваемых теплоснабжающих организаций далее в Главе 10 рассматриваются мероприятия только на объектах теплоснабжающих организаций (МП «Теплоснабжение»).

Сводные данные о стоимости мероприятий представлены в таблице.

Таблица 47 – Стоимость мероприятий, предусмотренных для теплоснабжающих организаций г. Обнинска на период до 2033 г. (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

Наименование	МП «Теплоснабжение»
Капитальные вложения	
Тепловые источники	56 177
Строительство и реконструкция источников для обеспечения теплоснабжения при закрытии ТЭЦ ФЭИ	56 177
Строительство и реконструкция источников для подключения перспективной нагрузки	0
Тепловые сети	6 367 455
Строительство и реконструкция сетей для обеспечения теплоснабжения при закрытии ТЭЦ ФЭИ	123 411
Строительство и реконструкция сетей для подключения перспективной нагрузки	290 494
Строительство и реконструкция сетей для повышения эффективности работы	78 238
Замена ветхих сетей, выработавших нормативный срок эксплуатации	5 778 237
ИТОГО	6 326 556
<i>Справочно в ценах 2018 г. с НДС:</i>	
- по источникам	53 808
- по сетям (без замены ветхих сетей)	449 424
- замена ветхих сетей	4 459 583
Всего	4 962 814

Суммарные расходы на реализацию мероприятий в зоне деятельности МП «Теплоснабжение» до 2033 г. составляют 6 327 млн. руб. (в прогнозных ценах, с НДС), при этом практически все средства (99%) предусмотрены на мероприятия тепловых сетях (в основном - замена ветхих сетей).

На тепловых источниках предусмотрены расходы на строительство АБМК «КОС» для переключения на теплоснабжение от новой БМК потребителей в зоне очистных сооружений, отключаемых от теплоснабжения ТЭЦ ФЭИ.

В соответствии с «Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения», утвержденными приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э, в качестве источников финансирования капитальных вложений по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей приняты:

- Собственные средства организаций, в том числе:
 - доход инвестиционного проекта (за счет платы за присоединение к тепловым источникам и сетям новых потребителей);
 - амортизация ОПФ;
 - прочие собственные средства организаций;
- Привлеченные средства, в том числе:
 - бюджетные средства.

При определении объемов финансирования за счет каждого из перечисленных выше источников учитывалось, что на реализацию проектов схемы теплоснабжения в первую очередь направляются собственные средства организаций (п.132 раздела XI Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения). Дефицит собственных средств покрывается за счет привлечённых средств.

Доход инвестиционного проекта (за счет платы за присоединение к тепловым источникам и сетям). Все мероприятия, направленные на строительство и реконструкцию тепловых источников и теплосетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, финансируются за счет платы за подключение новых потребителей. Доход инвестиционного проекта (за счет платы за присоединение к тепловым источникам и сетям) определен исходя из расчетной (индикативной) платы за подключение и прогнозируемой нагрузки новых потребителей - в соответствии с положениями раздела IX.IX. «Расчет платы за подключение к системе теплоснабжения» Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э. Расчетная (индикативная) величина платы рассчитана как отношение суммы расходов на строительство (реконструкцию с увеличением мощности/диаметра) источников тепловой энергии (тепловых сетей), обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку, и возникающего налога на прибыль, к прогнозируемой суммарной подключаемой тепловой нагрузке новых потребителей (без учета нагрузок за счет изменения зон деятельности в отношении существующих потребителей).

Амортизация ОПФ. Объемы финансирования капитальных вложений за счет амортизации ОПФ определялись в размере амортизационных отчислений по основным фондам, образованным в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения ОПФ, в соответствии со схемой теплоснабжения (по объектам инвестирования). В случае недостаточности амортизационных отчислений по объектам инвестирования, в качестве источника капитальных вложений также учитывались амортизационные отчисления по существующему оборудованию.

Прочие собственные средства организаций. В качестве дополнительного источника средств для финансирования мероприятий предусмотрена прибыль организации, учитываемая регулирующим органом в тарифе на тепловую энергию.

Для МП «Теплоснабжение» в рамках Актуализации Схемы теплоснабжения обоснованы значительные расходы на реализацию мероприятий, что потребует расходования всей начисляемой по организации амортизации вплоть до 2033 г. При этом

указанных средств недостаточно для реализации всех мероприятий. Недостаток средств на финансирование мероприятий может быть покрыт за счет следующих источников:

- нормативная прибыль в тарифе на тепловую энергию;
- бюджетные средства.

Нормативная прибыль рассчитывается на основе «нормативного уровня прибыли».

Нормативный уровень прибыли устанавливается регулирующим органом в процентах от НВВ на каждый год с учетом планируемых экономически обоснованных расходов из прибыли, в том числе необходимости в осуществлении инвестиций. Предельный максимальный размер нормативного уровня прибыли устанавливаемого регулирующим органом ограничен нормой доходности, установленной на тот же год для регулируемых организаций, осуществляющих тот же вид регулируемой деятельности в том же субъекте Российской Федерации при использовании метода обеспечения доходности investированного капитала, а при отсутствии таких организаций - не выше минимальной нормы доходности, установленной федеральным органом регулирования.

В рамках расчета тарифных последствий реализации мероприятий Актуализации Схемы теплоснабжения для МП «Теплоснабжение» был выполнен прогноз тарифа в условиях финансирования всех мероприятий только за счет средств организации (амortизация, выручка по плате за подключение и прибыль в тарифе на тепловую энергию), без использования бюджетных средств. При этом темпы роста тарифа организации на тепловую энергию ограничены индексами роста тарифа, прогнозируемыми Минэкономразвития РФ (расчет представлен в Приложении 1).

В результате выполненных расчетов получено, что этот вариант финансирования мероприятий возможен только при среднем ежегодном «нормативном уровне прибыли» в размере 11-13,8%. При этом в действующих тарифах МП «Теплоснабжение» с учетом текущей реализации инвестиционной программы регулирующим органом нормативный уровень прибыли установлен в размере 6%.

Таким образом, указанный сценарий финансирования МП «Теплоснабжение» мероприятий в рамках Актуализации Схемы теплоснабжения только за счет средств самой организации, что потребует установления регулирующим органом прибыли на уровне 12-13% представляется нереализуемым.

В качестве компромиссного и основного варианта финансирования мероприятий рассмотрен сценарий при следующих условиях:

- темпы роста тарифа на тепловую энергию не превышают индексы роста тарифа, прогнозируемые Минэкономразвития РФ;

- нормативный уровень прибыли не превышает 7%;
- в случае недостаточности средств организации, в отдельные годы для финансирования мероприятий предусмотрены бюджетные средства.

Бюджетные средства. Финансирование за счет бюджетных средств предусмотрено для выполнения ряда мероприятий в зоне деятельности МП «Теплоснабжение».

В первую очередь финансирование за счет бюджетных средств предусмотрено для выполнения мероприятий, направленных на обеспечение теплоснабжения населения в условиях планируемого закрытия ТЭЦ ФЭИ (в списке мероприятий выделены в отдельную группу).

Кроме того, следует отметить, что в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» были обоснованы значительные расходы на замену ветхих тепловых сетей МП «Теплоснабжение».

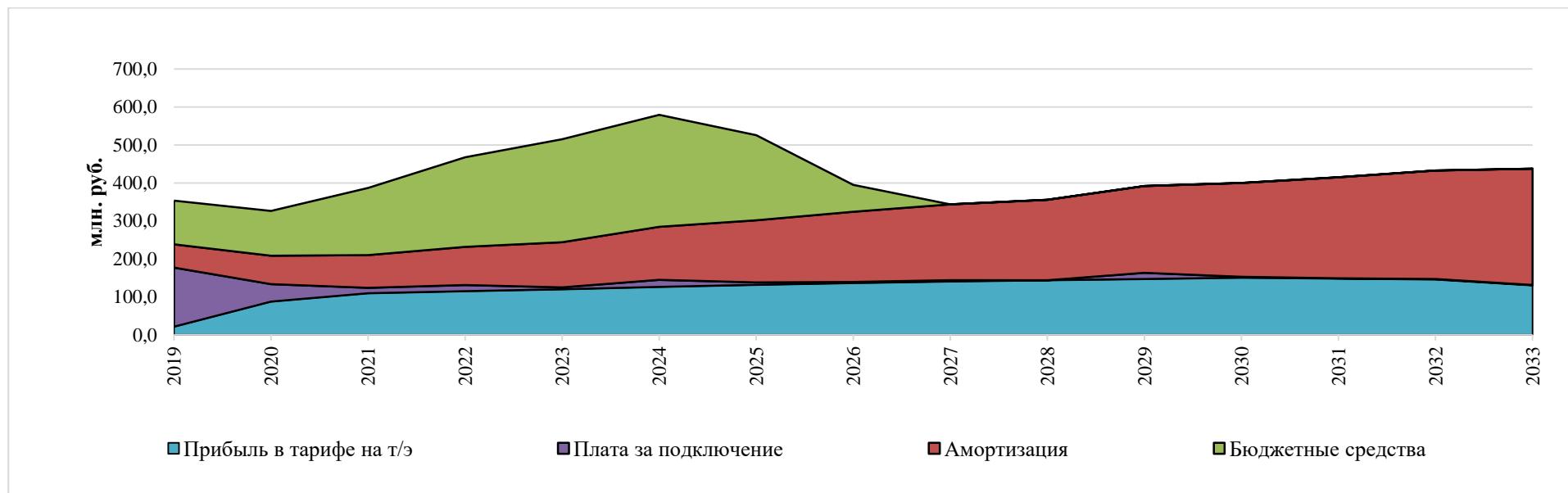
Однако в связи с принятым в расчете тарифных последствий ограничением роста тарифа на тепловую энергию индексами Минэкономразвития, а также ограничением размера прибыли на финансирование капитальных вложений в тарифе, включение расходов на выполнение замены ветхих сетей в тарифы МП «Теплоснабжение» в полном объеме не представляется возможным. В связи с этим помимо основной части средств на замену ветхих сетей, запланированных на эти цели в тарифе МП «Теплоснабжение», требуется частичное бюджетное софинансирование указанных обоснованных мероприятий.

Привлечение бюджетных средств предусмотрено на условиях, не требующих их возврата или обслуживания. Однако необходимо отметить, что после завершения реализации мероприятий в 2033 г. МП «Теплоснабжение» будет получать около 280 млн. руб. в год в виде амортизации основных средств и через 5 лет сумма начисленной и неиспользованной амортизации превысит объем привлеченных бюджетных средств.

Кредитные средства банков не могут служить альтернативой бюджетному софинансированию мероприятий поскольку в случае такой замены уже с 2024 г. всей прибыли организации окажется недостаточно даже для выплат % по полученным кредитам, не говоря о финансировании мероприятий или возврате кредитов.

Таблица 48 – Источники финансирования мероприятий МП «Теплоснабжение» в г. Обнинске (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

Наименование	Всего	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Плата за подключение	290,5	155,8	46,1	14,3	16,2	5,1	18,6	6,4	2,8	3,5	0,0	16,4	2,4	0,8	1,2	1,0
Амортизация	2 676,1	61,3	74,9	86,2	100,6	118,9	139,7	163,7	185,0	199,7	211,9	228,7	247,2	266,1	285,8	306,4
Прибыль в тарифе на т/э	1 852,4	21,2	87,4	109,4	114,9	119,9	126,1	131,6	136,4	140,4	143,7	146,9	150,4	148,1	145,8	130,3
Бюджетные средства	1 507,6	115,2	118,0	177,0	236,0	271,4	295,0	224,2	70,8	-	-	-	-	-	-	-
Итого	6 326,6	353,5	326,3	386,9	467,6	515,3	579,5	525,9	394,9	343,6	355,7	391,9	400,0	415,0	432,8	437,7

Рисунок 28 – Источники финансирования мероприятий МП «Теплоснабжение» в г. Обнинске

Как видно из таблицы и рисунка, основная часть мероприятий (77%) будет профинансирано за счет собственных средств организации. Потребность в бюджетных средствах возникает в 2019-2026 гг.

В соответствии с разработанным планом капитальных вложений и принятым порядком привлечения средств для их реализации обоснован объем финансовых потребностей основных ТСО на осуществление капитальных вложений (в рамках инвестиционных программ - ИП) и определены источники их финансирования:

Таблица 49 – Финансовые потребности ИП рассматриваемых ТСО, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	МП «Теплоснабжение»
1	Капитальные вложения, с НДС, в т.ч. по источникам финансирования:	6 326 556
	выручка по плате за подключение новых потребителей	290 494
	собственные средства	4 528 486
	бюджетные средства	1 507 577
	кредитные средства банков	0
2	Капитальные вложения, без НДС, требующие возврата через тарифные источники	4 083 881
3	Расходы на обслуживание кредитов	0
4	Налог на прибыль	453 993
5	Налог на имущество по объектам инвестирования (до 2033 г. включительно)	620 236
6	Итого финансовые потребности, предъявляемые к возмещению через тарифные источники	5 158 110
1	Выручка по плате за подключение новых потребителей	307 727
2	Выручка по тарифу на ТЭ, в т.ч.:	
2.1.	Амортизационные отчисления на финансирование ИП	2 267 909
2.2.	Прибыль на финансирование ИП	1 569 791
2.3.	Налог на прибыль	392 448
2.4.	Налог на имущество	620 236
3	Итого	5 158 110

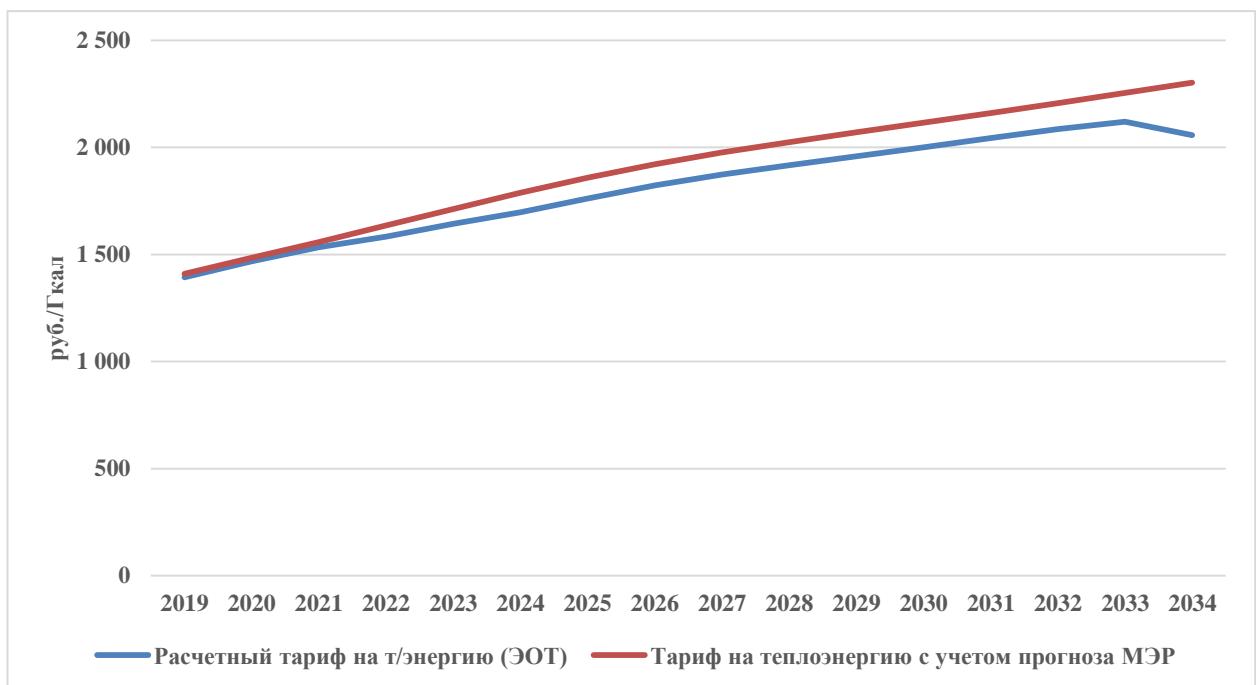
В соответствии с разработанными планами капитальных вложений для каждой из рассматриваемых ТСО разработаны и ниже представлены подробные планы по формированию финансовых потребностей ИП и источников их финансирования по годам.

При расчете ценовых последствий реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения для МП «Теплоснабжение», выполнен прогноз

- тарифов на тепловую энергию;
- индикативной величины платы за подключение.

Результаты прогноза тарифов МП «Теплоснабжение» г. Обнинск на теплоэнергию с учетом и без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, представлены на следующем рисунке:

Рисунок 29 – Прогноз тарифа МП «Теплоснабжение» г. Обнинск с учетом и без учета реализации мероприятий



Как видно из рисунка, среднегодовой тариф МП «Теплоснабжение» г. Обнинск при реализации мероприятий схемы на всем протяжении (с 2019 г. по 2034 г.) не превышает тариф, прогнозируемый без реализации мероприятий схемы теплоснабжения (с использованием индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ), что оставляет возможности по включению дополнительные экономически обоснованных расходов, не предусмотренных в рамках настоящего оценочного прогноза тарифов.

В 2034 г. в связи с завершением мероприятий по замене ветхих сетей тариф (с учетом мероприятий) опускается еще ниже и в дальнейшем прогнозируется плавный рост тарифов в соответствии с темпами инфляции и ростом цен на газ.

Плата за подключение

Прогноз индикативной платы за подключение к объектам МП «Теплоснабжение» представлен в следующей таблице:

Таблица 50 – Прогноз платы за подключение к объектам МП «Теплоснабжение»

Наименование	Ед. изм.	Всего	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Капитальные вложения по тепловым источникам, с НДС	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Капитальные вложения по тепловым сетям, с НДС	тыс. руб.	290 494	155 778	46 051	14 333	16 219	5 079	18 615	6 402	2 785	3 465	0	16 366	2 423	799	1 175	1 003
Налог на прибыль при финансировании мероприятий за счет платы за подключение	тыс. руб.	72 624	38 945	11 513	3 583	4 055	1 270	4 654	1 600	696	866	0	4 092	606	200	294	251
Всего капитальные вложения для подключения новых потребителей (с налогом на прибыль), с НДС	тыс. руб.	363 118	194 723	57 563	17 917	20 274	6 349	23 269	8 002	3 482	4 331	0	20 458	3 029	999	1 469	1 254
Нагрузка новых потребителей	Гкал	36,6	4,0	9,9	5,1	5,9	1,7	6,8	1,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,8	0,2	0,3	0,3
Плата за подключение, с НДС	тыс. руб./ Гкал												9 922				
Плата за подключение, без НДС	тыс. руб./ Гкал												8 408				

Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

Единая теплоснабжающая организация (ETO) – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения или органом местного самоуправления на основании критерии и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В п. 8 Постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (далее – ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г.) установлены обязанности ЕТО:

- 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 энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Согласно п. 4 ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808 в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Границы зон теплоснабжения г. Обнинска определены в Главе 11 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации». Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Обнинска представлен в таблице ниже.

Таблица 51 – Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Обнинска

Код зоны деятельности ETO	Источники теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Ведомственная принадлежность	
			Источник	Тепловые сети
001	Городская котельная по адресу пр-д Коммунальный, 21, котельная ТЭЦ ФЭИ по адресу пл. Бондаренко, 1	МП «Теплоснабжение»; АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского»; ЗАО «Энергосервис»	МП «Теплоснабжение»; АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского»	МП «Теплоснабжение»; АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского»; ЗАО «Энергосервис»
002	Обнинская ГТУ ТЭЦ по адресу площадка № 1 Технопарка Обнинск в районе ИАтЭ	ПАО «Калужская сбытовая компания»	ПАО «Калужская сбытовая компания»	ПАО «Калужская сбытовая компания»
003	Пусковая котельная	ПАО «Калужская сбытовая компания»	ПАО «Калужская сбытовая компания»	ПАО «Калужская сбытовая компания»
004	Котельная СК «Олимп» по адресу пр. Ленина, 153	МП «Теплоснабжение»	МП «Теплоснабжение»	МП «Теплоснабжение»
005	Котельная по адресу Киевское ш., 15	АО ОНПП «Технология»	АО ОНПП «Технология»	АО ОНПП «Технология»
006	Котельная по адресу Киевское ш., 109	ФГБНУ «ВНИИРАЭ»	ФГБНУ «ВНИИРАЭ»	ФГБНУ «ВНИИРАЭ»
007	Котельная по адресу Киевское ш., 109	ГНЦ РФ НИФХИ им. Карпова	ГНЦ РФ НИФХИ им. Карпова	ГНЦ РФ НИФХИ им. Карпова

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 установлены ПП РФ от 08.08.2012 № 808 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 ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены в ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г.

Критерии определения ЕТО:

- Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны действия ЕТО;
- Размер собственного капитала;
- Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организаций, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организаций, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций

различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Предложения по присвоению статуса ЕТО на территории г. Обнинска представлены в таблице ниже.

Детальное обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808, приведено в Главе 11 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации».

Таблица 52 – Предложения по присвоению статуса ЕТО на территории г. Обнинска

Код зоны деятельности и ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период	Организация, предлагаемая в качестве ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО
001	Городская котельная по адресу пр-д Коммунальный, 21, котельная ТЭЦ ФЭИ по адресу пл. Бондаренко, 1	МП «Теплоснабжение»/ АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского»/ ЗАО «Энергосервис»	МП «Теплоснабжение»	п. 8 Правил организации теплоснабжения
002	Обнинская ГТУ ТЭЦ по адресу площадка № 1 Технопарка Обнинск в районе ИАтЭ	ПАО «Калужская сбытовая компания»	ПАО «Калужская сбытовая компания»	п. 8 Правил организации теплоснабжения
003	Пусковая котельная	ПАО «Калужская сбытовая компания»	ПАО «Калужская сбытовая компания»	п. 8 Правил организации теплоснабжения
004	Котельная СК «Олимп» по адресу пр. Ленина, 153	МП «Теплоснабжение»	МП «Теплоснабжение»	п. 8 Правил организации теплоснабжения
005	Котельная по адресу Киевское ш., 15	АО ОНПП «Технология»	АО ОНПП «Технология»	п. 8 Правил организации теплоснабжения
006	Котельная по адресу Киевское ш., 109	ФГБНУ «ВНИИРАЭ»	ФГБНУ «ВНИИРАЭ»	п. 8 Правил организации теплоснабжения
007	Котельная по адресу Киевское ш., 109	ГНЦ РФ НИФХИ им. Карпова	ГНЦ РФ НИФХИ им. Карпова	п. 8 Правил организации теплоснабжения

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории городского округа организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - официальный сайт).

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с пунктами 7 - 10 ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г.

Согласно п. 4 ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808 целесообразно определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию:

- в группе зон деятельности ЕТО №№ 001 и 004 назначить ЕТО МП «Теплоснабжение»;
- в группе зон деятельности ЕТО №№ 002 и 003 назначить ЕТО ПАО «Калужская сбытовая компания».

После внесения проекта Схемы теплоснабжения на рассмотрение, теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности.

Окончательные предложения по присвоению статуса ЕТО формируются по результатам рассмотрения заявок на основании критериев определения ЕТО.

Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Загрузка котельной МП «Теплоснабжение», ГТУ ТЭЦ ПАО «КСК» будет увеличиваться течение расчетного срока, что обусловлено подключением перспективных потребителей тепловой энергии.

Кроме перспективных потребителей к городской котельной МП «Теплоснабжение» переводятся существующие внешние потребители ТЭЦ ФЭИ, расположенные в пределах городской застройки.

Оставшиеся внешние потребители ТЭЦ ФЭИ, теплоснабжение которых невозможно от МП «Теплоснабжение» переводятся на индивидуальные теплогенераторы мощностью менее 360 кВт.

Раздел 10. Решения по бесхозяйным тепловым сетям

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2019 г. бесхозяйные сети на территории города не выявлены.