

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА
НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2023 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

**ГЛАВА 7
ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ,
РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ
ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ)
МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения	4
2. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии	5
3. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	9
3.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения	11
3.2. Определение условий организации поквартирного отопления	14
3.3. Определение целесообразности (нецелесообразности) подключения (технологического присоединения) к существующей системе централизованного теплоснабжения	19
4. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	21
5. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период)	23
6. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	26
7. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	27
8. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей	

организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	30
9. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	31
10. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	32
11. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	33
12. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	34
13. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки городского округа малоэтажными жилыми зданиями	35
14. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа.....	36
15. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	44
16. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа.....	45
17. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения	46

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В результате реализации предложенных мероприятий полностью покрывается потребность в приросте тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии и в зонах, не обеспеченных источниками тепловой энергии.

В соответствии с п. 157 Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» в мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят:

Группа проектов 01 – Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

Группа проектов 02 – Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки

Группа проектов 03 – Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

Группа проектов 04 – Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.

2. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ, РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ И ПРОШЕДШИХ ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2022 г. существенные корректировки коснулись мероприятий ММПКХ и АО «РИР». Добавлены проекты, уточнены стоимости и сроки реализации локальных мероприятий на эксплуатируемых котельных.

Анализ изменений мероприятий на источниках, включенных на актуализацию 2022 г. (таблица 2-1), по сравнению с мероприятиями, заявленными на актуализацию 2020 г. (таблица 2-2), и сравнение их по группам проектов представлено в таблице 2-3.

Таблица 2-1 – Перечень мероприятий Озерского городского округа по группам проектов на источниках, предоставленных на актуализацию системы теплоснабжения на 2023 г., тыс. руб. без НДС

№ группы проектов	Наименование группы проектов	Зона ЕТО № 001				Зона ЕТО № 002	Зона ЕТО № 003		Паровая котельная	Итого по Озерскому городскому округу
		АО «РИР»	ФГУП «ПО «Маяк»	ММПКХ	ООО «Сервисный центр»	ММПКХ	АО «РИР»	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (2022 г.)										
01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	216236,98	0,00
02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	0,00	93973,39	0,00	117232,91	0,00	0,00	0,00	211206,30
03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	6408879,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6408879,60
ВСЕГО		6408879,60	0,00	93973,39	0,00	117232,91	0,00	0,00	216236,98	6620085,90

Таблица 2-2 – Перечень мероприятий Озерского городского округа по группам проектов на источниках, предоставленных на актуализацию системы теплоснабжения на 2022 г., тыс. руб. без НДС

№ группы проектов	Наименование группы проектов	Зона ЕТО № 001				Зона ЕТО № 002	Зона ЕТО № 003		Паровая котельная	Итого по Озерскому городскому округу
		АО «РИР»	ФГУП «ПО «Маяк»	ММПКХ	ООО «Сервисный центр»	ММПКХ	АО «РИР»	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»		
Мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (2019 г.)										
01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	152910,00	0,00
02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	0,00	70820,00	0,00	94050,00	0,00	0,00	0,00	164870,00
03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	1537990,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1537990,00
ВСЕГО		1537990,00	0,00	70820,00	0,00	94050,00	0,00	0,00	152910,00	1702860,00

Таблица 2-3 – Анализ отклонений стоимости мероприятий в Озерском городском округе по группам проектов на источниках, 2023 г. в сравнении с 2022 г., тыс. руб. без НДС

№ группы проектов	Наименование группы проектов	Зона ЕТО № 001				Зона ЕТО № 002	Зона ЕТО № 003		Паровая котельная	Итого по Озерскому городскому округу
		АО «РИР»»	ФГУП «ПО «Маяк»	ММПКХ	ООО «Сервисный центр»	ММПКХ	АО «РИР»	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»		
01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63326,98	0,00
02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	0,00	23153,39	0,00	23182,91	0,00	0,00	0,00	46336,30
03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	4870889,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4870889,60
ВСЕГО		4870889,60	0,00	23153,39	0,00	23182,91	0,00	0,00	63326,98	4917225,90

На рисунке 2-1 представлено изменение по группам проектов на актуализацию 2023 г. по сравнению с актуализацией на 2022 г.

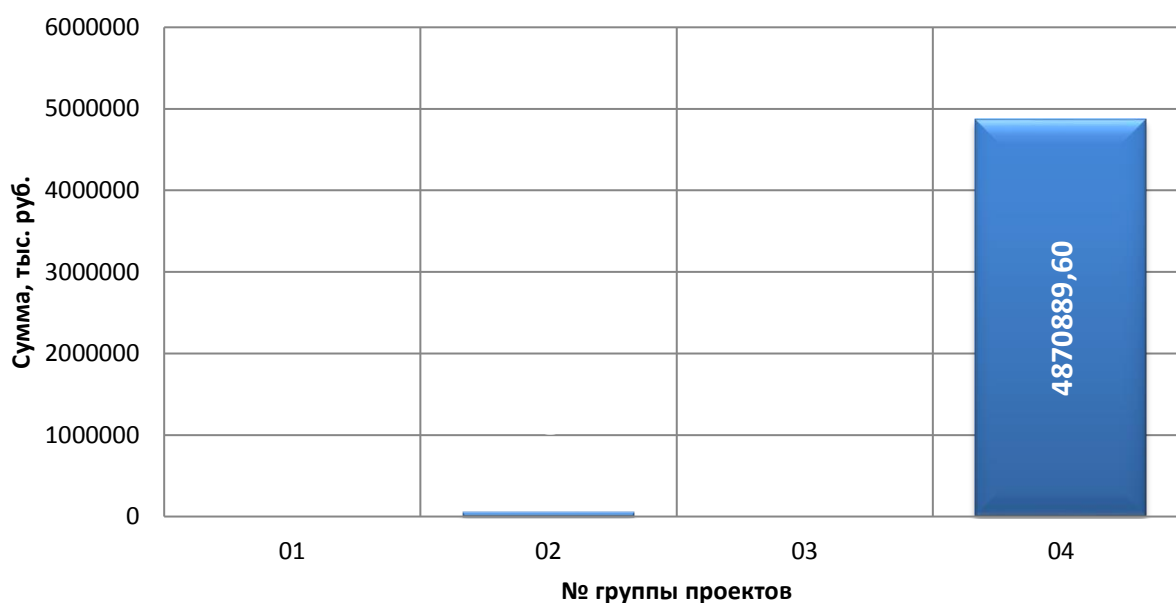


Рисунок 2-1 – Отклонение стоимости мероприятий по группам проектов на источниках, поданных на актуализацию 2023 г. по сравнению с мероприятиями, поданными на актуализацию 2022 г.

Из рисунка 2-1 видно, что произошло увеличение стоимости мероприятий в актуализации на 2023 г. по сравнению с актуализацией на 2022 г. на 4 917,226 млн. руб.

Далее произведен анализ изменения стоимости мероприятий по теплоснабжающим (теплосетевым) компаниям. Результаты представлены на рисунке 2-2.



Рисунок 2-2 – Отклонение стоимости мероприятий на источниках по компаниям, на актуализацию в 2023 г. по сравнению с мероприятиями на актуализацию 2022 г.

Стоимость мероприятий АО «РИР» выросла на 4,87 млрд. руб. за счет добавления мероприятий инвестиционной направленности.

Стоимость мероприятий ФГУП «ПО «Маяк» выросла на 63,327 млн. руб. за счет переноса срок реализации мероприятий.

Стоимость мероприятий ММПХХ выросла на 46,336 млн. руб. также за счет переноса срок реализации мероприятий.

3. ОПИСАНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ

3.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации от 05.07.2018 г. № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (далее – Правила).

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным как для единой теплоснабжающей организации, так и для теплоснабжающих/теплосетевых организаций. Теплоснабжающая или теплосетевая организация, к которой следует обращаться заявителям, согласно Правилам, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенных в настоящей схеме теплоснабжения. При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения в соответствующей точке подключения отказ потребителю в заключении договора о подключении объекта, находящегося в границах определенного настоящей схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, в соответствии с Правилами не допускается.

Нормативный срок подключения (с даты заключения договора о подключении) установлен п. 42. Правил и составляет:

- не более 18 месяцев – в случае наличия технической возможности;
- не более 3 лет – в случае если техническая возможность подключения обеспечивается в рамках инвестиционной программы исполнителя или смежной ТСО и иной срок не указан в ИП.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия резерва тепловой мощности на ис-

точнике и/или отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей в соответствующей точке подключения, потенциальному потребителю предлагается выбрать один из вариантов подключения:

- подключение за плату, установленную в индивидуальном порядке;
- подключение после реализации необходимых мероприятий в рамках инвестиционной программы ТСО, предварительно внесенных в Схему теплоснабжения.

При отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены Правилами, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений.

В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об из-

менении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

Зоны централизованного теплоснабжения представлены в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;

2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;

3. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;

4. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;

5. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/(м²·год), т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

3.2. Определение условий организации поквартирного отопления

В соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».

Переход на поквартирное отопление многоквартирных домов при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам централизованного теплоснабжения, в соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» запрещается, за исключением случаев, предусмотренных в данной схеме теплоснабжения. Переход на поквартирное отопление настоящей схемой теплоснабжения допускается в случае выполнения всех нижеперечисленных условий:

1. Здание удовлетворяет действующим строительным нормам и правилам, допускающим его перевод на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов;
2. Плотность нагрузок в рассматриваемой зоне составляет менее 0,2 (Гкал/ч)/га;
3. Единичная нагрузка потребителя составляет менее 0,1 Гкал/ч;

4. Потребители подключены или могут быть подключены к системе централизованного газоснабжения;

5. Себестоимость производства и/или транспорта тепловой энергии до конечного потребителя превышает установленный тариф;

6. Мероприятия по модернизации источников теплоснабжения и/или системы транспорта тепловой энергии до конечного потребителя являются экономически нецелесообразными, т.к. срок их окупаемости превышает срок полезного использования.

Переход на поквартирное теплоснабжение, возможен только для многоквартирного дома в целом. Переход на поквартирное теплоснабжение отдельных помещений и квартир схемой теплоснабжения не допускается.

Переход на поквартирное теплоснабжение многоквартирного дома осуществляется при наличии 3-х стороннего соглашения между теплоснабжающей организацией, органом местного самоуправления и собственниками. Решение о переводе всех квартир и встроенных помещений дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения принимается на общем собрании собственников, на котором также определяется источник финансирования данных работ, в том числе проектных.

Планируемые к применению индивидуальные поквартирные источники должны соответствовать требованиям п. 51 Правил, а именно:

«В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:

а) наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;

б) наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;

в) температура теплоносителя – до 95°C;

г) давление теплоносителя – до 1 МПа».

Поквартирные источники, не соответствующие данным требованиям использовать запрещается.

В соответствии с разделом II Правил, потребители могут уступать право на использование мощности иным лицам (потребителям), заинтересованным в подключении (новый потребитель), при условии отсутствия технических ограничений.

Уступка права на использование мощности может быть осуществлена в той же точке подключения, в которой подключены теплопотребляющие установки лица, уступающего право на использование мощности, и только по тому же виду теплоносителя, а техническая возможность подключения с использованием уступки права на использование мощности в иной точке подключения определяется теплоснабжающей (теплосетевой) организацией.

Отказ от централизованного отопления представляет собой как минимум процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, требующих внесения изменений в технический паспорт. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ (далее по тексту – ЖК РФ) такие действия именуются переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о реконструкции внутридомовой системы отопления (то есть получении проекта реконструкции, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003 № 170 (далее – Правила ЭЖФ), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения.

Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно п. 1.7.2 Правил ЭЖФ, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с момента постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное теплоснабже-

ние, то установка индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения».

Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли.

Кроме того, при установке в жилом помещении отопительного оборудования его качественные характеристики должны подтверждаться санитарно-эпидемиологическим заключением, пожарным сертификатом, разрешением Ростехнадзора и сертификатом соответствия.

Внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем реконструкции системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия **всех собственников** помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

То есть для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления, необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Отсутствие всех вышеперечисленных документов может трактоваться как самовольное отключение от централизованного теплоснабжения.

Самовольная реконструкция систем теплопотребления – это не что иное, как разрегулировка сетей и внутренних систем всего многоквартирного жилого дома. Эти работы могут привести к нарушению гидравлики, неправильному распределению тепловой энергии, перегреву или недогреву помещений, и, в конечном итоге, к нарушению прав других потребителей тепловых услуг.

Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома, к значительному увеличению расхода газа, на что существующие газовые трубы (их сечение) не рассчитаны. Кроме этого при отключении основной доли потребителей в многоквартирных домах увеличивается резерв мощности котельной, что негативно сказывается на работе теплоснабжающей организации и на предоставлении услуг теплоснабжения остальным потребителям (например, следует рост тарифа для остальных потребителей, что ущемляет их права).

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п. 7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при полной проектной реконструкции инженерных систем дома, а именно:

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т. ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;
- системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа;
- для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 куб. м.

Кроме того, демонтаж приборов отопления не свидетельствует о том, что тепловая энергия гражданами не потреблялась, поскольку энергия передавалась в дом, где распределялась через транзитные стояки по квартирам и общим помещениям дома, тем самым отапливая весь дом.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на автономное теплоснабжение, возможен и целесообразен только для многоквартирного дома в целом, но тогда соответствующее решение должны принять собственники помещений МКД, разработать проект реконструкции внутренних инженерных систем, согла-

совать его с соответствующими службами. Для этого необходимо провести собрание собственников жилых помещений, на котором принять решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения, определить источник финансирования данных работ, в том числе проектных.

В соответствии с СП 41-108-2004 забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздуховодами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.

Учитывая данные факты, установка газовых теплогенераторов для теплоснабжения возможна только во всех помещениях многоквартирного дома, с обеспечением принудительной подачи (циркуляцией воды) в контуры отопления и горячего водоснабжения.

В случае имеющейся возможности установки индивидуального газового отопительного оборудования, на общем собрании собственников помещений принимается решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, а управляющими компаниями, ТСЖ и другими балансодержателями многоквартирных домов должен выполняться расчет пропускной способности подводящих и внутренних газопроводов и разрабатывается откорректированный проект газоснабжения жилого дома в целом.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения. Данное заключение может дать местная теплоснабжающая организация. Также массовая установка индивидуальных котлов не может быть разрешена там, где диаметр газовых труб рассчитан только на подключение кухонных плит, так как просто не хватит давления газа. Согласно гидравлическим расчетам, котел потребляет газа больше, чем газовая колонка или плита, так как он значительный период времени работает в постоянном режиме, рассчитанном на обогрев квартиры и на подачу горячей воды.

3.3. Определение целесообразности (нецелесообразности) подключения (технологического присоединения) к существующей системе централизованного теплоснабжения

В соответствии с пп. а) п.6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффектив-

ного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика определения радиуса эффективного теплоснабжения в соответствии с Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения утвержденными приказом Минэнерго России №212 от 05.03.2019г.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к СЦТ от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию СЦТ города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа. В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к СЦТ, в границы радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

4. ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ, СВЯЗАННОЙ С РАНЕЕ ПРИНЯТЫМИ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РЕШЕНИЯМИ ОБ ОТНЕСЕНИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ К ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБЪЕКТАМ, МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Анализ сложившейся системы энергоснабжения Челябинской области по критерию потребления электрической энергии свидетельствует об энергодефиците за период 2015-2021 гг.

Таблица 4-1 – Анализ соответствия турбоагрегатов ТЭЦ Озерского городского округа на 2023 г.

Турбоагрегат	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см²	Температура острого пара, °С	КОМ	ВЫВОД
				всего	отопительных отборов	промышленных отборов				
Т-35-90-4	1	1954	35	73	73	0	90	500	не проходит	—
Т-35-90-4	2	1954	35	73	73	0	90	500	не проходит	—
П-35-90/10-2	3	1954	35	60	60	0	90	500	не проходит	—
Т-60/65-8	4	2018	61	132,5	132,5	0	90	500	не проходит	—
ТР-40-90/0,7-2	5	1956	40	95	95	0	90	500	не проходит	—
Р-20-90/18-2	6	1996	20	155	0	155	90	500	не проходит	—
ПТ-30-90/10-3	7	1957	30	120	120	0	90	500	не проходит	—
Итого:	7 шт.	—	256	708,5	553,5	155	—	—	—	—

Таблица 4-2 – Сведения о турбоагрегатах, прошедших конкурентный отбор мощности и работающих в вынужденном режиме

Электростанция	Ст. №	Сектор торговли						
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Аргаяшская ТЭЦ	1	ДВР	—	—	—	—	—	—
Аргаяшская ТЭЦ	2	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Аргаяшская ТЭЦ	3	ДВР	—	—	—	—	—	—
Аргаяшская ТЭЦ	4	—	—	—	—	—	—	—
Аргаяшская ТЭЦ	5	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Аргаяшская ТЭЦ	6	—	—	—	—	—	—	—
Аргаяшская ТЭЦ	7	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР

5. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СЛУЧАЕВ ОТНЕСЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ВЫВОД КОТОРЫХ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ОТНЕСЕНИИ ТАКОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В СООТВЕТСТВУЮЩЕМ ГОДУ ДОЛГОСРОЧНОГО КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) НА СООТВЕТСТВУЮЩИЙ ПЕРИОД)

Аргаяшская ТЭЦ в настоящее время работает в режиме «вынужденной генерации по теплу», т.е. получает плату за мощность в соответствии с ежегодными распоряжениями Правительства РФ «Об утверждении цен на мощность, производимую с использованием генерирующего оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме».

Таблица 5-1 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2021 году

№ п/п	Марка котла	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2022, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии АО «РИР»									
Аргаяшская ТЭЦ									
1	ТП-170, ТКЗ	1	1954	250 000	422 467	1985	439 700	4	2022
2	ТП-170, ТКЗ	2	1954	250 000	368 910	1984	392 600	4	2023
3	ТП-170, ТКЗ	3	1954	250 000	390 312	1988	437 000	5	2026
4	ТП-170, ТКЗ	4	1955	250 000	320 633	1986	341 150	3	2023
5	ПК-14, ЗиО	5	1956	250 000	394 861	1986	399 000	5	2021
6	ПК-14, ЗиО	6	1956	250 000	410 947	1987	450 514	5	2025
7	ПК-14, ЗиО	7	1957	250 000	401 703	1987	423 300	5	2023
8	ПК-14, ЗиО	8	1957	250 000	361 498	1987	410 380	4	2026
9	ПК-14, ЗиО	9	1967	250 000	230 872	2022	244 800	0	2022
	Итого:	9 шт.	—						

Таблица 5-2 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2021 году

Турбоагрегат	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2022, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
Т-35-90-4	1	1954	270 000	507 797	1988	432	461	523 800	7	2022
Т-35-90-4	2	1954	270 000	508 842	1988	487	512	516 000	7	2021
П-35-90/10-2	3	1954	270 000	445 598	1990	565	591	454 800	7	2022
Т-60/65-8	4	2018	270 000	20 169	2049	13	17	270 000	0	2049
ТР-40-90/0,7-2	5	1956	270 000	454 897	1990	472	505	463 400	7	2021
Р-20-90/18-2	6	1996	270 000	58 579	2036	57	63	270 000	0	2045
ПТ-30-90/10-3	7	1957	270 000	481 112	1991	420	434	500 000	6	2023
Итого:	7 шт.	—	—	—	—	—	—	—	—	—

6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

На основании Приказа Минэнерго России от 30.06.2020 № 508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы» разработана и утверждена Схема и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 гг. (далее по тексту – СиПР ЕЭС на 2021-2027 гг.). Также территория города включена в действующую Схему и программу перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2023-2027 годы, утвержденную распоряжением Губернатора Челябинской области от 29.04.2021 г. № 403-р.

В программах перспективного развития, строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования не предусматривается. Базовым и актуализированным проектом Схемы теплоснабжения, размещение дополнительных источников комбинированной выработки на территории Озерского городского округа не запланировано.

**7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ
ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ,
ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ
ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВЫХ
НАГРУЗОК**

Мероприятия приведены в таблице 7-1.

Таблица 7-1 – Перечень мероприятий ФГУП «ПО «Маяк» по группе проектов №1 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии»

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник тепло-снабжения	Зона ЕТО	Дата реали-зации	Стоимость на дату реали-зации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование ком-пании
Строительство паровой БМК N=20 т/ч на территории ко-тельной №1 (ПИР и ПСД)	Капиталовложения из при-были	Паровая котельная	001	2030	12 282,73	12 282,73	14 739,28	ФГУП «ПО «Маяк»
Строительство паровой БМК N=20 т/ч на территории ко-тельной №1 (СМР)	Капиталовложения из при-были	Паровая котельная	001	2031	167 914,75	167 914,75	201 497,70	ФГУП «ПО «Маяк»

Таблица 7-2 – Перечень мероприятий ММПКХ по группе проектов №2 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник тепло-снабжения	Зона ЕТО	Дата реали-зации	Стоимость на дату реали-зации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование ком-пании
Реконструкция блочной котельной Медгородка (22,4 Гкал/ч) (ПИР и ПСД)	Бюджетное финансирование	Блочная котельная Медгородка	001	2025	4 850,00	4 850,00	5 820,00	ММПКХ
Реконструкция блочной котельной Медгородка (22,4 Гкал/ч) (СМР)	Бюджетное финансирование	Блочная котельная Медгородка	001	2026	25 000,00	25 000,00	30 000,00	ММПКХ
Реконструкция блочной котельной Медгородка (22,4 Гкал/ч) (СМР)	Бюджетное финансирование	Блочная котельная Медгородка	001	2027	25 000,00	25 000,00	30 000,00	ММПКХ
Реконструкция котельной п.Метлино (ПИР и ПСД)	Бюджетное финансирование	Котельная пос. Мет-лино	002	2025	9 410,00	9 410,00	11 292,00	ММПКХ
Реконструкция котельной п.Метлино (СМР)	Бюджетное финансирование	Котельная пос. Мет-лино	002	2026	48 500,00	48 500,00	58 200,00	ММПКХ
Реконструкция котельной п.Метлино (СМР)	Бюджетное финансирование	Котельная пос. Мет-лино	002	2027	48 500,00	48 500,00	58 200,00	ММПКХ

Таблица 7-3 – Перечень мероприятий АО «РИР» по группе проектов №3 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснаб-жения	Зона ЕТО	Дата реал-изации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наимено-вание компании
Капитальный ремонт турбины ст.№1	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	24 701,69	7 216,08	29 642,03	АО «РИР»
Капитальный ремонт турбины ст.№2	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2025	21 079,88	6 158,04	25 295,86	АО «РИР»
Капитальный ремонт турбины ст.№4	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2024	8 823,93	2 577,72	10 588,72	АО «РИР»
Капитальный ремонт турбины ст.№7	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2024	15 085,83	4 407,00	18 102,99	АО «РИР»
Капитальный/средний ремонт котла ст.№1	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	15 831,02	4 624,70	18 997,22	АО «РИР»
Капитальный/средний ремонт котла ст.№1	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2025	17 616,56	5 146,30	21 139,87	АО «РИР»
Капитальный/средний ремонт котла ст.№3	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	15 836,37	4 626,26	19 003,64	АО «РИР»
Капитальный/средний ремонт котла ст.№3	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2025	17 615,30	5 145,94	21 138,36	АО «РИР»
Средний ремонт котла ст.№ 4	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	15 832,80	4 625,22	18 999,36	АО «РИР»
Средний ремонт котла ст.№ 5	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2024	10 812,13	3 158,54	12 974,56	АО «РИР»
Капитальный/средний ремонт котла ст.№6	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	19 379,33	5 661,26	23 255,19	АО «РИР»

Капитальный/средний ремонт котла ст.№6	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2025	11 230,82	3 280,84	13 476,98	АО «РИР»
Средний ремонт котла ст.№7	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2024	10 731,20	3 134,89	12 877,44	АО «РИР»
Капитальный / средний ремонт котла ст.№ 8	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	17 774,49	5 192,44	21 329,39	АО «РИР»
Капитальный / средний ремонт котла ст.№ 8	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2025	21 451,38	6 266,57	25 741,66	АО «РИР»
Средний ремонт котла ст.№9	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2024	9 657,76	2 821,31	11 589,31	АО «РИР»

Таблица 7-4 – Перечень мероприятий АО «РИР» по группе проектов №4 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»

№ п/п	Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснабжения	Зона ЕТО	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
1	Модернизация бойлеров ОБ-2 и ПБ-1	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	16 827,91	4 915,92	20 193,49	АО «РИР»
2	Техническое перевооружение котлоагрегатов ТП-170 ст.№1-4, ПК-14 № 5-9 с заменой поверхностей нагрева.	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2022	54 833,33	16 018,39	65 800,00	АО «РИР»
3	Техническое перевооружение котлоагрегатов ТП-170 ст.№1-4, ПК-14 № 5-9 с заменой поверхностей нагрева.	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	180 248,33	52 655,73	216 298,00	АО «РИР»
4	Техническое перевооружение котлоагрегатов ТП-170 ст.№1-4, ПК-14 № 5-9 с заменой поверхностей нагрева.	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2024	226 991,67	66 310,80	272 390,00	АО «РИР»
5	Техническое перевооружение котлоагрегатов ТП-170 ст.№1-4, ПК-14 № 5-9 с заменой поверхностей нагрева.	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2025	107 711,67	31 465,68	129 254,00	АО «РИР»
6	Техническое перевооружение котлоагрегатов ТП-170 ст.№1-4, ПК-14 № 5-9 с заменой поверхностей нагрева.	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2026	181 757,50	53 096,59	218 109,00	АО «РИР»
7	Организация оборотной системы ГЗУ (Реконструкция системы ГЗУ АТЭЦ с организацией оборотной схемы).	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2024	91 856,40	26 833,90	110 227,68	АО «РИР»
8	Организация оборотной системы ГЗУ (Реконструкция системы ГЗУ АТЭЦ с организацией оборотной схемы).	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2025	369 749,86	108 014,58	443 699,83	АО «РИР»
9	Организация оборотной системы ГЗУ (Реконструкция системы ГЗУ АТЭЦ с организацией оборотной схемы).	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2026	199 468,80	58 270,57	239 362,56	АО «РИР»
10	Реконструкция схемы отпуска пара 20ата (монтаж эжектов).	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2022	7 595,00	2 218,72	9 114,00	АО «РИР»
11	Реконструкция схемы отпуска пара 20ата (монтаж эжектов).	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2023	50 000,00	14 606,44	60 000,00	АО «РИР»
12	Реконструкция схемы отпуска пара 20ата (монтаж эжектов).	Капиталовложения из прибыли, амортизация	Аргаяшская ТЭЦ	001	2024	4 166,60	1 217,18	4 999,92	АО «РИР»

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПЕРЕОБОРУДОВАНИЮ КОТЕЛЬНЫХ В ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИЕ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, С ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки в настоящем проекте не разрабатывалось ввиду их экономической нецелесообразности в условиях Озерского городского округа и наличия значительных незадействованных резервов электрической мощности на существующих источниках комбинированной выработки.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В таблицу 9-1 включены мероприятия ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ по группам проектов № 01 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии» и № 02 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки».

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ ПО ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИМ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Проектом актуализированной Схемы теплоснабжения предусматривается закрытие ряда котельных и перевод тепловой нагрузки потребителей на теплоснабжение от действующих ТЭЦ Озерского городского округа. Работа замещаемых котельных в пиковом режиме не предусматривается.

11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАСШИРЕНИЮ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Мероприятия не предусмотрены.

12. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Мероприятия не предусмотрены.

13. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,10 (Гкал/ч)/га;
3. Многоэтажных жилых домов, расположенных вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения, для которых проектом предусмотрено индивидуальное теплоснабжение, в том числе поквартирное отопление;
4. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четырёх этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
5. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
6. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/(м²·год), т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное отопление применяется в малоэтажном фонде (1-3 эт.). Поквартирное теплоснабжение в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется. Переход на поквартирное отопление многоквартирных домов при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам централизованного теплоснабжения, в соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» запрещается, за исключением случаев предусмотренных в разделе 3 настоящей Главы.

14. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

В соответствии с делением систем теплоснабжения на отдельные зоны, приведены балансы тепловой мощности источников и балансы присоединенной тепловой нагрузки. При этом учтены потери в тепловых сетях и нагрузки собственных нужд источников.

Актуальной проблемой повышения эффективности управления режимами централизованного теплоснабжения является уточнение фактических характеристик теплопотребления: значений фактических полезных нагрузок и тепловых потерь, снижения нагрузок и отпусков в результате повышения энергоэффективности. Уточнённые параметры фактического потребления должны быть положены в основу актуализации балансов тепловой мощности (энергии) и перспективной тепловой нагрузки (перспективного отпуска) в каждой зоне действия источников тепловой энергии.

В процессе внесения перспективных потребителей, в электронной модели определены основные зоны, в которых прогнозируется убыль строительных фондов. Суммарные нагрузки выбывающих объектов ежегодно представлены в Главе 2.

Величина полезного отпуска, отпуска в сеть, потерь и прочих балансовых показателей в части тепловой энергии принята согласно материалам тарифных решений на 2020-2021 гг., которые размещены на официальном сайте Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области. Следует отметить, что показатели полезного отпуска, как и балансы тепловой энергии должны ежегодно уточняться, в процессе актуализации Схемы теплоснабжения.

На основании анализа отпуска тепловой энергии с коллекторов, полезного отпуска конечным потребителям городской застройки определены целевые показатели энергосбережения в части существующих строительных фондов.

Все балансы тепловой мощности составляются в соответствии с расчетными нагрузками в системе теплоснабжения. Расчетная тепловая нагрузка в ретроспективном периоде должна определяться на основе анализа потребления тепловой энергии по данным приборов учета, а в случае их отсутствия – по данным тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения потребителей (п. 28 Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»). Порядок определения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах теплоисточника регла-

ментирован приложением № 14 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

Перспективные балансы тепловой мощности составляются в соответствии с приложением № 15 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения. В нормативном документе указано, что все расчеты производятся в соответствии со средней ГВС. Вместе с тем, разработчиком Схемы теплоснабжения при расчете перспективных гидравлических режимов, оценке достаточности резерва тепловой мощности принимается во внимание п. 5.5 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003), где также сказано, что в расчете должна учитываться среднесуточная нагрузка ГВС.

Таблица 14-1 – Балансы тепловой энергии и тепловой мощности на расчетный период Схемы теплоснабжения

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения																		
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Зона ЕТО № 001 – АО «РИР»																				
Теплоисточник №	1	Аргаяшская ТЭЦ																		
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки																				
Установленная мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85
Располагаемая мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85
Тепловая мощность «нетто» (в паре и ГВ)	Гкал/ч	1085,04	1085,19	1085,13	1085,09	1084,99	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85	1088,85
Расчетная подключенная нагрузка (в паре и ГВ)	Гкал/ч	421,86	421,86	421,86	421,86	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85
Расчетная нагрузка на коллекторах (в паре и ГВ)	Гкал/ч	421,86	421,86	421,86	421,86	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85	419,85
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по расчетной нагрузке	Гкал/ч	663,18	663,34	663,27	663,23	665,14	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00	669,00
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто» по расчетной нагрузке	%	61,12	61,13	61,12	61,12	61,30	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44
Баланс тепловой энергии																				
Выработка тепловой энергии	Гкал	1589596	2699846	2700235	2645072	2606781	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604
Собственные и хозяйственные нужды теплоисточника	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск в сеть	Гкал	1621889	1591913	1588802	1566618	1520909	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604	1545604
1) в горячей воде	Гкал	1108850	1077957	1108322	1056270	1040163	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858
1-1) в горячей воде промышленным потребителям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской застройки	Гкал	1108850	1077957	1108322	1056270	1040163	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858
2) в паре	Гкал	513039	513956	480480	510348	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) в горячей воде	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативные потери в тепловых сетях	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) в горячей воде	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск	Гкал	1621889	1591913	1588802	1566618	1520909	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383	1555383
1) в горячей воде	Гкал	1108850	1077957	1108322	1056270	1040163	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858
1-1) в горячей воде промышленным потребителям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской застройки	Гкал	1108850	1077957	1108322	1056270	1040163	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858	1064858
2) в паре	Гкал	513039	513956	480480	510348	480746	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525

УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	172,8	173,1	171,8	174,7	175,0	174,8	174,6	174,5	174,3	174,1	173,9	173,8	173,6	173,4	173,3	173,1	172,9	172,7	172,6
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг у.т./Гкал	172,8	173,1	171,8	174,7	175,0	174,8	174,6	174,5	174,3	174,1	173,9	173,8	173,6	173,4	173,3	173,1	172,9	172,7	172,6
Расход условного топлива на выработку тепловой энергии	т у.т.	274738	467450	463922	462065	456168	270199	269929	269659	269389	269120	268851	268582	268313	268045	267777	267509	267242	266974	266707
Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии	кВт·ч/Гкал	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,0	18,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,7
Расход электроэнергии на передачу тепловой энергии	тыс. кВт·ч	29194	28654	28598	28199	27376	27793	27765	27737	27710	27682	27654	27627	27599	27571	27544	27516	27489	27461	27434
Теплоисточник №	2	Пиковая водогрейная котельная																		
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки																				
Установленная мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Располагаемая мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Тепловая мощность «нетто» (в паре и ГВ)	Гкал/ч	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88	99,88
Расчетная подключенная нагрузка (в паре и ГВ)	Гкал/ч	132,26	133,11	161,19	113,37	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83
Расчетная нагрузка на коллекторах (в паре и ГВ)	Гкал/ч	132,26	133,11	161,19	113,37	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83	103,83
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по расчетной нагрузке	Гкал/ч	-32,38	-33,23	-61,31	-13,49	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95	-3,95
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто» по расчетной нагрузке	%	-32,42	-33,27	-61,38	-13,51	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96	-3,96
Баланс тепловой энергии																				
Выработка тепловой энергии	Гкал	175282	327589	351656	312422	184565	146384	146384	146384	146384	146384	146384	146384	146384	146384	146384	146384	146384	146384	146384
Собственные и хозяйственные нужды теплоисточника	Гкал	84472	74171	98006	39978	26614	62760	62760	62760	62760	62760	62760	62760	62760	62760	62760	62760	62760	62760	62760
Отпуск в сеть	Гкал	90810	78136	101343	73095	44878	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624
1) в горячей воде	Гкал	90810	78136	101343	73095	44878	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624
1-1) в горячей воде промышленным потребителям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской застройки	Гкал	90810	78136	101343	73095	44878	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624	83624
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал	84472	74171	98006	39978	26614	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957
1) в горячей воде	Гкал	84472	74171	98006	39978	26614	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативные потери в тепловых сетях*	Гкал	110506	106366	141974	168843	135493	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770
1) в горячей воде	Гкал	110506	106366	141974	168843	135493	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск	Гкал	-115510	-129517	-150112	-103765	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103
1) в горячей воде	Гкал	-115510	-129517	-150112	-103765	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103

1-1) в горячей воде промышленным потреби-телям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской за-стройки	Гкал	-115510	-129517	-150112	-103765	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103	-117103
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку теп-ловой энергии	кг у.т./Гкал	81,2	80,4	83,3	99,5	100,8	91,6	91,5	91,5	91,4	91,3	91,2	91,1	91,0	90,9	90,8	90,7	90,6	90,5	90,5
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг у.т./Гкал	156,7	156,7	163,9	153,9	160,6	160,4	160,3	160,1	159,9	159,8	159,6	159,5	159,3	159,1	159,0	158,8	158,7	158,5	158,3
Расход условного топлива на выработку тепловой энергии	т у.т.	14228	26328	29309	31080	18604	13414	13401	13387	13374	13361	13347	13334	13321	13307	13294	13281	13267	13254	13241
Удельный расход элек-троэнергии на передачу тепловой энергии	кВт·ч/Гкал	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,0	18,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,7
Расход электроэнергии на передачу тепловой энер-гии	тыс. кВт·ч	1635	1406	1824	1316	808	1504	1502	1501	1499	1498	1496	1495	1493	1492	1490	1489	1487	1486	1484
Теплоисточник №	3	Блочная котельная Медгородка																		
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки																				
Установленная мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Располагаемая мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Тепловая мощность «нетто» (в паре и ГВ)	Гкал/ч	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88
Расчетная подключенная нагрузка (в паре и ГВ)	Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
Расчетная нагрузка на коллекторах (в паре и ГВ)	Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по расчетной нагрузке	Гкал/ч	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощно-сти «нетто» по расчетной нагрузке	%	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50
Баланс тепловой энергии																				
Выработка тепловой энергии	Гкал	34085	60938	56116	60093	54595	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140
Собственные и хозяй-ственные нужды тепло-источника	Гкал	200	180	2978	5723	2828	3319	3319	3319	3319	3319	3319	3319	3319	3319	3319	3319	3319	3319	3319
Отпуск в сеть	Гкал	33885	26673	26285	25107	20937	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821
1) в горячей воде	Гкал	33885	26673	26285	25107	20937	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821
1-1) в горячей воде промышленным потреби-телям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской за-стройки	Гкал	33885	26673	26285	25107	20937	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) в горячей воде	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Нормативные потери в тепловых сетях	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) в горячей воде	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск	Гкал	33885	26673	23912	19961	18590	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821
1) в горячей воде	Гкал	33885	26673	23912	19961	18590	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821
1-1) в горячей воде промышленным потребителям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской застройки	Гкал	33885	26673	23912	19961	18590	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821	20821
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	107,4	132,1	132,0	114,0	121,6	118,9	118,8	118,7	118,6	118,4	118,3	118,2	118,1	118,0	117,8	117,7	117,6	117,5
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг у.т./Гкал	108,0	133,0	147,0	140,0	138,0	137,9	137,7	137,6	137,4	137,3	137,2	137,0	136,9	136,8	136,6	136,5	136,4	136,2
Расход условного топлива на выработку тепловой энергии	т у.т.	3660	8050	7410	6851	6638	2870	2868	2865	2862	2859	2856	2853	2850	2848	2845	2842	2839	2836
Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии	кВт·ч/Гкал	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,0	18,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,8	17,8	17,8	17,8	17,7
Расход электроэнергии на передачу тепловой энергии	тыс. кВт·ч	610	480	473	452	377	374	374	374	373	373	373	372	372	371	371	371	370	370
ИТОГО по зоне ЕТО № 01																			
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки																			
Установленная мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25
Располагаемая мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25	1211,25
Тепловая мощность «нетто» (в паре и ГВ)	Гкал/ч	1206,8	1207,0	1206,9	1206,8	1206,8	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6	1210,6
Расчетная подключенная нагрузка (в паре и ГВ)	Гкал/ч	567,8	568,6	596,7	548,9	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4
Расчетная нагрузка на коллекторах (в паре и ГВ)	Гкал/ч	567,8	568,6	596,7	548,9	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4	537,4
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по расчетной нагрузке	Гкал/ч	639,0	638,3	610,2	657,9	669,4	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3	673,3
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности «нетто» по расчетной нагрузке	%	52,95	52,89	50,56	54,52	55,47	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61	55,61
Баланс тепловой энергии																			
Выработка тепловой энергии	Гкал	1798963	3088373	3108007	3017587	2845941	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128	1716128
Собственные и хозяйственные нужды теплоисточника	Гкал	84672	74351	100984	45701	29442	66079	66079	66079	66079	66079	66079	66079	66079	66079	66079	66079	66079	66079
Отпуск в сеть	Гкал	1746584	1696722	1716430	1664820	1586724	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049	1650049
1) в горячей воде	Гкал	1233545	1182766	1235950	1154472	1105978	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303
1-1) в горячей воде промышленным потребителям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1-2) в горячей воде на нужды городской за-стройки	Гкал	1233545	1182766	1235950	1154472	1105978	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303	1169303
2) в паре	Гкал	513039	513956	480480	510348	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746	480746
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал	84472	74171	98006	39978	26614	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957
1) в горячей воде	Гкал	84472	74171	98006	39978	26614	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957	51957
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативные потери в тепловых сетях	Гкал	110506	106366	141974	168843	135493	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770
1) в горячей воде	Гкал	110506	106366	141974	168843	135493	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770	148770
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск	Гкал	1540264	1489069	1462602	1482814	1422396	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101	1459101
1) в горячей воде	Гкал	1027225	975113	982122	972466	941650	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576
1-1) в горячей воде промышленным потреби-телям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской за-стройки	Гкал	1027225	975113	982122	972466	941650	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576	968576
2) в паре	Гкал	513039	513956	480480	510348	480746	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525	490525
УРУТ на выработку теп-ловой энергии	кг у.т./Гкал	162,7	162,5	161,1	165,7	169,2	166,9	166,8	166,6	166,4	166,3	166,1	165,9	165,8	165,6	165,4	165,3	165,1	164,9	164,8
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг у.т./Гкал	167,5	295,8	291,7	300,3	303,4	173,6	173,4	173,3	173,1	172,9	172,8	172,6	172,4	172,2	172,1	171,9	171,7	171,5	171,4
Расход условного топлива на выработку тепловой энергии	т у.т.	292625	501828	500641	499997	481409	286484	286197	285911	285625	285339	285054	284769	284484	284200	283916	283632	283348	283065	282782
Удельный расход элек-троэнергии на передачу тепловой энергии	кВт·ч/Гкал	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	17,98	17,96	17,95	17,93	17,91	17,89	17,87	17,86	17,84	17,82	17,80	17,79	17,77	17,75
Расход электроэнергии на передачу тепловой энер-гии	тыс. кВт·ч	31439	30541	30896	29967	28561	29671	29642	29612	29582	29553	29523	29494	29464	29435	29405	29376	29346	29317	29288
Теплоисточник №	4	Котельная пос. Метлино																		
Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки																				
Установленная мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
Располагаемая мощность оборудования (в паре и ГВ)	Гкал/ч	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
Тепловая мощность «нетто» (в паре и ГВ)	Гкал/ч	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62	37,62
Расчетная подключенная нагрузка (в паре и ГВ)	Гкал/ч	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46
Расчетная нагрузка на коллекторах (в паре и ГВ)	Гкал/ч	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности «нетто» по расчетной нагрузке	Гкал/ч	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16
Доля резерва (+) / дефи-цита (-) тепловой мощно-сти «нетто» по расчетной нагрузке	%	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16	80,16
Баланс тепловой энергии																				
Выработка тепловой энергии	Гкал	62169	61048	67686	63400	61600	41184	41184	41184	41184	41184	41184	41184	41184	41184	41184	41184	41184	41184	41184

Собственные и хозяй- ственные нужды тепло- источника	Гкал	20014	20349	23554	21442	20333	13963	13963	13963	13963	13963	13963	13963	13963	13963	13963	13963	13963	13963	13963
Отпуск в сеть	Гкал	42155	40699	44132	41958	41267	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221
1) в горячей воде	Гкал	42155	40699	44132	41958	41267	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221
1-1) в горячей воде промышленным потреби- телям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской за- стройки	Гкал	42155	40699	44132	41958	41267	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221	27221
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) в горячей воде	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативные потери в тепловых сетях	Гкал	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549
1) в горячей воде	Гкал	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549	5549
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск	Гкал	23111	21286	21596	21532	21887	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672
1) в горячей воде	Гкал	23111	21286	21596	21532	21887	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672
1-1) в горячей воде промышленным потреби- телям (на коллекторах)	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде на нужды городской за- стройки	Гкал	23111	21286	21596	21532	21887	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672	21672
2) в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку теп- ловой энергии	кг у.т./Гкал	107,1	105,3	103,0	104,6	105,8	104,3	104,2	104,1	104,0	103,9	103,8	103,7	103,6	103,5	103,4	103,3	103,2	103,1	103,0
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг у.т./Гкал	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	157,8	157,7	157,5	157,4	157,2	157,1	156,9	156,7	156,6	156,4	156,3	156,1	156,0	155,8
Расход условного топлива на выработку тепловой энергии	т у.т.	6660	6430	6973	6629	6520	4297	4292	4288	4284	4279	4275	4271	4267	4262	4258	4254	4250	4245	4241
Удельный расход элект- роэнергии на передачу тепловой энергии	кВт·ч/Гкал	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,0	18,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,7
Расход электроэнергии на передачу тепловой энер- гии	тыс. кВт·ч	759	733	794	755	743	489	489	489	488	488	487	487	486	486	485	485	484	484	483

* – потери в зоне ЕТО № 001 (Аргаяшская ТЭЦ – Пиковая водогрейная котельная) условно отнесены к последней

15. АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВОДА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Настоящая актуализация схемы теплоснабжения не предусматривает использование возобновляемых источников энергии.

16. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах выполняются в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищной сферы.

По положению на 2021 г. в Администрации города отсутствуют сведения о проектах модернизации производственных котельных с целью выхода на рынок теплоснабжения. В последние годы стала устойчивой тенденция замещения теплоснабжения жилищной сферы от производственных котельных – новыми источниками тепла.

Существующие производственные зоны, расположенные вне зон существующих источников теплоснабжения и имеющих собственные тепловые источники, сохраняются.

Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

17. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с пп. а) п.6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика определения радиуса эффективного теплоснабжения в соответствии с Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения утвержденными приказом Минэнерго России №212 от 05.03.2019 г. (далее – МУ).

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к СЦТ от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию СЦТ города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа. В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к СЦТ, в границы радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

Определение радиуса эффективного теплоснабжения, определяется согласно приложению № 40 к МУ по следующему алгоритму:

Для определения радиуса эффективного теплоснабжения должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника теп-

ловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

2. В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;

б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

3. Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде ($T_i^{\text{отэ}}$, руб./Гкал) отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле:

$$T_i^{\text{отэ}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}}{Q_i}, \quad (17.1)$$

где $\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}$ – необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.; Q_i – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал.

4. Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле ($T_i^{\text{пер}}$, руб./Гкал):

$$T_i^{\text{пер}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c}, \quad (17.2)$$

где $\text{НВВ}_i^{\text{пер}}$ – необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.; Q_i^c – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

5. Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле ($T_i^{\text{кп}}$, руб./Гкал):

$$T_i^{\text{кп}} = T_i^{\text{отэ}} - T_i^{\text{пер}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}}{Q_i} - \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c}, \quad (17.3)$$

6. При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле ($T_i^{\text{кп,нп}}$, руб./Гкал):

$$T_i^{\text{КП,НП}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{ОТЭ}} + \Delta \text{НВВ}_i^{\text{ОТЭ}}}{Q_i + \Delta Q_i^{\text{НП}}} + \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}} + \Delta \text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^{\text{с}} + \Delta Q_i^{\text{сНП}}}, \quad (17.4)$$

где $\text{НВВ}_i^{\text{ОТЭ}}$ – дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.; $\Delta Q_i^{\text{НП}}$ – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал; $\text{НВВ}_i^{\text{пер}}$ – дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.; $Q_i^{\text{сНП}}$ – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

7. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{\text{КП}}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{\text{КП,НП}}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{\text{КП}}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя – целесообразно.

8. Если при тепловой нагрузке заявителя $Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} < 0,1$ Гкал/ч, дисконтированный срок

окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

9. Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети (в годах), необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя, должен определяться в соответствии с формулой:

$$\sum_{t=1}^n \frac{ПДС_t}{\left(1 + \frac{1}{1+НД}\right)^t} \geq K_{ТС}, \quad (17.5)$$

где ПДС₀ – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.; НД – норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с пунктом 6 Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем определенным статьей 8 Федерального закона "О теплоснабжении", утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 44, ст. 6022; 2014, № 14, ст. 1627; № 23, ст. 2996; 2017, № 18, ст. 2780); K_{ТС} – величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС).

10. Для определения капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки присоединения к тепловой сети исполнителя до объекта заявителя должны быть выполнены следующие действия:

10.1. В электронной модели системы теплоснабжения исполнителя должна быть установлена адресная привязка объекта заявителя, выходящая за существующую зону действия системы теплоснабжения заявителя и увеличивающая радиус теплоснабжения (рисунок 17-1).

10.2. На топооснове поселения, городского округа, города федерального значения должна быть осуществлена привязка объекта заявителя к точке подключения тепловой сети

(формируется объект - тепловая камера для подключения и рассчитываются протяженность и диаметр теплопровода, соединяющего объект заявителя с тепловой камерой тепловой сети).

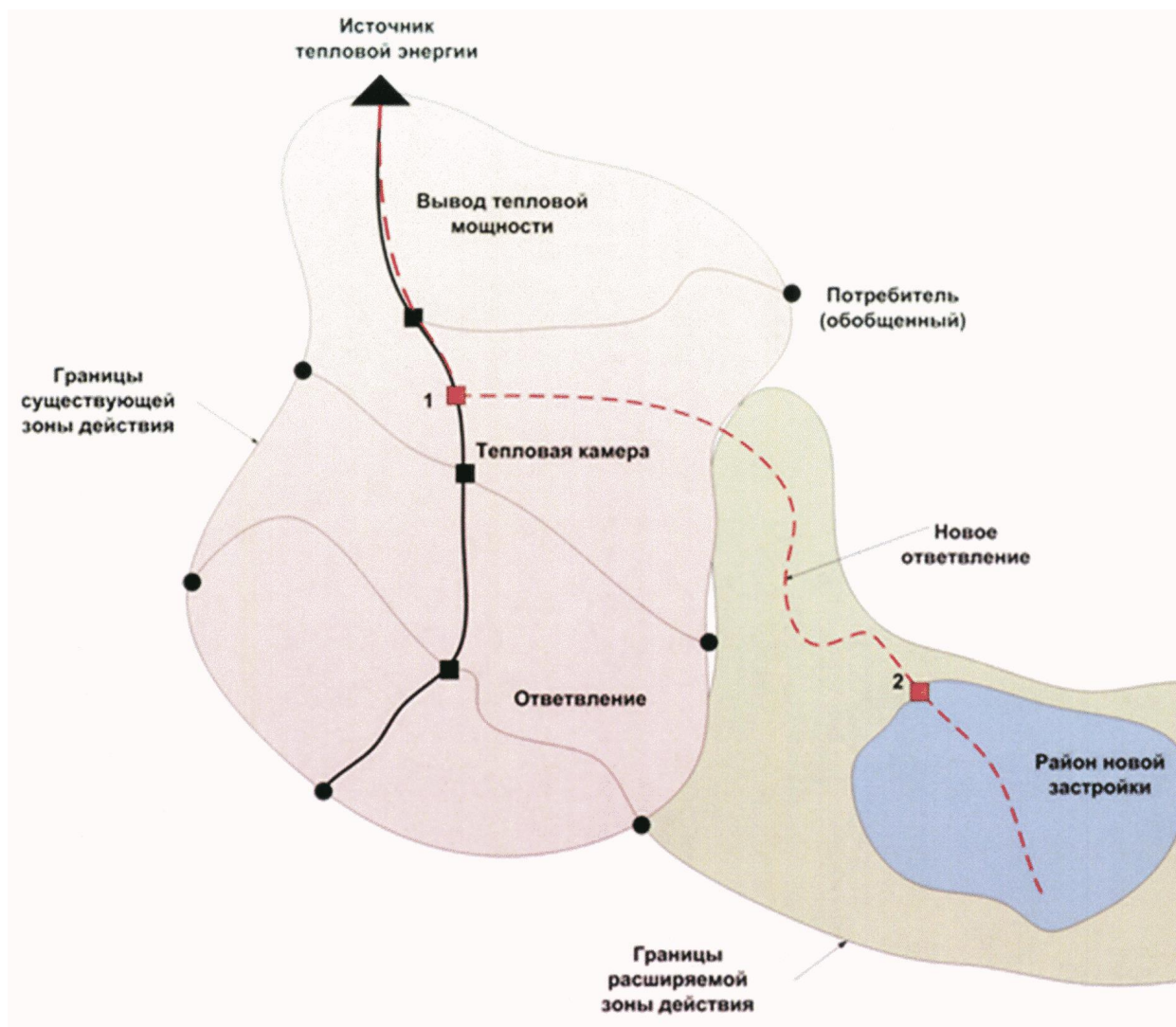


Рисунок 17-1 – Расширение зоны действия существующего источника тепловой энергии

10.3. В электронной модели системы теплоснабжения должен быть сформирован путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплопотребляющую установку объекта заявителя (рисунок 17-1 – красная пунктирная линия).

10.4. В электронной модели системы теплоснабжения должен быть рассчитан пьезометрический график (график давлений и расходов) по пути движения теплоносителя (рисунок 17-2).

10.5. Если в результате анализа пьезометрического графика установлено, что условие технической возможности подключения объекта заявителя по причине отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей исполнителя не выполняется (то есть в точке под-

ключения к внутридомовым системам отопления заявителя не может быть достигнуто расчетного расхода теплоносителя), то теплоснабжающей организацией должны быть предложены мероприятия капитального характера (реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра, строительство насосной подстанции), позволяющие обеспечить эту пропускную способность.

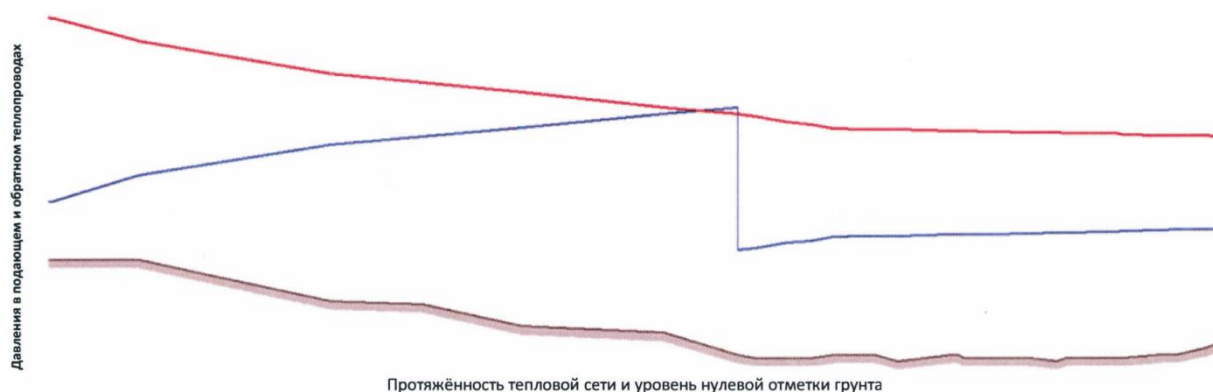


Рисунок 17-2 – Пьезометрический график пути движения теплоносителя

6. Капитальные затраты в строительство тепловой сети $K_{ТС}$ (тыс. руб., без НДС) должны рассчитываться по формуле:

$$K_{ТС,t} = \left[\sum_{i=1}^{i=N} (l \times k_{Dy})_i + \sum_{j=1}^{j=M} (l \times k_{Dy})_j \right] \times \text{ИЦП}_t - \text{ПЗП}_t \times (1 - \text{НДС}_t), \quad (17.6)$$

где l_i – протяженность i -того участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром Dy_i (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км; l_j – протяженность j -того участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с увеличением диаметра Dy_j (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км; $k_{Dy,i}$, $k_{Dy,j}$ – нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром Dy_i (Dy_j) (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства для объектов капитального строительства непроизводственного назначения (далее – НЦС), тыс. руб./км. В случае отсутствия в НЦС необходимых сведений (например, при отсутствии удельных показателей для необходимого диаметра трубопровода) стоимость строительства принимается путем линейной интерполяции на основе данных, приведенных в соответствующих разделах НЦС либо по проектам-аналогам. При определении нормативной цены строительства учитываются также затраты на восстановление благоустройства и озеленения и дорожного покрытия; N – число участков проектируемой тепловой сети с различными

условными диаметрами Dy_i ; M – число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до Dy_j (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов; $ИЦП_t$ прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде, который должен определяться в соответствии с пунктом 6 данного раздела; $ПЗП_t$ – плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой $Q_{сумм}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, устанавливается в соответствии с подпунктом 1 пункта 163 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 июля 2013 г., регистрационный № 29078), с изменениями, внесенными приказом Федеральной службы по тарифам от 27 мая 2015 г. № 1080-э «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э и в Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 10 июля 2015 г., регистрационный № 37985), приказами Федеральной антимонопольной службы от 4 июля 2016 г. № 888/16 «О внесении изменений и дополнений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13 июня 2013 года № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июля 2016 г., регистрационный № 43031), от 30 июня 2017 г. № 868/17 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э, и Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 26 июля 2017 г., регистрационный № 47530), от 4 октября 2017 г. № 1292/17 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 18 октября 2017 г., регистрационный № 48588) и от 18 июля 2018 г. № 1005/18 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 14 сентября 2018 г., регистрационный № 5215), в размере 550 рублей (с НДС);

НДС_t – ставка налога на добавленную стоимость в t-м расчетном периоде.

11. Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t-м расчетном периоде ИЦП_t должен определяться по формуле:

$$\text{ИЦП}_t = (1 + \text{ИЦП}_{6+1}^n) \times (1 + \text{ИЦП}_{6+2}^n) \times K \times (1 + \text{ИЦП}_t^n), \quad (17.7)$$

где ИЦП₆₊₁ⁿ, ИЦП₆₊₂ⁿ, ..., ИЦП_tⁿ – индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2017+1)-й, (2017+2)-й, ... t-й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, разработанном в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. № 1234 «О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный период и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 47, ст. 6598; 2017, № 38, ст. 5627; 2018, № 19, ст. 2737; № 50, ст. 7755) (далее – прогноз социально-экономического развития Российской Федерации), на t-й расчетный период регулирования (базовый вариант).

12. Приток денежных средств от операционной деятельности (тыс. руб./год), полученный исполнителем в период времени t, за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединенному к тепловой сети исполнителя должен определяться по формуле:

$$\text{ПДС}_t = B_t - Z_t, \quad (17.8)$$

где B_t – выручка, полученная исполнителем за счет продажи тепловой энергии заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, за период t, тыс. руб. в год; Z_t – затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, за период t, тыс. руб. в год.

13. Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, должна рассчитываться по формуле:

$$B_t = Q_3^{\text{пл}} \times C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t = Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} \times \text{ЧЧМ}_{\text{ср}} + C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t \times 10^{-3}, \quad (17.9)$$

где $Q_3^{\text{пл}}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год; $Q_{0,3}^{\text{м.ч}}$ – максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении (технологическом присоединении), в соответствии с пунктом 35 Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утвержденных постановлением

Правительства Российской Федерации от 5 июля 2018 г. № 787 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 29, ст. 4432), Гкал/ч; $ЧМ_{ср}$ – средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час/год; $\Pi_{тэ,t}$ – цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в t-м расчетном периоде; $ИСПГ_t$ – индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2014 г. № 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 19, ст. 2434; № 40 (ч. III), ст. 5425; № 45, ст. 6237; 2015, № 12, ст. 1753; № 37, ст. 5153; 2016, № 1 (ч. II), ст. 233; № 45 (ч. II), ст. 6263; 2017, № 11, ст. 1557; № 38, ст. 5633) t-м расчетном периоде.

14. Затраты (тыс. руб./год), понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$З_t = (З_T + З_{пер})_t, \quad (17.10)$$

где $З_{T,t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в t-м расчетном периоде, тыс. руб./год; $З_{пер,t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя (с учетом затрат на покупку тепловой энергии для компенсации тепловых потерь), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в t-м расчетном периоде, тыс. руб./год.

15. Затраты исполнителя (тыс. руб./год), обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$З_{T,t} = Q_3^{пл} \times b_{ф,t} \times \Pi_{т,t} \times (1 + I_t^п) \times 10^{-3}, \quad (17.11)$$

где $Q_3^{пл}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения объекта заявителя, тыс. Гкал/год; $b_{ф,t}$ – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя, в t-м расчетном периоде, кг/Гкал; $\Pi_{т,t}$ – цена топлива, фактически сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, в t-м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т условного топлива; $I_t^п$ – прогнозный индекс роста цены на k-й вид топлива в t-м расчетном периоде, в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (базовый вариант).

16. Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям (тыс. руб./год) должны определяться аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой:

$$Z_{\text{пер},t} = \gamma_{\text{ст}} + M_{\text{НТС}} = \gamma_{\text{ст}} \times \sum_{i=1}^{i=N} (l \times Dy)_i, \quad (17.12)$$

где $\gamma_{\text{ст}}$ – удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м²; $M_{\text{НТС}}$ – материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м²; $L_{\text{НТС},i}$ – протяженность i -того участка вновь построенной тепловой сети с условным диаметром $D_{y,\text{НТС},i}$, м; $D_{y,\text{НТС},i}$ – условный диаметр i -того участка вновь построенной тепловой сети, м.