

Акционерное общество



Государственный заказчик: Департамент жилищно-коммунального хозяйства города Москвы

Государственный контракт от 20.04.2018 № 87-ДЖКХ/18

**Актуализация Схемы теплоснабжения города Москвы
на период до 2032 года**

Этап 2 - Актуализация перспективного развития систем теплоснабжения города Москвы до 2032 г. и прогнозный период до 2033 г. с выделением 2021 и 2026 гг.

Том 2

Книга 2.1

Актуализация решений Схемы теплоснабжения города Москвы. Мастер-план.
Разработка электронной модели системы теплоснабжения
города Москвы

Москва 2018

**Актуализация Схемы теплоснабжения города Москвы
на период до 2032 года**

СОСТАВ

№ п/п	№ тома, книги	Наименование	Пункты, разделы, главы, части постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154		
			№ пункта	глава / раздел	часть
	Том 1	Этап 1 - Актуализация существующего положения в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Формирование актуальных прогнозов перспективного потребления тепловой и электрической энергии	Пункты 19-37	Главы 1 и 2	
1	Книга 1.1	Функциональная структура теплоснабжения. Источники тепловой энергии. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	п.п. 20-23, п. 32	глава 1	часть 1, часть 2, часть 8
2	Книга 1.1 Приложение А	Источники тепловой энергии ПАО «Мосэнерго»	п. 22, п. 23	глава 1	часть 2
3	Книга 1.1 Приложение Б	Источники тепловой энергии ПАО «МОЭК»	п. 22, п. 23	глава 1	часть 2
4	Книга 1.1 Приложение В	Источники тепловой энергии ООО «ТСК Мосэнерго» и ООО «ТСК Новая Москва»	п. 22, п. 23	глава 1	часть 2
5	Книга 1.1 Приложение Г	Источники тепловой энергии других организаций	п. 22, п. 23	глава 1	часть 2
6	Книга 1.2	Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	п. 24, п. 25	глава 1	часть 3
7	Книга 1.2 Приложение А	Схемы тепловых сетей от источников ПАО «Мосэнерго»	п. 24	глава 1	часть 3
8	Книга 1.2 Приложение Б	Схемы тепловых сетей от источников ПАО «МОЭК»	п. 24	глава 1	часть 3

№ п/п	№ тома, книги	Наименование	Пункты, разделы, главы, части постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154		
			№ пункта	глава / раздел	часть
9	Книга 1.2 Приложение В	Схемы тепловых сетей от источников ООО «ТСК Мосэнерго», ООО «ТСК Новая Москва» и от источников других организаций	п. 24	глава 1	часть 3
10	Книга 1.2 Приложение Г Часть 1	Параметры тепловых сетей от ТЭЦ ПАО «Мосэнерго»	п. 24	глава 1	часть 3
11	Книга 1.2 Приложение Г Часть 2	Параметры тепловых сетей от ТЭЦ ПАО «Мосэнерго»	п. 24	глава 1	часть 3
12	Книга 1.2 Приложение Г Часть 3	Параметры тепловых сетей от ТЭЦ ПАО «Мосэнерго»	п. 24	глава 1	часть 3
13	Книга 1.2 Приложение Г Часть 4	Параметры тепловых сетей от ТЭЦ ПАО «Мосэнерго»	п. 24	глава 1	часть 3
14	Книга 1.2 Приложение Д	Параметры тепловых сетей от источников ПАО «Мосэнерго» и ПАО «МОЭК»	п. 24	глава 1	часть 3
15	Книга 1.2 Приложение Е	Параметры тепловых сетей от источников ООО «ТСК Мосэнерго», ООО «ТСК Новая Москва» и от источников других организаций	п. 24	глава 1	часть 3
16	Книга 1.2 Приложение Ж Часть 1	Пьезометрические графики тепловых сетей от источников ПАО «Мосэнерго»	п. 24	глава 1	часть 3
17	Книга 1.2 Приложение Ж Часть 2	Пьезометрические графики тепловых сетей от источников ПАО «Мосэнерго»	п. 24	глава 1	часть 3
18	Книга 1.2 Приложение И	Пьезометрические графики тепловых сетей от источников ПАО «МОЭК»	п. 24	глава 1	часть 3
19	Книга 1.2 Приложение К	Пьезометрические графики тепловых сетей от источников ООО «ТСК Мосэнерго», ООО «ТСК Новая Москва» и от источников других организаций	п. 24	глава 1	часть 3

№ п/п	№ тома, книги	Наименование	Пункты, разделы, главы, части постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154		
			№ пункта	глава / раздел	часть
20	Книга 1.2 Приложение Л	Сведения о повреждениях на тепловых сетях	п. 24	глава 1	часть 3
21	Книга 1.2 Приложение М	Коммерческие приборы учета тепловой энергии	п. 24	глава 1	часть 3
22	Книга 1.3	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	п. 27, п. 28	глава 1	часть 5
23	Книга 1.4	Зоны действия источников тепловой энергии. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	п. 26, п. 29, п. 30	глава 1	части 4, 6
24	Книга 1.4 Приложение А	Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения	п. 26	глава 1	часть 4
25	Книга 1.5	Балансы теплоносителя	п. 31	глава 1	часть 7
26	Книга 1.6	Надежность теплоснабжения. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения	п. 33, п.36	глава 1	части 9, 12
27	Книга 1.7	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	п. 34, п. 35	глава 1	части 10, 11
28	Книга 1.8	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	п. 37	глава 2	-
	Том 2	Этап 2 - Актуализация перспективного развития систем теплоснабжения города Москвы до 2032 г. и прогнозный период до 2033 г. с выделением 2021 и 2026 гг.	Пункты 38-47 и 22	Главы 3 - 9	

№ п/п	№ тома, книги	Наименование	Пункты, разделы, главы, части постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154		
			№ пункта	глава / раздел	часть
29	Книга 2.1	Актуализация решений Схемы теплоснабжения города Москвы. Мастер-план. Разработка электронной модели системы теплоснабжения города Москвы	п. 22, п. 38	глава 3	-
30	Книга 2.2	Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, тепловой нагрузки с учетом формирования новых зон действия	п. 39	глава 4	-
31	Книга 2.2 Приложение А Часть 1	Результаты гидравлического расчета тепловых сетей	п. 39	глава 4	-
32	Книга 2.2 Приложение А Часть 2	Результаты гидравлического расчета тепловых сетей	п. 39	глава 4	-
33	Книга 2.3	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, перспективные балансы теплоносителя и топлива	п. 40, п. 41, п. 42, п. 44, п. 45	главы 5, 6, 8	-
34	Книга 2.4	Предложения по строительству, реконструкции тепловых сетей и сооружений на них. Оценка нормативного уровня надежности	п. 43, п. 46, п. 47	главы 7, 9	-
35	Книга 2.5	Моделирование возможных аварийных (чрезвычайных) ситуаций на объектах теплоснабжения города Москвы	-	-	-
36	Книга 2.6	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение системы теплоснабжения. Оценка тарифных последствий и инвестиционных рисков схемных решений	п. 48	глава 10	-
37	Книга 2.7	Актуализация перечня единых теплоснабжающих организаций	п. 49	глава 11	-

№ п/п	№ тома, книги	Наименование	Пункты, разделы, главы, части постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154		
			№ пункта	глава / раздел	часть
	Том 3	Этап 3 - Формирование утверждаемой части актуализации Схемы теплоснабжения города Москвы до 2032 г. и прогнозный период до 2033 г. с выделением 2021 и 2026 гг.	Пункты 4-17	Разделы 1-10	
38	Книга 3.1	Утверждаемая часть Актуализации Схемы теплоснабжения города Москвы	п.п. 4-17	разделы 1-10	-
39	Книга 3.1 Приложение А	Актуализированные сводные программы развития источников тепловой энергии города Москвы	п.п. 4-17	-	-
40	Книга 3.1 Приложение Б	Снятие замечаний Минэнерго России к предыдущей Схеме теплоснабжения города Москвы	-	-	-

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Актуализация решений Схемы теплоснабжения города Москвы. Мастер-план	12
1.1 Актуализация тепловых нагрузок	12
1.1.1 Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	16
1.1.2 Изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии	20
1.2 Вариантные проработки развития систем теплоснабжения города Москвы на период до 2033 г.....	24
1.2.1 Переключение тепловых нагрузок от котельных на ТЭЦ и другие источники тепловой энергии	33
1.2.2 Теплоснабжение потребителей в совместных зонах действия источников теплоснабжения	43
1.2.3 Теплоснабжение потребителей в зонах перспективного развития.....	48
1.3 Актуализация мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства	64
1.4 Переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	83
1.5 Мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	96
1.6 Строительство, реконструкция и техническое перевооружение источников тепловой энергии.....	96
1.7 Строительство и реконструкция тепловых сетей.....	99
1.8 Баланс топливно-энергетических ресурсов	101
1.9 Изменение финансовых потребностей и источники их покрытия.....	107
2 Электронная модель системы теплоснабжения города Москвы	110
2.1 Общие сведения.....	110
2.2 Сведения о технических средствах и операционных системах.....	111
2.3 Описание основных характеристик и особенностей программы	112
2.4 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города и с полным топологическим описанием связности объектов	119
2.4.1 Структура и состав электронной модели	119
2.5 Паспортизация объектов системы теплоснабжения	138

2.5.1	Источник тепловой сети.....	138
2.5.2	Участок тепловой сети	141
2.5.3	Центральный тепловой пункт.....	141
2.5.4	Потребитель тепловой сети	151
2.5.5	Обобщенный потребитель тепловой сети	156
2.5.6	Узел тепловой сети	157
2.5.7	Вычисляемая шайба.....	158
2.5.8	Регулятор давления в подающем или обратном трубопроводе	160
2.5.9	Регулятор расхода в подающем или обратном трубопроводе.....	161
2.5.10	Регулятор располагаемого напора.....	163
2.5.11	Насосная станция	164
2.5.12	Запорная арматура	165
2.5.13	Перемычка	167
2.5.14	Прибор учета	168
2.6	Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное	169
2.7	Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть	174
2.8	Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии	190
2.9	Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку.....	203
2.10	Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя	204
2.11	Расчет показателей надежности теплоснабжения.....	216
2.12	Групповые изменения характеристик объектов по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения	220
2.13	Сравнительные пьезометрические графики для разработки анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей	228
2.14	Классификация источников тепловой энергии и теплосетевых объектов	231
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	232
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Результаты проведенных конкурентных отборов мощности на 2016 - 2020 годы в отношении электрогенерирующего оборудования электрических станций г. Москвы ..	238

ВВЕДЕНИЕ

«Актуализация Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 года» (далее - Актуализация Схемы) разработана в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 (ред. от 12.07.2016) № 154.

Работа выполнена АО «МОСГАЗ» в соответствии с техническим заданием к Государственному контракту от 20.04.2018 № 87-ДЖКХ/18.

Государственный Заказчик – Департамент жилищно-коммунального хозяйства города Москвы.

Актуализация Схемы разработана в соответствии со следующими документами:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения (приказ Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667);
- закон города Москвы от 05.05.2010 (ред. от 27.12.2017) № 17 «О Генеральном плане города Москвы»;
- постановление Правительства Москвы от 27.09.2011 (ред. от 28.03.2017) № 451-ПП «Об утверждении Государственной программы города Москвы «Развитие коммунально-инженерной инфраструктуры и энергосбережение»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 321 «Об утверждении Государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики»;
- постановление Совета Федерации Российской Федерации от 27.12.2011 № 560-СФ «Об утверждении соглашения об изменении границы между субъектами Российской Федерации городом Москвой и Московской областью»;
- приказ Минэнерго России от 20.12.2016 № 1363 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий».

При выполнении Актуализации Схемы использовались следующие документы:

- «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года», утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р;

- «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года», утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209-р;
- «Схема и программа развития ЕЭС России на 2017-2023 годы», утверждена приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 01.03.2017 № 143;
- «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2017-2022 годы», утверждена распоряжением Мэра Москвы от 28.04.2017 № 288-РМ;
- «Перечень генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности», утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 (ред. от 28.11.2017) № 1334-р;
- распоряжение Правительства Москвы от 01.03.2011 № 148-РП «О реализации инвестиционного проекта строительства газотурбинной электростанции «Щербинка» по адресу: Коммунальная зона «Щербинка», район Южное Бутово»;
- распоряжение Правительства Москвы от 12.05.2005 (ред. от 15.02.2017) № 796-РП «Об итогах закрытого конкурса по выбору инвестора на реализацию инвестиционного проекта строительства газотурбинной электростанции ГТЭС «Кожухово»;
- распоряжение Правительства Москвы от 26.04.2005 (ред. от 15.05.2012) № 688-РП «Об итогах закрытого конкурса по выбору инвестора на реализацию инвестиционного проекта строительства газотурбинной электростанции ГТЭС «Терешково»;
- распоряжение Правительства Москвы от 26.04.2005 (ред. от 21.09.2016) № 689-РП «Об итогах закрытого конкурса по выбору инвестора на реализацию инвестиционного проекта строительства газотурбинной электростанции ГТЭС «Молжаниновка».

Целью данной работы является актуализация базового документа города Москвы, определяющего стратегию и единую техническую политику перспективного развития систем теплоснабжения города, позволяющего обеспечить покрытие перспективных тепловых нагрузок наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду.

«Актуализация Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 года» представлена в 3 этапах (том 1, том 2, том 3), включающих 40 книг:

- Этап 1 - Актуализация существующего положения в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Формирование актуальных прогнозов перспективного потребления тепловой и электрической энергии;

- Этап 2 - Актуализация перспективного развития систем теплоснабжения города Москвы до 2032 г. и прогнозный период до 2033 г. с выделением 2021 и 2026 гг.;

- Этап 3 - Формирование утверждаемой части актуализации Схемы теплоснабжения города Москвы до 2032 г. и прогнозный период до 2033 г. с выделением 2021 и 2026 гг.

В данной книге (том 2) представлены материалы по актуализации решений Схемы теплоснабжения города Москвы. Мастер-план и пояснительная записка по разработке электронной модели системы теплоснабжения г. Москвы.

При разработке Актуализации Схемы использованы материалы и исходные данные Департамента жилищно-коммунального хозяйства города Москвы (ДепЖКХ г. Москвы), Департамента капитального ремонта города Москвы, Департамента развития новых территорий города Москвы (ДепРНТ г. Москвы), Префектуры Троицкого и Новомосковского административных округов города Москвы, Департамента градостроительной политики города Москвы (ДепГП г. Москвы), Москомархитектуры, ГУП «НИиПИ Генплана Москвы», ГБУ «МосгорБТИ», Департамента экономической политики и развития города Москвы, Министерства жилищно-коммунального хозяйства Московской области, Казенного предприятия «Московская энергетическая дирекция» (КП «МЭД»), АО «СО ЕЭС», АО «Институт «Энергосетьпроект», ПАО «Мосэнерго», ПАО «Московская объединенная энергетическая компания» (ПАО «МОЭК»), ООО «ТСК Мосэнерго», ООО «ТСК Новая Москва», ООО «ЭнергоПромИнвест», ООО «Росмикс», ООО «ВТК-инвест», ООО «Межрегионэнергострой», ООО «Ситиэнерго» и других организаций.

1 Актуализация решений Схемы теплоснабжения города Москвы. Мастер-план

1.1 Актуализация тепловых нагрузок

В соответствии с проведенными расчетами величина тепловых нагрузок потребителей г. Москвы и ближайших районов Московской области по состоянию на 01.01.2017 составляет: в паре - 1 394 т/ч, в горячей воде – 33 310 Гкал/ч, в том числе тепловая нагрузка потребителей г. Москвы составляет: в паре – 1 389 т/ч, в горячей воде – 32 399 Гкал/ч.

Сравнительные показатели потребности в тепловой нагрузке потребителей г. Москвы на 01.01.2017 г. по сравнению с планом прироста, предусмотренного в Схеме теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий, представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Данные по изменению тепловой нагрузки в сравнении с планом прироста, предусмотренного Схемой теплоснабжения до 2030 г.

Административный округ	Тепловая нагрузка потребителей								
	на 01.01.2015 согласно Схеме до 2030 г.		прирост 2015-2016 гг. согласно Схеме до 2030 г.	на 01.01.2017 согласно Схеме до 2030 г.		на 01.01.2017 согласно Актуализации Схемы до 2032 г.		Отклонение нагрузки по сравнению с запланированной	
	пар, т/ч	горячая вода, Гкал/ч	горячая вода, Гкал/ч	пар, т/ч	горячая вода, Гкал/ч	пар, т/ч	горячая вода, Гкал/ч	пар, т/ч	горячая вода, Гкал/ч
Центральный АО	95,6	4 079,2	97,6	95,6	4 176,8	89,8	4 159,5	+ 5,8	+ 17,3
Северный АО	133,4	3 062,3	58,8	133,4	3 121,1	129,5	3 179,2	+ 3,9	- 58,1
Северо-Восточный АО	148,9	3 158,4	86,6	148,9	3 245,0	134,9	3 272,9	+ 14,1	- 27,9
Восточный АО	115,5	3 438,7	38,8	115,5	3 477,5	122,5	3 542,4	- 7,0	- 64,9
Юго-Восточный АО	496,5	3 539,7	40,7	496,5	3 580,4	525,4	3 550,1	- 28,9	+ 30,2
Южный АО	121,1	3 515,4	94,0	121,1	3 609,4	122,1	3 653,4	- 1,0	- 44,0
Юго-Западный АО	6,2	2 980,5	67,7	6,2	3 048,2	5,8	3 042,9	+ 0,4	+ 5,3
Западный АО	150,5	3 615,4	115,6	150,5	3 731,0	148,2	3 918,6	+ 2,3	- 187,6
Северо-Западный АО	83,3	1 964,7	48,5	83,3	2 013,2	83,3	2 016,4	0	- 3,2
Зеленоградский АО	0,8	718,7	10,8	0,8	729,5	0,8	731,0	0	- 1,5
Новомосковский АО	12,9	683,4	195,2	12,9	878,6	12,9	936,1	0	- 57,4
Троицкий АО	17,2	356,9	56,3	17,2	413,2	14,3	396,4	+ 2,9	+ 16,8
Всего г. Москва	1 381,8	31 113,3	910,5	1 381,8	32 023,8	1 389,4	32 398,9	- 7,6	- 375

Как видно из таблицы, в период 2015-2017 гг. наблюдается превышение фактических показателей тепловых нагрузок над запланированными: в паре - на 7,6 т/ч или на 0,6 %, в горячей воде – на 375 Гкал/ч или на 1,2 %, что обусловлено комплексом причин, среди которых следует выделить следующие:

- подключение новых объектов теплопотребления;

– получение на 01.01.2017 актуализированной информации по источникам тепловой энергии других организаций:

- дополнительно учтены 148 источников с тепловой нагрузкой: в паре – 0,82 т/ч, в горячей воде - 313,4 Гкал/ч;

- исключены 12 источников с тепловой нагрузкой: в паре – 6,8 т/ч, в горячей воде - 32,5 Гкал/ч;

- уточнение величин нагрузок в паре ТЭЦ ПАО «Мосэнерго».

Таким образом, величина отклонения фактической тепловой нагрузки потребителей г. Москвы над запланированной в Схеме до 2030 г. без учета актуализированных данных по источникам тепловой энергии других организаций, в горячей воде составляет плюс 94,3 Гкал/ч, что обусловлено опережающими темпами ввода объектов капитального строительства на территории г. Москвы.

Суммарный прирост тепловых нагрузок г. Москвы и прилегающих территорий Московской области согласно утвержденной Схеме теплоснабжения г. Москвы до 2030 г. в горячей воде за счет подключения объектов нового строительства составлял 3 848 Гкал/ч, в том числе по ТиНАО – 2 160 Гкал/ч (с учетом потерь в тепловых сетях).

Прогнозируемый прирост тепловых нагрузок в разработанной Актуализации Схемы на период 2017- 2032 гг. составляет 6 306 Гкал/ч, в том числе по ТиНАО – 2 341 Гкал/ч.

Превышение показателей прироста тепловых нагрузок над запланированными в утвержденной Схеме обусловлено следующим комплексом причин:

- учет прироста тепловых нагрузок по программе реновации жилого фонда г. Москвы (суммарная величина прироста 1 088 Гкал/ч);

- учет прироста тепловых нагрузок по 92 утвержденным проектам планировок территории с суммарной величиной ввода общей площади в размере 15 млн м²;

- учет прироста тепловых нагрузок по выданным ООО «ЦТП МОЭК» условиям на подключение к тепловым сетям: в утвержденной Схеме учтено 1 638 условий на подключение с суммарной тепловой нагрузкой 4 391,2 Гкал/ч, при Актуализации Схемы учтено 2 168 Гкал/ч с суммарной тепловой нагрузкой 5 757 Гкал/ч.

Сравнение показателей прироста общей площади, принятых в утвержденной Схеме теплоснабжения до 2030 г. и показателей, принятых при Актуализации Схемы, представлены в таблице 1.2

Результаты сравнения показателей прироста тепловых нагрузок, принятых в утвержденной Схеме теплоснабжения до 2030 г. и показателей, принятых при Актуализации Схемы, представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.2 – Сравнение показателей прироста общей площади

№ п/п	Наименование	Прирост общей площади, тыс. м ²								Изменение, всего (снижение (-), увеличение)
		Утвержденная Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (всего на период 2015-2030 гг.)				Актуализация схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 года (всего на период 2017-2032 гг.)				
		в период 2015- 2020 гг.	в период 2021- 2025 гг.	в период 2026- 2030 гг.	Всего в период 2015- 2030 гг.	в период 2017- 2021 гг.	в период 2022- 2026 гг.	в период 2027- 2032 гг.	Всего в период 2017- 2032 гг.	
1	Город Москва и МО, всего,	39 269,7	41 596,1	30 864,7	111 730,5	54 188,0	61 871,1	59 206,8	175 265,9	63 535,4
	в том числе:									
	жилые здания	19 348,8	20 406,1	14 521,0	54 275,9	28 851,3	37 720,1	30 519,0	97 090,4	42 814,5
	общественные здания	16 761,9	17 713,3	13 203,0	47 678,2	21 929,5	20 924,5	23 466,2	66 320,2	18 642,0
	производственные здания	3 159,0	3 476,7	3 140,7	9 776,4	3 407,2	3 226,5	5 221,6	11 855,3	2 078,9
	в том числе:									
1.1	ТиНАО, всего,	12 569,1	13 930,4	15 230,6	41 730,1	13 611,9	15 604,1	15 309,2	44 525,2	2 795,1
	в том числе:									
	жилые здания	7 267,5	5 621,1	6 076,6	18 965,2	8 823,9	10 352,3	8 941,8	28 118,0	9 152,8
	общественные здания	3 669,4	5 749,1	6 469,4	15 887,9	3 869,7	4 406,7	5 249,6	13 526,0	-2 361,9
	производственные здания	1 632,2	2 560,2	2 684,6	6 877,0	918,3	845,1	1 117,8	2 881,2	-3 995,8
1.2	Программа реновации	-	-	-	-	4 904,4	11 991,4	12 756,5	29 652,3	29 652,3

Таблица 1.3 – Сравнение показателей прироста тепловых нагрузок, Гкал/ч (без учета потерь в тепловых сетях)

Наименование	Утвержденная Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (всего на период 2015-2030 гг.)			Актуализация схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 года (всего на период 2017-2032 гг.)			Изменение (снижение (-), увеличение)		
	Прирост тепловых нагрузок	Снижение за счет энерго-сбережения	Итого	Прирост тепловых нагрузок	Снижение за счет энерго-сбережения	Итого	Прирост тепловых нагрузок	Снижение за счет энерго-сбережения	Итого
Город Москва и МО, всего,	6 286,3	2 786,0	3 500,3	9 034,4	2 728,3	6 306,1	2 748,1	-57,7	2 805,8
в том числе:									
жилые здания	2 921,1	1 609,7	1 311,4	4 750,6	1 274,0	3 476,6	1 829,5	-335,7	2 165,2
общественные здания	2 813,4	1 149,5	1 663,9	3 671,9	1 406,3	2 265,6	858,5	256,8	601,7
производственные здания *	551,8	26,8	525,0	611,9	48,0	563,9	60,1	21,2	38,9
ТиНАО, всего,	2 057,3	7,2	2 050,1	2 208,0	-	2 208,0	150,7	-7,2	157,9
в том числе:									
жилые здания	906,5	-	906,5	1 350,3	-	1 350,3	443,8	-	443,8
общественные здания	802,2	-	802,2	709,9	-	709,9	-92,3	-	-92,3
производственные здания*	348,6	7,2	341,4	147,7	-	147,7	-200,9	-7,2	-193,7
Программа реновации	-	-	-	1 088,2	-	1 088,2	1 088,2	-	1 088,2
ближайшие потребители МО, всего,	638,2	0,0	638,2	629,1	-	629,1	-9,1	-	-9,1
в том числе:									
жилые здания	330,5	0,0	330,5	444,7	-	444,7	114,2	-	114,2
общественные здания	307,7	0,0	307,7	183,3	-	183,3	-124,4	-	-124,4
производственные здания	0,0	0,0	0,0	1,1	-	1,1	1,1	-	1,1

* Снижение тепловой нагрузки в результате ликвидации производственных котельных.

1.1.1 Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Распределение тепловой нагрузки между теплоснабжающими организациями произведено на основании величины потребления тепловой энергии, установленной в договорах теплоснабжения и выполненного анализа с определением фактической суммарной присоединенной тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии.

Сравнительное распределение тепловой нагрузки по теплоснабжающим организациям, принятое в утвержденной Схеме теплоснабжения до 2030 г. и Актуализации Схемы до 2032 г. показано в таблице 1.4 и на рисунках 1.1, 1.2.

Таблица 1.4 – Сравнительные показатели присоединенной тепловой нагрузки

№ п/п	Наименование	Присоединенная тепловая нагрузка							
		Схема теплоснабжения г. Москвы до 2030 г.				Актуализация Схемы теплоснабжения до 2032 г.			
		на 01.01.2015		на 01.01.2031		на 01.01.2017		на 01.01.2033	
		пар, т/ч	гор. вода, Гкал/ч	пар, т/ч	гор. вода, Гкал/ч	пар, т/ч	гор. вода, Гкал/ч	пар, т/ч	гор. вода, Гкал/ч
1	ПАО "Мосэнерго", в том числе:	194,0	23 583,5	194,0	27 260,4	224,0	26 583,0	224,0	30 441,3
1.1	ТЭЦ ПАО "Мосэнерго"	194,0	21 290,5	194,0	23 561,6	224,0	22 300,2	224,0	26 073,9
1.2	Котельные ПАО "Мосэнерго"	0,0	2 293,0	0,0	3 698,9	0,0	4 282,8	0,0	4 367,4
2	Котельные ПАО "МОЭК"	0,0	5 136,9	0,0	2 356,2	0,0	2 069,3	0,0	2 626,4
3	Котельные ООО "ТСК Мосэнерго"	-	-	0,0	801,2	0,0	718,5	0,0	963,4
4	Котельные ООО "ТСК Новая Москва"	-	-	0,0	552,6	0,0	379,0	0,0	546,6
5	Котельные ООО "ТСК Мосэнерго" (Химкинский и Внуковский филиалы)	-	-	-	-	0,0	37,7	0,0	38,2
6	Когенерационные источники других организаций	0,0	240,1	0,0	314,7	0,0	310,6	0,0	430,6
7	Котельные других организаций	1 191,6	2 879,2	1 007,5	2 773,4	1 169,9	3 212,7	1 137,9	3 316,6
8	Новые котельные	-	-	0,0	1 628,8	-	-	0,0	1 623,7
9	ИИТ	-	-	0,0	40,0	-	-	0,0	83,1
10	Всего по источникам тепловой энергии *	1 385,6	31 839,7	1 201,5	35 727,3	1 393,9	33 310,8	1 361,9	40 609,9

* Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потребителей Молжаниновского района (САО) и части тепловых нагрузок Можайского района (ЗАО), обеспечивающихся от котельных, расположенных на территории Московской области и находящихся в эксплуатации ООО «ТСК Мосэнерго» (Внуковский (1 котельная) и Химкинский (3 котельные) филиалы) - 37,7 Гкал/ч.

Как показано на рисунках 1.1-1.3, по сравнению с показателями Схемы теплоснабжения до 2030 г. на 01.01.2017 основными источниками покрытия тепловых нагрузок потребителей сохраняются ТЭЦ ПАО «Мосэнерго», доля покрытия тепловых нагрузок в горячей воде остается неизменной и составляет 67 %. Уменьшение доли котельных ПАО «МОЭК» с 16 % до 6 % связано с передачей источников на баланс ПАО «Мосэнерго» (10 котельных), ООО «ТСК «Мосэнерго» (7 котельных), ООО «ТСК Новая Москва» (53 котельных). Котельные Внуковского и Химкинского филиалов ООО «ТСК Мосэнерго», расположенные на территории Московской области, обеспечивают тепловые нагрузки введенных в

эксплуатацию в период 2015-2017 гг. зданий и сооружений на территории районов Молжаниновский (САО), Куркино (СЗАО), Можайский (ЗАО).

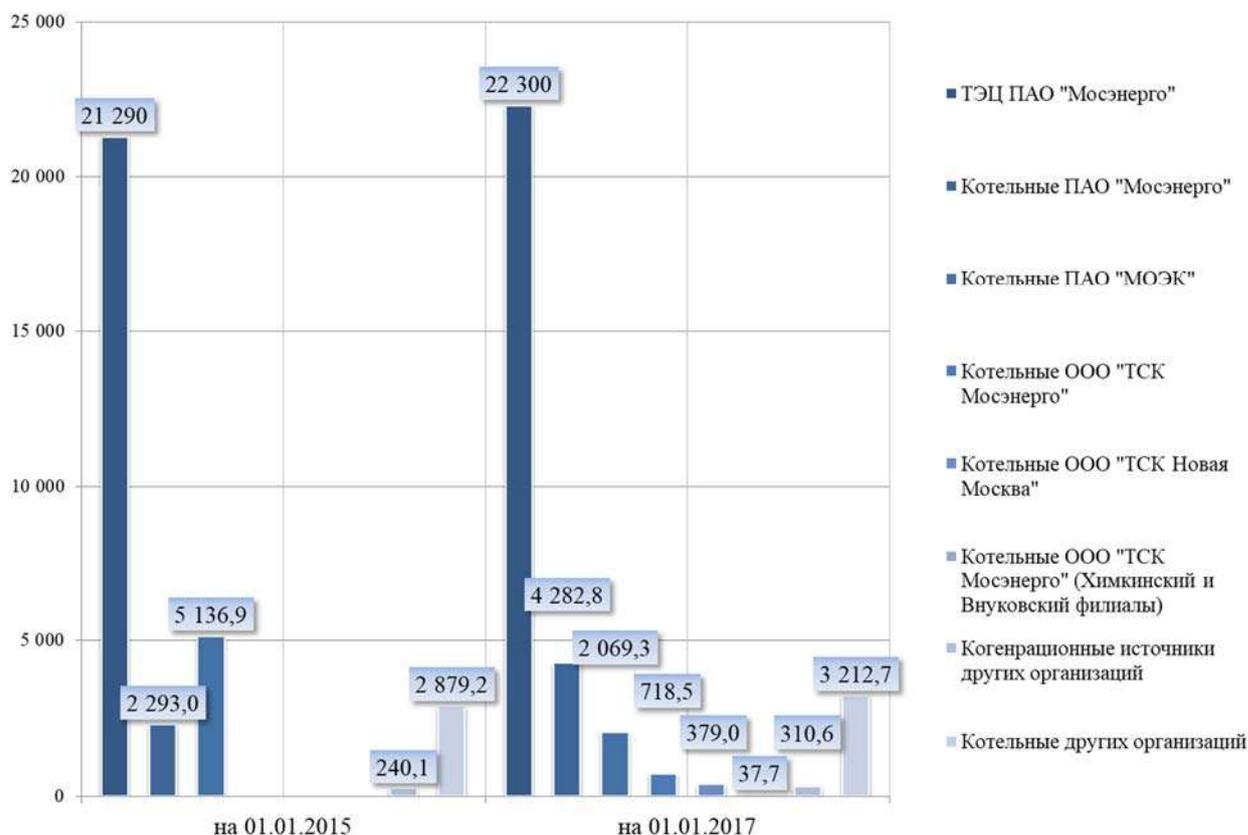


Рисунок 1.1 – Сравнительные показатели тепловой нагрузки источников тепловой энергии на 01.01.2015 и на 01.01.2017

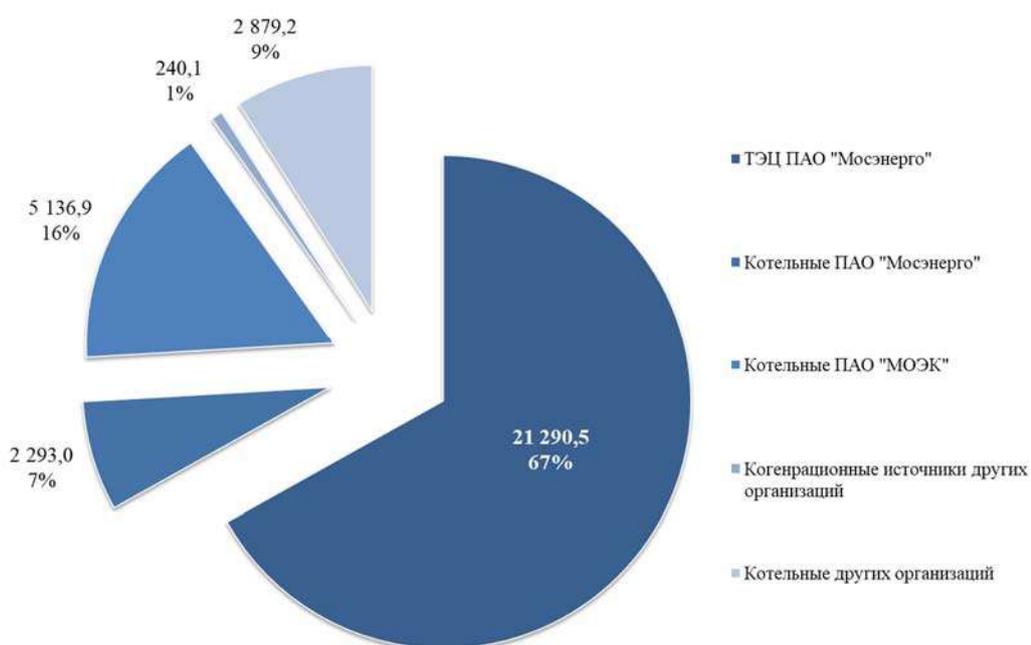


Рисунок 1.2 – Распределение тепловой нагрузки на 01.01.2015

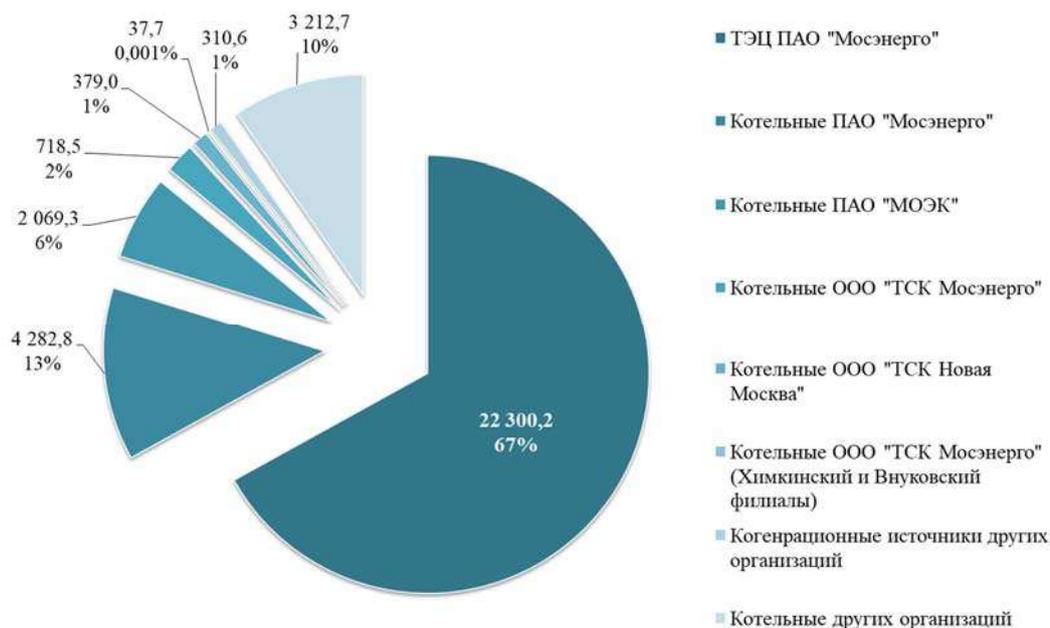


Рисунок 1.3 – Распределение тепловой нагрузки на 01.01.2017

Как показано на рисунках 1.4-1.6, покрытие более 75 % тепловых нагрузок потребителей на перспективу как в утвержденной Схеме теплоснабжения до 2030, так и в Актуализации до 2033 г. обеспечивается от источников тепловой энергии ПАО «Мосэнерго».

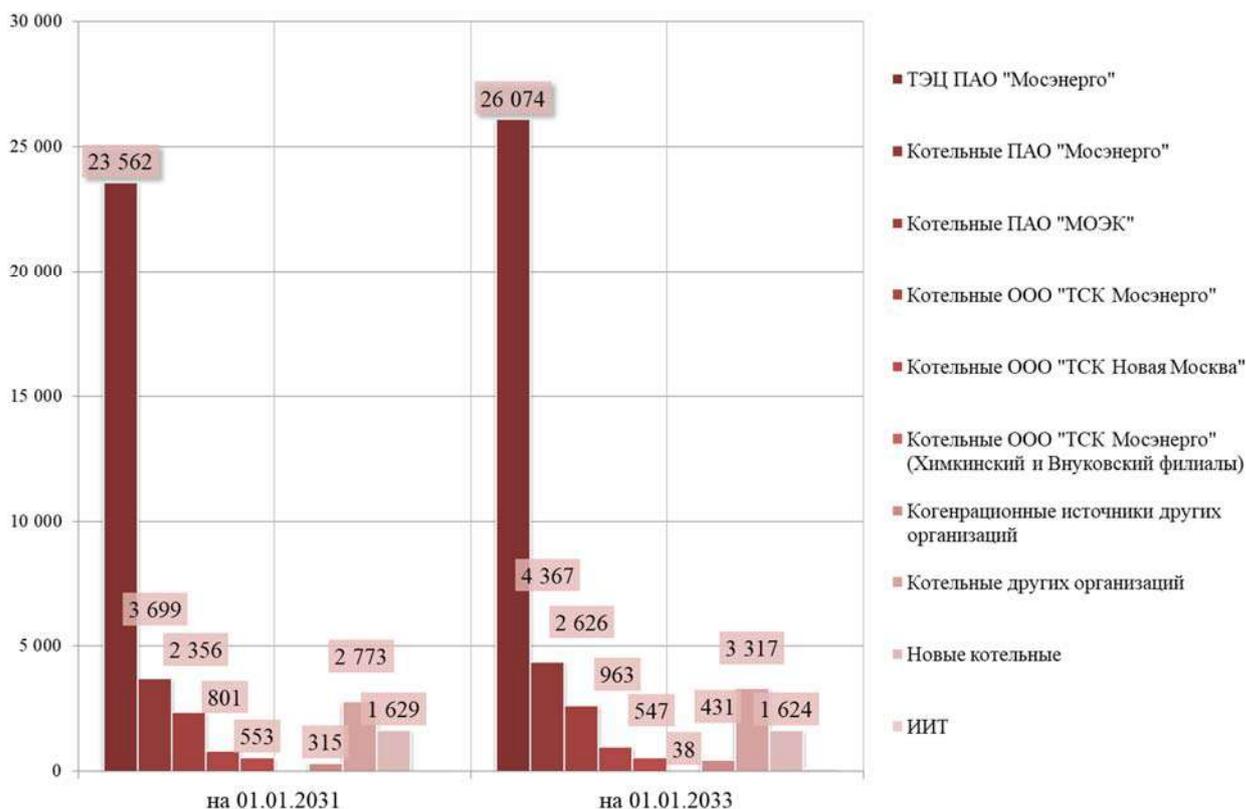


Рисунок 1.4 – Сравнительные показатели тепловой нагрузки источников тепловой энергии на 01.01.2031 и на 01.01.2033

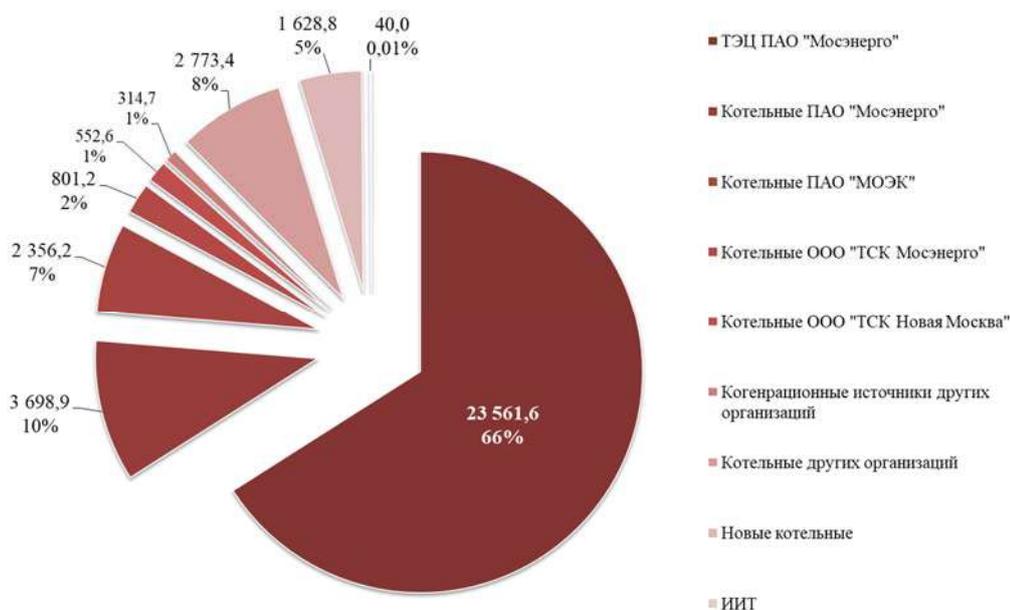


Рисунок 1.5 – Распределение тепловой нагрузки на 01.01.2031

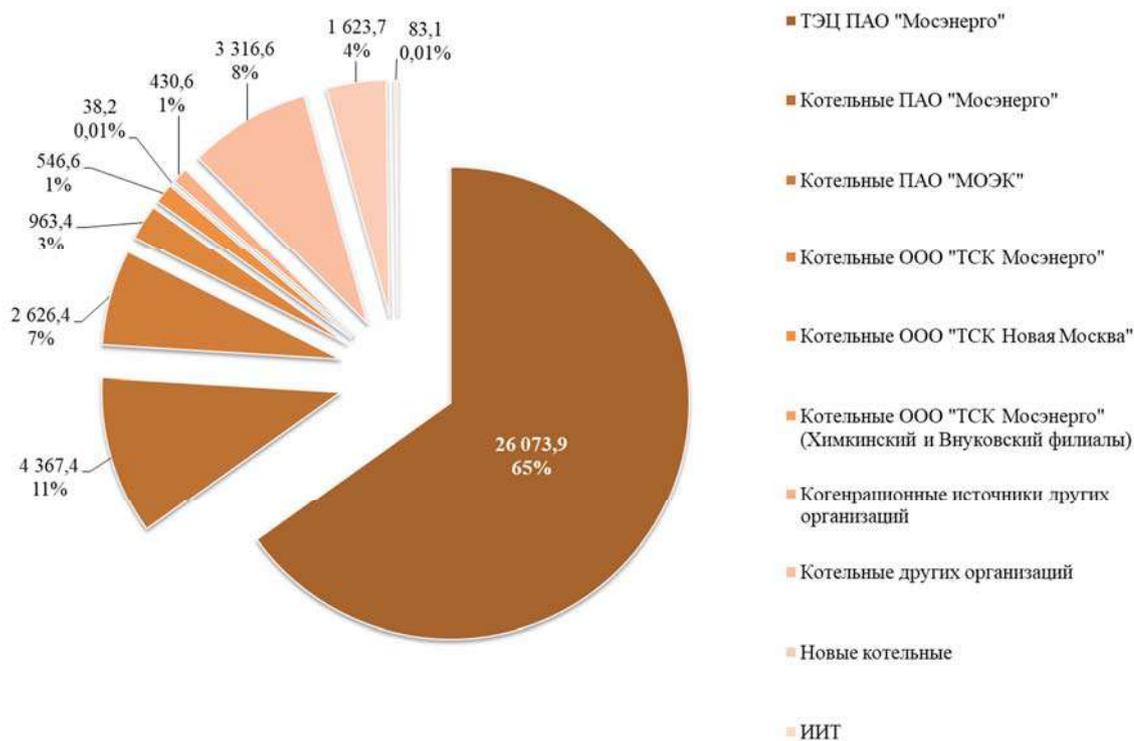


Рисунок 1.6 – Распределение тепловой нагрузки на 01.01.2033

На основании представленных данных отмечается, что на перспективу до 2033 г. сохраняется распределение долей покрытия тепловых нагрузок между теплоснабжающими организациями, принятое в Схеме до 2030 г, с незначительным увеличением доли котельных ООО «ТСК Мосэнерго». Дополнительно отмечается, что на перспективу до 2033 г. величина тепловой нагрузки новых котельных практически равна указанной в Схеме до 2030 г. величине нагрузки при условии уменьшения количества котельных с 65 до 50 шт.

1.1.2 Изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии

В период 2015-2017 гг., в соответствии с предложенными в утвержденной Схеме теплоснабжения г. Москвы до 2030 г. мероприятиями, выполнено переключение тепловых нагрузок РТС «Бирюлево» с последующим выводом РТС в резерв, 10 малых котельных с учетом вывода МК из эксплуатации и котельной ФГУП «Радиочастотный центр».

Перспективное распределение тепловой нагрузки в горячей воде по зонам действия источников тепловой энергии на перспективу до 2033 г. представлено в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Распределение тепловой нагрузки в горячей воде между источниками тепловой энергии на перспективу до 2033 г.

Наименование источника тепловой энергии	Присоединенная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	
	на 01.01.2017	на 01.01.2033
ПАО "Мосэнерго", всего, в том числе: ТЭЦ ПАО "Мосэнерго", всего, в том числе: ГЭС-1	26 583,0	30 441,3
ТЭЦ-8, всего, в том числе: ТЭЦ-8 ТЭЦ-9 ТЭЦ-11 ТЭЦ ЗИЛ РТС "Фрезер" МК-319 "Самокатная" Самокатная ул. 1А МК-321 Сергия Радонежского ул. 13/1 с.6 МК-323 А. Солженицина ул. 29/18 МК-338 Николоямская ул. 54 МК-342 Николоямский пер. За к.4 с.3 Котельная ОАО "ВНИИавтогенмаш"	22 300,2	26 073,9
ТЭЦ-8, всего, в том числе: ТЭЦ-8 ТЭЦ-9 ТЭЦ-11 ТЭЦ ЗИЛ РТС "Фрезер" МК-319 "Самокатная" Самокатная ул. 1А МК-321 Сергия Радонежского ул. 13/1 с.6 МК-323 А. Солженицина ул. 29/18 МК-338 Николоямская ул. 54 МК-342 Николоямский пер. За к.4 с.3 Котельная ОАО "ВНИИавтогенмаш"	520,7	522,4
ТЭЦ-8, всего, в том числе: ТЭЦ-8 ТЭЦ-9 ТЭЦ-11 ТЭЦ ЗИЛ РТС "Фрезер" МК-319 "Самокатная" Самокатная ул. 1А МК-321 Сергия Радонежского ул. 13/1 с.6 МК-323 А. Солженицина ул. 29/18 МК-338 Николоямская ул. 54 МК-342 Николоямский пер. За к.4 с.3 Котельная ОАО "ВНИИавтогенмаш"	946,1	1 348,8
ТЭЦ-9, всего, в том числе: ТЭЦ-9 ТЭЦ ЗИЛ МК-302 Дубининская ул. 67 к.2	859,1	1 209,9
	-	44,6
	-	71,9
	-	17,1
	87,0	-
	-	0,8
	-	0,6
	-	0,5
	-	0,7
	-	2,7
	-	0,2
ТЭЦ-9, всего, в том числе: ТЭЦ-9 ТЭЦ ЗИЛ МК-302 Дубининская ул. 67 к.2	428,4	489,0
ТЭЦ-11	428,4	478,3
	-	9,9
	-	0,8
ТЭЦ-11	805,7	843,3
ТЭЦ-12, всего, в том числе: ТЭЦ-12 ТЭЦ-25	1 129,2	1 495,3
	1 129,2	1 214,2
	-	281,1
ТЭЦ-16, всего, в том числе: ТЭЦ-16 МК-217 Лесная ул. 18 Котельная № 1 ОАО НПО "НАУКА"	1 025,5	1 208,6
	1 025,5	1 203,3
	-	0,8
	-	4,5
ТЭЦ-20	1 607,1	1 737,8
ТЭЦ-21, всего, в том числе: ТЭЦ-21 ТЭЦ-27 КТС-405 "Стандартная" КТС "Северная" МК-234 Новослободская ул. 29 с.1	3 402,5	4 054,5
	3 402,5	3 903,9
	-	117,9
	-	6,0
	-	25,2
	-	1,5
ТЭЦ-22, всего, в том числе: ТЭЦ-22	2 670,0	3 185,6
	2 670,0	2 986,7

Акционерное общество «МОСГАЗ»

Наименование источника тепловой энергии	Присоединенная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	
	на 01.01.2017	на 01.01.2033
РТЭС "Люблино"	-	121,7
РТС "Некрасовка"	-	55,3
КТС "Косино"	-	18,6
МК "Каскадная" Каскадная ул. 21А с.1	-	3,3
<i>ТЭЦ-23, всего,</i>	<i>2 998,4</i>	<i>3 283,7</i>
в том числе:		
ТЭЦ-23	2 998,4	3 225,2
КТС-28	-	20,2
КТС-42	-	20,7
МК-235 Петровский бульв. 19/2 с.5	-	2,7
МК-122 Даев пер. 29-а, с.2	-	1,2
МК-236 Цветной бульв. 21 с.13	-	2,0
МК-104 Садовая-Сухаревская ул. 8/12	-	1,7
МК-110 Сретенка ул. 27 с.8	-	1,5
МК-118 Костянский пер. 10 с.4	-	1,8
МК-136 Русаковская ул. 18/20	-	0,9
МК-232 Каретный М. пер. 14/11 с.2	-	2,7
Котельная ОАО "Стройдеталь"	-	3,1
<i>ТЭЦ-25, всего,</i>	<i>2 682,1</i>	<i>3 274,2</i>
в том числе:		
ТЭЦ-25	2 682,1	2 937,0
КТС-11А		
КТС-11	-	72,9
КТС-24	-	98,1
КТС-26	-	95,6
МК "Западный порт"	-	2,9
Котельная № 51 ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	-	28,2
Котельная № 60 ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	-	19,3
Котельная Цех № 12 ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	-	20,1
<i>ТЭЦ-26, всего,</i>	<i>2 820,7</i>	<i>3 422,9</i>
в том числе:		
ТЭЦ-26	2 820,7	3 021,9
РТС "Ленино-Дачное"	-	120,8
РТС "Волхонка-ЗИЛ"	-	190,6
РТС "Южное Бутово"	-	79,7
КТС "Мелитопольская"	-	9,9
<i>ТЭЦ-27</i>	<i>1 264,0</i>	<i>1 207,9</i>
<i>Котельные ПАО "Мосэнерго", всего,</i>	<i>4 282,8</i>	<i>4 367,4</i>
в том числе:		
РТЭС "Люблино"	131,1	-
РТЭС "Курьяново"	185,2	210,1
РТС "Бабушкино-1"	104,1	111,7
РТС "Волхонка-ЗИЛ"	172,0	-
РТС "Жулебино"	222,6	223,0
<i>РТС "Коломенская", всего,</i>	<i>188,4</i>	<i>287,4</i>
в том числе:		
РТС "Коломенская"	188,4	197,8
РТС "Ленино-Дачное"	-	86,6
Котельная ГУП "НПО "Мосгормаш"	-	3,0
РТС "Красная Пресня"	145,0	261,4
РТС "Крылатское"	218,9	231,5
<i>РТС "Кунцево", всего,</i>	<i>259,8</i>	<i>366,3</i>
в том числе:		
РТС "Кунцево"	259,8	348,1
ТЭЦ-25	-	18,2
РТС "Ленино-Дачное"	180,3	-
РТС "Нагатино"	176,5	189,0
РТС "Некрасовка"	132,0	219,4
РТС "Новомосковская"	120,4	125,8
РТС "Отрадное"	162,5	206,6
РТС "Переяславская"	157,7	147,9
РТС "Перово"	261,1	326,9
РТС "Ростокино"	92,1	101,1
РТС "Рублево"	126,4	170,6
РТС "Теплый Стан"	243,3	235,5

Акционерное общество «МОСГАЗ»

Наименование источника тепловой энергии	Присоединенная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	
	на 01.01.2017	на 01.01.2033
РТС "Фрезер"	-	85,6
РТС "Чертаново"	334,0	303,6
<i>РТС "Южное Бутово", всего,</i>	<i>320,9</i>	<i>407,9</i>
в том числе:		
РТС "Южное Бутово"	320,9	384,1
КТС "Коммунарка"	-	23,8
Мини-ТЭС "Измайлово"	3,6	3,6
КТС "Мелитопольская"	10,3	-
КТС "Северная"	23,8	-
КТС-11А	45,6	-
КТС-11		
КТС-18	60,7	85,8
КТС-24	74,6	-
КТС-26	64,1	-
КТС-405 "Стандартная"	6,0	-
<i>КТС-54, всего,</i>	<i>56,9</i>	<i>67,0</i>
в том числе:		
КТС-54	56,9	61,1
КТС-18	-	5,9
МК "Западный порт"	2,9	-
<i>ПАО "МОЭК", всего,</i>	<i>2 069,3</i>	<i>2 626,4</i>
в том числе:		
<i>РТС ПАО "МОЭК", всего,</i>	<i>1 846,1</i>	<i>2 478,4</i>
в том числе:		
РТС "Пенягино"	153,7	166,7
РТС "Переделкино"	261,7	417,7
РТС "Внуково"	94,0	177,9
РТС "Митино"	167,2	234,4
РТС "Строгино"	337,1	394,7
РТС "Терешково"	200,2	332,7
РТС "Солнцево"		
РТС "Тушино-1"	93,0	97,5
РТС "Тушино-2"	117,5	116,9
РТС "Тушино-3"	180,2	297,5
РТС "Тушино-4"	114,7	117,9
РТС "Тушино-5"	126,8	124,4
<i>КТС ПАО "МОЭК", всего,</i>	<i>98,1</i>	<i>45,5</i>
в том числе:		
КТС "Акулово"-1 (зимняя)	5,0	5,5
КТС "Захарьино"	2,7	3,0
КТС "Косино"	15,3	-
КТС "Нижние Котлы"	2,0	2,0
КТС "Покровское-Стрешнево"	22,5	25,0
КТС-28	20,2	-
КТС-40	3,0	3,0
КТС-42	20,7	-
КТС-58	6,7	7,0
МК ПАО "МОЭК"	59,9	30,6
АИТ ПАО "МОЭК"	65,2	71,9
<i>Котельные ООО "ТСК Мосэнерго", всего,</i>	<i>718,5</i>	<i>963,4</i>
в том числе:		
РТЭС-3 г. Зеленоград	152,7	147,1
РТС-1 г. Зеленоград	105,4	96,8
РТС-2 г. Зеленоград	251,2	348,9
РТС-4 г. Зеленоград	209,2	370,7
ПК Больничный комплекс	-	-
Котельная роддома	-	-
АИТ Хоспис	-	-
<i>Котельные ООО "ТСК Новая Москва", всего,</i>	<i>379,0</i>	<i>546,6</i>
в том числе:		
<i>КТС ООО "ТСК Новая Москва", всего,</i>	<i>345,4</i>	<i>511,4</i>
в том числе:		
КТС-1 "Щербинка", всего,	71,6	213,8
в том числе:		
КТС-1 "Щербинка"	71,6	150,5

Акционерное общество «МОСГАЗ»

Наименование источника тепловой энергии	Присоединенная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	
	на 01.01.2017	на 01.01.2033
РТС "Южное Бутово"	-	58,9
МК "Щербинка"	-	4,4
КТС-3 "Щербинка"	5,3	5,3
<i>КТС-1 "Московский", всего,</i>	38,7	78,4
<i>в том числе:</i>		
КТС-1 "Московский"	38,7	45,6
КТС-2 "Московский"	-	32,7
КТС-2 "Московский"	32,2	-
КТС "Мосрентген"	14,3	25,9
КТС "Коммунарка"	23,8	-
КТС "Знамя Октября"	22,1	23,7
КТС "Фабрика им. 1 Мая"	8,6	10,7
КТС "Остафьево"	4,8	4,8
КТС "Яковлево"	1,5	1,5
КТС № 8 п. Кокошкино	17,3	20,4
КТС "Кокошкино"	3,2	3,2
КТС № 36 п. Птичное	9,2	10,2
КТС № 38 п. Птичное	8,6	10,4
КТС "Красная Пахра"	5,2	6,1
КТС "Красное"	3,7	3,7
КТС "Былово"	1,5	1,8
КТС "Вороново"	13,4	14,7
КТС "Щапово"	10,4	14,3
КТС "Кленово"	7,0	7,7
КТС "Шишкин Лес"	10,1	18,6
КТС № 18 пос. Киевский	15,5	17,5
КТС № 51 п. Яковлевское	13,5	13,8
КТС "Рогово"	4,0	4,8
МК ООО "ТСК Новая Москва"	33,5	35,2
<i>Котельные ООО "ТСК Мосэнерго" (Химкинский и Внуковский филиалы), всего,</i>	37,7	38,2
<i>в том числе:</i>		
Котельная "ДО Полет"	0,9	0,9
РТС Нагорное шоссе 6	8,7	8,7
КТС Теплогенерация-4Т	27,8	28,4
КТС Кольцевая 16	0,2	0,2
<i>Когенерационные источники других организаций, всего,</i>	310,6	430,6
<i>в том числе:</i>		
ТЭЦ ЗИЛ	27,0	-
ТЭЦ МЭИ	0,0	0,0
ТЭС "Международная"	241,0	379,2
ПГУ ТЭС "Терешково"	0,0	0,0
ПГУ ТЭС "Кожухово"	0,0	0,0
ГТЭС "Коломенское"	0,0	0,0
ГТЭС "Внуково"	0,0	0,0
Энергоцентр АО "Ангстрем-Т"	7,7	7,7
Энергокомплекс "СРК "Легенды хоккея"	-	8,8
Энергоцентр ООО "СИННИКОН"	0,9	0,9
Энергоцентр ООО "Нетканые Материалы"	7,4	7,4
Энергоцентр ООО "Комбинат питания "КОНКОРД"	4,4	4,4
Энергоцентр ООО "Вороновский завод по производству солода"	0,8	0,8
Энергоцентр АПК "Московский"	16,7	16,7
Энергоблок п. Газопровод (деловой центр)	4,7	4,7
<i>Котельные других организаций</i>	3 212,7	3 316,6
<i>Новые источники тепловой энергии</i>	0,0	1 623,7
<i>ИИТ</i>	0,0	83,1

1.2 Вариантные проработки развития систем теплоснабжения города Москвы на период до 2033 г.

Предпосылки и ограничения по формированию балансов покрытия тепловых нагрузок по вариантам с учетом программ развития генерирующих мощностей энергокомпаний и энергосберегающих мероприятий

При формировании перспективных балансов покрытия тепловых нагрузок по вариантам в Актуализации Схемы теплоснабжения на период до 2032 г. учитывались следующие предпосылки и основополагающие факторы:

– намечаемый в период 2017-2032 гг. ввод новых объектов капитального строительства общей площадью 192,7 млн м² различного функционального назначения, в том числе на территории ТиНАО г. Москвы – 44,5 млн м², по программе реновации – 47,1 млн м² в соответствии с актуальными данными Генерального плана г. Москвы до 2025 г. (утв. законом города Москвы от 05.05.2010 № 17), «Территориальных схем Новомосковского и Троицкого административных округов» (утверждены постановлениями Правительства Москвы от 10.11.2015 № 731-ПП и № 732-ПП) и других утвержденных федеральных и городских программ развития жилищно-коммунального сектора (ЖКС) и промышленности города Москвы. Показатели прироста общей площади по периодам реализации Схемы представлены в таблице 1.6;

Таблица 1.6 – Актуализированные приросты общей площади зданий г. Москвы в период 2017-2032 гг.

Наименование	Общая площадь зданий на 01.01.2017	Прирост общей площади, млн м ²				Общая площадь зданий на 01.01.2033
		в 2017-2021 гг.	в 2022-2026 гг.	в 2027-2032 гг.	всего в 2017-2032 гг.	
Всего г. Москва с учетом ТиНАО,	436,1	54,13	61,83	59,24	175,2	611,3
в том числе:						
- жилые здания, всего,	247,5	28,83	37,73	30,54	97,1	344,6
в том числе ТиНАО	24,2	8,8	10,3	8,9	28,0	52,2
программа реновации жилого фонда		4,9	12,0	12,7	29,6	29,6
- общественные здания, всего,	151,4	21,9	20,9	23,5	66,3	217,7
в том числе ТиНАО	3,2	3,9	4,4	5,2	13,5	16,7
- промышленные здания, всего,	37,5	3,4	3,2	5,2	11,8	49,3
в том числе ТиНАО	3,4	0,9	0,8	1,1	2,8	6,2

– надежное и качественное обеспечение перспективных тепловых нагрузок г. Москвы с учетом намечаемого актуализированного развития города и реализации программ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности (таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Актуализированные суммарные максимально-часовые тепловые нагрузки г. Москвы с учетом территорий ТиНАО (при расчетной температуре наружного воздуха $t_{нв}^p = -25^{\circ}\text{C}$ с учетом потерь в тепловых сетях)

Наименование	По состоянию на 01.01.2017 (факт)		Перспектива развития					
	пар, т/ч	горячая вода, Гкал/ч	на 01.01.2022		на 01.01.2027		на 01.01.2033	
			пар, т/ч	горячая вода, Гкал/ч	пар, т/ч	горячая вода, Гкал/ч	пар, т/ч	горячая вода, Гкал/ч
Тепловые нагрузки потребителей г. Москва (включая ТиНАО) и потребителей ближайших районов Московской области, в том числе:	1 393,9	33 310,8	1 361,9	35 523,2	1 361,9	37 743,9	1 361,9	40 069,9
- потребители г. Москва, всего,	1 389,4	32 398,8	1 357,4	34 064,3	1 357,4	36 173,4	1 357,4	38 497,4
в том числе:								
сущ. потребители ТиНАО	27,2	1 332,4	27,2	1 332,4	27,2	1 332,4	27,2	1 332,4
новые потребители ТиНАО	-	-	0,0	748,5	0,0	1 570,1	0,0	2 341,7
- потребители Московской области	4,5	912,0	4,5	1 458,9	4,5	1 570,5	4,5	1 572,5

В части перспективных тепловых нагрузок Московской области, обеспечиваемых или намечаемых к подключению к источникам тепловой энергии г. Москвы, учтены потребители с суммарной тепловой нагрузкой 660,5 Гкал/ч.

Включение в схему теплоснабжения города Москвы данных потребителей Московской области обусловлено:

- а) заявками организаций и администраций, прилегающих к границам г. Москвы городов и поселений Московской области;
- б) выданными ООО «ЦТП МОЭК» условиями на подключение объектов застройки за границей г. Москвы к источникам тепловой энергии г. Москвы;
- в) решениями актуальных редакций схем теплоснабжения городов и поселений Московской области, утвержденных Министерством ЖКХ Московской области (таблица 1.8);

Таблица 1.8 – Перечень рассмотренных утвержденных схем теплоснабжения городов Московской области

№ п/п	Наименование городских поселений (городских округов)	Сведения об утверждении	Период разработки схемы	Разработчик
1	г. о. Балашиха	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО № 269-РВ от 22.12.2016, постановление администрации г. о. Балашиха от 31.12.2014 № 913/3-ПА	2017-2032 гг.	ГКУ МО "Центр тарифно-экспертного обеспечения" ИНН 5024131837
2	г. о. Подольск	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО № 391-РВ от 16.10.2017	2017-2032 гг.	ГКУ МО "Центр тарифно-экспертного обеспечения" ИНН 5024131837
3	г. о. Люберцы	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО № 477-РВ от 22.12.2017	2016-2031 гг.	ООО "РусЭнергоСервис" ИНН 7701407862
4	г. о. Химки	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО № 148-РВ от 25.08.2016, постановление администрации г. о. Химки от 26.12.14 № 2092	2015-2030 гг.	ЗАО "РусЭнергоСервис" ИНН 7701995572

№ п/п	Наименование городских поселений (городских округов)	Сведения об утверждении	Период разработки схемы	Разработчик
5	г. п. Красногорск	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО № 258-РВ от 19.12.2016, постановление Гл. г. п. Красногорск от 31.07.14 № 864	2016-2031 гг.	ГКУ МО "Центр тарифно-экспертного обеспечения" ИНН 5024131837
6	г. о. Мытищи	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО от 22.12.2017 № 475-РВ	2017-2032 гг.	ОАО "ВТИ" ИНН 7725054856
7	г. п. Одинцово	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО от 10.08.2016 № 139-РВ, постановление Гл. г. п. Одинцово от 30.12.14 № 1310	2016-2031 гг.	ООО "Центр теплоэнергосбережений" ИНН 3702534168
8	г. о. Долгопрудный	Постановление администрации г. о. Долгопрудного от 01.12.14 № 995-ПА	2017-2032 гг.	ООО «Объединение энергоменеджмента» ИНН 7814451005
9	г. о. Реутов	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО от 29.09.2017 № 382-РВ	2016-2032 гг.	ООО "Омега - Спектр" ИНН 3711021268
10	г. о. Видное	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ от 25.01.2016 №5-РВ	2016-2031 гг.	ООО "РусЭнергоСервис" ИНН 7701407862
11	г. Дзержинский	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО от 11.12.2017 № 465-РВ	2017-2033 гг.	ООО "Центр теплоэнергосбережений" ИНН 3702534168
12	г. о. Котельники	Утверждена распоряжением Министерства ЖКХ МО от 22.12.2017 № 471-РВ	2017-2032 гг.	ООО "Центр теплоэнергосбережений" ИНН 3702534168

– соблюдение требований Федерального закона от 27.07.2010 (ред. от 29.07.2017) № 190-ФЗ «О теплоснабжении», включая:

а) минимизацию затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;

б) приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии при экономической обоснованности;

в) распределение тепловой энергии (нагрузки) между источниками на конкурсной основе;

г) принятие решения по распределению объемов тепловой энергии по критерию минимальных удельных переменных расходов на производство тепловой энергии;

– актуальные прогнозные балансы электрической мощности (энергии) на среднесрочную перспективу «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017 - 2023 годы» (утв. приказом Минэнерго России от 01.03.2017 № 143) и «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2017 - 2022 годы» (утв. распоряжением Мэра Москвы от 28.04.2017 № 288-РМ) (далее – СиПР).

Динамика изменения годового электропотребления и максимума электрической нагрузки города Москвы по расчетным периодам настоящей Актуализации Схемы приведена в таблице 1.9;

Таблица 1.9 – Актуализированная динамика изменения годового электропотребления и максимума электрической нагрузки города Москвы на период 2017-2032 гг.

Наименование	На 01.01.2017 (факт)	Перспектива развития				Прирост на 2017- 2032 гг.
		на 01.01.2022	на 01.01.2027	на 01.01.2032	на 01.01.2033	
<i>Электрическая нагрузка г. Москва (включая ТиНАО) на час прохождения годового максимума энергосистемы, МВт, в том числе:</i>	8 849	9 365	9 787	10 108	10 173	1 324
- г. Москва без ТиНАО (10 АО)	8 299	8 688	8 978	9 159	9 193	894
- территория ТиНАО г. Москвы	550	677	809	949	980	430
<i>Годовое электропотребление г. Москва (включая ТиНАО), млрд кВт·ч, в том числе:</i>	52,6	53,5	56,1	57,9	58,3	5,7
- г. Москва без ТиНАО (10 АО)	49,8	50,4	52,6	53,9	54,2	4,4
- ТиНАО г. Москвы	2,8	3,1	3,5	4,0	4,1	1,3

– результаты проведенных конкурентных отборов мощности на 2016 - 2020 годы в отношении электрогенерирующего оборудования электрических станций г. Москвы (таблица А.1, приложение А);

– намечаемое развитие в городе Москве теплофикационных электрогенерирующих мощностей в соответствии с представленными исходными данными ресурсоснабжающих организаций и решений СиПР ЕЭС г. Москвы (таблица 1.10);

– реализация мероприятий инвестиционной программы ПАО «МОЭК» на 2018 год, утвержденной приказом Департамента экономической политики и развития города Москвы от 25.10.2017 № 510-тд;

– необходимость проработки внесения или отказа от внесения изменений в схему теплоснабжения города Москвы в соответствии с поступившими в процессе действия утвержденной приказом Минэнерго России от 20.12.2016 № 1363 «Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий» обращений различных организаций (119 обращений), а также представленных для настоящей Актуализации Схемы предложений теплоснабжающих или теплосетевых организаций (письмо ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2, письмо АО «Инвесттраст» от 28.02.2018 № 456 и письмо ООО «Теплоресурс» Д.У. от 25.10.2017 № 23);

Таблица 1.10 – Актуализированные данные по развитию теплофикационных электрогенерирующих мощностей города Москвы

№ п/п	Наименование ТЭЦ / генерирующее оборудование		Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы (утв. приказом Минэнерго России от 01.03.2017 № 143)		Схема и программа перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2017 – 2022 годы (утв. распоряжением Мэра Москвы от 28.04.2017 № 288-РМ)		Проект Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2018 – 2023 годы		Учтено в проекте «Актуализации Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 г.» с прогнозом до 2033 г.		Основание
	ст. №	Тип	Перспектива развития, год окончания реализации	ΔN _г , МВт	Перспектива развития, год окончания реализации	ΔN _г , МВт	Перспектива развития, год окончания реализации	ΔN _г , МВт	Перспектива развития, год окончания реализации	ΔN _г , МВт	
1	ГЭС-1 им. Смидовича филиал ПАО "Мосэнерго"			10		0		10		-12	Исходные данные ПАО "Мосэнерго" (письмо от 11.08.2017 № 155/КТ/5) с учетом корректировки сроков с 2023 г. на 2026 г. согласно консолидированным предложениям ПАО "Мосэнерго", ПАО "МОЭК" и ООО "ТСК Мосэнерго" для учета в актуализации схемы теплоснабжения (письмо ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2).
	№ 26	Р-10(12)-35 (после модернизации Р-12-35/1,2)	Модернизация*, 2023 г.	2	-	-	2	Модернизация*, 2023 г.	2	Модернизация, 2026 г.	
	№ 27	Р-10(12)-35 (после модернизации Р-12-35/1,2)	Модернизация*, 2023 г.	2	-	-	2	Модернизация*, 2023 г.	2	Модернизация, 2026 г.	
	№ 28	Р-10(12)-26/1,2	Демонтаж*, 2018 г.	-10	-	-	-10	Вывод в консерв., 2023 г.	-10	Модернизация, 2026 г.	
	№ 29	Р-12-3,4/0,1	-	-	-	-	-	-	-	Модернизация, 2026 г.	
	№ 30	Р-18(25)-35 (после модернизации Р-25-35/1,2)	Модернизация*, 2023 г.	7	-	-	7	Модернизация*, 2023 г.	7	Вывод в консерв., 2027 г.	
№ 31	ПТ-16(25)-3,4/0,6 (после модернизации ПТ-25-3,4/0,6)	Модернизация*, 2023 г.	9	-	-	9	Модернизация*, 2023 г.	9	Модернизация, 2026 г.		
2	ТЭЦ-9 филиал ПАО "Мосэнерго"			0		0		0		10	Консолидированные предложения ПАО "Мосэнерго", ПАО "МОЭК" и ООО "ТСК Мосэнерго" для учета в актуализации схемы теплоснабжения (письмо ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2).
№ 4	ПТ-60/75-130/22 (после замены ПТ-70/80-130/13)	-	-	-	-	-	-	-	Замена, 2024 г.		
3	ТЭЦ-12 филиал ПАО "Мосэнерго"			0		0		0		10	Консолидированные предложения ПАО "Мосэнерго", ПАО "МОЭК" и ООО "ТСК Мосэнерго" для учета в актуализации схемы теплоснабжения (письмо ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2).
№ 6	ПТ-60/75-130/22 (после замены ПТ-70/80-130/13)	-	-	-	-	-	-	-	Замена, 2023 г.		
4	ТЭЦ-16 филиал ПАО "Мосэнерго"			-55		-55		0		-55	Исходные данные ПАО "Мосэнерго" (письмо от 11.08.2017 № 155/КТ/5), утвержденный СиПР ЕЭС на 2017-2023 гг. и СиПР г. Москвы на 2017-2022 гг.
№ 1	Т-30-90	Демонтаж, 2017 г.	-30	Демонтаж, 2017 г.	-30	-	-	Демонтаж, 2017 г.	-30	-30	
№ 2	Т-25-90	Демонтаж, 2017 г.	-25	Демонтаж, 2017 г.	-25	-	-	Демонтаж, 2017 г.	-25	-25	
5	ТЭЦ-20 филиал ПАО "Мосэнерго"			-160		-160		-30		-150	Исходные данные ПАО "Мосэнерго" (письмо от 11.08.2017 № 155/КТ/5), утвержденный СиПР ЕЭС на 2017-2023 гг. и СиПР г. Москвы на 2017-2022 гг., а также проект СиПР г. Москвы на 2018-2023 гг.
№ 2	Т-30-90	Демонтаж, 2017 г.	-30	Демонтаж, 2019 г.	-30	Демонтаж, 2019 г.	-30	Демонтаж, 2019 г.	-30	-30	
№ 3	Т-30-90	Демонтаж*, 2020 г.	-30	Демонтаж, 2020 г.	-30	Демонтаж*, 2020 г.	-	Демонтаж, 2020 г.	-30	-30	
№ 4	ПТ-35-90/13	Демонтаж, 2017 г.	-35	Демонтаж, 2017 г.	-35	-	-	Демонтаж, 2017 г.	-35	-35	
№ 5	ПТ-65-90/13	Демонтаж*, 2020 г.	-65	Демонтаж, 2020 г.	-65	Демонтаж*, 2020 г.	-	Демонтаж, 2020 г.	-65	-65	
№ 6	Т-100-130 (после замены Т-110-130)	-	-	-	-	-	-	Замена, 2026 г.	-	10	
6	ТЭЦ-21 филиал ПАО "Мосэнерго"			0		-250		0		90	Исходные данные ПАО "Мосэнерго" (письмо от 11.08.2017 № 155/КТ/5).
№ 8	Т-250/300-240 (после замены Т-295/335-23,5)	-	-	-	-	-	-	Замена, 2030 г.	-	45	
№ 9	Т-250/300-240 (после замены Т-295/335-23,5)	-	-	Демонтаж*, 2021 г.	-250	-	-	Замена, 2027 г.	-	45	
7	ТЭЦ-22 филиал ПАО "Мосэнерго"			55		0		0		165	Исходные данные ПАО "Мосэнерго" (письмо от 11.08.2017 № 155/КТ/5) и консолидированные предложения ПАО "Мосэнерго", ПАО "МОЭК" и ООО "ТСК Мосэнерго" для учета в актуализации схемы теплоснабжения (письмо ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2).
№ 9	Т-240/290-240 (после замены Т-295/335-23,5)	Модернизация*, 2021 г.	55	-	-	-	-	Замена, 2021 г.	-	55	
№ 10	Т-240/290-240 (после замены Т-295/335-23,5)	-	-	-	-	-	-	Замена, 2024 г.	-	55	
№ 11	Т-240/290-240 (после замены Т-295/335-23,5)	-	-	-	-	-	-	Замена, 2028 г.	-	55	
8	ТЭЦ-23 филиал ПАО "Мосэнерго"			0		0		0		55	Исходные данные ПАО "Мосэнерго" (письмо от 11.08.2017 № 155/КТ/5) и консолидированные предложения ПАО "Мосэнерго", ПАО "МОЭК" и ООО "ТСК Мосэнерго" для учета в актуализации схемы теплоснабжения (письмо ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2).
№ 3	Т-100-130 (после замены Т-110-130)	-	-	-	-	-	-	Замена, 2024 г.	-	10	
№ 5	Т-250/300-240 (после замены Т-295/335-23,5)	-	-	-	-	-	-	Замена, 2031 г.	-	45	
9	ТЭЦ-26 филиал ПАО "Мосэнерго"			0		0		0		10	Исходные данные ПАО "Мосэнерго" (письмо от 11.08.2017 № 155/КТ/5) и консолидированные предложения ПАО "Мосэнерго", ПАО "МОЭК" и ООО "ТСК Мосэнерго" для учета в актуализации схемы теплоснабжения (письмо ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2).
№ 2	ПТ-80-130/13 (после замены ПТ-90/100-130/13)	-	-	-	-	-	-	Замена, 2024 г.	-	10	
10	ТЭЦ ЗИЛ КП "МЭД"			-125		-25		-125		-125	Исходные данные КП "МЭД" (письмо от 04.08.2017 № 5598), утвержденный СиПР ЕЭС на 2017-2023 гг. и СиПР г. Москвы на 2017-2022 гг., а также проект СиПР г. Москвы на 2018-2023 гг.
№ 1	АП-25-1	Демонтаж, 2017 г.	-25	Демонтаж*, 2017 г.	-25	Демонтаж, 2018 г.	-25	Демонтаж, 2018 г.	-25	-25	
№ 3	Т-100/120-130-4	Демонтаж, 2017 г.	-100	Демонтаж*, 2017 г.	-100	Демонтаж, 2018 г.	-100	Демонтаж, 2018 г.	-100	-100	
11	ТЭЦ ВТИ ОАО "ВТИ"			-12		0		0		0	Рассмотрение экспериментальной ТЭЦ ВТИ в актуализации схемы теплоснабжения исключено, так как данная станция не осуществляет теплоснабжение (письмо ОАО "ВТИ" от 14.08.2017 № 2008/02-МВ)
№ 4	ПТ-12-90	Демонтаж, 2017 г.	-12	-	-	-	-	-	-	-	
12	ГТЭС «Городецкая» (ПГУ ТЭС "Кожухово") ООО "Росмикс"			226		217,9		217,9		170	Исходные данные ООО "Росмикс" (письмо от 03.08.2017 № Р/190), утвержденный СиПР ЕЭС на 2017-2023 гг. и СиПР г. Москвы на 2017-2022 гг., а также проект СиПР г. Москвы на 2018-2023 гг.
№ 1	ПГУ – 170 (Т)	Ввод*, 2018 г.	226	Ввод*, 2019 г.	217,9	Ввод*, 2019 г.	217,9	Ввод, 2019 г.	170	170	
13	Энергокомплекс ООО УК "ГЭН-Девелопмент" (УК "ФИН-Партнер")			0		17,2		17,2		17,2	Исходные данные УК "ФИН-Партнер" (письмо от 15.06.2017 № 128-179), утвержденный СиПР г. Москвы на 2017-2022 гг. и проект СиПР г. Москвы на 2018-2023 гг.
№ 1	ГПА MWM TCG2032V16	-	-	Ввод*, 2020 г.	4,3	Ввод*, 2020 г.	4,3	Ввод, 2020 г.	4,3	4,3	
№ 2	ГПА MWM TCG2032V16	-	-	Ввод*, 2020 г.	4,3	Ввод*, 2020 г.	4,3	Ввод, 2020 г.	4,3	4,3	
№ 3	ГПА MWM TCG2032V16	-	-	Ввод*, 2020 г.	4,3	Ввод*, 2020 г.	4,3	Ввод, 2020 г.	4,3	4,3	
№ 4	ГПА MWM TCG2032V16	-	-	Ввод*, 2020 г.	4,3	Ввод*, 2020 г.	4,3	Ввод, 2020 г.	4,3	4,3	
14	ТЭЦ МЭИ ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»			0		10,8		10,8		11	Исходные данные ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» (письмо от 09.08.2017 № 6000/9-1183/13), утвержденный СиПР г. Москвы на 2017-2022 гг. и проект СиПР г. Москвы на 2018-2023 гг.
№ 1	ПГУ-11	-	-	Ввод*, 2019 г.	10,8	Ввод*, 2019 г.	10,8	Ввод*, 2019 г.	11	11	

Примечание - Мероприятия, обозначенные *, указаны согласно планов собственников по модернизации генерирующих объектов, не учитываемых при расчете режимно-балансовой ситуации СиПР ЕЭС, а также для регионального варианта СиПР г. Москвы.

– актуализированные на 01.01.2017 резервы тепловых мощностей источников тепловой энергии в горячей воде в размере 15,6 тыс. Гкал/ч (без учета котельных других организаций¹⁾), в том числе:

а) на источниках тепловой энергии ПАО «Мосэнерго» (ТЭЦ, котельные) - 11,15 тыс. Гкал/ч;

б) на источниках тепловой энергии ПАО «МОЭК» - 2,05 тыс. Гкал/ч;

в) на источниках тепловой энергии ООО «ТСК Мосэнерго» - 0,9 тыс. Гкал/ч;

г) на источниках тепловой энергии ООО «ТСК Новая Москва» - 0,18 тыс. Гкал/ч;

д) на когенерационных источниках других организаций - 1,28 тыс. Гкал/ч;

– реализованные и (или) реализуемые в настоящее время решения утвержденной приказом Минэнерго России от 20.12.2016 № 1363 Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий:

а) реализованные мероприятия по вводу / выводу генерирующего оборудования на ТЭЦ и котельных ПАО «Мосэнерго», а именно: вывод из эксплуатации ГЭС-2 структурного подразделения ГЭС-1; ТЭЦ-8 - вывод из эксплуатации турбоагрегата ст. № 5 типа Р-25(50)-130/13; ТЭЦ-12 - ввод в эксплуатацию энергоблока ПГУ-220Т; ТЭЦ-16 – вывод из эксплуатации турбоагрегатов 90 ата ст. №№ 3, 4 типа Т-25(50)-90 и одного энергетического котла ст. № 5 типа ТП-26; ТЭЦ-20- ввод в эксплуатацию энергоблока ПГУ-420Т и вывод из эксплуатации турбоагрегата 90 ата ст. № 1 типа Т-30-90; ТЭЦ-22 - вывод в реконструкцию энергоблока ст. № 9 типа Т-240; вывод из эксплуатации газотурбинных установок на РТЭС «Курьяново» (2хГТЭ-6, 2хКУВ-13,0/150) и РТЭС «Люблино» (ГТУ: 2хГТЭ-6, 2хКУВ КВ-14-32); вывод из эксплуатации РТС «Бабушкино-2», КТС-8 и ПК Витермо; РТС «Некрасовка» - ввод в эксплуатацию водогрейного котла № 3 типа ПТВМ-60.

В целом на энергообъектах ПАО «Мосэнерго» рост установленной тепловой мощности составил 2 880 Гкал/ч, электрической – 225,6 МВт;

б) целесообразность вывода из эксплуатации оставшейся части неэффективного и отработавшего свой ресурс энергетического оборудования первой очереди 90 ата ТЭЦ-20 и ТЭЦ-16 филиалов ПАО «Мосэнерго»;

в) реализованные мероприятия по вводу / выводу генерирующего оборудования на источниках ПАО «МОЭК», а именно: вывод из эксплуатации ГТУ-ТЭЦ на

¹⁾ Резервы тепловой мощности котельных других организаций не учитываются в связи с высокой неопределенностью технического состояния действующих котлоагрегатов, перспективного развития данных котельных, возможностей дополнительного отпуска тепловой энергии для теплоснабжения потребителей ЖКС (население) с учетом требований по надежности и качеству теплоснабжения, что зависит от собственников котельных.

РТЭС «Переделкино», РТЭС «Пенягино» и РТЭС-3; вывод из эксплуатации энергоблока № 1 ПГУ-130 на ТЭС «Лыково» (ПГУ «Строгино») РТЭС «Строгино»; вывод из эксплуатации 11 МК при переключении их тепловых потребителей на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго»; реконструкция и техническое перевооружение МК-223 Долгоруковская ул. 33, с. 13, МК-345 1-й Кирпичный пер. 15, с. 2 и АИТ 11-2 Новокуркинское ш., 51, с. 5;

г) реализованные мероприятия по вводу / выводу генерирующего оборудования котельных, находящихся в эксплуатации ООО «ТСК Новая Москва», а именно: КТС «Яковлево» - введен в эксплуатацию один паровой котел типа Е-1/9-1Г; МК № 27 - после капитального ремонта введен в эксплуатацию один котел типа ЗИО-60; КТС № 18 - выведен из эксплуатации один паровой котел типа Е-1/9-0,9М-3; КТС № 36 - выведены из эксплуатации два паровых котла типа Е-1,0-9М-1;

д) реализуемый вывод из эксплуатации физически изношенного оборудования ТЭЦ ЗИЛ КП «МЭД» суммарной установленной электрической мощностью 125 МВт, тепловой – 567 Гкал/ч при переключении тепловых нагрузок на ближайшие ТЭЦ-9 и ТЭЦ-8 ПАО «Мосэнерго»;

е) реконструкция КТС-1 г.о. Щербинка ООО «ТСК Новая Москва» с вводом в эксплуатацию 4хПТВМ-60Э суммарной установленной тепловой мощностью – 240 Гкал/ч и невыполнение в полном объеме проектных решений по развитию ГТЭС «Щербинка» (ГТЭС «Варшавская») ООО «ЭнергоПромИнвест»²⁾, строительство которой намечалось согласно распоряжения Правительства Москвы от 01.03.2011 № 148-РП. По итогам проведенных в период с 05.03.2018 по 15.05.2018 торгов ООО «ЭнергоПромИнвест» заключены договоры купли-продажи имущества № 01 от 28.05.2018 и № 02 от 28.05.2018 с ООО «ЭнергоКапитал». В случае принятия решений ООО «ЭнергоКапитал» об осуществлении поставки тепловой энергии потребуются включение в работу 1 ПК ГТЭС «Щербинка» ($Q_y=43$ Гкал/ч) и проработка в последующих разработках и актуализациях схемы теплоснабжения вариантов организации теплоснабжения мкр. 1-6 Щербинка (района Южное Бутово) и г.о. Щербинка НАО г. Москвы;

2) В настоящее время ООО «ЭнергоПромИнвест» (ОГРН 1057748250339, ИНН 7713565253, место нахождения: г. Москва, пер. Климентовский, 10, стр. 3) находится в стадии ликвидации. Арбитражным судом города Москвы данное общество признано несостоятельным (банкротом), номер дела №А40-233689/2015-184-39. Объекты движимого и недвижимого имущества 1 ПК ГТЭС Щербинка суммарной установленной тепловой мощностью 43 Гкал/ч ООО «ЭнергоПромИнвест» выставлены на продажу (Объявление о торгах в ЕФРСБ №2503628 опубликовано 01.03.2018).

ж) реализуемая программа переключения тепловых нагрузок с котельных на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» в отопительный и неотопительный периоды (таблица 1.25).

За период действия «Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий» (утв. приказом Минэнерго России от 20.12.2016 № 1363) в 2016-2017 гг. на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» в отопительный период реализованы переключения тепловых потребителей РТС «Бирюлево», РТЭС «Люблино», КТС-24, КТС-26 и 9 МК суммарной тепловой нагрузкой 532,3 Гкал/ч. Данные РТС и КТС выведены в резерв или на консервацию, МК - выведены из эксплуатации;

и) целесообразность продолжения реализации программы переключений тепловых нагрузок с котельных ПАО «МОЭК», ПАО «Мосэнерго» и других котельных Москвы на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и когенерационные источники других организаций в отопительном и неотопительном периодах (таблица 1.25) при актуализации расчетов экономической эффективности реализации данных переключений с учетом уточненных на стадии ПИР теплосетевых мероприятий и их стоимости, а также актуальных фактических ежегодных эксплуатационных затрат на источниках тепловой энергии;

к) актуализация ранее утвержденных решений по новому строительству источников тепловой энергии на территории ТиНАО г. Москвы при уточнении мест размещения их площадок и суммарной единичной тепловой мощности водогрейного оборудования, обеспечивающего бездефицитные балансы тепловой мощности в нормальном и аварийных режимах работы (таблица 1.18).

– необходимость актуализации решений по использованию тепловых мощностей, построенных и введенных в эксплуатацию источников когенерации, для организации теплоснабжения потребителей города Москвы при их совместной работе с РТС ПАО «МОЭК» и ПАО «Мосэнерго», и распределения между ними объемов производства тепловой энергии на основании актуализации расчетов тарифных последствий для конечных потребителей:

а) ГТЭС «Внуково» (ГТЭС «Постниково») КП МЭД (Правительство Москвы) суммарной установленной электрической мощностью 90 МВт, тепловой – 260 Гкал/ч;

б) ПГУ ТЭС «Терешково» (ГТЭС «Терешково») ООО «Росмикс» суммарной установленной электрической мощностью 170 МВт, тепловой – 150 Гкал/ч;

г) ГТЭС «Коломенское» ООО «ВТК-Инвест» суммарной установленной электрической мощностью 136 МВт, тепловой – 171 Гкал/ч;

д) завершение строительства и ввод в эксплуатацию в 2019 г. I очереди ПГУ ТЭС «Кожухово» (ГТЭС «Городецкая») суммарной установленной электрической мощностью 170 МВт, тепловой – 270 Гкал/ч в составе 1хПГУ-170 (3хГТУ-45 (LM6000) с КУП и 1хТ-90) и 2хПТВМ-60 в соответствии с распоряжением Правительства Москвы от 12.05.2005 (в редакции от 15.02.2017) № 796-РП.

Использование тепловых мощностей вышеуказанных построенных, введенных в эксплуатацию и строящихся новых источников когенерации города Москвы возможно совместно с РТС ПАО «МОЭК» и ПАО «Мосэнерго» на одну теплофикационную зону теплоснабжения (таблица 1.11).

Таблица 1.11 – Перечень зон теплоснабжения города Москвы, обеспечение которых возможно за счет организации совместной работы РТС ПАО «МОЭК» и ПАО «Мосэнерго» и когенерационных источников других собственников

№ п/п	Наименование зоны теплоснабжения	Совместно работающие источники тепловой энергии					
		Наименование	Собственник	Установленная тепловая мощность на 2032 г., Гкал/ч	Наименование	Собственник	Установленная тепловая мощность на 2032 г., Гкал/ч
1	«Коломенская»	РТС «Коломенская»	ПАО «Мосэнерго»	390	ГТЭС «Коломенское»	ООО «ВТК-Инвест»	171
2	«Терешково»	РТС «Терешково»	ПАО «МОЭК»	240	ПГУ ТЭС «Терешково»	ООО «Росмикс»	150
3	«Кожухово»	РТС «Перово»	ПАО «Мосэнерго»	400	ПГУ ТЭС «Кожухово»	ООО «Росмикс»	270
4	«Внуково»	РТС «Внуково»	ПАО «МОЭК»	163	ГТЭС «Внуково»	КП МЭД	260
ИТОГО				1 193			851

Следует отметить, что в Схеме теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий (утв. приказом Минэнерго России от 20.12.2016 № 1363) по совместным зонам действия источников тепловой энергии на основании проведенных расчетов тарифных последствий для конечных потребителей утверждены следующие решения:

1) зона «Внуково» - до 2025 г. работа ГТЭС «Внуково» только в отопительный период, после 2025 г. при росте тепловых нагрузок в зоне теплоснабжения - в основном режиме покрытия базовой части графика тепловой нагрузки; РТС "Внуково" до 2025 г. работа только в неотопительный период обеспечения летних тепловых нагрузок горячего водоснабжения, после 2025 г. при росте тепловых нагрузок в зоне теплоснабжения использование тепловых мощностей РТС для обеспечения пиковых тепловых нагрузок;

2) зона «Коломенская» - ГТЭС «Коломенское» работа в основном режиме покрытия базовой части графика тепловой нагрузки, РТС «Коломенская» - обеспечение пиковых тепловых нагрузок;

3) в зонах «Терешково» и «Кожухово» - использование тепловых мощностей ПГУ ТЭС «Терешково» и ПГУ ТЭС «Кожухово» не предусматривалось из-за отрицательных тарифных последствий для потребителей.

В настоящей Актуализации Схемы теплоснабжения требуется выполнить актуализацию данных расчетов с учетом изменившихся фактических эксплуатационных затрат РТС ПАО «МОЭК» и ПАО «Мосэнерго» и источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии других собственников;

– необходимость актуализации решения о строительстве и сроках ввода в эксплуатацию водогрейной части ГТЭС «Молжаниновка» суммарной установленной тепловой мощностью – 190 Гкал/ч в составе 3хКВ-ГМ-35-150 и 2хКВ-ГМ-58,2-150, реализация которого намечается в соответствии с распоряжением Правительства Москвы от 26.04.2005 (в ред. от 21.09.2016) № 689-РП, с учетом фактических планов по развитию района Молжаниновка и реализованных подключений части потребителей данного района к системам теплоснабжения г.о. Химки ООО «ТСК Мосэнерго» (Химкинский филиал);

– необходимость завершения перевода до 01.01.2022 действующей открытой схемы горячего водоснабжения потребителей города Москвы (Зеленоградский АО, Восточный АО, ряд поселений ТиНАО) на закрытую согласно требованиям Федерального закона от 27.07.2010 № 190 ФЗ «О теплоснабжении» (статья 29, п. 9).

С учетом вышеизложенных предпосылок и ограничений, при Актуализации Схемы сформированы варианты развития систем теплоснабжения:

- в зонах действия ТЭЦ и других источников тепловой энергии при переключении на них тепловых нагрузок потребителей с котельных;
- в совместных зонах действия источников теплоснабжения;
- в зонах перспективного развития.

1.2.1 Переключение тепловых нагрузок от котельных на ТЭЦ и другие источники тепловой энергии

Варианты переключения тепловых нагрузок потребителей с котельных на ТЭЦ и другие источники сформированы для зон действия котельных, технические решения по переключению которых утверждены в схеме теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363) и отсутствуют в инвестиционных

программах теплоснабжающих организаций или сроки реализации данных мероприятий находятся за рамками разработки инвестиционных программ.

В Актуализации схемы теплоснабжения города Москвы с учетом прогнозного периода до 2033 года рассмотрены 23 проекта переключения тепловых нагрузок с разработкой вариантов теплоснабжения потребителей для каждого из проектов переключений:

- 4 проекта переключения тепловых нагрузок РТС;
- 6 проектов переключения тепловых нагрузок КТС;
- 6 проектов переключения тепловых нагрузок МК;
- 7 проектов переключения тепловых нагрузок котельных других организаций.

Для каждого из вариантов переключения в рамках сформированных проектов определены источники теплоснабжения, на которые возможно осуществить переключение тепловых нагрузок котельных, определены тепловые нагрузки и резервы тепловой мощности источников, участвующих в переключении. По результатам выполненных расчетов гидравлических режимов работы тепловых сетей разработаны технические решения и сформирован перечень соответствующих теплосетевых мероприятий, определены капитальные затраты, необходимые для реализации мероприятий.

Варианты переключения тепловых нагрузок потребителей котельных на другие источники тепловой энергии города Москвы на период до 2033 г. с указанием основных характеристик котельных, тепловых нагрузок, теплосетевых мероприятий и капитальных вложений, необходимых для реализации переключения тепловых нагрузок, представлены в таблице 1.12.

В рамках анализа проектов № 1 и № 6 переключения тепловой нагрузки с котельных рассмотрены по три варианта мероприятий по переключению тепловой нагрузки. Для реализации выбирается один из трех вариантов, либо рекомендуется сохранение в эксплуатации котельной, с которой предполагалось переключить тепловую нагрузку.

В рамках анализа проектов № 2 и № 3 переключения тепловой нагрузки с котельных рассмотрены по два варианта мероприятий по переключению тепловой. Для реализации выбирается один из двух вариантов, либо рекомендуется сохранение в эксплуатации котельной, с которой предполагалось переключить тепловую нагрузку.

В рамках анализа проектов №№ 4, 5, 7 - 23 переключения тепловой нагрузки с котельных рассмотрены мероприятия по переключению тепловой нагрузки в одном варианте. Для данных проектов рекомендуется реализовать оцениваемый вариант, либо сохранить в эксплуатации котельную, с которой предполагалось переключить тепловую нагрузку.

Для рассматриваемых проектов переключения тепловых нагрузок с котельных на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и другие источники тепловой энергии выполнен расчет экономической эффективности капиталовложений в реализацию мероприятий по каждому из вариантов. Результаты выполненных расчетов экономической эффективности представлены в разделе 1.3 книги 2.6.

Таблица 1.12 - Варианты переключения тепловых нагрузок потребителей котельных на другие источники тепловой энергии города Москвы на период до 2033 г. с указанием основных характеристик котельных, тепловых нагрузок, теплосетевых мероприятий и капитальных вложений, необходимых для реализации переключений тепловых нагрузок

№ проекта	№ вар.	Наименование переключаемого источника тепловой энергии / адрес	Наименование эксплуатирующей организации (собственник)	Состав основного оборудования на 01.01.2017		Установленная тепловая мощность на 01.01.2017, Гкал/ч	Источник, на который переключается тепловая нагрузка	Переключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		Год переключения потребителей ²⁾	Год ликвидации источника	Перечень актуализированных теплосетевых мероприятий	Необходимые капитальные вложения, млн руб. без НДС (цены 2017 г.)	
				Марка	Кол-во			по состоянию на 01.01.2017 (факт)	на 01.01.2033 (прогноз ¹⁾)					
Районные тепловые станции (РТС)														
1	1	РТС "Ленино-Дачное"	ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-60	5	300,0	ТЭЦ-26	180,3	207,3	2019	2020	1. Организация НПС «Ленино-Дачное» на базе действующих насосов РТС «Ленино-Дачное» с установкой дополнительного сетевого насоса типа СЭ-1250. 2. Новое строительство тепловой камеры к11-0554*, расположенной между камерами к11-0553 и к11-0555. 3. Новое строительство участка от РТС "Ленино-Дачное" до камеры к11-0554* диаметром 2Ду1000 протяженностью 200 м. 4. Перевод на независимую схему присоединения систем отопления двух ЦТП (11-12-022, 11-12-035) с нагрузкой 10 Гкал/ч. 5. Вывод из эксплуатации РТС "Ленино-Дачное". 6. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода ввода.	515,7	
	2	РТС "Волхонка-ЗИЛ"	ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-60	4	240,0	ТЭЦ-26	172,0	190,6	2019	2020	1. Реконструкция тепловых камер кВЗ-3/72 и кВЗ-4/72 с установкой задвижек 4Ду400. 2. Установка регулятора давления на обратном трубопроводе 2Ду1200 в тепловой камере к11-0265 с выводом управления на РПД. 3. Включение НПС "Чертаново" на обратной линии тепломагистрали. 4. Реконструкция участка тепловых сетей 2Ду1200 на 2Ду1400 протяженностью 0,275 км между камерами к11-0215а и к11-0315. 5. Вывод из эксплуатации РТС "Волхонка-ЗИЛ". 6. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода ввода.	328,2	
	3	РТС "Ленино-Дачное" (часть на ТЭЦ-26)		ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-60	5	300,0	ТЭЦ-26	105,2	120,8	2019	2020	1. Организация НПС «Ленино-Дачное» на базе действующих насосов РТС «Ленино-Дачное». 2. Новое строительство тепловой камеры к11-0554*, расположенной между камерами к11-0553 и к11-0555. 3. Новое строительство участка от РТС "Ленино-Дачное" до камеры к11-0554* диаметром 2Ду600 протяженностью 200 м. 4. Перевод на независимую схему присоединения систем отопления двух ЦТП (11-12-022, 11-12-035) с тепловой нагрузкой 10 Гкал/ч. 5. Вывод из эксплуатации РТС "Ленино-Дачное". 6. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода ввода для РТС "Ленино-Дачное".	330,3
		РТС "Ленино-Дачное" (часть на РТС "Коломенская")						РТС "Коломенская"	75,1	86,5				
		РТС "Волхонка-ЗИЛ"						ТЭЦ-26	172,0	190,6				
2	1	РТС "Рублево" (консервация)	ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-60Э	4	240,0	ТЭЦ-25	126,4	165,9	2019 ³⁾	2023 ³⁾	1. Перевод 3-х ЦТП (08-03-005; 08-03-006; 08-03-054) с нагрузкой 9,5 Гкал/ч на независимую схему присоединения систем отопления. 2. Новое строительство тепловой связи между правым и левым направлением тепловых выводов РТС «Рублево» 2Ду700 длиной ~ 10 м. 3. Вывод в консервацию РТС "Рублево", ввод в эксплуатацию в 2024 г. (консервация с 01.10.2019 по 01.10.2023).	29,3	
	2	РТС "Рублево" (вывод из эксплуатации)	ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-60Э	4	240,0	ТЭЦ-25	126,4	165,9	2019	2020	1. Перевод 3-х ЦТП (08-03-005; 08-03-006; 08-03-054) с нагрузкой 9,5 Гкал/ч на независимую схему присоединения систем отопления. 2. Новое строительство тепловой связи между правым и левым направлением тепловых выводов РТС «Рублево» 2Ду700 длиной ~ 10 м. 3. Реконструкция участка тепловой сети с 2Ду1200 на 2Ду1400 протяженностью 3,2 км между камерами к10-0515 и к10-0535. 4. Вывод из эксплуатации РТС "Рублево". 5. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода ввода.	2 533,7	
3	1	РТС "Фрезер" (консервация)	ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-100	3	300,0	ТЭЦ-8	87,0	85,1	2019	2025 ³⁾	1. Сохранение РТС "Фрезер" в консервации, ввод в эксплуатацию в 2026 г. (консервация до 01.10.2025).	10,5	
	2	РТС "Фрезер" (вывод из эксплуатации)	ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-100	3	300,0	ТЭЦ-8	87,0	85,1	2019	2020	1. Реконструкция участка тепловой сети 2Ду800 на 2Ду900 протяженностью 1,39 км между камерами к05-0309 и к05-0810. 2. Реконструкция участка тепловой сети 2Ду700 на 2Ду800 протяженностью 1,39 км.	1 047,3	

№ проекта	№ вар.	Наименование переключаемого источника тепловой энергии / адрес	Наименование эксплуатирующей организации (собственник)	Состав основного оборудования на 01.01.2017		Установленная тепловая мощность на 01.01.2017, Гкал/ч	Источник, на который переключается тепловая нагрузка	Переключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		Год переключения потребителей ²⁾	Год ликвидации источника	Перечень актуализированных теплосетевых мероприятий	Необходимые капитальные вложения, млн руб. без НДС (цены 2017 г.)
				Марка	Кол-во			по состоянию на 01.01.2017 (факт)	на 01.01.2033 (прогноз ¹⁾)				
												между камерами к05-0810 и к05-0819. 3. Вывод из эксплуатации РТС "Фрезер".	
4	-	РТС-1 г. Зеленоград	ООО "ТСК Мосэнерго" (Зеленоградский филиал)	ПТВМ-100/150	3	300,0	РТС-3	105,4	96,8	2019	2020	1. Новое строительство участка тепловой сети между камерами к.к3-ЦТК№3 и к.к3-тк47 диаметром 2Ду700 протяженностью 1 100 м. 2. Новое строительство участка тепловой сети между РТС - к3-ЦТК№3 2Ду900 протяженностью 450 м. 3. Реконструкция тепловых сетей между РТС-к3-301 с увеличением диаметра трубопровода с Ду600 на Ду800 протяженностью 68,0 м. 4. Реконструкция тепловых сетей между РТС-к3-300 с увеличением диаметра трубопровода с Ду600 на Ду800 протяженностью 77,0 м. 5. Реконструкция тепловых сетей между РТС-к3-211 с увеличением диаметра трубопровода с Ду600 на Ду800 протяженностью 190,0 м. 6. Вывод из эксплуатации РТС-1 г. Зеленоград. 7. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода ввода.	1 618,8
<i>Всего по РТС</i>													
Квартальные тепловые станции (КТС)													
5	-	КТС-405	ПАО "Мосэнерго"	ДКВР-4/13	3	7,7	ТЭЦ-21	6,0	6,0	2019	2020	1. Новое строительство участка тепловой сети от к09-0530 до КТС диаметром 2Ду250 протяженностью 500 м. 2. Устройство ЦТП в здании котельной для потребителей тепловой нагрузки 13,8 Гкал/ч. 3. Вывод из эксплуатации КТС-405. 4. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода ввода.	62,7
6	1	КТС-11	ПАО "Мосэнерго"	КВГМ-20	3	60,0	ТЭЦ-25	45,6	95,5	2019	2020	1. Новое строительство участка между камерами к10-0844 и КТС-11 диаметром 2Ду600 протяженностью 2050 м. 2. Перевод пяти ЦТП (08-05-072; 08-05-073; 08-05-165; 08-05-166; 08-05-170) с нагрузкой 11,4 на независимую схему присоединения систем отопления. 3. Вывод из эксплуатации КТС-11 и КТС-11а. 4. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода. 5. Новое строительство участка тепловых сетей 2Ду350 протяженностью 650 м. 6. Новое строительство участка тепловых сетей 2Ду300 протяженностью 130 м.	609,60
		КТС-11А	ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-60	2	120,0	ТЭЦ-25			2019	2020		
	2	КТС-11	ПАО "Мосэнерго"	КВГМ-20	3	60,0	ТЭЦ-25	45,6	95,5	2019	2020	1. Новое строительство участка между камерами к10-0844 и КТС-11 диаметром 2Ду600 протяженностью 2050 м. 2. Новое строительство участка тепловых сетей от к т.А до Котельной Цех №2 диаметром 2Ду300 протяженностью 200 м. 3. Перевод пяти ЦТП (08-05-072; 08-05-073; 08-05-165; 08-05-166; 08-05-170) с нагрузкой 11,4 Гкал/ч на независимую схему присоединения систем отопления. 4. Вывод из эксплуатации КТС-11 и КТС-11а. 5. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода. 6. Новое строительство участка тепловых сетей 2Ду350 протяженностью 650 м. 7. Новое строительство участка тепловых сетей 2Ду300 протяженностью 130 м.	630,29
		КТС-11А	ПАО "Мосэнерго"	ПТВМ-60	2	120,0	ТЭЦ-25			2019	2020		
	3	Котельная цех № 12 (ЖКС)	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	-	-	-	ТЭЦ-25	20,1	20,1	2019	Определяет собственник		
			ПАО "Мосэнерго"	КВГМ-20	3	60,0	ТЭЦ-25	45,6	95,5	2019	2020	1. Новое строительство участка между камерами к10-0844 и КТС-11 диаметром 2Ду600 протяженностью 2050 м. 2. Новое строительство участка тепловых сетей от к т.А до Котельной Цех №2 диаметром 2Ду300 протяженностью 200 м. 3. Перевод пяти ЦТП (08-05-072; 08-05-073; 08-05-165; 08-05-166; 08-05-170) с нагрузкой 11,4 Гкал/ч на независимую схему присоединения систем отопления. 4. Вывод из эксплуатации КТС-11 и КТС-11а. 5. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода. 6. Новое строительство участка тепловых сетей 2Ду350 протяженностью 650 м. 7. Новое строительство участка тепловых сетей 2Ду300 протяженностью 130 м. 8. Новое строительство участка тепловых сетей 2Ду150 протяженностью 120 м. 9. Строительство ЦТП на месте ПК с нагрузкой 2,9 Гкал/ч.	656,56
ПАО "Мосэнерго"		ПТВМ-60	2	120,0	ТЭЦ-25	2019	2020						
ПК "Западный порт"	ПАО "МОЭК"	Vitermo-3V-2.5-10-115	2	4,0	ТЭЦ-25	2,9	2,9	2020	2021				
7	-	КТС "Мелитопольская"	ПАО "Мосэнерго"	ДКВР-10/13 (водогр.)	3	19,0	ТЭЦ-26	10,3	9,9	2020	2021	1. Новое строительство участка между камерами к11-1822 и КТС "Мелитопольская" диаметром 2Ду400 протяженностью 100 м. 2. Реконструкция 6-ти ЦТП с нагрузкой 9,9 Гкал/ч. 3. Вывод из эксплуатации КТС "Мелитопольская". 4. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	33,53
8	-	КТС "Мосрентген" (пос. Мосрентген)	ООО "ТСК Новая Москва"	КВГМ-10-150	3	30,0	РТС "Теплый Стан"	14,3	25,9	2021	2024	1. Новое строительство участка между камерами т.ТСК47/5 и КТС "Мосрентген" диаметром 2Ду500 протяженностью 2500 м.	494,98
		Котельная ООО "Мосрентген"	ООО "Мосрентген"	ДКВР-6,5/13	3	10,5	РТС "Теплый Стан"	4,7	4,7	2021	2021	2. Новое строительство участка между КТС "Мосрентген" и котельной ООО "Мосрентген" диаметром 2Ду200 протяженностью 50 м.	

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ проекта	№ вар.	Наименование переключаемого источника тепловой энергии / адрес	Наименование эксплуатирующей организации (собственник)	Состав основного оборудования на 01.01.2017		Установленная тепловая мощность на 01.01.2017, Гкал/ч	Источник, на который переключается тепловая нагрузка	Переключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		Год переключения потребителей ²⁾	Год ликвидации источника	Перечень актуализированных теплосетевых мероприятий	Необходимые капитальные вложения, млн руб. без НДС (цены 2017 г.)
				Марка	Кол-во			по состоянию на 01.01.2017 (факт)	на 01.01.2033 (прогноз ¹⁾)				
												3. Перевод отопительных установок абонентов КТС «Мосрентген» общей тепловой нагрузкой ~ 12,3 Гкал/ч с зависимой схемы присоединения на независимую. 4. Вывод из эксплуатации КТС "Мосрентген". 5. Вывод из работы котельной ООО "Мосрентген". 6. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	
9	-	КТС-2 "Московский" (пос. Московский)	ООО "ТСК Новая Москва"	ТВГ-8М	6	48,0	КТС-1 "Московский"	32,2	32,7	2019	2020	1. Расширение КТС-1 на 24 Гкал/ч с установкой 2хКВГМ-11,63-150 и КВГМ-4,65-150. 2. Вывод из эксплуатации КТС-2 "Московский" и компенсация ОАО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	174,9
10	-	КТС "Коммунарка" (пос. Сосенское)	ООО "ТСК Новая Москва"	Е-16-1,4Гм (ДЕ-16/14Гм)	3	26,1	РТС "Южное Бутово"	23,8	23,8	2019	2020	1. Новое строительство участка тепловых сетей между камерами ТК.1а диаметром 2Ду400 протяженностью 220 м. 2. Реконструкция участка тепловых сетей между камерами кт.1а и КТС "Коммунарка" с 2Ду200 на 2Ду400 протяженностью 270 м. 3. Перевод абонентов суммарной нагрузкой 4,03 Гкал/ч на независимую схему присоединения отопительных установок. 4. Вывод из эксплуатации КТС "Коммунарка". 5. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	84,0
<i>Всего по КТС</i>													
Малые котельные (МК)													
11	-	МК-319 "Самокатная"	ПАО "МОЭК"	Универсал-6	2	0,90	ТЭЦ-8	0,8	0,8	2018	2018	1. Новое строительство участка между новой камерой к04-0617/4 и МК диаметром 2Ду100 протяженностью 70 м. 2. Строительство ЦТП с Q=0,8 Гкал/ч. 3. Вывод из эксплуатации МК-319 "Самокатная". 4. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	16,0
12	-	МК "Каскадная" Каскадная ул. 21А	ПАО "МОЭК"	ТВГ-4Р	2	8,6	ТЭЦ-22	2,64	3,3	2019-2020 гг.	2019-2020 гг.	1. Устройство новой камеры на тепломагистрали М-30 от ТЭЦ-22 с установкой запорной арматуры Ду150. 2. Новое строительство участка между новой камерой М-30 и МК диаметром 2Ду150 протяженностью 230 м. 3. Строительство ЦТП с Q=3,3 Гкал/ч. 4. Вывод из эксплуатации МК "Каскадная". 5. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	37,78
13	-	Даев пер. 29А (МК-122)	ПАО "МОЭК"	ЗИО-МГ	5	2,5	ТЭЦ-23	1,24	1,24	2019	2019	1. Реконструкция тепловой камеры к.2910/23 с организацией врезки теплопровода 2Ду100 в 2Ду150. 2. Строительство теплового ввода от к.2910/23 до здания по адресу Даев пер. д.29а 2Ду100 протяженностью 18 м. 3. Устройство ЦТП в здании МК (1,24 Гкал/ч) и компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	9,4
14	-	Цветной бульв. 21 с.13 (МК-236)	ПАО "МОЭК"	ЗИО-МГ	7	3,5	ТЭЦ-23	1,95	1,95	2020	2020	1. Реконструкция тепловой камеры К-5003/3 с организацией врезки теплопровода 2Ду150 в 2Ду300. 2. Новое строительство трубопроводов от камеры (г.1) до здания по адресу: Цветной б-р, д. 21, стр. 8 и от данного здания до МК 2Ду150 (ППУ-ПЭ) в протяженностью 50 м. 3. Устройство ЦТП в здании МК (1,95 Гкал/ч). 4. Компенсация ОАО «Мосгаз» за обрезку газопровода.	12,71
15	-	МК "Щербинка" Типографская ул. 5Б	ПАО "МОЭК"	LOOS UT-L 12	4	5,2	КТС-1 г.о. Щербинка	4,41	4,41	2020	2020	1. Новое строительство участка тепловой сети от ТК.19/1в* до МК "Щербинка" диаметром 2Ду250 общей протяженностью 0,2 км. 2. Устройство ЦТП в здании МК на 13,1 Гкал/ч. 3. Компенсация ОАО «Мосгаз» за обрезку газопровода.	36,0
16	-	Сергия Радонежского ул. 13/1 (9/8) (МК-321)	ПАО "МОЭК"	ЗИО-МГ	2	1,0	ТЭЦ-8	0,63	0,63	2020	2020	1. Реконструкция камеры К-1838 с организацией врезки теплопровода 2Ду100 в 2Ду500. 2. Строительство теплового ввода от к.1838 до здания МК (с учетом переключения нагрузок МК по адресу: Гжельский пер., д. 15, стр.3) 2Ду100 в ППУ-ПЭ протяженностью 15 м. 3. Устройство ЦТП в здании МК (0,63 Гкал/ч). 4. Перекладка кабелей МКС - 4 шт. протяженностью 55 п.м. 5. Компенсация ОАО «Мосгаз» за обрезку газопровода.	11,74
<i>Всего по МК</i>													
Котельные других организаций													
17	-	Котельная № 51 ФГУП ГКНПЦ им. М. В. Хруничева	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	ДКВР-10/13	6	36,0	ТЭЦ-25	30,2	28,2	2019	Определяет собственник	1. Новое строительство участка между камерами к11-1847 и котельной №51 диаметром 2Ду350 протяженностью 300 м. 2. Вывод из эксплуатации котельной №51. 3. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	42,5

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ проекта	№ вар.	Наименование переключаемого источника тепловой энергии / адрес	Наименование эксплуатирующей организации (собственник)	Состав основного оборудования на 01.01.2017		Установленная тепловая мощность на 01.01.2017, Гкал/ч	Источник, на который переключается тепловая нагрузка	Переключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		Год переключения потребителей ²⁾	Год ликвидации источника	Перечень актуализированных теплосетевых мероприятий	Необходимые капитальные вложения, млн руб. без НДС (цены 2017 г.)
				Марка	Кол-во			по состоянию на 01.01.2017 (факт)	на 01.01.2033 (прогноз ¹⁾)				
18	-	Котельная № 60 ФГУП ГКНПЦ им. М. В. Хруничева	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	ДКВР-10/13	5	30,0	ТЭЦ-25	21,1	19,3	2019	Определяет собственник	1. Новое строительство участка между камерами к11-1839 и котельной №60 диаметром 2Ду350 протяженностью 1 700 м. 2. Вывод из эксплуатации котельной №60. 3. Компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	212,32
19	-	Котельная ГУП "НПО "Мосгормаш"	ГУП "НПО "Мосгормаш"	ЭПЗ-250	6	1,3	РТС "Коломенская"	3,04	3,04	2019	Определяет собственник	1. Новое строительство участка тепловых сетей между камерой кКОЛ-С-9-4 (на тепловых сетях от РТС "Коломенская") до котельной ГУП "НПО "Мосгормаш" диаметром 2Ду150 протяженностью 200 м. 2. Устройство ЦТП в здании котельной (3,04 Гкал/ч). 3. Вывод из работы котельной ГУП "НПО "Мосгормаш".	22,4
20	-	Котельная ФГАУ "ОК "Шереметьевский" УДП РФ	ФГАУ "ОК "Шереметьевский" УДП РФ	-	-	-	АИТ № 8А Родионовская ул.18	0,88	0,88	2019	-	1. Новое строительство участка тепловых сетей между тепловыми сетями АИТ № 8А и переключаемыми потребителями Котельной ФГАУ "ОК "Шереметьевский" УДП РФ диаметром 2Ду150 протяженностью около 92 м. 2. Строительство ЦТП (0,88 Гкал/ч).	17,44
21	-	Котельная № 13	МУП "Троицктеплоэнерго"	КВ-6.0Г	3	15,5	Котельная Центральная	5,93	5,93	2020	2020	1. Устройство ЦТП в здании котельной (5,93 Гкал/ч). 2. Вывод из эксплуатации Котельной №13 МУП "Троицктеплоэнерго" и компенсация АО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	16,1
22	-	Котельная АО "Стройдеталь"	АО "Стройдеталь"	2хКВГ-6/2 (пар) 2хКВГ-6/2-115 (вод)	4	14,4	ТЭЦ-23	3,1	3,1	2019	2019	1. Новое строительство участка тепловых сетей между камерой к06-2041 до котельной АО "Стройдеталь" диаметром 2Ду200 протяженностью 200 м. 2. Строительство ЦТП (3,1 Гкал/ч). 3. Вывод из работы котельной ГУП "НПО "Мосгормаш" и компенсация ОАО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	37,75
23	-	Котельная № 1 ОАО НПО "Наука"	ОАО НПО "НАУКА"	ДКВР-6,5/13	2	7,8	ТЭЦ-16	4,5	4,5	2020	2020	1. Новое строительство участка тепловых сетей между камерой к03-0326/2 до котельной ОАО НПО "Наука" диаметром 2Ду200 протяженностью 110 м. 2. Строительство ЦТП (4,5 Гкал/ч). 3. Вывод из работы котельной ГУП "НПО "Мосгормаш" и компенсация ОАО "Мосгаз" за обрезку газопровода.	33,59
<i>Всего по котельным других организаций</i>													
ИТОГО													
¹⁾ В прогнозе учитывается выполнение мероприятий по энергосбережению в сфере потребления тепла у существующих потребителей и присоединение новых потребителей тепла, возникающих в зоне теплоснабжения источника тепловой энергии до 2033 г. ²⁾ Срок реализации переключений уточняется по факту выполнения ПИР по теплосетевым мероприятиям и формирования программы организации СМР. ³⁾ Срок ввода в эксплуатацию после консервации.													

При выполнении расчетов экономической эффективности учитывались следующие основные экономические эффекты, ожидаемые от осуществления капиталовложений в мероприятия по переключению тепловых нагрузок:

- экономия (сокращение) условно-постоянных затрат (заработная плата и страховые платежи, затраты на ремонт и др.) на котельных, с которых переключается тепловая нагрузка;
- экономия (сокращение) затрат на покупку электроэнергии на котельных, с которых переключается тепловая нагрузка;
- топливный эффект от переключения тепловой нагрузки с котельных на ТЭЦ (без учета дополнительной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу).

Технико-экономическое сопоставление данных вариантов выполнено на полное развитие территорий согласно данным по развитию г. Москвы.

Для большинства рассмотренных переключений тепловой нагрузки с котельных на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и другие источники тепловой энергии получено $NPV > 0$, $PI > 1$, $IRR >$ ставки дисконтирования, простой и дисконтированный сроки окупаемости меньше расчетного проектного периода. Соответственно, осуществить такие переключения тепловой нагрузки с котельных на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и другие источники тепловой энергии будет экономически эффективно и целесообразно, а сохранять эти котельные в эксплуатации будет нецелесообразно.

Для проекта переключения тепловой нагрузки № 1 экономически наиболее эффективен является вариант 3, для проекта № 2 – вариант 1, для проекта № 3 – вариант 1, для проекта № 6 – вариант 3. Эти варианты рекомендуются к реализации.

Для проектов переключения тепловой нагрузки с РТС-1 ООО «ТСК Мосэнерго» на РТЭС-3 ООО «ТСК Мосэнерго», с КТС «Мосрентген» ООО «ТСК Новая Москва» и котельной ООО «Мосрентген» на РТС «Теплый стан», с котельной ФГАУ «ОК Шереметьевский» УДМ РФ на АИТ №8А (ул. Родионовская, ул. 18) получено $NPV < 0$, $PI < 1$, $IRR <$ ставки дисконтирования, дисконтированный срок окупаемости больше расчетного проектного периода. Данные переключения будут экономически неэффективны и нецелесообразны. Поэтому РТС-1 ООО «ТСК Мосэнерго», КТС «Мосрентген» ООО «ТСК Новая Москва», котельную ООО «Мосрентген», котельную ФГАУ «ОК Шереметьевский» УДМ РФ рекомендуется сохранить в эксплуатации.

В таблице 1.13 представлены рекомендуемые к реализации варианты развития систем теплоснабжения в зонах действия ТЭЦ и других источников тепловой энергии при переключении на них тепловых нагрузок с котельных на период до 2033 года.

Таблица 1.13 – Рекомендуемые к реализации варианты развития систем теплоснабжения в зонах действия ТЭЦ и других источников тепловой энергии при переключении на них тепловых нагрузок с котельных на период до 2033 года

№ проекта	№ вар.	Наименование переключаемого источника тепловой энергии / адрес	Наименование эксплуатирующей организации (собственник)	Источник, на который переключается тепловая нагрузка	Переключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		Год переключения потребителей ²⁾	Год ликвидации источника	Рекомендуемый вариант	
					по состоянию на 01.01.2017 (факт)	на 01.01.2033 (прогноз ¹⁾)				
Районные тепловые станции (РТС)										
1	1	РТС "Ленино-Дачное"	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-26	180,3	207,3	2019	2020	Вариант 3	
	2	РТС "Волхонка-ЗИЛ"	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-26	172,0	190,6	2019	2020		
	3	РТС "Ленино-Дачное" (часть на ТЭЦ-26)	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-26	105,2	120,8	2019	2020		
		РТС "Ленино-Дачное" (часть на РТС "Коломенская")		РТС "Коломенская"	75,1	86,5				
		РТС "Волхонка-ЗИЛ"	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-26	172,0	190,6	2019	2020		
2	1	РТС "Рублево" (консервация)	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-25	126,4	165,9	2019 ³⁾	2023 ³⁾	Вариант 1	
	2	РТС "Рублево" (вывод из эксплуатации)	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-25	126,4	165,9	2019	2020		
3	1	РТС "Фрезер" (консервация)	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-8	87,0	85,1	2019	2025 ³⁾	Вариант 1	
	2	РТС "Фрезер" (вывод из эксплуатации)	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-8	87,0	85,1	2019	2020		
4	-	РТС-1 г. Зеленоград	ООО "ТСК Мосэнерго" (Зеленоградский филиал)	РТЭС-3	105,4	96,8	2019	2020	Сохранение в эксплуатации	
Квартальные тепловые станции (КТС)										
5	-	КТС-405	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-21	6,0	6,0	2019	2020	Вывод из эксплуатации	
6	1	КТС-11	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-25	45,6	95,5	2019	2020	Вариант 3	
		КТС-11А	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-25			2019	2020		
	2	КТС-11	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-25	45,6	95,5	2019	2020		
		КТС-11А	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-25			2019	2020		
			Котельная Цеха № 12 (ЖКС)	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	ТЭЦ-25	20,1	20,1	2019		Определяет собственник
	3	КТС-11	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-25	45,6	95,5	2019	2020		
		КТС-11А	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-25			2019	2020		
		Котельная Цеха № 12 (ЖКС)	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	ТЭЦ-25			2019	Определяет собственник		
		ПК "Западный порт"	ПАО "МОЭК"	ТЭЦ-25	2,9	2,9	2020	2021		
7	-	КТС "Мелитопольская"	ПАО "Мосэнерго"	ТЭЦ-26	10,3	9,9	2020	2021	Вывод из эксплуатации	
8	-	КТС "Мосрентген" (пос. Мосрентген)	ООО "ТСК Новая Москва"	РТС "Теплый Стан"	14,3	25,9	2021	2024	Сохранение в эксплуатации	
		Котельная ООО "Мосрентген"	ООО "Мосрентген"	РТС "Теплый Стан"	4,7	4,7	2021	2021		

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ проекта	№ вар.	Наименование переключаемого источника тепловой энергии / адрес	Наименование эксплуатирующей организации (собственник)	Источник, на который переключается тепловая нагрузка	Переключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		Год переключения потребителей ²⁾	Год ликвидации источника	Рекомендуемый вариант
					по состоянию на 01.01.2017 (факт)	на 01.01.2033 (прогноз ¹⁾)			
9	-	КТС-2 "Московский" (пос. Московский)	ООО "ТСК Новая Москва"	КТС-1 "Московский"	32,2	32,7	2019	2020	Вывод из эксплуатации
10	-	КТС "Коммунарка" (пос. Сосенское)	ООО "ТСК Новая Москва"	РТС "Южное Бутово"	23,8	23,8	2019	2020	Вывод из эксплуатации
Малые котельные (МК)									
11	-	МК-319 "Самокатная"	ПАО "МОЭК"	ТЭЦ-8	0,8	0,8	2018	2018	Вывод из эксплуатации
12	-	МК "Каскадная" Каскадная ул. 21А	ПАО "МОЭК"	ТЭЦ-22	2,64	3,3	2019-2020 гг.	2019-2020 гг.	Вывод из эксплуатации
13	-	Даев пер. 29А (МК-122)	ПАО "МОЭК"	ТЭЦ-23	1,24	1,24	2019	2019	Вывод из эксплуатации
14	-	Цветной бульв. 21 с.13 (МК-236)	ПАО "МОЭК"	ТЭЦ-23	1,95	1,95	2020	2020	Вывод из эксплуатации
15	-	МК "Щербинка" Типографская ул. 5Б	ПАО "МОЭК"	КТС-1 г.о. Щербинка	4,41	4,41	2020	2020	Вывод из эксплуатации
16	-	Сергия Радонежского ул. 13/1 (9/8) (МК-321)	ПАО "МОЭК"	ТЭЦ-8	0,63	0,63	2020	2020	Вывод из эксплуатации
Котельные других организаций									
17	-	Котельная № 51 ФГУП ГКНПЦ им. М. В. Хруничева	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	ТЭЦ-25	30,2	28,2	2019	Определяет собственник	Вывод из эксплуатации
18	-	Котельная № 60 ФГУП ГКНПЦ им. М. В. Хруничева	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	ТЭЦ-25	21,1	19,3	2019	Определяет собственник	Вывод из эксплуатации
19	-	Котельная ГУП "НПО "Мосгормаш"	ГУП "НПО "Мосгормаш"	РТС "Коломенская"	3,04	3,04	2019	Определяет собственник	Вывод из эксплуатации
20	-	Котельная ФГАУ "ОК "Шереметьевский" УДП РФ	ФГАУ "ОК "Шереметьевский" УДП РФ	АИТ № 8А Родионовская ул.18	0,88	0,88	2019	-	Сохранение в эксплуатации
21	-	Котельная № 13	МУП "Троицктеплоэнерго"	Котельная Центральная	5,93	5,93	2020	2020	Вывод из эксплуатации
22	-	Котельная АО "Стройдеталь"	АО "Стройдеталь"	ТЭЦ-23	3,1	3,1	2019	2019	Вывод из эксплуатации
23	-	Котельная № 1 ОАО НПО "Наука"	ОАО НПО "НАУКА"	ТЭЦ-16	4,5	4,5	2020	2020	Вывод из эксплуатации

¹⁾ В прогнозе учитывается выполнение мероприятий по энергосбережению в сфере потребления тепла у существующих потребителей и присоединение новых потребителей тепла, возникающих в зоне теплоснабжения источника тепловой энергии до 2033 г.

²⁾ Срок реализации переключений уточняется по факту выполнения ПИР по теплосетевым мероприятиям и формирования программы организации СМР.

³⁾ Срок ввода в эксплуатацию после консервации.

По результатам технико-экономического сопоставления вариантов, выбранные к реализации технические решения развития систем теплоснабжения города Москвы в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 далее подробно представлены в обосновывающих материалах и утверждаемой части Актуализации Схемы теплоснабжения.

На основании сформированных вариантов теплоснабжения потребителей по результатам расчетов эффективности данных переключений разработана сводная программа переключения тепловых нагрузок с котельных на другие источники тепловой энергии города Москвы (раздел 1.4).

1.2.2 Теплоснабжение потребителей в совместных зонах действия источников теплоснабжения

В настоящее время в сложившихся зонах действия ряда котельных города Москвы введены или запланированы к вводу на период до 2033 г. источники когенерации, строительство которых осуществлено в соответствии с распоряжениями Правительства Москвы и заключенными с администрацией города инвестиционными контрактами (таблица 1.14).

Таблица 1.14 – Перечень новых источников когенерации г. Москвы, строительство которых осуществлено в соответствии с распоряжениями Правительства Москвы и заключенными с Администрацией города Инвестиционными контрактами

Наименование зоны действия котельной		Строящийся или введенный в эксплуатацию источник когенерации			
Наименование котельной	Собственник	Наименование (диспетчерское наименование)	Собственник	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Основание строительства
РТС «Коломенская»	ПАО «Мосэнерго»	ГТЭС «Коломенское»	ООО «ВТК-Инвест»	171	Распоряжение Правительства Москвы от 19.09.2006 (в ред. 09.10.2008) № 1844-ПП
РТС «Терешково»	ПАО «МОЭК»	ПГУ ТЭС «Терешково» (ГТЭС «Терешково»)	ООО «Росмикс»	150	Распоряжение Правительства Москвы от 26.04.2005 (в ред. от 15.05.2012) № 688-ПП
РТС «Перово»	ПАО «Мосэнерго»	ПГУ ТЭС «Кожухово» (ГТЭС «Городецкая»)	ООО «Росмикс»	270	Распоряжение Правительства Москвы от 12.05.2005 (в ред. от 21.03.2017) № 796-ПП
РТС «Внуково»	ПАО «МОЭК»	ГТЭС «Внуково» (ГТЭС «Постниково»)	КП «МЭД»	260	Распоряжение Правительства Москвы от 30.11.2004 (в ред. от 31.12.2009) № 2402-ПП (документ утратил силу, проект реализован)
ИТОГО				851	

В зонах действия указанных источников существует техническая возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии.

В период до 2033 г. имеющиеся резервы тепловой мощности на существующих РТС «Коломенская», РТС «Перово» позволяют обеспечить теплоснабжение потребителей в указанных зонах действия без использования тепловой мощности источников когенерации (соответственно ГТЭС «Коломенское» и ПГУ ТЭС «Кожухово»).

В то же время, организация теплоснабжения только от ГТЭС «Коломенское», ПГУ ТЭС «Терешково» и ПГУ ТЭС «Кожухово» при выводе водогрейного оборудования РТС из эксплуатации в период до 2033 г. невозможна из-за:

- возникающего дефицита тепловой мощности в рассматриваемых зонах действия;
- отсутствия в составе ГТЭС «Коломенское» и ПГУ ТЭС «Терешково» ХВО подпитки тепловых сетей.

В зоне действия РТС «Внуково» с учетом прироста тепловой нагрузки за 2023 г. и последующие года до 2033 г. прогнозируется дефицит тепловой мощности, поэтому для обеспечения потребителей тепловой энергией в данной зоне потребуется использование тепловой мощности ГТЭС «Внуково».

Учитывая вышеизложенное, выполнена оценка тарифных последствий для следующих вариантов распределения тепловых нагрузок (отпуска тепловой энергии) между действующими котельными и новыми источниками когенерации в совместных зонах действия на период до 2033 года (таблица 1.15).

Таблица 1.15 – Варианты распределения тепловых нагрузок (отпуска тепловой энергии) между действующими котельными и новыми источниками когенерации в совместных зонах действия на период до 2033 г.

№ П/П	Наименование зоны теплоснабжения	Вариант	
		№ варианта	Краткое описание технических решений развития источников тепловой энергии
1	"Коломенская"	Вариант 1	С использованием тепловой мощности ГТЭС «Коломенское» и организации совместной работы с РТС «Коломенская»
		Вариант 2	Без использования тепловой мощности ГТЭС «Коломенское», теплоснабжение потребителей в период до 2033 г. осуществляется от только РТС «Коломенская»
2	"Терешково"	Вариант 1	С использованием тепловой мощности ПГУ ТЭС «Терешково» и организации совместной работы с РТС «Терешково» при содержании тепловой мощности РТС «Солнцево» в консервации
		Вариант 2	Теплоснабжение потребителей до 2033 г. осуществляется от РТС «Терешково» и РТС «Солнцево», а с 2025 года - с использованием тепловой мощности ПГУ ТЭС «Терешково»
3	"Кожухово"	Вариант 1	С использованием тепловой мощности ПГУ ТЭС «Кожухово» и организации совместной работы с РТС «Перово»
		Вариант 2	Без использования тепловой мощности ПГУ ТЭС «Кожухово», теплоснабжение потребителей в период до 2033 г. осуществляется от РТС «Перово»
4	"Внуково"	Вариант 1	С использованием тепловой мощности ГТЭС "Внуково" при сохранении тепловой мощности РТС «Внуково» в резерве 2019-2020 гг. далее в консервации
		Вариант 2	С использованием тепловой мощности РТС "Внуково", а с 2023 года - с использованием тепловой мощности РТС "Внуково" и ГТЭС «Внуково»

Критерием для сравнения вариантов теплоснабжения по тарифным последствиям приняты суммарные за 15 лет дисконтированные эксплуатационные затраты на производство тепловой энергии в каждой зоне, а также расчетная средневзвешенная себестоимость производства тепловой энергии на коллекторах источников.

Подробно расчеты тарифных последствий по совместным зонам для каждого рассматриваемого варианта представлены в книге 2.6 (раздел 1.4 и приложение А).

Сводные результаты оценки тарифных последствий в совместных зонах теплоснабжения по рассматриваемым вариантам представлены в таблице 1.16.

Решения по распределению тепловых нагрузок (отпуска тепловой энергии) между источниками тепловой энергии в совместных зонах теплоснабжения по результатам оценки тарифных последствий на период до 2033 года представлены в таблице 1.17.

Фактическое распределение нагрузок между источниками в зонах совместного теплоснабжения может отличаться от плановых вследствие отклонения от принятых в расчете тарифных решений или иных условий работы источников, которые приведут к негативным тарифным последствиям. В рекомендуемом к утверждению варианте актуализации схемы решения о распределении тепловых нагрузок (отпуска тепловой энергии) приняты в соответствии с заданными условиями расчетов (расчетная себестоимость производства тепловой энергии, метод распределения расхода топлива, объемы отпуска тепловой энергии).

Таблица 1.16 – Сводные результаты оценки тарифных последствий в совместных зонах теплоснабжения по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование зоны теплоснабжения	Варианты		Результаты расчетов оценки тарифных последствий									Рекомендуемый вариант
		№ вар.	Наименование	Расчетная средневзвешенная себестоимость тепловой энергии на коллекторах, руб./Гкал *						Суммарные дисконтированные эксплуатационные затраты на производство тепловой энергии в рассматриваемой зоне (за расчетный период) *			
				2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2026 г.	2031 г.	2032 г.	всего, млн руб.	изменение (снижение (-), увеличение), млн руб. (вар. 1 - вар. 2)	
1	"Коломенская"	Вариант 1	С использованием тепловой мощности ГТЭС "Коломенское"	<u>835,9</u>	<u>840,1</u>	<u>867,9</u>	<u>898,1</u>	<u>1 028,6</u>	<u>1 118,4</u>	<u>1 131,9</u>	<u>5 438,1</u>	<u>-290,9</u> -290,9	Вариант 1 **
		Вариант 2	Без использования тепловой мощности ГТЭС "Коломенское"	<u>882,2</u>	<u>886,5</u>	<u>913,9</u>	<u>946,4</u>	<u>1 085,2</u>	<u>1 168,5</u>	<u>1 178,1</u>	<u>5 729,0</u>		
2	"Терешково"	Вариант 1	С использованием тепловой мощности ПГУ ТЭС "Терешково"	<u>1 269,0</u>	<u>1 257,5</u>	<u>1 269,5</u>	<u>1 273,7</u>	<u>1 401,6</u>	<u>1 493,9</u>	<u>1 506,2</u>	<u>9 621,6</u>	<u>1 519,8</u> 57,4	Вариант 1 ***
		Вариант 2	Использование тепловой мощности ПГУ ТЭС "Терешково" начиная с 2025 г.	<u>1 066,1</u>	<u>1 057,0</u>	<u>1 068,6</u>	<u>1 074,0</u>	<u>1 186,2</u>	<u>1 264,1</u>	<u>1 274,5</u>	<u>8 118,4</u>		
3	"Кожухово"	Вариант 1	С использованием тепловой мощности ПГУ ТЭС "Кожухово"	<u>965,0</u>	<u>998,2</u>	<u>1 511,7</u>	<u>1 543,2</u>	<u>1 652,7</u>	<u>1 601,6</u>	<u>1 605,2</u>	<u>7 131,2</u>	<u>1 627,0</u> 587,6	Вариант 2
		Вариант 2	Без использования тепловой мощности ПГУ ТЭС "Кожухово"	<u>965,0</u>	<u>998,2</u>	<u>1 029,8</u>	<u>1 067,2</u>	<u>1 227,0</u>	<u>1 303,5</u>	<u>1 310,9</u>	<u>5 504,2</u>		
4	"Внуково"	Вариант 1	С использованием тепловой мощности ГТЭС "Внуково"	<u>1 107,1</u>	<u>1 437,3</u>	<u>1 402,8</u>	<u>1 412,2</u>	<u>1 411,0</u>	<u>1 494,9</u>	<u>1 497,6</u>	<u>3 749,8</u>	<u>-286,6</u> -900,3	Вариант 1
		Вариант 2	Использование тепловой мощности ГТЭС "Внуково" начиная с 2023 г.	<u>1 107,1</u>	<u>1 094,9</u>	<u>1 077,6</u>	<u>1 084,6</u>	<u>1 083,1</u>	<u>1 147,7</u>	<u>1 150,5</u>	<u>2 947,4</u>		

* В числителе приведено значение, определенное с использованием "физического" метода разделения топлива, в знаменателе - с использованием метода разделения топлива "ОРГРЭС".

** Одинаковые результаты по вариантам организации зоны теплоснабжения «Коломенская» обусловлены принятием в расчете цены поставки тепловой энергии с коллекторов ГТЭС «Коломенское» согласно договору от 01.10.2015 № ТЭ 06.06.04.001/15, заключенного с ЕТО – ПАО «МОЭК» (см. расчетную таблицу).

*** Выбран вариант 1 с использованием тепловой мощности ПГУ ТЭС "Терешково" при условии установления цены на поставку тепловой энергии от ПГУ ТЭС "Терешково" на период до 2022 года, при которой ПАО "МОЭК" не имеет отрицательных тарифных последствий от покупки тепловой энергии.

Таблица 1.17 – Итоговые решения по распределению тепловых нагрузок (отпуска тепловой энергии) между источниками тепловой энергии в совместных зонах теплоснабжения по результатам оценки тарифных последствий на период до 2033 г.

№ п/п	Наименование источника когенерации	Расчетный объем отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал/год *							Режим работы источника при покрытии графика тепловой нагрузки
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2026 г.	2031 г.	2032 г.	
1	<i>Зона действия ГТЭС "Коломенское" и РТС "Коломенская", всего,</i>	586,4	768,4	771,8	778,4	847,5	891,8	897,0	-
	в том числе:								
	ГТЭС "Коломенское"	586,4	756,2	759,1	764,7	817,6	847,8	850,8	Базовый
	РТС "Коломенская"	0,0	12,2	12,7	13,7	29,9	44,0	46,2	Пиковый
2	<i>Зона действия ПГУ ТЭС "Терешково" и РТС "Терешково" с РТС "Солнцево", всего,</i>	884,4	943,3	965,5	990,2	1034,3	1030,3	1029,1	-
	в том числе:								
	ПГУ ТЭС "Терешково"	787,4	805,4	811,2	817,5	825,1	825,1	825,0	Базовый
	РТС "Терешково"	97,0	137,9	154,4	172,7	209,2	205,2	204,1	Пиковый
	РТС "Солнцево"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Вывод в резерв 2019-2020 гг. далее в консервацию
3	<i>Зона действия ПГУ ТЭС "Кожухово" и РТС "Перово", всего,</i>	750,6	745,8	740,9	735,9	753,0	889,9	912,9	-
	в том числе:								
	ПГУ ТЭС "Кожухово"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Тепловая мощность не используется
	РТС "Перово"	669,3	664,4	659,5	654,5	667,3	788,8	811,8	Базовый
	ТЭЦ-22	81,3	81,4	81,4	81,4	85,6	101,0	101,0	Переключение в НОП
4	<i>Зона действия ГТЭС "Внуково" и РТС "Внуково", всего**,</i>	275,9	297,4	331,4	344,0	444,2	442,3	451,6	-
	в том числе:								
	ГТЭС "Внуково"	0,0	297,4	331,4	344,0	444,2	442,3	451,6	Базовый
	РТС "Внуково"	275,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Вывод в резерв 2019-2020 гг. далее в консервацию

* Величины отпуска тепловой энергии указаны при расчетных климатических параметрах для г. Москвы согласно СП 131.13330.2012 "СНиП 23-01-99* «Строительная климатология». Актуализированная версия и подлежат уточнению при формировании балансов тепловой энергии по г. Москве с учетом данных фактического отпуска за последние три года и фактического прироста тепловых нагрузок перспективных потребителей при установлении тарифов органом регулирования;

** Распределение тепловых нагрузок (отпуска тепловой энергии) между ГТЭС «Внуково» и РТС «Внуково» на 2018 г. подлежит подтверждению до 15.08.2018 со стороны КП «МЭД» в части возможности запуска станции с 01.09.2018 и уточняется с учетом необходимости проведения инспекций оборудования под нагрузкой и пуско-наладочных работ на ГТЭС «Внуково».

1.2.3 Теплоснабжение потребителей в зонах перспективного развития

Актуализация технических решений по строительству новых источников тепловой энергии на период до 2033 г. представлена в таблице 1.18, в том числе изменения технических решений, предусмотренных Схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363).

В результате выполненного анализа исходных данных по планируемому развитию города Москвы выявлены 16 зон перспективного развития, теплоснабжение потребителей в которых возможно, как от действующих источников, так и при строительстве новых источников. В данных зонах с целью выбора наиболее экономичного варианта теплоснабжения далее рассматриваются соответственно два варианта:

- Вариант 1 - теплоснабжение потребителей от действующих источников тепловой энергии;
- Вариант 2 - теплоснабжение потребителей при строительстве нового источника тепловой энергии.

Варианты развития систем теплоснабжения в данных зонах перспективного развития города Москвы на период до 2033 г. представлены в таблице 1.19, а необходимые мероприятия по вариантам с указанием капитальных вложений - в таблице 1.20.

Технико-экономическое сопоставление показателей данных вариантов выполнено на полное развитие территорий согласно данным по развитию г. Москвы.

Для экономического сопоставления вариантов теплоснабжения объектов застройки выполнены расчеты суммарных (за перспективный период 16 лет) дисконтированных затрат (капитальных и эксплуатационных) по вариантам.

Принятые в расчетах исходные данные и финансовые параметры, а также результаты выполненных расчетов суммарных дисконтированных затрат представлены в разделе 1.3 книги 2.6.

Принятые в расчет капитальные затраты на теплоснабжение объектов застройки включают:

- капитальные затраты на строительство новых источников тепловой энергии;
- капитальные затраты на расширение, реконструкцию действующих источников тепловой энергии;
- капитальные затраты на строительство новых и реконструкцию действующих тепловых сетей.

Таблица 1.18 – Актуализация технических решений по строительству новых источников тепловой энергии на период до 2033 года, основания для изменения технических решений, предусмотренных Схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)

Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)				Актуализация схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2033 г.				Примечание	Основания для изменения схемы теплоснабжения потребителей
№ п/п	Наименование источника, обеспечивающего тепловые нагрузки перспективных потребителей, в соответствии со схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)	Установленная тепловая мощность на 01.01.2031, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 01.01.2031, Гкал/ч	№ п/п	Наименование источника, обеспечивающего тепловые нагрузки перспективных потребителей, в соответствии с актуализацией схемы до 2033 г.	Установленная тепловая мощность на 01.01.2033, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 01.01.2033, Гкал/ч		
г. Москва без ТиНАО									
1	Котельная МФЦ «Рублево-Архангельское»	140,0	120,2	1	Котельная "Рублево-Архангельское"	110,0	91,8	Уточнение объемов застройки	Уточнение объемов застройки
2	Котельная «Молжаниновка»	120,0	100,9	2	Котельная "Верескино"	4,7	3,9	Уточнение объемов и места размещения застройки.	Исключение ГТЭС "Молжаниновка" из Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы (утв. приказом Минэнерго от 01.03.2017 № 143) и из Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2017 – 2022 годы (утв. распоряжением Правительства г. Москвы от 28.04.2017 № 288-РМ)
3	Котельная ул. Таманская вл. 1	0,9	0,6		ИИТ	-	-	Теплоснабжение по факту осуществляется от ИИТ (ЖК "Берег Столицы")	Строительство нового источника не требуется
4	Котельная р-н Куркино СЗАО	14,0	12,3	3	Котельная "Машкинское ш. вл. 32"	1,7	1,1	Уточнение объемов и места размещения застройки	Уточнение объемов и места размещения застройки
	-	-	-	4	АИТ МКР. 2Е	0,4	0,2	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
Территория ТиНАО									
Пос. Московский									
5	Котельная "Первый Московский" город парк	68,8	44,8		Котельная ООО "Геруда"	103,2	84,8	Котельная ООО "Геруда" введена в эксплуатацию в 2015 г.	Строительство нового источника не требуется. Изменение схемы теплоснабжения не предусматривается
6	Котельная вблизи д. Картмазово	9,9	7,7	5	РТС "Саларьево"	361,2	287,5	Уточнение объемов и места размещения застройки, теплоснабжение потребителей от РТС "Саларьево"	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
7	Источник "Саларьево" за Киевским шоссе	130,0	120,0					Уточнение объемов и места размещения застройки	
8	Котельная вблизи п. Валуево	6,0	5,6		ИИТ	-	-	Теплоснабжение по факту осуществляется от ИИТ	Строительство нового источника не требуется
9	Котельная д. Лапшинка	1,9	1,5		ИИТ	-	-	Теплоснабжение по факту осуществляется от ИИТ	Строительство нового источника не требуется
	-	-	-	6	Котельная "Гипермаркет Леруа"	1,68	0,9	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.	Вблизи отсутствуют действующие источники теплоснабжения и/или тепловые сети
Пос. Внуковское									
10	Котельная д. Ликова	1,3	0,9	7	Котельная д. Ликова	1,3	0,9	Без изменений	Без изменений
11	Котельная ул. Полевая	0,4	0,3		ИИТ	-	-	Теплоснабжение по факту осуществляется от ИИТ	Строительство нового источника не требуется
	РТС "Переделкино"	-	-	8	Котельная ЖК "Рассказово"	30,9	25,73	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
	-	-	-	9	Котельная ОНО ОПХ "Толстопальцево"	7,31	6,01	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
Пос. Марушкинское									
	-	-	-	10	Котельная "ПНК-Внуково"	13,9	10,2	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
	-	-	-	11	Котельная ЖК "Медовая Долина"	11,6	8,7	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
Пос. Сосенское									
12	Котельная "Коммунарка"	260,0	221,4	12	Котельная п. Коммунарка	360,0	332,6	Уточнение объемов и места размещения застройки	Уточнение объемов, места и сроков ввода застройки
				13	Котельная ЖК "Испанские кварталы"	30,0	23,4	Уточнение объемов, места и сроков размещения застройки	
				14	Котельная ЖК "Москвичка"	4,5	3,42	Уточнение объемов, места и сроков размещения застройки	
				15	Котельная "ТК Декатлон"	12,3	9,45	Уточнение объемов, места и сроков размещения застройки	

Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)				Актуализация схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2033 г.			Примечание	Основания для изменения схемы теплоснабжения потребителей	
№ п/п	Наименование источника, обеспечивающего тепловые нагрузки перспективных потребителей, в соответствии со схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)	Установленная тепловая мощность на 01.01.2031, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 01.01.2031, Гкал/ч	№ п/п	Наименование источника, обеспечивающего тепловые нагрузки перспективных потребителей, в соответствии с актуализацией схемы до 2033 г.	Установленная тепловая мощность на 01.01.2033, Гкал/ч			Присоединенная тепловая нагрузка на 01.01.2033, Гкал/ч
	РТС "Южное Бутово"	-	-	16	Котельная ЖК "Южное Бурино"	37,2	33,2	Уточнение объемов и места размещения застройки	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
13	Котельная МФЦ д. Летово	2,7	2,1	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
14	Котельная д. Сосенки	1,8	1,6	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
15	Котельная № 2 ООО "Декор"	37,9	30,6		Котельная № 2 ООО "Декор"	37,9	19,9	котельная введена в эксплуатацию в 2016 г.- Котельная № 2 ООО "Декор" ООО "Газпром энерго"	Строительство нового источника не требуется. Изменение схемы теплоснабжения не предусматривается
16	Котельная ИП Индиго	8,3	6,5	17	Котельная № 1 ИП "Индиго"	2,6	1,91	В схеме до 2030 г. котельная предусмотрена общая для всей территории застройки. Территория разделена на участки, и застройка осуществляется отдельно по участкам	Вблизи отсутствуют действующие источники теплоснабжения и/или тепловые сети. Территория разделена на участки, застройка осуществляется отдельно по участкам
				18	Котельная № 2 ИП "Индиго"	0,7	0,38		
				19	Котельная № 3 ИП "Индиго"	1,7	0,91		
				20	Котельная № 4 ИП "Индиго"	2,9	2,09		
-	-	-	-	21	Котельная "ТРК Мега"	18,5	14,63	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
17	Котельная д. Зименки	14,6	14,2	22	Котельная вблизи дер. Зименки	34,4	30,81	Уточнение объемов застройки	Уточнение объемов застройки
-	-	-	-		Котельная вблизи дер. Мамыри	12,0	9,89	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют. Теплоснабжение потребителей застройки вблизи дер. Мамыри при актуализации схемы рассмотрено по вариантам.	Строительство не требуется. Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом. Присоединение потребителей к действующей котельной КТС № 307 КЭЧ "Теплый Стан"
-	-	-	-	23	Котельная "Технопарк Мамыри"	8,6	6,62	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
18	Котельная Автоцентр д. Мамыри	0,6	0,5	24	Котельная "Ауди центр Калужский"	3,0	2,26	Уточнение объемов застройки	Уточнение объемов застройки
19	Котельная Школа	2,1	1,7	25	Котельная Школа	7,6	6,21		
Пос. Мосрентген									
20	Котельная ТОГК "Сделай сам"	4,0	3,0		Котельная ООО "Компания ССА"	0,6	0,3	Котельная введена в эксплуатацию в 2015 г. - ООО "Компания ССА"	Строительство нового источника не требуется. Изменение схемы теплоснабжения не предусматривается
21	Котельная ООО "Транс-Гамма"	1,1	0,87	26	Котельная ООО "Транс-Гамма"	1,6	1,3	Котельная введена в эксплуатацию в 2017 г.	Строительство нового источника не требуется. Изменение схемы теплоснабжения не предусматривается
22	Котельная АДиУЦ "Дудкино" (10 ШТ.)	15,0	11,8		Котельная АДиУЦ "Дудкино"	21,7	8,8	Котельные введены в эксплуатацию в 2015 г. - ООО "Промышленные технологии"	Строительство нового источника не требуется. Изменение схемы теплоснабжения не предусматривается
-	-	-	-		Котельная вблизи дер. Дудкино			Котельную убрать. Нагрузку котельной вблизи дер. Дудкино перевесить на существующую котельную АДиУЦ "Дудкино".	
Пос. Филимонковское									
23	Котельная "Филимонковское"	194,0	184,6	27	Котельная вблизи дер. Среднево	140,0	118,36	Уточнение объемов застройки	Уточнение объемов застройки
24	Котельная ООО "Кватро" ЖК "Марьино град"	13,4	8,6	28	Котельная ЖК "Марьино Град"	13,4	8,04	Котельная введена в эксплуатацию в 2017 г.	Строительство нового источника не требуется. Изменение схемы теплоснабжения не предусматривается
Пос. Десновское									
25	Котельная п. Ватугинки	36,0	30,5	29	Котельная ЖК "Кленовые аллеи"	26,62	20,28	Уточнение объемов и места размещения застройки	Уточнение объемов застройки
26	Котельная д. Десна	8,0	6,8		ИИТ	-	-	Теплоснабжение по факту осуществляется от ИИТ (ЖК "Андерсен")	Строительство нового источника не требуется
27	Котельная ул. Садовая	3,0	2,2	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
28	Котельная ГКУ "УКРиС"	0,3	0,2	30	Котельная ГКУ "УКРиС"	0,3	0,2	Без изменений	Без изменений
Пос. Рязановское									
				31	Котельная "УК Константа" вблизи с. Остафьево	51,6	45,7	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют	Уточнение объемов, места и сроков ввода застройки. Вблизи отсутствуют действующие источники с необходимым резервом тепловой мощности и/или тепловые сети.
				32	Котельная "УК Константа" вблизи п. Знамя Октября	70,0	58,2	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют	Уточнение объемов, места и сроков ввода застройки. Вблизи отсутствуют действующие

Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)				Актуализация схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2033 г.			Примечание	Основания для изменения схемы теплоснабжения потребителей
№ п/п	Наименование источника, обеспечивающего тепловые нагрузки перспективных потребителей, в соответствии со схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)	Установленная тепловая мощность на 01.01.2031, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 01.01.2031, Гкал/ч	№ п/п	Наименование источника, обеспечивающего тепловые нагрузки перспективных потребителей, в соответствии с актуализацией схемы до 2033 г.	Установленная тепловая мощность на 01.01.2033, Гкал/ч		
								источники с необходимым резервом тепловой мощности и/или тепловые сети.
29	Котельная вблизи д. Ерино	5,3	4,2	33	Котельная "УК Константа" вблизи п. Ерино	29,4	23,6	Уточнение объемов и места размещения застройки
30	Котельная вблизи д. Студенцы	39,0	33,8	34	Котельная "УК Константа" вблизи д. Студенцы	90,0	77,5	Уточнение объемов и места размещения застройки
-	-	-	-	35	Котельная "УК Константа" вблизи д. Никульское	64,3	58,5	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют
-	-	-	-	36	Котельная "УК Константа" вблизи д. Алхимово	48,1	43,7	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.
-	-	-	-	37	Котельная "ЛСР" вблизи д. Сальково	44,1	37,3	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.
-	-	-	-	38	Котельная "Вектор Инвестментс" вблизи п. Знамя Октября	36,1	30,0	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют
-	-	-	-	39	Котельная "Вектор Инвестментс" вблизи д. Тарасово	80,0	68,2	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют
Пос. Кокошкино								
31	Котельная "Кокошкино"	100,0	84,7	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
Пос. Марушкинское								
32	Котельная д. Соколово	16,6	14,1	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
33	Котельная д. Б. Свинорье	0,1	0,1	-	ИИТ	-	-	Теплоснабжение предусмотрено от ИИТ
г.о. Троицк								
34	Котельная "Троицк"	150	143,1	-	Котельная Центральная	-	-	Присоединение потребителей на котельную Центральная МУП "Троицктеплоэнерго"
35	Котельная ул. Промышленная	36,8	35,5	40	Котельная НТЦ "Технопарк"	8,4	6,35	Уточнение объемов и места размещения застройки
36	Котельная вблизи мкр. "В"	13,4	10,4	-	Котельная Центральная	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
-	-	-	-	41	Котельная ТЦ "Ремо"	2,1	1,2	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.
37	Котельная №1 д. Пучково	14,0	12,5	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
Пос. Вороновское								
38	Котельная д. Бакланово	1,7	1,5	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
39	Котельная д. Никольское	0,4	0,3	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
40	Котельная д. Безобразово	0,3	0,3	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
Пос. Краснопахорское								
41	Котельная д. Раево	21,5	18,5	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
42	Котельная СОП Красная Пахра	12,6	11,1	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
43	Котельная д. Подосинки	13,7	12,7	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
44	Котельная д. Колотилово	9,4	8,5	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
45	Котельная д. Софьино	1,3	1,1	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки
-	-	-	-	42	Котельная вблизи пос. Минзаг	2,0	1,1	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют
-	-	-	-	43	Котельная ПСК вблизи дер. Шахово	61,7	50,2	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют

Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)				Актуализация схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2033 г.			Примечание	Основания для изменения схемы теплоснабжения потребителей	
№ п/п	Наименование источника, обеспечивающего тепловые нагрузки перспективных потребителей, в соответствии со схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363)	Установленная тепловая мощность на 01.01.2031, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 01.01.2031, Гкал/ч	№ п/п	Наименование источника, обеспечивающего тепловые нагрузки перспективных потребителей, в соответствии с актуализацией схемы до 2033 г.	Установленная тепловая мощность на 01.01.2033, Гкал/ч			Присоединенная тепловая нагрузка на 01.01.2033, Гкал/ч
-	-	-	-	44	Котельная вблизи дер. Шахово	14,2	11,3	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
Пос. Михайлово-Ярцевское									
46	Котельная д. Секерино	30,0	28,1	45	Котельная вблизи дер. Сенькино-Секерино	30,8	27,46	Уточнение объемов застройки	Уточнение объемов и места размещения застройки
47	Котельная д. Шишкино	5,8	4,1	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
48	Котельная д. Дешино	0,3	0,2	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
Пос. Шаповское									
49	Котельная ПСК Шаповское	22,0	17,7	46	Котельная ПСК вблизи п. Курилово	1,5	0,81	Уточнение объемов застройки	Уточнение объемов застройки
50	Котельная д. Кузенево	12,0	10,9	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
Пос. Кленовское									
51	Котельная д. Свитино	0,3	0,3	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
Пос. Первомайское									
52	Котельная д. Конюшково	40,0	37,0	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
53	Котельная д. Бараново	36,0	33,5	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
54	Котельная д. Елизарово	13,3	11,9	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
55	Котельная д. Кривошеино	11,6	10,2	47	Котельная вблизи дер. Кривошеино	6,0	4,74	Уточнение объемов застройки	Уточнение объемов застройки
56	Котельная №1 д. Ширяево	11,0	10,0	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
57	Котельная д. Рогозинино	8,0	5,1	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
58	Котельная ЖК "Ново-Никольское"	21,0	19,7	48	Котельная ЖК "Ново-Никольское"	21,0	14,26	Без изменений	Без изменений
59	Котельная №2 д. Ширяево	0,4	0,3	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
60	Котельная д. Ботаково	0,1	0,1	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
61	Котельная №2 д. Пучково	0,1	0,1	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
62	Котельная д. Борисовка	0,2	0,2	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
63	Котельная д. Жуковка	0,4	0,3	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
-	-	-	-	49	Котельная ЖК "Первомайское"	6,9	5,9	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют.	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
-	-	-	-	50	Котельная ПСК "Сотрудничество"	6,1	4,5	В Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. потребители отсутствуют	Результаты технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом
Пос. Новофедоровское									
64	Котельная "Новофедоровское"	82,6	60,2	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
65	Котельная д. Ожигово	5,8	4,8	-	-	-	-	Отсутствие планов по осуществлению застройки	Строительство нового источника не требуется
<i>Всего по планируемым к строительству котельным</i>		<i>1 833,0</i>	<i>1 589,1</i>			<i>1 924,6</i>	<i>1 623,7</i>		

Таблица 1.19 – Варианты развития систем теплоснабжения в зонах перспективного развития города Москвы на период до 2033 года

№ п/п	Наименование объекта застройки	Тепловая нагрузка на 01.01.2033, Гкал/ч	Вариант 1 - теплоснабжение потребителей от действующего источника тепловой энергии		Вариант 2 - теплоснабжение потребителей при строительстве нового источника тепловой энергии
			Наименование источника тепловой энергии	Эксплуатирующая организация	Наименование нового источника тепловой энергии
<i>Новые источники тепловой энергии на территории г. Москвы без ТиНАО</i>					
1	Застройка вблизи МКР.2Е	0,2	АИТ № 2А Юровская ул. 95 к.1 с.1	ПАО "МОЭК"	АИТ МКР.2Е
<i>Новые источники тепловой энергии на территории ТиНАО</i>					
<i>Пос. Московский</i>					
2	Застройка вблизи Саларьево*	287,5	ПГУ ТЭС "Терешково", РТС "Терешково", РТС "Солнцево", РТС "Переделкино"	ООО "Росмикс", ПАО "МОЭК"	РТС "Саларьево"
<i>Пос. Внуковское</i>					
3	ЖК "Рассказово"	25,7	РТС "Переделкино"	ПАО "МОЭК"	Котельная ЖК "Рассказово"
4	Застройка вблизи ОНО ОПХ "Толстопальцево"	6,0	РТС "Внуково", ГТЭС "Внуково"	ПАО "МОЭК", КП "МЭД"	Котельная ОНО ОПХ "Толстопальцево"
<i>Пос. Марушкинское</i>					
5	Застройка вблизи "ПНК-Внуково"	10,2	РТС "Внуково", ГТЭС "Внуково"	ПАО "МОЭК", КП "МЭД"	Котельная "ПНК-Внуково"
6	ЖК "Медовая Долина"	8,7	МК № 22 д. Крекшино	ООО "ТСК Новая Москва"	Котельная ЖК "Медовая Долина"
<i>Пос. Сосенское</i>					
7	ЖК "Южное Бунино"	33,2	РТС "Южное Бутово"	ПАО "Мосэнерго"	Котельная ЖК "Южное Бунино"
8	ТРК Мега	14,6	РТС "Теплый Стан"	ПАО "Мосэнерго"	Котельная "ТРК Мега"
9	Застройка вблизи дер. Мамыри	9,9	КТС № 307 КЭЧ "Теплый Стан"	АО "ГУ ЖКХ"	Котельная вблизи дер. Мамыри
10	Технопарк Мамыри	6,6	Котельная ООО "Источник"	ООО "Источник"	Котельная "Технопарк Мамыри"
<i>г.о. Троицк</i>					
11	ТЦ "Ремо"	1,2	Котельная Центральная	МУП "Троицктеплоэнерго"	Котельная ТЦ "Ремо"
<i>Пос. Первомайское</i>					
12	ЖК "Первомайское"	5,9	МК № 33 п. Первомайское	ООО "ТСК Новая Москва"	Котельная ЖК "Первомайское"
13	Застройка вблизи ПСК "Сотрудничество"	4,5			Котельная ПСК "Сотрудничество"
<i>Пос. Краснопахорское</i>					
14	Застройка вблизи пос. Минзаг	1,15	МК "Минзаг"	ООО "ТСК Новая Москва"	Котельная вблизи пос. Минзаг
15	Застройка вблизи дер. Шахово	50,2	КТС "Шишкин лес"	ООО "ТСК Новая Москва"	Котельная ПСК вблизи дер. Шахово
16	Застройка вблизи дер. Шахово	11,3			Котельная вблизи дер. Шахово
* Для застройки вблизи Саларьево технико-экономическое сопоставление вариантов теплоснабжения потребителей в зонах действия ПГУ ТЭС "Терешково", РТС "Терешково", РТС "Солнцево", РТС "Переделкино" и РТС "Саларьево" выполнено отдельно и представлено далее.					

Таблица 1.20 – Необходимые мероприятия по развитию источников и теплосетевых объектов с указанием капитальных вложений в зонах перспективного развития города Москвы на период до 2033 г. по вариантам теплоснабжения потребителей

№ п/п	Наименование объекта застройки	Тепловая нагрузка на 01.01.2033, Гкал/ч	Вариант 1 - теплоснабжение потребителей от действующего источника тепловой энергии					Вариант 2 - теплоснабжение потребителей при строительстве нового источника тепловой энергии				
			Необходимые мероприятия		Всего	Необходимые капитальные вложения, млн руб. без НДС (цены 2017 г.)		Необходимые мероприятия		Всего	Необходимые капитальные вложения, млн руб. без НДС (цены 2017 г.)	
			по развитию источников тепловой энергии	по развитию теплосетевых объектов		в развитие источников тепловой энергии	в развитие теплосетевых объектов	по развитию источников тепловой энергии	по развитию теплосетевых объектов		в том числе	
											в развитие источников тепловой энергии	в развитие теплосетевых объектов
<i>Новые источники тепловой энергии на территории г. Москвы без ТиНАО</i>												
1	Застройка вблизи МКР.2Е	0,2	-	Новое строительство 2Ду70 и 2Ду40 протяженностью по 480 м от камеры в сторону ЦТП 09-09-137	29,5	-	29,52	Новое строительство источника - АИТ МКР.2Е установленной тепловой мощностью 0,362 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду80 протяженностью по 150 м	11,93	6,5	5,43
<i>Новые источники тепловой энергии на территории ТиНАО</i>												
<i>Пос. Московский</i>												
2	Застройка вблизи Саларьево *	287,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Пос. Внуковское</i>												
3	ЖК "Рассказово"	25,7	-	Новое строительство 2Ду350 протяженностью 1600 м от камеры П-1/11. Реконструкция 2Ду800 на 2Ду1000 протяженностью 902 м между камерами П21 и П-П.4	617,3	-	617,3	Новое строительство источника - Котельная ЖК "Рассказово" установленной тепловой мощностью 30,9 Гкал/ч	Новое строительство тепловых сетей 2Ду300 протяженностью 1000 м от котельной до территории застройки	352,9	249,9	103,0
4	Застройка вблизи ОНО ОПХ "Толстопальцево"	6,0	-	Новое строительство 2Ду200 протяженностью 2400 м от камеры т.10/4*	167,9	-	167,9	Новое строительство источника - Котельная ОНО ОПХ "Толстопальцево" установленной тепловой мощностью 7,31 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду250 протяженностью 200 м	91,6	74,4	17,2
<i>Пос. Марушкинское</i>												
5	Застройка вблизи "ПНК-Внуково"	10,2	-	Новое строительство 2Ду250 протяженностью 2400 м от камеры т.1*	206,4	-	206,4	Новое строительство источника - Котельная "ПНК-Внуково" установленной тепловой мощностью 13,92 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду300 протяженностью 100 м	138,0	127,7	10,3
6	ЖК "Медовая Долина"	8,7	Расширение МК № 22 д. Крекшино с вводом тепловой мощности 16 Гкал/ч (строительстве новой котельной 4хКВ-Г-4,65)	Новое строительство 2Ду300 и 2Ду100 протяженностью по 1700 м от МК	389,3	144,0	245,3	Новое строительство источника - Котельная ЖК "Медовая Долина" установленной тепловой мощностью 11,61 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду300 протяженностью 250 м	135,5	109,7	25,8
<i>Пос. Сосенское</i>												
7	ЖК "Южное Бунино"	33,2	Расширение РТС "Южное Бутово" с вводом тепловой мощности 100 Гкал/ч (строительство нового котла ПТВМ-100)	Новое строительство 2Ду450 протяженностью 2 700 м от тепловой камеры т.176	681,3	243,3	438,0	Новое строительство источника - Котельная ЖК "Южное Бунино" установленной тепловой мощностью 37,2 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду400 протяженностью 530 м	366,9	292,0	74,87
8	ТРК Мега	14,6	-	Новое строительство 2Ду300 протяженностью 1300 м от камеры ТС к540, включая закрытую проходку щитовым способом	354,2	-	354,2	Новое строительство источника - Котельная "ТРК Мега" установленной тепловой мощностью 18,49 Гкал/ч	Сети отсутствуют (котельная пристроенная)	162,3	162,3	-
9	Застройка вблизи дер. Мамыри	9,9	-	Новое строительство 2Ду250 протяженностью 850 м от камеры т.1	73,1	-	73,1	Новое строительство источника - Котельная вблизи дер. Мамыри установленной тепловой мощностью 12 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду300 протяженностью 300 м	143,9	112,9	30,97

№ п/п	Наименование объекта застройки	Тепловая нагрузка на 01.01.2033, Гкал/ч	Вариант 1 - теплоснабжение потребителей от действующего источника тепловой энергии					Вариант 2 - теплоснабжение потребителей при строительстве нового источника тепловой энергии				
			Необходимые мероприятия		Необходимые капитальные вложения, млн руб. без НДС (цены 2017 г.)			Необходимые мероприятия		Необходимые капитальные вложения, млн руб. без НДС (цены 2017 г.)		
			по развитию источников тепловой энергии	по развитию теплосетевых объектов	Всего	в том числе		по развитию источников тепловой энергии	по развитию теплосетевых объектов	Всего	в том числе	
						в развитие источников тепловой энергии	в развитие теплосетевых объектов				в развитие источников тепловой энергии	в развитие теплосетевых объектов
10	Технопарк Мамыри	6,6	Расширение Котельной ООО "Источник" с вводом тепловой мощности 8,6 Гкал/ч (расширение на 2xUnical Ellprex 5000)	Новое строительство 2Ду250 протяженностью 650 м от камеры тк-1	127,0	71,1	55,9	Новое строительство источника - Котельная "Технопарк Мамыри" установленной тепловой мощностью 8,55 Гкал/ч	Сети отсутствуют (котельная пристроенная)	85,3	85,3	-
<i>г.о. Троицк</i>												
11	ТЦ "Ремо"	1,2	-	Новое строительство 2Ду125 протяженностью 1100 м	52,9	-	52,87	Новое строительство источника - Котельная ТЦ "Ремо" установленной тепловой мощностью 2,069 Гкал/ч	Сети отсутствуют (котельная пристроенная)	26,1	26,1	-
<i>Пос. Первомайское</i>												
12	ЖК "Первомайское"	5,9	Расширение МК № 33 п. Первомайское с вводом тепловой мощности 10,8 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду250 и 2Ду100 протяженностью по 1900 м от МК.	523,6	86,1	437,5	Новое строительство источника - Котельная ЖК "Первомайское" установленной тепловой мощностью 6,88 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду250 протяженностью 200 м	88,1	70,9	17,2
13	Застройка вблизи ПСК "Сотрудничество"	4,5	(расширение котельной на 3xТермотехник ТТ-100 (4200))	Новое строительство 2Ду250 и 2Ду80 протяженностью по 1600 м от МК	523,6	86,1	437,5	Новое строительство источника - Котельная ПСК "Сотрудничество" установленной тепловой мощностью 6,129 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду200 протяженностью 200 м	77,9	63,9	14,0
<i>Пос. Краснопахорское</i>												
14	Застройка вблизи пос. Минзаг	1,15	Расширение МК "Минзаг" с вводом тепловой мощности 1 Гкал/ч (расширение котельной на 1xVissmann Vitoplex-100 SX1)	Новое строительство 2Ду150 и 2Ду50 протяженностью по 1100 м от МК	104,0	11,7	92,3	Новое строительство источника - Котельная вблизи пос. Минзаг установленной тепловой мощностью 2 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду150 протяженностью 200 м	36,1	25,1	11,0
15	Застройка вблизи дер. Шахово	50,2	Реконструкция КТС "Шишкин лес" с вводом тепловой мощности 100 Гкал/ч (новая котельная 100 Гкал/ч)	Новое строительство (с учетом перехода через реку) 2Ду600 и 2Ду200 протяженностью по 2500 м от КТС	1284,8	531,4	753,4	Новое строительство источника - Котельная ПСК вблизи дер. Шахово установленной тепловой мощностью 61,72 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду400 протяженностью 500 м	517,3	446,7	70,6
16	Застройка вблизи дер. Шахово	11,3	Гкал/ч)	Новое строительство источника - Котельная вблизи дер. Шахово установленной тепловой мощностью 14,15 Гкал/ч	160,6	129,6	31,0	Новое строительство источника - Котельная вблизи дер. Шахово установленной тепловой мощностью 14,15 Гкал/ч	Новое строительство 2Ду300 протяженностью 300 м	160,6	129,6	31,0
* Для застройки вблизи Саларьево технико-экономическое сопоставление вариантов теплоснабжения потребителей в зонах действия ПГУ ТЭС "Терешково", РТС "Терешково", РТС "Солнцево", РТС "Переделкино" и РТС "Саларьево" выполнено отдельно и представлено далее.												

Принятые в расчет эксплуатационные затраты на теплоснабжение объектов застройки включают затраты по источникам тепловой энергии (на топливо, электроэнергию, воду, условно-постоянные затраты, прочие) и затраты на эксплуатацию тепловых сетей.

Для всех рассмотренных объектов застройки, за исключением одного, суммарные дисконтированные затраты (капитальные и эксплуатационные) на теплоснабжение по варианту 2 меньше, чем по варианту 1. Суммарные дисконтированные затраты (капитальные и эксплуатационные) на теплоснабжение потребителей застройки вблизи д. Мамыри по варианту 1 меньше, чем по варианту 2 (раздел 1.3.2 книги 2.6). Поэтому рекомендуется выполнить мероприятия по теплоснабжению этой застройки по варианту 1 – от действующего источника тепловой энергии (КТС № 307 КЭЧ «Теплый Стан»).

Рекомендуемые варианты теплоснабжения потребителей по каждой рассмотренной зоне перспективной застройки представлены в таблице 1.21.

Таблица 1.21 – Рекомендуемые варианты теплоснабжения потребителей по каждой рассмотренной зоне перспективной застройки

№ п/п	Наименование объекта застройки	Тепловая нагрузка на 01.01.2033, Гкал/ч	Рекомендуемый вариант
<i>Новые источники тепловой энергии на территории г. Москвы без ТиНАО</i>			
1	Застройка вблизи МКР.2Е	0,2	2
<i>Новые источники тепловой энергии на территории ТиНАО</i>			
<i>Пос. Внуковское</i>			
2	ЖК "Рассказово"	25,7	2
3	Застройка вблизи ОНО ОПХ "Толстопальцево"	6,0	2
<i>Пос. Марушкинское</i>			
4	Застройка вблизи "ПНК-Внуково"	10,2	2
5	ЖК "Медовая Долина"	8,7	2
<i>Пос. Сосенское</i>			
6	ЖК "Южное Бунино"	33,2	2
7	ТРК Мега	14,6	2
8	Застройка вблизи дер. Мамыри	9,9	1
9	Технопарк Мамыри	6,6	2
<i>г.о. Троицк</i>			
10	ТЦ "Ремо"	1,2	2
<i>Пос. Первомайское</i>			
11	ЖК "Первомайское"	5,9	2
12	Застройка вблизи ПСК "Сотрудничество"	4,5	2
<i>Пос. Краснопахорское</i>			
13	Застройка вблизи пос. Минзаг	1,15	2
14	Застройка вблизи дер. Шахово	50,2	2
15	Застройка вблизи дер. Шахово	11,3	2

По результатам технико-экономического сопоставления вариантов, выбранные к реализации технические решения развития систем теплоснабжения города Москвы в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 далее

подробно представлены в обосновывающих материалах и утверждаемой части Актуализации Схемы.

С целью выбора наиболее экономичного варианта теплоснабжения застройки вблизи Саларьево были рассмотрены территории НАО и ЗАО города Москвы в границах: «Проекта планировки территории объектов транспортной инфраструктуры – транспортно-пересадочного узла (ТПУ) «Саларьево» и прилегающей территории в районе д. Саларьево поселения Московский Новомосковского административного округа г. Москвы» (далее - ППТ Саларьево), прилегающих территорий пос. Московский и пос. Внуковское НАО, а также районов Солнцево и Ново-Переделкино ЗАО.

По состоянию на 01.01.2017 централизованным теплоснабжением в основном охвачены районы Солнцево и Ново-Переделкино ЗАО г. Москвы от трех районных тепловых станций ПАО «МОЭК» (РТС «Терешково», РТС «Солнцево», РТС «Переделкино») суммарной установленной тепловой мощностью 810 Гкал/ч.

На территории вышеуказанных районов также расположена ПГУ ТЭС «Терешково» ООО «Росмикс» суммарной установленной электрической мощностью 170 МВт, тепловой – 150 Гкал/ч. В настоящее время ПГУ ТЭС «Терешково» работает в конденсационном режиме без отпуска тепловой энергии в тепловую сеть. Собственной зоны теплоснабжения данная ПГУ ТЭС не имеет.

В границах «Проекта планировки территории объектов транспортной инфраструктуры – транспортно-пересадочного узла «Саларьево» и прилегающей территории в районе д. Саларьево поселения Московский Новомосковского административного округа г. Москвы» (ППТ Саларьево) развитые системы централизованного теплоснабжения по состоянию на 01.01.2017 отсутствуют.

Кроме перечисленных источников тепловой энергии в рассматриваемых границах действуют 10 малых котельных других организаций (включая КТС-58 и МК «Рассказовка» ПАО «МОЭК») суммарной установленной тепловой мощностью 62,3 Гкал/ч.

По отчетным данным теплоснабжающих организаций, а также фактических режимов работы систем теплоснабжения в предыдущем отопительном периоде суммарная расчетная тепловая нагрузка потребителей в горячей воде по состоянию на 01.01.2017, расположенных в границах рассматриваемой территории, при расчетной температуре наружного воздуха $t_{н}^p = -25$ °С (СП 131.13330.2012) с учетом потерь в тепловых сетях составляет 490,6 Гкал/ч, в том числе:

- технология – 1,1 Гкал/ч;
- отопление и вентиляция – 436,7 Гкал/ч;

– горячее водоснабжение (ср. час.) – 52,9 Гкал/ч.

Тепловые потребители в паре на рассматриваемой территории отсутствуют.

Наибольшую долю потребности составляет ЖКС – 474,3 Гкал/ч (96,7 %), включая жилые здания – 293,0 Гкал/ч.

В соответствии с исходными данными по развитию ЖКС и промышленности рассматриваемой территории на период 2017-2032 гг. намечается ввести в эксплуатацию 10,1 млн м² общей площади жилых и нежилых зданий (сооружений), в том числе:

- жилые здания – 5,0 млн м² (или 50 % от суммарной площади);
- общественно-деловые здания – 3,9 млн м² (38 %);
- промышленные здания и объекты транспортной инфраструктуры – 1,2 млн м² (12 %).

Наибольшая доля застройки будет приходиться на вновь развиваемые территории ППТ Саларьево (до 60 %).

Соответственно по ожидаемому развитию ЖКС и промышленности рассматриваемой территории суммарная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях на расчетный 2032 г. составит 1 054,0 Гкал/ч (при $t_{н}^p = -25^{\circ}\text{C}$), в т.ч.:

- 344 Гкал/ч – в границах ППТ Саларьево;
- 1024,3 Гкал/ч – без учета малых котельных.

Обеспечение перспективной теплотребности рассматриваемой территории до 2033 г. возможно по двум вариантам:

– *Вариант 1* – строительство на территории ППТ Саларьево новой водогрейной котельной - РТС «Саларьево»;

– *Вариант 2* – использование сложившихся резервов тепловой мощности РТС «Терешково», РТС «Солнцево», РТС «Переделкино» ПАО «МОЭК» и ПГУ ТЭС «Терешково» ООО «Росмикс» при соответствующем теплосетевом строительстве в районы перспективных застроек, а также строительство новой РТС «Саларьево», обеспечивающей бездефицитные балансы тепловой мощности.

По *варианту 1* для организации теплоснабжения перспективной застройки Саларьево НАО г. Москвы на перспективу до 2033 г. намечается строительство новой водогрейной котельной РТС «Саларьево» суммарной установленной тепловой мощностью 361 Гкал/ч с поочередным вводом оборудования в эксплуатацию:

В *варианте 1* установленная мощность и состав оборудования РТС «Переделкино», РТС «Терешково» и ПГУ ТЭС «Терешково» сохраняются без изменений.

По результатам выполненных гидравлических расчетов режимов работы тепловых сетей для организации зоны действия источников тепловой энергии по варианту 1 потребуются новое строительство, и реконструкция 55,5 км участков тепловых сетей со средним диаметром трубопроводов $D_{\text{уср}}290$ (включая новое строительство – 52,8 км с $D_{\text{уср}}285$, реконструкция – 0,67 км с $D_{\text{уср}}737$), в том числе от:

- РТС «Терешково» при совместной работе с РТС «Солнцево» (или ПГУ ТЭС «Терешково») - 14,7 км с $D_{\text{уср}} 229$, включая новое строительство – 14,6 км с $D_{\text{уср}} 226$ и реконструкция -0,14 км с $D_{\text{уср}} 500$;

- РТС «Переделкино» - 11,1 км с $D_{\text{уср}} 222$, включая новое строительство - 10,6 км с $D_{\text{уср}} 193$, реконструкция – 0,53 км с $D_{\text{уср}} 800$;

- РТС «Саларьево» - новое строительство – 27,6 км с $D_{\text{уср}} 351$.

Кроме того, для переключения части тепловых нагрузок с РТС «Терешково» на РТС «Переделкино» необходимо выполнить реконструкцию тепловой камеры тк.С-т.30 с установкой запорной арматуры 2Ду 900.

В варианте 2 суммарная установленная тепловая мощность новой водогрейной котельной РТС «Саларьево» составит 309,6 Гкал/ч (360 МВт), ввод в эксплуатацию основного оборудования предусматривается поочередно.

Дополнительно в варианте 2 требуется строительство новой водогрейной котельной АК «Румянцево» суммарной установленной тепловой мощностью 16 Гкал/ч.

В варианте 2 технические решения по развитию РТС «Терешково», РТС «Солнцево» и РТС «Переделкино», а также ПГУ ТЭС «Терешково» аналогичны варианту 1.

По результатам выполненных расчетов гидравлических режимов работы тепловых сетей по варианту 2 новое строительство и реконструкция 53,2 км участков тепловых сетей со средним диаметром трубопроводов $D_{\text{уср}} 309$ (из них новое строительство – 52,3 км с $D_{\text{уср}} 303$, реконструкция – 0,92 км с $D_{\text{уср}} 715$), в том числе от:

- РТС «Терешково» при совместной работе с РТС «Солнцево» (или ПГУ ТЭС «Терешково») - 17,1 км с $D_{\text{уср}} 282$, в том числе новое строительство – 16,7 км с $D_{\text{уср}} 275$ и реконструкция - 0,4 км с $D_{\text{уср}} 600$;

- РТС «Переделкино» - 11,7 км с $D_{\text{уср}}217$, в том числе новое строительство - 10,9 км с $D_{\text{уср}}189$ и реконструкция – 0,53 км с $D_{\text{уср}}800$;

- РТС «Саларьево» - новое строительство – 23,6 км с $D_{\text{уср}}378$;

- котельной АК «Румянцево» - новое строительство – 1,01 км с $D_{\text{уср}}233$.

В обоих вариантах принято, что зоны действия малых котельных на рассматриваемой территории останутся без изменения их границ.

По вариантам развития тепловых мощностей и тепловых сетей, обеспечивающих покрытие одинаковой перспективной тепловой нагрузки в границах рассматриваемой территории, выполнены расчеты:

– тарифа на тепловую энергию у потребителей отдельно по зонам действия источников тепловой энергии и в целом по рассматриваемой территории на период 16 лет (до 2033 г.), а также средневзвешенного тарифа на тепловую энергию по рассматриваемой территории (на период 16 лет);

– суммарных, на период 16 лет (до 2033 г.), дисконтированных затрат на теплоснабжение потребителей по рассматриваемой территории.

Величина тарифа в расчетах определяется расчетной себестоимостью производства и передачи тепловой энергии по тепловым сетям, без преобразования тепловой энергии на тепловых пунктах.

Расчеты выполнены в прогнозных ценах, с использованием исходных данных и финансовых параметров, перечисленных и приведенных в разделе 1.3 книги 2.6.

Технико-экономическое сопоставление вариантов теплоснабжения потребителей рассматриваемой территории на 01.01.2033 представлено в таблице 1.22.

Таблица 1.22 – Технико-экономическое сопоставление вариантов теплоснабжения потребителей рассматриваемой территории на 01.01.2033

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2	Изменение (вар. 1 - вар. 2)
1	<i>Потребность и покрытие тепловых нагрузок (при t_{нв}=-25°C)</i>				
1.1	<i>Потребность в тепловой мощности (при t_{нв}=-25°C), всего</i>	Гкал/ч	1 024,3	1 024,3	0,0
1.2	<i>Покрывание тепловых нагрузок от источников (при t_{нв}=-25°C), в том числе:</i>	Гкал/ч	1 024,3	1 024,3	0,0
1.2.1	РТС "Терешково"	Гкал/ч	234,0	234,8	-0,8
1.2.2	РТС "Солнцево"	Гкал/ч	88,9	88,9	0,0
1.2.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0
1.2.4	РТС "Переделкино"	Гкал/ч	414,0	452,2	-38,2
1.2.5	Новая РТС "Саларьево"	Гкал/ч	287,4	235,4	52,1
1.2.6	Новая котельная АК "Румянцево"	Гкал/ч	-	13,1	-13,1
2	<i>Состав основного оборудования реконструируемых и новых источников:</i>				
2.1	РТС "Терешково" - водогрейные котлы	кол-во x тип	2xКВ-ГМ-139,6-150	2xКВ-ГМ-139,6-150	-
2.2	РТС "Солнцево" - водогрейные котлы	кол-во x тип	3xПТВМ-30	3xПТВМ-30	-
2.3	РТС "Переделкино" - водогрейные котлы	кол-во x тип	4xКВ-ГМ-139,6-150	4xКВ-ГМ-139,6-150	-
2.4	ПГУ ТЭС "Терешково" - энергоблоки ПГУ	кол-во x тип	1xПГУ-170т	1xПГУ-170т	-
2.5	Новая РТС "Саларьево" - водогрейные котлы	кол-во x тип	7xКВ-Г-60,0	6xКВ-Г-60,0	1xКВ-Г-60,0
2.6	Новая котельная АК "Румянцево"				

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2	Изменение (вар. 1 - вар. 2)
3	- водогрейные котлы <i>Суммарная установленная мощность</i>	кол-во x тип	-	4xKB-Г-4,65	4xKB-Г-4,65
	- электрическая	МВт	170,0	170,0	0,0
	- тепловая	Гкал/ч	1 321,2	1 285,6	35,6
	в том числе:				
3.1	РТС "Терешково"	Гкал/ч	240,0	240,0	0,0
3.2	РТС "Солнцево"	Гкал/ч	90,0	90,0	0,0
3.3	ПГУ ТЭС "Терешково"				
	- электрическая	МВт	170,0	170,0	0,0
	- тепловая	Гкал/ч	150,0	150,0	0,0
3.4	РТС "Переделкино"	Гкал/ч	480,0	480,0	0,0
3.5	Новая РТС "Саларьево"	Гкал/ч	361,2	309,6	51,6
3.6	Новая котельная АК "Румянцево"	Гкал/ч	-	16,0	-16,0
4	<i>Тепловая мощность в горячей воде (нетто), всего,</i>	Гкал/ч	1 292,1	1 257,3	34,8
	в том числе:				
4.1	РТС "Терешково"	Гкал/ч	234,7	234,7	0,0
4.2	РТС "Солнцево"	Гкал/ч	88,0	88,0	0,0
4.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	Гкал/ч	146,7	146,7	0,0
4.4	РТС "Переделкино"	Гкал/ч	469,4	469,4	0,0
4.5	Новая РТС "Саларьево"	Гкал/ч	353,3	302,8	50,5
4.6	Новая котельная АК "Румянцево"	Гкал/ч	-	15,6	-15,6
5	<i>Годовой выработка тепловой энергии, всего,</i>	тыс. Гкал	3 116,1	3 119,8	-3,7
	в том числе:				
5.1	РТС "Терешково"	тыс. Гкал	692,1	718,5	-26,4
5.2	РТС "Солнцево"	тыс. Гкал	267,9	293,8	-25,9
5.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	тыс. Гкал	8,1	8,1	0,0
5.4	РТС "Переделкино"	тыс. Гкал	1 220,6	1 336,6	-115,9
5.5	Новая РТС "Саларьево"	тыс. Гкал	927,4	728,3	199,2
5.6	Новая котельная АК "Румянцево"	тыс. Гкал	-	34,6	-34,6
6	<i>Годовой расход тепловой энергии на собственные нужды, всего,</i>	тыс. Гкал	48,7	47,4	1,3
	в том числе:				
6.1	РТС "Терешково"	тыс. Гкал	6,6	6,8	-0,3
6.2	РТС "Солнцево"	тыс. Гкал	3,2	3,5	-0,3
6.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	тыс. Гкал	0,2	0,2	0,0
6.4	РТС "Переделкино"	тыс. Гкал	18,3	20,0	-1,7
6.5	Новая РТС "Саларьево"	тыс. Гкал	20,4	16,0	4,4
6.6	Новая котельная АК "Румянцево"	тыс. Гкал	-	0,8	-0,8
7	<i>Годовой отпуск тепловой энергии с коллекторов, всего,</i>	тыс. Гкал	3 067,4	3 072,5	-5,0
	в том числе:				
7.1	РТС "Терешково"	тыс. Гкал	685,5	711,7	-26,2
7.2	РТС "Солнцево"	тыс. Гкал	264,7	290,3	-25,6
7.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	тыс. Гкал	7,9	7,9	0,0
7.4	РТС "Переделкино"	тыс. Гкал	1 202,3	1 316,5	-114,2
7.5	Новая РТС "Саларьево"	тыс. Гкал	907,0	712,2	194,8
7.6	Новая котельная АК "Румянцево"	тыс. Гкал	-	33,8	-33,8
8	<i>Потери тепловой энергии в тепловых сетях, всего,</i>	тыс. Гкал	259,7	264,7	-5,0
	в том числе в зоне действия:				
8.1	РТС "Терешково"	тыс. Гкал	75,4	85,2	-9,8
8.2	РТС "Солнцево"	тыс. Гкал	10,2	10,2	0,0
8.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	тыс. Гкал	0,4	0,4	0,0
8.4	РТС "Переделкино"	тыс. Гкал	95,0	95,2	-0,2
8.5	Новая РТС "Саларьево"	тыс. Гкал	78,7	71,7	7,0
8.6	Новая котельная АК "Румянцево"	тыс. Гкал	-	2,0	-2,0
9	<i>Полезный отпуск тепловой энергии потребителям, всего,</i>	тыс. Гкал	2 807,7	2 807,7	0,0
	в том числе:				
9.1	РТС "Терешково"	тыс. Гкал	610,1	626,5	-16,4
9.2	РТС "Солнцево"	тыс. Гкал	254,4	280,1	-25,6
9.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	тыс. Гкал	7,5	7,5	0,0
9.4	РТС "Переделкино"	тыс. Гкал	1 107,3	1 221,3	-114,0
9.5	Новая РТС "Саларьево"	тыс. Гкал	828,3	640,5	187,8
9.6	Новая котельная АК "Румянцево"	тыс. Гкал	-	31,8	-31,8

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2	Изменение (вар. 1 - вар. 2)
10	Годовая выработка электроэнергии, всего,	млн кВт·ч	1 069,1	1 069,1	0,0
	в том числе:				
10.1	ПГУ ТЭС "Терешково"	млн кВт·ч	1 069,1	1 069,1	0,0
11	Годовой отпуск электроэнергии, всего,	млн кВт·ч	1 011,7	1 011,7	0,0
	в том числе:				
11.1	ПГУ ТЭС "Терешково"	млн кВт·ч	1 011,7	1 011,7	0,0
12	Годовое число часов использования установленной мощности				
	- электрической	ч	6 289	6 289	0
	- тепловой	ч	2 322	2 390	-68
	в том числе:				
12.1	РТС "Терешково"	ч	2 856	2 965	-109
12.2	РТС "Солнцево"	ч	2 941	3 226	-285
12.3	ПГУ ТЭС "Терешково"				
	- электрической	ч	6 289	6 289	0
	- тепловой	ч	53	53	0
12.4	РТС "Переделкино"	ч	2 505	2 743	-238
12.5	Новая РТС "Саларьево"	ч	2 511	2 300	211
12.6	Новая котельная АК "Румянцево"	ч	-	2 113	-2 113
13	Годовой расход покупной электроэнергии на отпуск тепла, всего,	млн кВт·ч	56	57	-2
	в том числе:				
13.1	РТС "Терешково"	млн кВт·ч	14	15	-1
13.2	РТС "Солнцево"	млн кВт·ч	4	5	0
13.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	млн кВт·ч	-	-	-
13.4	РТС "Переделкино"	млн кВт·ч	27	30	-3
13.5	Новая РТС "Саларьево"	млн кВт·ч	10	8	2
13.6	Новая котельная АК "Румянцево"	млн кВт·ч	-	0,4	0
14	Годовой расход условного топлива, всего:	тыс. т у.т.	731	732	-1
	- на отпуск электроэнергии	тыс. т у.т.	259	259	0
	- на отпуск тепловой энергии	тыс. т у.т.	472	473	-1
	в том числе:				
14.1	РТС "Терешково"	тыс. т у.т.	107	111	-4
14.2	РТС "Солнцево"	тыс. т у.т.	40	44	-4
14.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	тыс. т у.т.	261	261	0
	- на отпуск электроэнергии	тыс. т у.т.	259	259	0
	- на отпуск тепловой энергии	тыс. т у.т.	1	1	0
14.4	РТС "Переделкино"	тыс. т у.т.	185	203	-18
14.5	Новая РТС "Саларьево"	тыс. т у.т.	139	109	30
14.6	Новая котельная АК "Румянцево"	тыс. т у.т.	-	5	-5
15	Удельный расход условного топлива				
	- на отпуск электроэнергии	г у.т./кВт·ч	256,2	256,2	0,0
	- на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	153,9	154,0	-0,1
	в том числе:				
15.1	РТС "Терешково"	кг у.т./Гкал	155,4	155,4	0,0
15.2	РТС "Солнцево"	кг у.т./Гкал	150,9	150,9	0,0
15.3	ПГУ ТЭС "Терешково"				
	- на отпуск электроэнергии	г у.т./кВт·ч	256,2	256,2	0,0
	- на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	161,4	161,4	-
15.4	РТС "Переделкино"	кг у.т./Гкал	153,9	153,9	0,0
15.5	Новая РТС "Саларьево"	кг у.т./Гкал	153,7	153,7	0,0
15.6	Новая котельная АК "Румянцево"	кг у.т./Гкал	-	158,7	-158,7
16	Годовой расход природного газа, всего:	млн м ³	640	641	-1
	- на отпуск электроэнергии	млн м ³	227	227	0
	- на отпуск тепловой энергии	млн м ³	413	414	-1
	в том числе:				
16.1	РТС "Терешково"	млн м ³	93	97	-4
16.2	РТС "Солнцево"	млн м ³	35	38	-3
16.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	млн м ³	228	228	0
	- на отпуск электроэнергии	млн м ³	227	227	0
	- на отпуск тепловой энергии	млн м ³	1	1	-
16.4	РТС "Переделкино"	млн м ³	162	177	-15
16.5	Новая РТС "Саларьево"	млн м ³	122	96	26
16.6	Новая котельная АК "Румянцево"	млн м ³	-	5	-5

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2	Изменение (вар. 1 - вар. 2)
17	<i>Протяженность тепловых сетей, всего,</i> в том числе в зоне действия:	<i>м</i>	<i>103 994</i>	<i>103 403</i>	<i>591</i>
17.1	РТС "Терешково"	м	32 400	34 514	-2 114
17.2	РТС "Солнцево"	м	7 792	7 792	0
17.3	ПГУ ТЭС "Терешково"	м	-	-	-
17.4	РТС "Переделкино"	м	36 170	36 450	-280
17.5	Новая РТС "Саларьево"	м	27 632	23 587	4 045
17.6	Новая котельная АК "Румянцево"	м	-	1 060	-1 060
18	<i>Капитальные вложения в развитие системы теплоснабжения (в ценах 2017 г., без НДС), всего,</i> в том числе:	<i>млн руб.</i>	<i>7 886,7</i>	<i>8 257,7</i>	<i>-371,0</i>
18.1	- в развитие источников (тепловая мощность)	<i>млн руб.</i>	<i>1 948,7</i>	<i>1 886,2</i>	<i>62,5</i>
18.2	- в развитие тепловых сетей и теплосетевых объектов	<i>млн руб.</i>	<i>5 938,0</i>	<i>6 371,5</i>	<i>-433,5</i>
18.1	<i>В РАЗВИТИЕ ИСТОЧНИКОВ, ВСЕГО,</i> в том числе:	<i>млн руб.</i>	<i>1 948,7</i>	<i>1 886,2</i>	<i>62,5</i>
18.1.1	- строительство новой РТС "Саларьево"	млн руб.	1 618,7	1 426,2	192,5
18.1.2	- строительство новой котельной "Румянцево"	млн руб.	-	130,0	-130,0
18.1.3	- реконструкция РТС "Солнцево"	млн руб.	330,0	330,0	0,0
18.2	<i>В РАЗВИТИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ, ВСЕГО,</i> в том числе:	<i>млн руб.</i>	<i>5 938,0</i>	<i>6 371,5</i>	<i>-433,5</i>
18.2.1	- в зоне действия новой РТС "Саларьево"	млн руб.	2 929	2 656,9	271,8
18.2.2	- в зоне действия новой котельной "Румянцево"	млн руб.	-	118,1	-118,1
18.2.3	- в зоне действия РТС "Солнцево" и РТС "Терешково"	млн руб.	1 676,6	2 248,0	-571,4
18.2.4	- в зоне действия РТС "Переделкино"	млн руб.	1 332,7	1 348,4	-15,7
19	<i>Показатели эффективности (зона действия РТС "Солнцево", РТС "Терешково", РТС "Переделкино", новой РТС "Саларьево", новой котельной "Румянцево")</i>				
19.1	- расчетный средневзвешенный тариф на тепловую энергию*	руб./Гкал	1 515	1 536	-21
19.2	- суммарные эксплуатационные затраты на теплоснабжение потребителей - на период 16 лет	млн руб.	58 854,7	59 679,8	-825,1
19.3	- суммарные дисконтированные эксплуатационные затраты на теплоснабжение потребителей - на период 16 лет**	млн руб.	24 009,4	24 264,2	-254,8
19.4	- суммарные дисконтированные затраты на теплоснабжение потребителей (капитальные и эксплуатационные без амортизации) - на период 16 лет**	млн руб.	25 592,6	25 715,5	-122,9
* Средневзвешенный тариф на тепловую энергию за 16 лет (до тепловых пунктов) по рассматриваемой зоне действия РТС "Солнцево", РТС "Терешково", РТС "Переделкино", новой РТС "Саларьево", новой котельной АК "Румянцево".					
** Ставка дисконтирования - 13 %.					

По результатам проведенного технико-экономического сопоставления экономически предпочтительным и рекомендуемым к реализации вариантом развития источников тепловой энергии тепловых сетей для покрытия перспективной тепловой нагрузки потребителей на рассматриваемой территории является вариант 1.

В варианте 1 необходимые капитальные вложения в строительство и реконструкцию источников и тепловых сетей на 371 млн руб. меньше и расчетный средневзвешенный тариф на тепловую энергию для потребителей в целом по рассматриваемой территории (на период 16 лет - до 2033 г.) на 21 руб./Гкал будет ниже, чем в варианте 2. Суммарные дисконтированные затраты на теплоснабжение потребителей по рассматриваемой территории (на период 16 лет) также будут ниже в варианте 1, чем в варианте 2.

Для перспективных потребителей в зонах действия новой РТС «Саларьево» и новой котельной АК «Румянцево» реализация рекомендуемого варианта 1 имеет значительное преимущество по сравнению с реализацией варианта 2 – тариф на тепловую энергию по варианту 1 ниже на 268 руб./Гкал (на 13 %) в зоне действия новой РТС «Саларьево» и на 1 080 руб./Гкал (на 43 %) в зоне действия новой котельной АК «Румянцево».

1.3 Актуализация мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства

При актуализации схемы теплоснабжения выполнена актуализация мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства по результатам рассмотрения обращений органов власти, теплоснабжающих и теплосетевых организаций, заявителей в ДепЖКХ города Москвы за период 2016-2018 гг.

Всего за период 2016-2018 гг. в ДепЖКХ города Москвы по вопросам рассмотрения заявок потребителей на подключение, верификации тепловых нагрузок, а также предложений о включении в схему теплоснабжения мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения объектов поступило 121 обращение (таблица 1.23), в том числе:

- по 25 обращениям внесены изменения в схему теплоснабжения;
- по 62 обращением внесены изменения в схему теплоснабжения с учетом корректировки предложений о включении;
- по 34 обращениям принято решение об отказе во внесении изменений в схему теплоснабжения.

Теплоснабжение перспективных объектов капитального строительства в схеме теплоснабжения учтено в соответствии с результатами рассмотрений обращений. Мероприятия по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения объектов капитального строительства учтены при разработке технических решений по развитию источников тепловой энергии и теплосетевых объектов.

Таблица 1.23 – Обращения органов власти, теплоснабжающих и теплосетевых организаций, заявителей в ДепЖКХ города Москвы за период 2016-2018 гг. по вопросам рассмотрения заявок потребителей на подключение, верификации тепловых нагрузок, а также предложений о включении в схему теплоснабжения мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения объектов

№ П/П	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
1	04.12.2015	ЦТП/ТП/07-86/15	ООО "ЦТП МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: 7 объектов капитального строительства при реконструкции участка тепломатриалы от к.1.25 до к.2.6 при увеличении диаметра с 2Ду400 до 2Ду500 протяженностью 0,6 км	Выполнены гидравлические расчеты, перекладка тепломатриалы на 2Ду500 протяженностью 0,6 км не требуется	Отказ от внесения изменений	-	-
2	15.12.2015	АП/07-15774/15	ПАО "МОЭК"	О согласовании схем теплоснабжения подключаемых объектов согласно реестру объектов, для подключения которых требуется строительство т/с диаметром свыше Ду400	Завышение объемов подключаемой тепловой нагрузки объектов, отсутствие необходимости строительства т/с в заявленном объеме	Отказ от внесения изменений	-	-
3	22.12.2015	01-01-09-5659/15	ДепТЭХ г. Москвы	О направлении материалов по Этапам 1 и 2 схемы теплоснабжения существующей и перспективной застройки территории ТЭЦ ЗИЛ	Направлены замечания	Отказ от внесения изменений	-	-
4	03.12.2015	АП/07-15154/15	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: к ТЭЦ-26 объекта Шипиловский пр., вл.24 с заявленной тепловой нагрузкой 0,084 Гкал/ч	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
5	29.12.2015	АП/07-16453/15	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: к КТС-24 объекта по ул. Большая Филевская, д. 32 Б с заявленной тепловой нагрузкой 0,177 Гкал/ч	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
6	17.12.2015	АУ/01-08/1376/15	ООО "ТСК Мосэнерго"	О рассмотрении схемно-технических решений по подключению перспективной застройки общей площадью 830 тыс. м ² по Саларьево	Теплоснабжение предусматривается от нового источника "Саларьево"	Внесено	Строительство РТС "Саларьево"	В соответствии со схемно-техническими решениями
7	11.01.2016	ДГП-02-2060/15-12	ДГП г. Москвы	О рассмотрении локальной Схемы по району Некрасовка	Организация теплоснабжения от ТЭЦ-22 и РТС "Некрасовка"	Внесено	Ввод в эксплуатацию третьего водогрейного котла на РТС "Некрасовка"	Восстановление теплопровода М-30 от ТЭЦ-22 2Ду800

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
8	24.12.2015	5701-07/4610	ООО "Газпром энерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта водораспределительного узла ЖК "Новая звезда -1,2" с заявленной тепловой нагрузкой 0,326 Гкал/ч	Возможны варианты подключения данного объекта или к магистральным т/с РТС "Южное Бутово" или к котельной п. Газопровод ООО "Газпром энерго". Рекомендовано направить обращение в ООО "ТСК Новая Москва" для синхронизации сроков ввода	Отказ от внесения изменений	-	-
9	09.03.2016	224	МУП "Троицктеплоэнерго"	О включении мероприятий по подключению: к котельной МУП "Троицктеплоэнерго" объекта г. Троицк ул. Институтская с заявленной тепловой нагрузкой 0,356 Гкал/ч при расширении Центральной котельной	Расширение котельной не требуется ввиду достаточности наличия резерва тепловой мощности на Центральной котельной	Отказ от внесения изменений	-	-
10	-	-	КП "МЭД"	О рассмотрении схемы подключения Ангарного корпуса Аэропорта Внуково к системам теплоснабжения РТС, ГТЭС "Внуково"	Заявленные мероприятия по подключению скорректированы в соответствии с результатами расчета гидравлических режимов работы т/с для подключения Ангарного корпуса Аэропорта Внуково к системам теплоснабжения РТС, ГТЭС "Внуково"	Внесено с учетом корректировки	-	1. Строительство т/с 2Ду400 от камеры К-1 до т.2/3 протяженностью 330 м; 2. Реконструкция т/с от т.2/3 до т.1/4 с 2Ду250 на 2Ду400 протяженностью 34 м; 3. Реконструкция 3 камер К-1, т.2/3 и т.1/4
11	15.03.2016	НМ/07-252/16	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: к КТС "Красное" объекта дер. Софьино вблизи вл.61 с заявленной тепловой нагрузкой 0,4 Гкал/ч при строительстве т/с 2Ду150 протяженностью 2,5 км	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
12	15.03.2016	НМ/07-253/16	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта пристройка к Школе ул. Звездная 36А пос. Воскресенское с заявленной тепловой нагрузкой 0,713 Гкал/ч	Требуется реконструкция участка т/с до 2Ду200 протяженностью 230 м	Внесено с учетом корректировки	-	1) Реконструкция участка т/с от к13а до к д.1 с 2Ду100 на 2Ду200 протяженностью 230 м

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
13	14.04.2016	АП/07-4949/16	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: к ТЭЦ-16 объекта СЗАО Ул. 4-я линия Хорошевского Серебряного бора, вл. 19 к. 5 с заявленной тепловой нагрузкой 0,03 Гкал/ч	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
14	06.05.2016	АУ/01-08/680/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: к РТС и ГТЭС "Внуково" объектов в пос. Марушкинское	Мероприятия учтены в действующей схеме теплоснабжения, изменения не требуются, направлены тех. решения о подключении новых потребителей к РТС и ГТЭС "Внуково" в районе Внуков и пос. Марушкинское	Отказ от внесения изменений	-	-
15	17.05.2016	АП/07-6233/16	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: к МК "Каскадная" объекта ВАО ул. Камова, вл. 2а с заявленной тепловой нагрузкой 0,083 Гкал/ч	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
16	01.06.2016	01-01-08-1406/16	ДГП г. Москвы	О включении мероприятий по подключению: объектов застройки Красного октября (20 Гкал/ч) и учета тепловой нагрузки перспективной застройки музея на территории ГЭС-2 (7 Гкал/ч)	Предусматривается теплоснабжение от ТЭЦ-20 с учетом верификации нагрузок по 2 вариантам с учетом возможности технической реализации и согласования технических решений	Внесено с учетом корректировки	-	Мероприятия определены по 2 вариантам
17	20.06.2016	АУ/01-08/875/16	ООО "ТСК Мосэнерго"	О верификации тепловых нагрузок и внесении в Схему объектов 14 заявителей на территории ТиНАО	11 заявителей учтено в действующей схеме, 3 заявителя учтены дополнительно (детско-взрослые поликлиники пос. Первомайское и г.о. Щербинка и пристройка к школе пос. Новофедоровское)	Внесено с учетом корректировки	-	-
18	05.07.2016	АУ/01-08/933/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О верификации тепловых нагрузок и внесении в Схему объекта ФОК пос. Шишкин Лес пос. Михайловское-Ярцевское	Требуется верификация тепловой нагрузки объекта при актуализации Схемы	Внесено с учетом корректировки	-	-
19	27.06.2016	АУ/01-08/908/16	ООО "ТСК Мосэнерго"	О верификации тепловых нагрузок и внесении в Схему объектов 14 заявителей ТиНАО	1 заявитель учтен в действующей схеме, 13 заявителей учтены дополнительно (амбулатория 110 мест пос. Щаповское, ДОУ 300 мест пос. Первомайское, поездепо пос. Вороновское, поездепо пос. Краснопахорское, поездепо пос. Новофедоровское,	Внесено с учетом корректировки	-	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
					пождепо пос. Рязановское, пождепо пос. Филимонковское, детско-взрослая поликлиника пос. Филимонковское, подстанция скорой помощи пос. Киевский, БНК к школе пос. Киевский, БНК к школе пос. Филимонковское, школа 550 мест г.о. Щербинка, нач. школа 300 мест пос. Воскресенское)			
20	10.08.2016	АУ/01- 08/1184/16	ООО "ТСК Новая Москва"	Об учете объекта при подключении к КТС-8 Кокошкино	Требуется верификация тепловой нагрузки объекта при актуализации Схемы	Внесено с учетом корректировки	-	-
21	10.08.2016	АП/07-1039/16	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: к АИТ-11-1 объекта Машкинское ш. вл. 32 при отсутствии резерва и необходимости реконструкции АИТ 11-1	Требуется верификация тепловой нагрузки объекта при актуализации Схемы при актуализации Схемы, возможность теплоснабжения по двум вариантам: реконструкция АИТ 11-1 с увеличением мощности, либо строительство новой котельной вблизи потребителя	Внесено с учетом корректировки	Строительство новой котельной Машкинское ш. вл. 32	Строительство т/с от котельной до территории застройки диаметром 2Ду125, протяженностью 0,2 км
22	19.08.2016	НМ/07-1086/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: ДОУ к МК-4 Щербинка и отсутствие резерва на МК-4	Расширение МК-4 не требуется с учетом наличия резерва на МК-4, учет потребителя при актуализации Схемы	Внесено с учетом корректировки	-	-
23	01.09.2016	АП/07-11533/16	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объекта ИЖС в зоне действия РТС "Перово"	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
24	19.09.2016	АП/07-12402/16	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объекта ИЖС в зоне действия МК "Каскадная"	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
25	16.09.2016	АП/07-12273/16	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объекта район Некрасовка, пр.4296 в зоне действия РТС "Некрасовка" с заявленной тепловой нагрузкой 15 Гкал/ч	Необходимость учета в Схеме при т/с от РТС "Некрасовка"	Внесено с учетом корректировки	-	Строительство т/с от к.15/14 2Ду300 протяженностью 2140 м
26	12.08.2016	АУ/01- 08/1215/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: объекта Медцентр к.п. Бремен к КТС "Коммунарка"	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
27	23.08.2016	АУ/01-08/1273/16	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объектов СУ-111 пос. Коммунарка с заявленной тепловой нагрузкой 233,15 Гкал/ч	Мероприятия учтены в действующей схеме теплоснабжения, изменения не требуются, объекты учтены	Внесено с учетом корректировки	-	-
28	19.09.2016	АУ/01-08/1446/16	ООО "ТСК Новая Москва"	Схемно-технические решения присоединения потребителей ТиНАО (п. Коммунарка и г.о. Щербинка)	Мероприятия учтены в действующей схеме теплоснабжения, изменения не требуются	Отказ от внесения изменений	-	-
29	20.09.2016	АУ/01-07/2586/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: объекта ЛОС пос. Щаповское к КТС "Щапово"	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
30	30.09.2016	3237-16	АО "Газпром теплоэнерго"	О теплоснабжении территории Рублево-архангельское	Необходимость строительства котельной АО "Газпром теплоэнерго" с учетом снижения теплотребности района Рублево-архангельское до 140 Гкал/ч	Внесено с учетом корректировки	Строительство котельной Рублево-Архангельское	Строительство т/с (два магистральных вывода) от котельной до территории застройки диаметром 2Ду500 протяженностью 1,4 км (два вывода по 0,7 км)
31	05.10.2016	ДС-11-5510/16	ДС г. Москвы	Реконструкция котельных ГУП "Мосттеплоэнерго" с размещением ГПА (мини-ТЭЦ)	Реализация ПСД нецелесообразна	Отказ от внесения изменений	-	-
32	06.10.2016	АУ/01-08-1616/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: объекта ООО СТК "Евро-Старт" к КТС "Воскресенское"	Необходимость учета в Схеме при строительстве т/с от КТС "Воскресенское"	Внесено	-	Строительство т/с от тк.12 и тк.126 2Ду250 протяженностью 0,6 км и 2Ду150 протяженностью 0,4 км от тк.13 до потребителя
33	27.10.2016	НМ/07-1454/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: 4 объектов к котельной ОАО "Новомосковский технопарк"	1 заявитель учтен в действующей схеме, 3 заявителя учтены дополнительно (школа, поликлиника, пожарное депо)	Внесено с учетом корректировки	-	-
34	26.10.2016	НМ/07-1447/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: к КТС "Кленово" объекта пождепо с заявленной тепловой нагрузкой 0,6 Гкал/ч	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
35	26.10.2016	НМ/07-1446/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: к КТС-51 "Яковлевское" объекта поезде с заявленной тепловой нагрузкой 0,6 Гкал/ч	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
36	15.11.2016	АП/07-15439/16	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: к ТЭЦ-23 объекта городок им. Баумана (Измайловский кремль) с заявленной тепловой нагрузкой 0,524 Гкал/ч	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
37	16.11.2016	АП/07-15512/16	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: к ТЭЦ-16 объекта багажного отделения Почта России (между ж/д путями) вблизи ул. Беговая, вл.2 с рассмотрением по 2 вариантам с заявленной тепловой нагрузкой 0,58 Гкал/ч	Выполнены расчеты по 2 вариантам подключения, мероприятия учтены в схеме	Внесено	-	Строительство т/с от к030120/10 2Ду80 протяженностью 0,5 км
38	30.11.2016	НМ/07-1633/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: к МК "ДРП-3" объекта амбулатории пос. Курилово с заявленной тепловой нагрузкой 0,769 Гкал/ч	Разработаны мероприятия по подключению по двум вариантам к котельной ОАО "Дубровицы" и МК "ДРП-3", в схеме учтено подключение к котельной ОАО "Дубровицы"	Внесено с учетом корректировки	-	Строительство т/с 2Ду125 протяженностью 0,3 км
39	13.12.2016	АУ/01-08/1978/16	ООО "ТСК Новая Москва"	О рассмотрении заявки на выдачу ТУ объектов пос. Фабрики 1 Мая к КТС Фабрики 1 Мая	Необходимо уточнить показатели застройки и завышенные нагрузки после завершения подготовки ГПЗУ	Отказ от внесения изменений	-	-
40	15.12.2016	АУ/01-8/1995/16	ООО "ТСК Мосэнерго"	О рассмотрении 4 заявок на подключение объектов ЗелАО	Разработаны мероприятия по подключению 3 объектов, 4-я заявка подана на уменьшение нагрузки после реконструкции здания, мероприятия не требуются	Внесено с учетом корректировки	-	1. Строительство т/с от Тк-31д 2Ду125 протяженностью 0,06 км; 2. Строительство т/с от Тк-16 2Ду100 протяженностью 0,16 км; 3. Строительство т/с от Тк-41г/2 2Ду100 протяженностью 0,4 км;
41	09.01.2017	08	МУП "Троицктеплоэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта г.о. Троицк, Индустриальная ул., 39 км Калужского ш. с заявленной тепловой нагрузкой 3,685 Гкал/ч	Разработаны мероприятия по подключению абонента к сетям котельной, нагрузка завышена и скорректирована	Внесено с учетом корректировки	-	Строительство т/с от ТК-7 2Ду200 протяженностью 0,35 км

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
42	17.01.2017	01-01-16-2/17	Протокол ДепТЭХ г. Москвы	О переключении потребителей с котельной АПК "Московский" на котельную ООО "Геруда"	Разработаны варианты переключения абонентов котельной АПК "Московский" на котельную ООО "Геруда" или КТС-2, учтено подключение к котельной ООО "Геруда"	Внесено	-	Строительство т/с 2Ду80 протяженностью 0,35 км
43	17.01.2017	КПУГС-2-543	КП "УГС" г. Москвы	О рассмотрении нагрузок и определении варианта теплоснабжения роддома на территории АДЦ Коммунарка	Необходимо предоставить доп. информацию	Отказ от внесения изменений	-	-
44	13.01.2017	7	ООО "Лэнд ЮГ"	О согласовании строительства котельной для объекта застройки ООО "Лэнд ЮГ"	Требуется верификация тепловой нагрузки, источник теплоснабжения потребителя котельная Коммунарка	Отказ от внесения изменений	-	-
45	19.01.2017	НМ/07-40/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О проведении верификации и включении объектов метро Мосрентген/Мамыри в актуализацию Схемы	Объекты учтены с учетом верификации	Внесено	-	-
46	31.01.2017	АУ/01-08/162/17	ООО "ТСК Новая Москва"	Об определении источников теплоснабжения для подключения 5 парковых объектов ТиНАО	Необходимо уточнить показатели застройки и завышенные нагрузки после завершения подготовки ГПЗУ	Отказ от внесения изменений	-	-
47	16.01.2017	ДРНТ-2-97/17	ДРНТ г. Москвы	О теплоснабжении медцентра АДЦ и обеспечения теплоснабжения всего АДЦ с заявленной тепловой нагрузкой 360 Гкал/ч	Необходимо предоставить заявки на подключение для обоснования 360 Гкал/ч	Отказ от внесения изменений	-	-
48	26.01.2017	1001/27-199	ГК "ПИК"	О согласовании строительства котельной 420 МВт Саларьево	Необходимо предоставить обосновывающие мощность материалы	Отказ от внесения изменений	-	-
49	03.02.2017	НМ/07-157/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: ИЖС пос. Первомайское	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
50	13.03.2017	ДРНТ-2-1049/7	ДРНТ г. Москвы	О включении мероприятий по подключению: жилого дома по адресу пос. Воскресенское дер. Ямонтово, 1	Разработаны мероприятия по подключению объекта к ЦТП 19-02-020 КТС АПК "Воскресенское"	Внесено	-	1. Реконструкция т/с от ЦТП до ТК 7 2Ду200, 2Ду150/100 протяженностью 0,177 км; 2. Реконструкция камеры ТК 7; 3. Строительство т/с 2Ду80 протяженностью 0,211 км

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
51	13.03.2017	АУ/01-08/504/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О рассмотрении заявки на выдачу ТУ объектов парковых объектов ТиНАО	Необходимо уточнить показатели застройки и завышенные нагрузки после завершения подготовки ГПЗУ	Отказ от внесения изменений	-	-
52	27.02.2017	57-57-07/666	ООО "Газпром энерго"	Об увеличении мощности котельных Декор для подключения роддома АДЦ	Источники теплоснабжения РТС "Южное Бутово", котельной Коммунарка	Отказ от внесения изменений	-	-
53	22.03.2017	МН/07-552/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: 5-и парковых комплексов в пос. Кленовское, с/о Вороновский, пос. Щаповское и пос. Первомайское	Необходимо уточнить показатели застройки и завышенные нагрузки после завершения подготовки ГПЗУ	Отказ от внесения изменений	-	-
54	07.12.2016	АП/07-16614/16	ПАО "МОЭК"	О необходимости строительства вывода 2Ду 800 от РТС Перово для теплоснабжения застройки ул. Салтыковская	Требуется корректировка локальной схемы теплоснабжения новой застройки с учетом верификации тепловых нагрузок объекта застройки.	Внесено с учетом корректировки	-	-
55	31.03.2017	АУ/01-08/660/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: потребителей больницы ЗелАО (реконструкция)	Отсутствие обосновывающих материалов - расчет гидравлических режимов, оценка необходимости реконструкции теплового пункта и др.	Отказ от внесения изменений	-	-
56	12.04.2017	АП/07-4794/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объектов ИЖС ул. Лыткаринская, Косино-Ухтомский	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
57	06.04.2017	АУ/01-08/731/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: поезде пос. Рязановское	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
58	03.04.2017	АУ/01-08/679/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О рассмотрении решений по теплоснабжению потребителей ИЦ "Сколково"	Требуется разработать варианты теплоснабжения ИЦ "Сколково"	Отказ от внесения изменений	-	-
59	27.03.2017	АП/07-3898/17	ПАО "МОЭК"	О разработанном локальной схеме теплоснабжения Саларьево и необходимости включения мероприятий в актуализацию	Согласование решений по теплоснабжению потребителей на территории Саларьево	Внесено	-	-
60	24.04.2017	АП/07-5386/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объектов городок им. Баумана (Измайловский кремль) от локального источника	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено	Строительство ИИТ	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
61	14.04.2017	АП/07-4949/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объектов ИЖС к РТС "Строгино" и РЭТ	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
62	27.04.2017	НМ/07-943/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: к КТС "Щапово" ДОУ пос. Щаповское с заявленной тепловой нагрузкой 0,263 Гкал/ч	Разработаны мероприятия по подключению объекта к КТС "Щапово"	Внесено	-	Строительство т/с от т.12 2Ду100 протяженностью 0,16 км
63	19.04.2017	КПУГС-2-6385	КП "УГС" г. Москвы	О разработанных вариантах теплоснабжения роддома АДЦ и приоритетном варианте теплоснабжения от котельной Декор	Теплоснабжении территории АДЦ предусматривается от РТС "Южное Бутово" и котельной к Коммунарка	Внесено с учетом корректировки	-	-
64	31.03.2017	АП/07-4252/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объектов к РТС "Рублево"	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
65	18.04.2017	АП/07-5101/17	ПАО "МОЭК"	О разработанной локальной схеме теплоснабжения ул. Сельскохозяйственная и необходимости включения мероприятий в актуализацию	Учтено при согласовании решений, принятых при разработке локальной схемы с программой реновации г. Москвы	Внесено с учетом корректировки	-	-
66	24.04.2017	26/04-17	ООО "ГСД"	О предоставлении схемы теплоснабжения пос. Коммунарка и наличии в ней объектов ООО "ГСД"	Наличие объектов ООО "ГСД" в утвержденной схеме при теплоснабжении территории пос. Коммунарка от РТС "Южное Бутово"	Отказ от внесения изменений	-	-
67	27.04.2017	АУ/01-08/893/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: поезде по пос. Краснопахорское	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
68	20.02.2017	МП/07-1752/17	АО "МОЭК-Проект"	О разработанной локальной схеме теплоснабжения Серп и Молот и необходимости включения мероприятий в актуализацию	Отсутствие заявок на подключение для разработки мероприятий по ст-ву т/с, необходимость согласования с программой реновации	Отказ от внесения изменений	-	-
69	26.01.2017	1001/27-199	ПАО "ГК ПИК"	О необходимости строительства котельной Саларьево	Требуется разработка вариантов и выбор варианта теплоснабжения и мощности котельной Саларьево	Внесено с учетом корректировки	-	-
70	16.05.2017	АП/07-6626/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объектов ИЖС ул. Лыткаринская и РЭТ	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
71	15.06.2017	АУ/01-08/1268/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению и верификации тепловой нагрузки пристройки к школе ЗелАО	Требуется верификации тепловых нагрузок и разработка мероприятий по подключению	Внесено с учетом корректировки	-	-
72	15.06.2017	НМ/07-1295/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: объектов застройки г.о. Щербинка	Требуется верификации тепловых нагрузок и разработка мероприятий по подключению	Внесено с учетом корректировки	-	-
73	22.06.2017	ДПР-40-3155/17	ДЭПиР г. Москвы	О наличии объектов подключения ЗелАО в утвержденной Схеме и установлении платы за присоединение	Требуется верификация тепловых нагрузок объектов застройки ЗелАО и включения в Схему	Внесено с учетом корректировки	-	-
74	28.06.2017	АП/07-8955/17	ПАО "МОЭК"	О рассмотрении локальной схемы пос. Остафьево и включении мероприятий в Схему	Требуется предоставить дополнительные обосновывающие материалы, требуется верификация тепловых нагрузок	Внесено с учетом корректировки	-	-
75	19.05.2017	АП/07-6862/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: ИЖС Косино-Ухтомский (ул. Камова, около 22-24)	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
76	25.07.2017	57-01-07/2016	ООО "Газпром энерго"	О теплоснабжении застройки пос. Газопровод и включении в Схему	Требуется верификация тепловых нагрузок и разработка мероприятий по подключению	Внесено с учетом корректировки	-	-
77	29.06.2017	АУ/01-08/1383/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О подключении объекта капитального строительства общежитие гостиничного типа на 500 мест по адресу ЗелАО, ул. Солнечная	Разработаны мероприятия по подключению объекта к РТС-3	Внесено	-	Строительство т/с 2Ду100 протяженностью 0,1 км
78	12.07.2017	НМ/07-1512/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: социальных объектов (школа на 1100 мест, и детско-взрослая поликлиника с женской консультацией) в пос. Сосенское п. Коммунарка	Для определения возможности организации социальных объектов ДРНТ г. Москвы в п. Коммунарка требуется совещание, и проработка вариантов теплоснабжения от котельных ООО "Декор" №1,2 или тепловых сетей РТС "Южное Бутово"	Внесено	-	-
79	12.07.2017	НМ/07-1511/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: социальных объектов (школа на ДОУ 200 мест, и детско-взрослая поликлиника 320 посещений) в пос. Филимонковское п. Марьино	Рекомендуется присоединение к котельной ОАО "Новомосковский технопарк" с учетом необходимости согласования собственника	Внесено с учетом корректировки	-	Реконструкция т/с с 2Ду250 на 2Ду400 и строительство т/с 2Ду200/150/125 протяженностью 0,55 км.

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
80	12.07.2017	НМ/07-1510/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: социальных объектов (амбулатория) в пос. Шаповское п. Курилово, и детско-взрослая поликлиника в пос. Мосрентген	Рекомендуется присоединение, соответственно, к котельным ОАО "Дубровицы" и КТС № 307 КЭЧ "Теплый стан"	Внесено	-	1. Строительство т/с 2Ду80 протяженностью 0,15 км; 2. Строительство т/с 2Ду125 протяженностью 0,3 км
81	05.07.2017	АП/07-9314/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объекта СЗАО, Хорошево-Мневники, ул. Таманская рядом с вл.65	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
82	04.07.2017	АП/07-9229/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: канализационной насосной станции ул. Остафьевская к систем централизованного теплоснабжения	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
83	13.06.2017	ДРНТ-2-2616/7	ДРНТ г. Москвы	О теплоснабжении АДЦ "Коммунарка" с тепловой нагрузкой 360 Гкал/ч, в т.ч. первая очередь 90 Гкал/ч	Отсутствует локальная схема теплоснабжения АДЦ. Требуется верификация тепловых нагрузок и разработка мероприятий по подключению	Отказ от внесения изменений	-	-
84	21.06.2017	АП/07-8642/17	ПАО "МОЭК"	О корректировки сроков реконструкции МК-137, АИТ Куркино, МК-342, а также переключения КТС-42 и КТС-28 на тепловые сети ТЭЦ-23	Перенос сроков реконструкции МК-137, АИТ Куркино, МК-342, а также переключения КТС-42 и КТС-28 на тепловые сети ТЭЦ-23 учтены	Внесено	-	-
85	17.04.2017	АУ/01-08/804/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О подключении станционного комплекса "Славянский мир" (пос. Мосрентген, 34, корп.1) к КТС "Мосрентген"	Отсутствует локальная схема теплоснабжения пос. Мосрентген с учетом актуализации застройки "Славянский мир" и намечаемой реорганизации территории завода ООО "Мосрентген"	Отказ от внесения изменений	-	-
86	19.07.2017	АП/07-10083/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объекта общественного питания САО Молжаниновский и РЭТ	Необходимо уточнить показатели застройки и завышенные нагрузки после завершения подготовки ГПЗУ	Отказ от внесения изменений	-	-
87	19.07.2017	АУ/01-08/1560/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: пристройки к школе № 2066 пос. Внуковское, ул. Полевая, д.4 с увеличением тепловой нагрузки на 1,1 Гкал/ч	Разработаны мероприятия по подключению объекта к МК "Изварино"	Внесено	-	1. Строительство участка т/с отопления и ГВС от тепловой камеры ТК-10 диаметром 2Ду125 и 2Ду40,

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
								протяженностью по 100 м
88	11.09.2017	Д-180	ООО "Декор"	О включении мероприятий по реконструкции котельной и строительству тепловых сетей	Мероприятия согласованы	Внесено	Строительство 2хКВ-Г-12	1. Строительство тепловых сетей: 1Ду400 L=243 м и 3Ду400 L=432 м. 2. Реконструкция тепловых сетей: с 2Ду500 на 2Ду600 L=153 м, 2Ду300 L=45 м и 2Ду100 L=16 м
89	05.09.2017	АП/07-12626/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: ИЖС Солнцево, Мещерский пос., ул. Московская, вл. 22, уч. 1 (0,04 Гкал/ч)	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
90	05.09.2017	АП/07-12629/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: ИЖС Ново-Переделкино, пр. 6244, участок 4 (0,06 Гкал/ч)	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
91	13.09.2017	НМ/07-2097/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства в пос. Кокошкино с заявленной тепловой нагрузкой 0,6 Гкал/ч и в пос. Коммунарка с заявленной тепловой нагрузкой 0,4724 Гкал/ч	По объекту в пос. Кокошкино направлен запрос на предоставление технико-экономического сопоставления вариантов. По объекту в пос. Коммунарка учтены мероприятия по подключению к КТС "Коммунарка"	Внесено с учетом корректировки	-	1. Строительство участка тепловой сети от тепловой камеры тк. 46 диаметром 2Ду80 протяженностью 0,16 км
92	22.09.2017	АП/07-13493/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объектов ИЖС с заявленными величинами тепловых нагрузок 0,07 и 0,06 Гкал/ч, Молжаниновка Ленинградское ш. вл. 259 и Колпинская ул. 12	Направлен запрос на предоставление технико-экономического сопоставления вариантов теплоснабжения от котельных ООО «ТСК Мосэнерго» и располагающимися на территории г.о. Химки Московской области, либо от ИИТ	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
93	22.09.2017	АП/07-13494/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объектов ИЖС по адресу г. Москва, Косино-Ухтомский, ул. Лыткаринская, вл. 6, уч. 1,2,3 и 4 с нагрузкой 0,22 Гкал/ч	Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
94	06.10.2017	АУ/01-08/2405/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении в актуализированную схему теплоснабжения города Москвы сведений о необходимых объемах теплоснабжения, представленных письмом Департамента развития новых территории города Москвы по Коммунарке (АДЦ, ППТ и др.)	Представленные величины расчетных тепловых нагрузок должны быть учтены при ежегодной актуализации схемы теплоснабжения города Москвы с учетом их корректировок	Внесено	-	-
95	06.10.2017	2223	Минэнерго России, ООО "Инвесттраст"	Уточнение границ зоны деятельности ЕТО № 59	Предложения АО «Инвесттраст» в части уточнения границ зоны деятельности ЕТО № 59, указанные в обращении от 05.10.2017 № 2206 согласованы	Внесено	-	-
96	12.10.2017	ЭДО-03-5082	КП "МЭД"	Корректировка схемно-технических решений организации теплоснабжения территории перспективной застройки ЗИЛ в соответствии с представленными АО «ЛСР. Недвижимость-М»	Требуется представить технико-экономическое сопоставление вариантов (вариант 1 – решения утвержденной Схемы, вариант 2 – предлагаемые альтернативные решения) с учетом равных условий по надежности теплоснабжения и проработки тарифных последствий для потребителей тепловой энергии	Отказ от внесения изменений	-	-
97	04.12.2017	АУ/01-08/3039/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - пристройка к школе № 2075 на 510 мест по адресу г. Москва, ТиНАО, пос. Щаповское, п. Щапово с заявленной величиной тепловой нагрузки 0,983 Гкал/ч	Мероприятия согласованы	Внесено	-	1. Реконструкция тепловых сетей отопления от коллектора КТС «Щапово» до тк.25.1 (вблизи д. 54) с увеличением диаметра теплопроводов с 2Ду250 на 2Ду300 протяженностью около 323 м и с 2Ду200 на 2Ду300 протяженностью 648 м; 2. Новое строительство четырехтрубного участка тепловой сети от тк.43 до границы участка

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
								застройки диаметром 2Ду150 / 2Ду50 протяженностью около 55 м.
98	25.10.2017	АУ/01- 08/2577/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий для поддержания РТС-1 г. Зеленоград в работоспособном состоянии в период до 2021 года	Мероприятия согласованы	Внесено	Мероприятия для поддержания РТС-1 в работоспособном состоянии в период до 2021 года	-
99	08.11.2017	НМ/07-2495/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - Рыночно-торговый комплекс по адресу: пос. Кокошкино, ул. Школьная с заявленной величиной тепловой нагрузки 0,6 Гкал/ч	Мероприятия согласованы	Внесено	-	Строительство участка т/с отопления и ГВС от камеры ТК-2 диаметром 2Ду80 и 2Ду40 протяженностью по 0,2 км
100	08.11.2017	НМ/07-2495/17	ООО "ТСК Новая Москва"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - ДОУ на 200 мест, пос. Сосенское, поселок Коммунарка с заявленной величиной тепловой нагрузки 0,472 Гкал/ч	Мероприятия согласованы	Внесено	-	Строительство участка т/с от камеры т.46 диаметром 2Ду80 протяженностью 0,16 км. Реконструкция камеры т.46.
101	09.08.2017	АУ/01- 08/1814/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - реконструкция школы № 2079 со строительством пристройки на 300 мест, пос. Знамя Октября с заявленной величиной тепловой нагрузки 2,096 Гкал/ч	Мероприятия согласованы	Внесено	-	В результате верификации тепловой нагрузки рассматриваемого объекта, присоединенная тепловая нагрузка уменьшилась с 2,096 Гкал/ч до 0,19 Гкал/ч. Как следствие пропала необходимость реконструкции участка тепловых

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
								сетей КТС "Знамя Октября"
102	10.11.2017	АУ/01-08/2758/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - объекты производственного назначения ПАО "Концэл", ЗелАО, район Силино с заявленной величиной тепловой нагрузки 1 Гкал/ч	Требуется верификация тепловых нагрузок и разработка мероприятий по подключению	Внесено с учетом корректировки	-	-
103	-	-	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - ФОК "Малино", г. Зеленоград, район Старое Крюково, корпус 860 с увеличением тепловой нагрузки после реконструкции на 0,21 Гкал/ч	Объекты учтены при актуализации Схемы.	Внесено с учетом корректировки	-	-
104	10.11.2017	АУ/01-08/2760/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О переводе потребителей котельная № 153 п. Вагунки на закрытую схему	Мероприятия учтены ранее, требуется представить программу перевода потребителей на закрытую схему горячего водоснабжения	Отказ от внесения изменений	-	-
105	04.12.2017	09-5998	Минэнерго России	О ЕТО в Ивановское, Западные ворота	Представлены пояснения	Отказ от внесения изменений	-	-
106	19.12.2017	АУ/01-08/3184/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - Дом-интернат общего пользования для пожилых людей по адресу г. Москва, ТАО, пос. Вороновское, вблизи с. Покровское с заявленной величиной тепловой нагрузки 1,149 Гкал/ч	Объекты учтены при актуализации Схемы. Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
107	15.12.2017	АП/07-18146/17	ПАО "МОЭК"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - Административно-производственного комплекса (далее – объект) по адресу г. Москва, ЗАО, ул. Молодогвардейская вблизи д.67 с заявленной величиной тепловой нагрузки 1,74 Гкал/ч	Объекты учтены при актуализации Схемы. Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
108	12.01.2018	АУ/01-07/31/18	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении в АИП мероприятий по реконструкции существующих тепловых сетей отопления от коллектора КТС «Щапово» до тк.25.1 (вблизи д. 54) с	О необходимости заключения договора о подключении	Отказ от внесения изменений	-	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
				увеличением диаметра теплопроводов с 2Ду250 на 2Ду300 протяженностью около 323 м и с 2Ду200 на 2Ду300 протяженностью 648 м или реализации финансирования этих мероприятий за счет средств бюджета города Москвы				
109	30.11.2017	АУ/01-08/2993/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - офисно-складского комплекса по адресу г. Москва, НАО, пос. Сосенское п. Коммунарка ООО «Лавандерия» с заявленной величиной тепловой нагрузки 2,58 Гкал/ч	Требуется верификация тепловых нагрузок и разработка мероприятий по подключению	Внесено с учетом корректировки	-	-
110	29.12.2017	АУ/01-08/3285/17	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - детско-взрослой поликлиники на 750 посещений в смену, расположенной по адресу: г. Москва, Молжаниновский район, ул. Синявинская, вл. 13 с заявленной величиной тепловой нагрузки 1,693 Гкал/ч	Объекты учтены при актуализации Схемы. Нагрузки требуют корректировки, требуется представить варианты по подключению с учетом Схемы г.о. Химки	Отказ от внесения изменений	-	-
111	19.01.2018	АУ/01-07/62/18	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - поселение Сосенское, вблизи деревни Бачурино, уч. 82/1 с заявленной величиной тепловой нагрузки 6,917 Гкал/ч	Внесение в установленном порядке изменений в Схему теплоснабжения Москвы при ее ежегодной актуализации невозможно ввиду отсутствия в обращении предложений по мероприятиям, обеспечивающих техническую возможность подключения объекта	Отказ от внесения изменений	-	-
112	12.01.2018	39/12	ГУП "Медицинский центр"	О строительстве БМК на территории санатория "Переделкино"	Требуется внесение изменений при актуализации схемы после согласования в установленном порядке вывода из эксплуатации действующей котельной санатория «Переделкино»	Отказ от внесения изменений	-	-
113	23.01.2018	АУ/01-07/112/18	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - ООО «Ай Ди Джи Премисес» по адресу город Москва, НАО, пос. Сосенское, п. Газопровод, уч. 309Ю с	Требуется верификация тепловых нагрузок, мероприятия избыточны. Объекты учтены при актуализации Схемы.	Отказ от внесения изменений	-	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
				заявленной величиной тепловой нагрузки 6,197 Гкал/ч				
114	23.01.2018	АУ/01-07/103/18	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - ОКП «УГС» и ООО «МастерСтрой», ЗелАО, район Крюково, мкр. 16 и район Савелки, мкр. 6, корп. 619 с заявленной величиной тепловой нагрузки 1,505 Гкал/ч	Мероприятия согласованы	Внесено	-	1. Строительство на тепловых сетях от РТС-4 – участок тепловой сети 2Ду80 протяженностью 10 м от тк.31/3 до границы участка застройки ДОУ; 2. Строительство на тепловых сетях от РТС-3 – участок тепловой сети 2Ду150 протяженностью 177 м от тк.77 до проектируемой камеры присоединения жилого дома тк.77/1.
115	29.01.2018	ГП-03-186/18	ГАУ "Институт Генплана Москвы"	О выводе из эксплуатации, действующей КТС «Коммунарка»	Проведенные расчеты экономической эффективности реализации переключений тепловых потребителей КТС «Коммунарка» суммарной тепловой нагрузкой 23,8 Гкал/ч на РТС «Южное Бутово» и вывода из эксплуатации морально устаревшего и физически изношенного оборудования КТС подтвердили целесообразность их осуществления, изменение сроков вывода из эксплуатации	Внесено с учетом корректировки	-	-
116	06.02.2018	АП/07-1242/18	ПАО «МОЭК»	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - лечебно-санитарного назначения по адресу г. Москва, ЗАО, район Солнцево, ул. Воскресенская, 3А с	Объекты учтены при актуализации Схемы. Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Реквизиты письма обращения		Организация, направившая обращение	Краткое содержание	Результат рассмотрения	Сведения о внесении изменений в Схему	Сведения о внесенных в схему теплоснабжения мероприятиях	
	Дата	Номер					по источникам тепловой энергии	по тепловым сетям
				заявленной величиной тепловой нагрузки 0,442 Гкал/ч				
117	28.02.2018	456	АО "Инвесттраст"	О предоставлении исходных данных	Исходные данные учтены	Внесено		
118	01.03.2018	АП/07-2282/18	ПАО «МОЭК»	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - «Стартовый» жилой дом (далее – объект) по адресу г. Москва, ВАО, район Косино-Ухтомский, ул. Камова, вл.26-24 с заявленной величиной тепловой нагрузки 1,1 Гкал/ч	Объекты учтены при актуализации Схемы. Теплоснабжение предусматривается от собственного источника тепла	Внесено с учетом корректировки	Строительство ИИТ	-
119	28.02.2018	ДФ-1-02/2	ООО "Газпром энергохолдинг"	О направлении консолидированных предложений от ПАО "МОЭК", ПАО "Мосэнерго" и ООО "ТСК Мосэнерго" для учета при актуализации схемы	Предложения учтены	Внесено с учетом корректировки	-	-
120	19.01.2018	АУ/01-07/66/18	ООО "ТСК Мосэнерго"	О включении мероприятий по подключению: объекта капитального строительства - «Учебный корпус на 200 мест с дошкольным отделением на 100 мест» по адресу г. Москва, НАО, пос. Воскресенское п. Воскресенское с заявленной величиной тепловой нагрузки 1,1 Гкал/ч	Требуется верификация тепловых нагрузок, мероприятия избыточны. Объекты учтены при актуализации Схемы.	Отказ от внесения изменений	-	-
121	12.02.2018	ДРНТ-2-667/8	Департамент развития новых территорий города Москвы	О теплоснабжении объекта капитального строительства - социально-значимых объектов капитального строительства АИП г. Москвы на территории дер. Пучково, пос. Первомайское ТАО г. Москвы ДОУ на 300 мест, и Школа на 825 мест	Направлен запрос на предоставление исходных данных по объектам строительства	Отказ от внесения изменений	-	-

1.4 Переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

С целью оптимизации работы систем теплоснабжения города Москвы выполняются следующие мероприятия:

- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации.

В период 2012-2017 гг. осуществлено переключение потребителей 57 котельных с суммарной тепловой нагрузкой 1 535 Гкал/ч и дополнительно осуществляется ежегодное переключение потребителей в неотапительный период с 21 котельной с суммарной тепловой нагрузкой ГВС в размере 565 Гкал/ч. Всего в период 2012-2017 гг. были выведены из эксплуатации 51 котельная.

Перечень реализованных проектов переключения тепловых нагрузок с котельных на ТЭЦ и другие источники с указанием тепловых нагрузок, годов реализации и адресов объектов теплоснабжения за период 2012-2017 гг. в неотапительный период и за счет вывода котельных в резерв и из эксплуатации представлен в таблице 1.24.

Таблица 1.24 – Перечень реализованных проектов переключения тепловых нагрузок с котельных на ТЭЦ и другие источники с указанием тепловых нагрузок, годов реализации и адресов объектов теплоснабжения на период 2012-2017 гг. в неотапительный период за счет вывода котельных в резерв и из эксплуатации

№ п/п	Наименование источника, на который переключены тепловые нагрузки	Наименование котельной, тепловые нагрузки с которой переключены		Суммарная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч												Примечание	
				2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.			
				ОП	НОП	ОП	НОП	ОП	НОП	ОП	НОП	ОП	НОП	ОП	НОП		
1	ТЭЦ-8	РТС "Фрезер"	шоссе Фрезер, 14	-	4,1	-	4,1	75,3	4,1	86,8	4,1	88,4	4,7	87,7	4,7	87,7	В резерве с ОП 2013-2014 гг.
		РТС "Нагатино"	пр. Андропова, 36, к. 2	-	-	-	-	-	23,4	-	23,4	-	22,5	-	27,9	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		КТС-16	Нагатинская пр. 8, к. 1	-	2,8	-	2,8	12,8	2,8	12,8	2,8	12,8	2,8	12,8	2,8	12,8	Переключение нагрузки в 2013 г. Выведена из эксплуатации в 2014 г.
		МК-324	Коммунистическая Б. ул. 11/13	-	-	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
		МК-327	Таганский Нижн. туп. 3	-	-	1,4	0,1	1,4	0,1	1,4	0,1	1,4	0,1	1,4	0,1	1,4	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
		МК-329	Станиславского ул. 3/9	-	-	1,5	0,1	1,5	0,1	1,5	0,1	1,5	0,1	1,5	0,1	1,5	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
		МК-334	Радищевская Верхн. ул. 7	-	-	0,7	0,0	0,7	0,0	0,7	0,0	0,7	0,0	0,7	0,0	0,7	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
		МК-341	Земляной Вал ул. 65	-	-	-	-	1,7	0,05	1,7	0,05	1,7	0,05	1,7	0,05	1,7	Выведена из эксплуатации в 2013 г.
		МК-328	Николаямский пер. 4/6	-	-	-	-	1,7	0,2	1,7	0,2	1,7	0,2	1,7	0,2	1,7	Выведена из эксплуатации в 2013 г.
		МК-326	Аристарховский пер. 6	-	-	-	-	-	-	0,3	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,3	Выведена из эксплуатации в 2014 г.
		МК-337	Николаямская ул. 45	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0	0,05	1,0	0,05	1,0	Выведена из эксплуатации в 2015 г.
		МК-312	Воронцовская ул. 2/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,0	0,3	Выведена из эксплуатации в 2016 г.
		МК-333	Воронцовская ул. 1/3, с. 2а	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,1	0,0	1,1	Выведена из эксплуатации в 2016 г.
МК-338	Николаямская ул. 54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	Выведена из эксплуатации в 2017 г.		
2	ТЭЦ-9	МК "Дубининская"	Дубининская ул. 67, к. 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	Выведена из эксплуатации в 2017 г.
3	ТЭЦ-12	МК-207	Тверская-Ямская 2-я ул. 16/18	-	-	-	-	0,6	0,05	0,6	0,05	0,6	0,05	0,6	0,05	0,6	Выведена из эксплуатации в 2013 г.
		МК-208	Тверская-Ямская 2-я ул. 6	-	-	-	-	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	Выведена из эксплуатации в 2013 г.
		МК-209	Тверская-Ямская 3-я ул. 11/13	-	-	-	-	0,4	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,4	Выведена из эксплуатации в 2013 г.
		МК-211	Тверская-Ямская 3-я ул. 22/21	-	-	-	-	1,2	0,0	1,2	0,0	1,2	0,0	1,2	0,0	1,2	Выведена из эксплуатации в 2013 г.
4	ТЭЦ-16	РТС "Красная Пресня"	2-я Магистральная ул. 7. с. 1	-	20,8	-	20,8	-	19,0	-	19,0	-	18,9	-	21,6	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		МК-402	Суцевский Вал ул. 13	-	-	-	-	0,7	0,2	0,7	0,2	0,7	0,2	0,7	0,2	0,7	Выведена из эксплуатации в 2013 г.
		МК-217	Лесная ул. 18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	Выведена из эксплуатации в 2017 г.
5	ТЭЦ-21	РТС "Отрадное"	Сигнальный проезд, 21	-	23,0	-	23,0	-	24,1	-	24,1	-	21,9	-	25,7	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Новомосковская"	Новомосковская ул. 1А	-	14,7	-	14,7	-	14,4	-	10,4	-	11,9	-	11,8	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Переяславская" (часть т/н)	Большая Переяславская ул. 36	-	14,6	-	14,6	-	10,9	-	10,9	-	12,3	-	15,3	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Химки-Ховрино"	Беломорская ул., д. 38а	-	12,6	-	12,6	95,1	12,6	95,1	12,6	95,1	12,6	95,1	12,6	95,1	Переключение нагрузки в 2012 г. Выведена из эксплуатации в 2013 г.
		КТС-8 (с учетом части т/н РТС "Новомосковская")	Цандера ул. 14, с. 4	-	2,3	-	2,3	-	2,3	32,0	5,7	32,0	5,7	32,0	5,7	32,0	Переключение нагрузки в 2014 г. Выведена из эксплуатации в 2015 г.
		МК-229	Лесная ул. 61, с. 4	-	-	0,4	0,1	0,4	0,1	0,4	0,1	0,4	0,1	0,4	0,1	0,4	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
		МК-230	Лесная ул. 63/43	-	-	1,1	0,0	1,1	0,0	1,1	0,0	1,1	0,0	1,1	0,0	1,1	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
		МК-218	Оружейный пер. 25	-	-	1,5	0,2	1,5	0,2	1,5	0,2	1,5	0,2	1,5	0,2	1,5	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
МК-224	Долгоруковская ул. 5, с. 1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6	0,0	2,6	0,0	2,6	Выведена из эксплуатации в 2015 г.		
6	ТЭЦ-22	РТС "Перово"	Кетчерская ул., д. 11, с. 1	-	61,8	-	61,8	-	53,4	-	53,4	-	48,6	-	34,8	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Жулебино"	Лермонтовский пр., 147	-	35,4	-	35,4	-	41,3	-	41,3	-	38,4	-	47,2	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Курьяново"	Донецкая ул. 40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,4	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Люблино"	Перерва ул., 73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	131,1	Переключение нагрузки в 2017 г. Выведена в резерв
		МК "Люберецкая"	1-ый Люберецкий пр-д 9Б	-	-	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
7	ТЭЦ-23	РТС "Ростокино"	пр-т Мира, 120	-	13,8	-	13,8	-	13,3	-	13,3	-	12,0	-	13,4	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Бабушкино-1"	Искры ул. 17Б, с. 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,2	-	14,2	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Бабушкино-2" (часть т/н)	Искры ул. 17Б	-	-	-	-	-	-	132,7	19,9	132,7	19,9	132,7	19,9	132,7	Переключение нагрузки в 2014 г. Выведена из эксплуатации в 2015 г.
		РТС "Переяславская" (часть т/н)	Большая Переяславская ул. 36	-	7,3	-	7,3	-	5,5	-	5,5	-	6,1	-	7,7	-	Переключение в НОП (ежегодно)
		КТС-44	Маломосковская ул. 20, с. 1	-	3,3	20,6	3,3	20,6	3,3	20,6	3,3	20,6	3,3	20,6	3,3	20,6	Переключение нагрузки в 2012 г. Выведена из эксплуатации в 2013 г.
		МК-226	Колобовский 1-й пер. 27/3	-	-	0,8	0,04	0,8	0,04	0,8	0,04	0,8	0,04	0,8	0,04	0,8	Выведена из эксплуатации в 2012 г.
МК-220	Каретный Б. пер. 17	-	-	1,4	0,1	1,4	0,1	1,4	0,1	1,4	0,1	1,4	0,1	1,4	Выведена из эксплуатации в 2012 г.		

№ п/п	Наименование источника, на который переключены тепловые нагрузки	Наименование котельной, тепловые нагрузки с которой переключены		Суммарная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч												Примечание		
				2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.				
				ОП	НОП	ОП	НОП	ОП	НОП	ОП	НОП	ОП	НОП	ОП	НОП			
		Наименование	Адрес															
		МК-225	Колобовский 3-й пер. 8-16, с. 18	-	-	0,2	0,00	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	Выведена из эксплуатации в 2012 г.	
		МК-113	Печатников пер. 11, с. 6	-	-	-	-	1,4	0,0	1,4	0,0	1,4	0,0	1,4	0,0	1,4	Выведена из эксплуатации в 2013 г.	
		МК-114	Печатников пер. 18А	-	-	-	-	1,9	0,0	1,9	0,0	1,9	0,0	1,9	0,0	1,9	Выведена из эксплуатации в 2013 г.	
		МК-143	Ольховская ул. 2А	-	-	-	-	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	Выведена из эксплуатации в 2013 г.	
		МК-111	Сергиевский Б. пер. 9	-	-	-	-	1,1	0,0	1,1	0,0	1,1	0,0	1,1	0,0	1,1	Выведена из эксплуатации в 2013 г.	
		МК-121	Ананьевский пер. 5/7	-	-	-	-	1,9	0,2	1,9	0,2	1,9	0,2	1,9	0,2	1,9	Выведена из эксплуатации в 2013 г.	
		МК-142	Мясницкий пр. 2/1	-	-	-	-	-	-	0,5	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,5	Выведена из эксплуатации в 2014 г.	
		МК-231	Лихов пер. 2/12	-	-	-	-	-	-	2,6	0,0	2,6	0,0	2,6	0,0	2,6	Выведена из эксплуатации в 2014 г.	
		МК-144	Даев пер. 3	-	-	-	-	-	-	2,2	0,3	2,2	0,3	2,2	0,3	2,2	Выведена из эксплуатации в 2014 г.	
		МК-221	Каретный Б. пер. 4	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4	0,0	1,4	0,0	1,4	Выведена из эксплуатации в 2015 г.	
		МК-116	Мясницкая ул. 48/1	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	0,1	0,8	0,1	0,8	Выведена из эксплуатации в 2015 г.	
		МК-127	Краснопрудная ул. 22А	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,0	0,3	0,0	0,3	Выведена из эксплуатации в 2015 г.	
		МК-112	Колокольников пер. 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	0,04	0,8	Выведена из эксплуатации в 2016 г.	
		МК-123	Сухаревская Б. пл. 16/18, с. 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4	0,0	1,4	Выведена из эксплуатации в 2016 г.	
		МК-235	Петровский бульв. 19/2, с. 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,7	Выведена из эксплуатации в 2017 г.	
8	ТЭЦ-25	РТС "Рублево"	Оршанская ул. 6, к. 2	-	32,0	-	32,0	-	26,6	-	26,6	-	13,4	-	13,3	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		РТС "Кунцево"	Верейская ул. 35	-	39,2	-	39,2	-	33,1	-	33,1	-	35,5	-	37,9	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		РТС "Крылатское"	Осенняя ул. 29	-	33,3	-	33,3	-	18,4	-	18,4	-	35,0	-	35,0	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		РТС "Переделкино"	Боровское ш. 10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35,9	-	35,9	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		РТС "Терешково"	Терешково ул. 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,8	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		РТС "Солнцево"	Щорса ул. 13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,8	Переключение в НОП (ежегодно)
		РТС "Матвеевская"	Очаковское шоссе, д. 14	-	24,7	-	24,7	109,1	24,7	109,1	24,7	109,1	24,7	109,1	24,7	109,1	109,1	Переключение нагрузки в 2013 г. Выведена из эксплуатации в 2014 г.
		КТС-24	Василисы Кожинной ул. 21	-	10,2	-	10,2	-	9,8	-	9,8	-	8,8	-	12,8	74,6	-	Переключение нагрузки в 2017 г. Выведена в резерв
		КТС-26	Кастанаевская ул. 47, с. 2	-	9,0	-	9,0	-	8,1	-	8,1	-	9,2	-	7,3	64,1	-	Переключение нагрузки в 2017 г. Выведена в резерв
9	ТЭЦ-26	РТС "Красный Строитель"	Дорожная ул., д. 9/а	-	42,7	-	42,7	205,0	42,7	205,0	42,7	205,0	42,7	205,0	42,7	205,0	Переключение нагрузки в 2013 г. Выведена из эксплуатации в 2015 г.	
		РТС "Чертаново"	Днепропетровская ул. 12	-	55,6	-	55,6	-	49,1	-	49,1	-	50,0	-	56,6	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		РТС "Бирюлево"	Лебедянская ул. вл.3	-	36,1	-	36,1	-	37,7	-	37,7	-	35,6	249,9	45,0	249,9	Переключение нагрузки в 2016 г. Выведена в консервацию	
		РТС "Волхонка-ЗИЛ"	Азовская ул. 28	-	28,6	-	28,6	-	30,2	-	30,2	-	26,3	-	26,3	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		РТС "Южное Бутово"	Поляны ул. вл.75	-	49,0	-	49,0	-	51,1	-	51,1	-	48,0	-	56,7	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		КТС-54	Фруктовая ул. 22, кор.1	-	11,1	-	11,1	-	9,2	-	9,2	-	10,3	-	13,5	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		КТС-18	Криворожская ул, 4А	-	7,1	-	7,1	-	5,8	-	5,8	-	7,0	-	6,1	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		МК "Радиоцентр"	Краснолиманская ул. 21Г	-	-	-	-	-	-	-	0,2	1,9	0,2	1,9	0,2	1,9	Выведена из эксплуатации в 2015 г.	
Котельная ФГУП "Радиочастотный центр ЦФО"	Старокрымская ул. 13, с. 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,4	0,0	0,4	Выведена из эксплуатации в 2016 г.			
10	ТЭЦ-27	РТС "Бабушкино-1"	Искры ул. 17Б, с. 1	-	9,2	-	9,2	-	6,9	-	6,9	-	-	-	-	-	Переключение в НОП (ежегодно)	
		РТС "Бабушкино-2" (часть т/н)	Искры ул. 17Б	-	28,6	-	28,6	-	28,6	43,7	6,4	43,7	6,4	43,7	6,4	43,7	Переключение нагрузки в 2014 г. Выведена из эксплуатации в 2015 г.	
11	ГТЭС "Коломенское"	РТС "Коломенская"	Котляковский 1-й пер. 5	-	-	-	-	-	-	-	-	188,4	27,9	188,4	27,9	188,4	Совместная работа с 2015 года	
ИТОГО по ТЭЦ				0,0	632,7	30,0	633,3	540,7	613,4	766,2	611,0	964,1	702,3	1 217,4	782,7	1 492,2		
12	РТС "Некрасовка"	КТС "Некрасовка"	Вольская 2-я ул. 18	-	-	39,6	8,2	39,6	8,2	39,6	8,2	39,6	8,2	39,6	8,2	39,6	Переключение нагрузки в 2012 г. Выведена из эксплуатации в 2013 г.	
13	МК-223 Долгоруковская, 33, с. 13	МК-219	Чаянова ул. 18-18А, с. 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,6	0,0	3,6	Выведена из эксплуатации в 2016 г.	
ИТОГО по котельным				0,0	0,0	39,6	8,2	39,6	8,2	39,6	8,2	39,6	8,2	43,2	8,2	43,2		
ВСЕГО				0,0	632,7	69,6	641,5	580,3	621,6	805,8	619,2	1 003,7	710,5	1 260,6	790,9	1 535,3		
Примечание - Принятые сокращения ОП - отопительный период, НОП - неотопительный (летний) период.																		

Схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363) предусмотрена дальнейшая программа переключений тепловых нагрузок с 71 котельных ПАО «МОЭК», ПАО «Мосэнерго» и других котельных Москвы на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго», источники тепловой энергии ПАО «МОЭК», ООО «ТСК Новая Москва», ООО «ТСК Мосэнерго» и других организаций в отопительном и неоперительном периодах на период 2016-2030 гг. Кроме того, в соответствии с предоставленными исходными данными в 2017 г. выполнены переключения тепловых нагрузок в неоперительный период с 4 котельных: РТЭС «Курьяново», РТС «Переделкино», РТС «Терешково», РТС «Солнцево» и запланировано переключение тепловой нагрузки с МК-319 «Самокатная» на ТЭЦ-8 при выводе котельной из эксплуатации.

Сравнение программы переключений тепловых нагрузок, предусмотренной в «Схеме теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий» (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363), с фактически реализованными и/или предусмотренными инвестиционными программами теплоснабжающих организаций мероприятиями представлено в таблице 1.25.

Таблица 1.25 – Сравнение программы переключений тепловых нагрузок, предусмотренной в Схеме теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363), с фактически реализованными и/или предусмотренными инвестиционными программами теплоснабжающих организаций мероприятиями

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Наименование котельной, тепловые потребители которых переключаются на другие источники тепловой энергии	Собственник котельной	Намечаемый год (период) реализации согласно утв. Схеме теплоснабжения до 2030 г.		Сведения о выполненных переключениях в период 2016-2017 гг. и/или предусмотренных действующими ИП		Примечание
				Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	
I. ТЭЦ ПАО "Мосэнерго"								
1	ТЭЦ-8	РТС "Фрезер"	ПАО "Мосэнерго"	До 01.10.2018	Не выводится	Включение в работу на свою зону теплоснабжения до начала ОП 2018-2019 гг.	-	В резерве с ОП 2013-2014 гг.
		РТС "Нагатино"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		6 Малых котельных (МК)	ПАО "МОЭК"	2016-2023 гг.	2016-2023 гг.			
		в том числе:						
		Воронцовская ул. 2/10 (МК-312)	ПАО "МОЭК"	2016 г.	2016 г.	Выполнено в 2016 г.	Выполнено в 2016 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Солженицына А. ул. 29/18 (Коммунистическая Б.) (МК-323)	ПАО "МОЭК"	2017 г.	2017 г.	2018 г.	2018 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий. Выведена из эксплуатации 02.04.2018.
		Воронцовская ул. 1/3 с.2а (МК-333)	ПАО "МОЭК"	2016 г.	2016 г.	Выполнено в 2016 г.	Выполнено в 2016 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Николаямский пер. 3а (МК-342)	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	2019 г.	2019 г.	Перенос сроков на более ранний срок в соответствии с письмом ПАО "МОЭК" от 21.06.2017 № АП/07-8642/17
		Николаямская ул. 54 (МК-338)	ПАО "МОЭК"	2016 г.	2016 г.	Выполнено в 2017 г.	Выполнено в 2017 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		Сергия Радонежского ул. 13/1 (9/8) (МК-321)	ПАО "МОЭК"	2023 г.	2023 г.	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
		МК-319 "Самокатная"	ПАО "МОЭК"	-	-	2020 г.	2020 г.	Схемой теплоснабжения не предусматривалось
2	ТЭЦ-9	МК "Дубининская"	ПАО "МОЭК"	2017 г.	2017 г.	Выполнено в 2017 г.	Выполнено в 2017 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
3	ТЭЦ-16	РТС "Красная Пресня"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		Лесная ул. 18 (МК-217)	ПАО "МОЭК"	2016 г.	2016 г.	Выполнено в 2017 г.	Выполнено в 2017 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
4	ТЭЦ-21	РТС "Отрадное"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Новомосковская"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Переяславская"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС-405	ПАО "Мосэнерго"	2017 г.	2020 г.	-	-	ИП не предусматривается
		КТС "Северная"	ПАО "Мосэнерго"	2020 г.	2023 г.	2020 г.	2021 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Новослободская ул. 29 с.1 (МК-234)	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	2020 г.	2020 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
5	ТЭЦ-22	РТС "Люблино"	ПАО "Мосэнерго"	2016 г.	2019 г.	Выполнено в 2017 г.	2018-2019 гг.	Перенос сроков на более поздний срок в соответствии с письмом ПАО "МОЭК" от 19.06.2016 № АП/07-351/16
		РТС "Перово"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Жулебино"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТЭС "Курьяново"	ПАО "Мосэнерго"	-	-	в НОП 2017 г.	Не выводится	Летние переключения
		КТС "Косино"	ПАО "МОЭК"	2018 г.	2021 г.	2018 г.	2019 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		МК "Каскадная"	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	-	-	ИП не предусматривается
6	ТЭЦ-23	РТС "Ростокино"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Бабушкино-1"	ПАО "Мосэнерго"	-	-	в НОП 2017 г.	Не выводится	Летние переключения

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Наименование котельной, тепловые потребители которых переключаются на другие источники тепловой энергии	Собственник котельной	Намечаемый год (период) реализации согласно утв. Схеме теплоснабжения до 2030 г.		Сведения о выполненных переключениях в период 2016-2017 гг. и/или предусмотренных действующими ИП		Примечание
				Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	
		КТС-28	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Перенос сроков на более поздний срок в соответствии с письмом ПАО "МОЭК" от 21.06.2017 № АП/07-8642/17 с учетом перевода абонентов на закрытую схему
		КТС-42	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Перенос сроков на более поздний срок в соответствии с письмом ПАО "МОЭК" от 21.06.2017 № АП/07-8642/17 с учетом перевода абонентов на закрытую схему
		10 МК	ПАО "МОЭК"	2016-2023 гг.	2016-2023 гг.			
		в том числе:						
		Колокольников пер. 24 (МК-112)	ПАО "МОЭК"	2016 г.	2016 г.	Выполнено в 2016 г.	Выполнено в 2016 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Сухаревская Б. пл. 16/18 с.3 (МК-123)	ПАО "МОЭК"	2016 г.	2016 г.	Выполнено в 2016 г.	Выполнено в 2016 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Петровский бульв. 19/2 с.5 (МК-235)	ПАО "МОЭК"	2017 г.	2017 г.	Выполнено в 2017 г.	Выполнено в 2017 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Сретенка ул. 27 с.8 (МК-110)	ПАО "МОЭК"	2017 г.	2017 г.	2018 г.	2018 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		Садовая-Сухаревская ул. 8/12 (МК-104)	ПАО "МОЭК"	2017 г.	2017 г.	2018 г.	2018 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		Русаковская ул. 18/20 (МК-136)	ПАО "МОЭК"	2017 г.	2017 г.	2018 г.	2018 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		Костянский пер. 10 к.2 (МК-118)	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	2020 г.	2020 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Даев пер. 29А (МК-122)	ПАО "МОЭК"	2019 г.	2019 г.	-	-	ИП не предусматривается
		Каретный М. пер. 14/11 с.2 (МК-232)	ПАО "МОЭК"	2022 г.	2022 г.	2021 г.	2021 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения, в более ранние сроки
		Цветной бульв. 21 с.13 (МК-236)	ПАО "МОЭК"	2023 г.	2023 г.	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
7	ТЭЦ-25	РТС "Рублево"	ПАО "Мосэнерго"	2016 г.	2019 г.	-	-	В 2016 г. выполнялась перекладка сетей для закрытия РТС. В ИП дальнейшие мероприятия по выводу РТС не предусмотрены
		РТС "Кунцево"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Крылатское"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Переделкино"	ПАО "МОЭК"	-	-	в НОП 2017 г.	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Терешково"	ПАО "МОЭК"	-	-	в НОП 2017 г.	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Солнцево"	ПАО "МОЭК"	-	-	в НОП 2017 г.	Не выводится	Летние переключения
		КТС-24	ПАО "Мосэнерго"	2020 г.	2023 г.	Выполнено в 2017 г.	2019 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения, в более ранние сроки
		КТС-26	ПАО "Мосэнерго"	2020 г.	2023 г.	Выполнено в 2017 г.	2019 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения, в более ранние сроки
		КТС-11	ПАО "Мосэнерго"	2021 г.	2024 г.	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
		КТС-11А	ПАО "Мосэнерго"	2021 г.	2024 г.	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
		МК "Западный порт"	ПАО "Мосэнерго"	2019 г.	2019 г.	-	-	ИП не предусматривается
		Котельная № 51	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	2021 г.	- *	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
		Котельная № 60	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	2021 г.	- *	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
Котельная Цех № 12 (ЖКС)	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	2021 г.	- *	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП		

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Наименование котельной, тепловые потребители которых переключаются на другие источники тепловой энергии	Собственник котельной	Намечаемый год (период) реализации согласно утв. Схеме теплоснабжения до 2030 г.		Сведения о выполненных переключениях в период 2016-2017 гг. и/или предусмотренных действующими ИП		Примечание
				Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	
8	ТЭЦ-26	РТС "Бирюлево"	ПАО "Мосэнерго"	2016 г.	2019 г.	Выполнено в 2016 г.	2017-2018 гг.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		РТС "Чертаново"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Ленино-Дачное"	ПАО "Мосэнерго"	2017 г.	2020 г.	-	-	ИП не предусматривается
		РТС "Волхонка-ЗИЛ"	ПАО "Мосэнерго"	2016 г.	2019 г.	-	-	ИП не предусматривается
		РТС "Южное Бутово"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС-54	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС-18	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС "Мелитопольская"	ПАО "Мосэнерго"	2018 г.	2020 г.	-	-	ИП не предусматривается
		Котельная ФГУП "Радиочастотный центр ЦФО"	ФГУП "Радиочастотный центр ЦФО"	2016 г.	- *	Выполнено в 2016 г.	Выполнено в 2016 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
9	РТС "Коломенская"	Котельная ГУП "НПО "Мосгормаш"	ГУП "НПО "Мосгормаш"	2018 г.	- *			
10	РТС "Теплый Стан"	КТС "Мосрентген"	ООО "ТСК Новая Москва"	2021 г.	2024 г.	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
		Котельная ООО "Мосрентген"	ООО "Мосрентген"	2021 г.	2021 г.			
Итого по источникам ПАО «Мосэнерго» (всего 66 котельных, в т.ч.: 23 РТС, 13 КТС, 22 МК, 8 ВК)								
II. Источники ПАО "МОЭК"								
11	МК Долгоруковская, 33	МК-219	ПАО "МОЭК"	2016 г.	2016 г.	Выполнено в 2016 г.	Выполнено в 2016 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
12	АИТ № 8А Родионовская ул.18	Котельная ФГАУ "ОК "Шереметьевский" УДП РФ	ФГАУ "ОК "Шереметьевский" УДП РФ	2019 г.	Не выводится			ИП не предусматривается
Итого по источникам ПАО «МОЭК» (всего 2 котельных, в т.ч.: 1 МК, 1 ВК)								
III. Источники ООО "ТСК Новая Москва"								
13	КТС-1 (г. Московский)	КТС-2 (г. Московский)	ООО "ТСК Новая Москва"	2017 г.	2020 г.	-	-	ИП не предусматривается
14	Котельная "Троицк"	Котельная Центральная	МУП "Троицктеплоэнерго"	2025 г.	-	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
15		Котельная № 13	МУП "Троицктеплоэнерго"	2020 г.	2020 г.	-	-	ИП не предусматривается
16	Котельная "Коммунарка"	КТС "Коммунарка"	ООО "ТСК Новая Москва"	2018 г.	2021 г.	-	-	ИП не предусматривается
17	КТС-1 г.о. Щербинка	МК "Щербинка"	ПАО "МОЭК"	2021 г.	2021 г.	-	-	Срок реализации за рамками разработки ИП
18	КТС-8 п. Кокошкино	Автономный энергоблок п. Кокошкино	АО "Коммунальный энергетик"	2016 г.	2016 г.	-	-	Передана в ООО "ТСК Новая Москва". Электрогенерирующая часть выведена из эксплуатации, переключение в ИП не предусмотрено
Итого по источникам ООО «ТСК Новая Москва» (всего 6 котельных, в т.ч.: 2 КТС, 1 МК, 3 ВК)								
IV. Источники ООО "ТСК Мосэнерго" (Зеленоградский филиал)								
19	РТЭС-3 (г. Зеленоград)	РТС-1 (г. Зеленоград)	ООО "ТСК Мосэнерго"	2018 г.	2021 г.	2019 г.	2020 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
Итого по источникам ООО «ТСК Мосэнерго» (всего 1 котельная, в т.ч. 1 РТС)								
V. Источники других организаций								
20	ГТЭС «Внуково»**	РТС «Внуково»	ПАО "МОЭК"	Ежегодно в ОП/НОП	Не выводится	-	-	Не выполнено
Итого по источникам других организаций (всего 1 котельная, в т.ч. 1 РТС)								
ИТОГО по источникам г. Москвы (всего 76 котельных, в т.ч.: 25 РТС, 15 КТС, 24 МК, 12 ВК)								
Примечание - Принятые в таблице сокращения НОП - неотапительный период, ОП - отопительный период.								
* Год (период) переключения тепловых нагрузок с котельных других организаций год (период) их вывода из эксплуатации зависит от решений собственников данных источников тепловой энергии и уточняется в ежегодных актуализациях схемы теплоснабжения.								
** Предусматривается организация совместной работы ГТЭС «Внуково» с РТС «Внуково» на одну теплофикационную зону, при этом ГТЭС «Внуково» работает в отопительный период, а РТС «Внуково» в неотапительный летний период.								

В результате выполненного анализа программы переключения котельных, фактически реализованных мероприятий за 2016-2017 гг. и мероприятий, предусмотренных инвестиционными программами на период 2018-2020 гг. выявлено, что из предусмотренных к переключению 76 котельных:

- 15 котельных (13 РТС, 2 КТС) переключаются ежегодно в неотапительный период;
- 16 котельных переключены в период 2016-2017 гг., из которых 3 котельные – в более ранние сроки и 3 котельные – с отставанием сроков;
- 14 котельных предусмотрены к переключению инвестиционными программами теплоснабжающих организаций на период до 2020 г., из которых 2 котельные планируются в более ранние сроки и 5 котельных запланировано с отставанием сроков;
- 11 котельных предусматривается к переключению со сроками реализации за рамками разработки инвестиционных программ;
- 4 котельных дополнительно (за рамками схемы теплоснабжения) переключены в летний период 2017 г. (РТЭС «Курьяново», РТС «Переделкино», РТС «Терешково», РТС «Солнцево») и запланировано переключение тепловых нагрузок с МК-319 «Самокатная» на ТЭЦ-8 в 2020 г.;
- 15 котельных к переключению не предусмотрены, в том числе 7 котельных, запланированных на 2016-2017 гг., включая организацию совместной зоны РТС «Внуково» и ГТЭС «Внуково».

По зонам действия 15 котельных, не предусмотренных к переключению, а также по зонам действия котельных, сроки реализации переключения которых находятся за границами разработки инвестиционных программ, и по зонам действия котельных, переключение тепловых нагрузок которых в схеме теплоснабжения до 2030 года не планировалось, актуализированы тепловые нагрузки потребителей с учетом планируемого развития, актуализированы технические решения, выполнены расчеты необходимых капитальных вложений и расчеты экономической эффективности мероприятий по переключению тепловых нагрузок потребителей. Основные технические решения по рассматриваемым вариантам переключения тепловых нагрузок котельных представлены в разделе 1.2. Результаты расчетов экономической эффективности капиталовложений в рассмотренные мероприятия по переключению тепловой нагрузки с котельных на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и другие источники тепловой энергии представлены в разделе 1.3 книги 2.6.

В соответствии с письмом ООО «Газпром энергохолдинг» от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2 представлены сводные предложения ПАО «МОЭК», ПАО «Мосэнерго» и ООО «ТСК Новая Москва» по актуализации схемы теплоснабжения на период до 2033 года, в том числе в части

актуализации мероприятий по переключению тепловых нагрузок с 4 МК и 2 котельных других организаций:

- Сергия Радонежского ул. 13/1 (9/8) (МК-321) – перенос сроков реализации с 2023 г. на 2020 г.;
- МК-319 «Самокатная» – перенос сроков реализации на с 2020 г. на 2018 г.;
- Каретный М. пер. 14/11 с.2 (МК-232) – перенос сроков реализации с 2022 г. на 2020 г.;
- Цветной бульв. 21 с.13 (МК-236) – перенос сроков реализации с 2023 г. на 2020 г.;
- Котельная АО «Стройдеталь» – предложения по включению в программу переключений;
- Котельная № 1 ОАО НПО «Наука» – предложения по включению в программу переключений.

В соответствии с программой мероприятий по переключению тепловых нагрузок, предусмотренной схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363), с учетом фактически реализованных и предусмотренных инвестиционными программами теплоснабжающих организаций мероприятиями и сводных предложений ПАО «МОЭК», ПАО «Мосэнерго» и ООО «ТСК Новая Москва» по актуализации схемы теплоснабжения на период до 2033 года (письмо ООО «Газпром энергохолдинг» от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2), и на основании актуализированных результатов выполненных расчетов экономической эффективности капиталовложений в мероприятия по переключению тепловых нагрузок сформирована сводная программа переключений тепловых нагрузок с котельных на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и другие источники тепловой энергии на период до 2033 года (таблица 1.26).

Таблица 1.26 – Сводная программа переключений тепловых нагрузок с котельных на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и другие источники тепловой энергии на период до 2033 г.

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Наименование котельной, тепловые потребители которых переключаются на другие источники тепла	Владелец котельной	Намечаемый год (период) реализации до 2033 года		Примечание
				Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	
I. Источники ПАО "Мосэнерго"						
1	ТЭЦ-8	РТС "Фрезер"	ПАО "Мосэнерго"	До 01.10.2025 ²⁾	Не выводится	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок нецелесообразно при окончательном выводе из эксплуатации РТС "Фрезер"
		РТС "Нагатино"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		Солженицына А. ул. 29/18 (Коммунистическая Б.) (МК-323)	ПАО "МОЭК"	2018 г.	2018 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий. Выведена из эксплуатации 02.04.2018.
		Николаямский пер. 3а (МК-342)	ПАО "МОЭК"	2019 г.	2019 г.	Перенос сроков на более ранний срок в соответствии с письмом ПАО "МОЭК" от 21.06.2017 № АП/07-8642/17
		Николаямская ул. 54 (МК-338)	ПАО "МОЭК"	Выполнено в 2017 г.	Выполнено в 2017 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		Сергия Радонежского ул. 13/1 (9/8) (МК-321)	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	Перенос сроков на более ранний срок в соответствии с письмом ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2
		МК-319 "Самокатная"	ПАО "МОЭК"	2018 г.	2018 г.	Перенос сроков на более ранний срок в соответствии с письмом ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2. По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
		Котельная ОАО "ВНИИавтогенмаш"	ОАО "ВНИИавтогенмаш"	2018 г.	- ¹⁾	Отставание сроков выполнения мероприятий
2	ТЭЦ-9	МК "Дубининская"	ПАО "МОЭК"	Выполнено в 2017 г.	Выполнено в 2017 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
3	ТЭЦ-16	РТС "Красная Пресня"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		Лесная ул. 18 (МК-217)	ПАО "МОЭК"	Выполнено в 2017 г.	Выполнено в 2017 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		Котельная № 1 ОАО НПО "Наука"	ОАО НПО "НАУКА"	2020 г.	2020 г.	Предложения по включению в Схему в соответствии с письмом ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2. По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
4	ТЭЦ-21	РТС "Отрадное"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Новомосковская"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Переяславская"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС-405 "Стандартная"	ПАО "Мосэнерго"	2019 г. ⁴⁾	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
		КТС "Северная" ⁵⁾	ПАО "Мосэнерго"	2020 г.	2021 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Новослободская ул. 29 с.1 (МК-234)	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
5	ТЭЦ-22	РТЭС "Люблино"	ПАО "Мосэнерго"	Выполнено в 2017 г.	2018 г.	Перенос сроков на более поздний срок в соответствии с письмом ПАО "МОЭК" от 19.06.2016 № АП/07-351/16
		РТС "Перово"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Жулебино"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТЭС "Курьяново"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС "Косино" ⁵⁾	ПАО "МОЭК"	2019 г.	2020 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		МК "Каскадная" ⁵⁾	ПАО "МОЭК"	2019-2020 гг.	2019-2020 гг.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
6	ТЭЦ-23	РТС "Ростокино"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Бабушкино-1"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС-28	ПАО "МОЭК"	2021 г.	2022 г.	Перенос сроков на более поздний срок в соответствии с письмом ПАО "МОЭК" от 21.06.2017 № АП/07-8642/17 с учетом перевода абонентов на закрытую схему
		КТС-42	ПАО "МОЭК"	2021 г.	2022 г.	Перенос сроков на более поздний срок в соответствии с письмом ПАО "МОЭК" от 21.06.2017 № АП/07-8642/17 с учетом перевода абонентов на закрытую схему
		Петровский бульв. 19/2, с. 5 (МК-235)	ПАО "МОЭК"	Выполнено в 2017 г.	Выполнено в 2017 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Сретенка ул. 27, с. 8 (МК-110)	ПАО "МОЭК"	2018 г.	2018 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		Садовая-Сухаревская ул. 8/12 (МК-104)	ПАО "МОЭК"	2018 г.	2018 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий
		Русаковская ул. 18/20 (МК-136)	ПАО "МОЭК"	2018 г.	2018 г.	Отставание сроков выполнения мероприятий

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Наименование котельной, тепловые потребители которых переключаются на другие источники тепла	Владелец котельной	Намечаемый год (период) реализации до 2033 года		Примечание
				Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	
		Костянский пер. 10, к. 2 (МК-118)	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения
		Даев пер. 29А (МК-122)	ПАО "МОЭК"	2019 г.	2019 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно. Работы по переключению нагрузки предусмотрены силами инвестора в рамках инвестиционного контракта ООО «ФЛЭТ и Ко» с Правительством Москвы. Сроки реализации корректируются постановлениями.
		Каретный М. пер. 14/11, с. 2 (МК-232)	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	Перенос сроков на более ранний срок в соответствии с письмом ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2
		Цветной бульв. 21, с.13 (МК-236)	ПАО "МОЭК"	2020 г.	2020 г.	Перенос сроков на более ранний срок в соответствии с письмом ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2
		Котельная АО "Стройдеталь"	АО "Стройдеталь"	2019 г.	2019 г.	Предложения по включению в Схему в соответствии с письмом ООО "Газпром энергохолдинг" от 28.02.2018 № ДФ-1-02/2. По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
		РТС "Рублево"	ПАО "Мосэнерго"	до 01.10.2023 ³⁾	Не выводится	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок нецелесообразно при окончательном выводе из эксплуатации РТС "Рублево"
7	ТЭЦ-25	РТС "Кунцево"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Крылатское"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Переделкино"	ПАО "МОЭК"	в НОП 2017 г.	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Терешково"	ПАО "МОЭК"	в НОП 2017 г.	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Солнцево"	ПАО "МОЭК"	в НОП 2017 г.	Не выводится	Летние переключения
		КТС-24	ПАО "Мосэнерго"	Выполнено в 2017 г.	2018 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения, в более ранние сроки
		КТС-26	ПАО "Мосэнерго"	Выполнено в 2017 г.	2018 г.	В соответствии со Схемой теплоснабжения, в более ранние сроки
		КТС-11 ⁵⁾	ПАО "Мосэнерго"	2019 г.	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
		КТС-11А ⁵⁾	ПАО "Мосэнерго"	2019 г.	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
		ПК "Западный порт" ⁵⁾	ПАО "Мосэнерго"	2020 г.	2021 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
		Котельная № 51	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	2019 г.	- ¹⁾	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
Котельная № 60	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	2019 г.	- ¹⁾	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно		
Котельная Цех № 12 (ЖКС)	ФГУП ГКНПЦ им. М.В. Хруничева	2019 г.	- ¹⁾	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно		
8	ТЭЦ-26	РТС "Чертаново"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		РТС "Ленино-Дачное" (часть на ТЭЦ-26)	ПАО "Мосэнерго"	2019 г. ⁵⁾	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок нецелесообразно
		РТС "Волхонка-ЗИЛ"	ПАО "Мосэнерго"	2019 г. ⁵⁾	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок нецелесообразно
		РТС "Южное Бутово"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС-54	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС-18	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в НОП	Не выводится	Летние переключения
		КТС "Мелитопольская"	ПАО "Мосэнерго"	2020 г. ⁶⁾	2021 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
9	РТС "Коломенская"	Котельная ГУП "НПО "Мосгормаш"	ГУП "НПО "Мосгормаш"	2019 г.	- ¹⁾	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
		РТС "Ленино-Дачное" (часть на РТС "Коломенская")	ПАО "Мосэнерго"	2019 г. ⁵⁾	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
10	РТС "Южное Бутово"	КТС "Коммунарка"	ООО "ТСК Новая Москва"	2019 г.	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
Итого по источникам ПАО «Мосэнерго» (всего 60 котельных, в т. ч.: 22 РТС, 13 КТС, 18 МК, 7 котельных других организаций)						

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Наименование котельной, тепловые потребители которых переключаются на другие источники тепла	Владелец котельной	Намечаемый год (период) реализации до 2033 года		Примечание
				Переключения при выводе котельных в резерв	Вывод из эксплуатации	
II. Источники ООО "ТСК Новая Москва"						
11	КТС-1 (г. Московский)	КТС-2 (г. Московский)	ООО "ТСК Новая Москва"	2019 г.	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
12	КТС-1 г.о. Щербинка	МК "Щербинка"	ПАО "МОЭК"	2020 г. ⁷⁾	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
Итого по источникам ООО «ТСК Новая Москва» (всего 2 котельных, в т. ч. 1 КТС, 1 МК)						
III. Источники других организаций						
13	ГТЭС "Внуково" ⁸⁾	РТС "Внуково"	ПАО "МОЭК"	Ежегодно с 2019 г.	Не выводится	По результатам расчетов экономической эффективности выявлена целесообразность организация совместной зоны действия
14	ГТЭС "Коломенское" ⁹⁾	РТС "Коломенская"	ПАО "Мосэнерго"	Ежегодно в ОП/НОП	Не выводится	Выполняется переключение с ОП 2015-2016 гг. По результатам расчетов экономической эффективности выявлена целесообразность организация совместной зоны действия
15	ПГУ ТЭС "Терешково" ¹⁰⁾	РТС "Терешково", РТС "Солнцево"	ПАО "МОЭК"	Ежегодно с 2018 г.	Не выводится	По результатам расчетов экономической эффективности выявлена целесообразность организация совместной зоны действия. Планируется на 2017-2018 гг.
16	Котельная Центральная	Котельная № 13	МУП "Троицктеплоэнерго"	2020 г.	2020 г.	По результатам расчетов экономической эффективности осуществление переключения тепловых нагрузок целесообразно
Итого по источникам других организаций (всего 5 котельных, в т. ч. 4 РТС, 1 котельная других организаций)						
ИТОГО по источникам г. Москвы (всего 67 котельных, в т. ч.: 26 РТС, 14 КТС, 19 МК, 8 котельных других организаций)						
Примечание - Принятые в таблице сокращения НОП - неотапливаемый период, ОП - отопительный период.						
¹⁾ Переключение тепловых нагрузок с котельных других организаций и их вывод из эксплуатации зависит от решений собственников данных источников тепла и уточняется в ежегодных актуализациях схемы теплоснабжения. ²⁾ По существующему состоянию в консервации-резерве. Необходимость ввода РТС «Фрезер» в работу определяется ограничением пропускной способности тепломагистрали от ТЭЦ-8 М-3 2Ду800 - 3 500 т/ч (при существующей конфигурации тепловых сетей). При достижении расхода сетевой воды 3 500 т/ч - при подключении объектов перспективной застройки на территории «Серп и молот» и «Рязанский проспект» потребуются реконструкция магистрали от ТЭЦ-8 М-3 с увеличением диаметра с 2Ду800 до 2Ду1000 (между тепловыми камерами к05-0302-к05-0306 протяженностью 0,75 км и к05-0308 – к05-0309 протяженностью 0,171 км) или включение РТС «Фрезер» в работу (2019-2020 гг.). При проведении реконструкция магистрали от ТЭЦ-8 М-3 с увеличением диаметра с 2Ду800 до 2Ду1000 включение РТС «Фрезер» в работу потребуются при достижении расхода сетевой воды 5 000 т/ч (2025 г.). ³⁾ Необходимость ввода РТС «Рублево» в работу определяется ограничением пропускной способности тепломагистрали от ТЭЦ-25 М-9 «Карамышевская» - 7 000 т/ч. При достижении расхода сетевой воды 7 000 т/ч требуется включение РТС «Рублево» в работу. ⁴⁾ Переключение КТС-405 "Стандартная" должно быть увязано с учетом фактической реализации программы реновации в районе Алтуфьевский и уточняется в ежегодных актуализациях схемы теплоснабжения. ⁵⁾ Решение о возможности переключений РТС «Волхонка-ЗИЛ», РТС «Ленино-Дачное», КТС «Северная», КТС-11, 11А, КТС «Косино», МК "Каскадная", ПК «Западный порт» и сроки переключений уточняются с учетом актуализации экономической эффективности. ⁶⁾ Сроки переключения тепловых нагрузок зоны теплоснабжения КТС «Мелитопольская» уточняются при ежегодных актуализациях схемы теплоснабжения и зависят от реализации переключений тепловых нагрузок потребителей 1-4 мкр. Щербинки, а также от переключения части тепловых нагрузок РТС «Южное Бутово» на ТЭЦ-26. ⁷⁾ Переключение МК "Щербинка" должно быть увязано с учетом фактической реализации застройки 5-6 мкр. Щербинка и уточняется в ежегодных актуализациях схемы теплоснабжения. ⁸⁾ Предусматривается организация совместной работы ГТЭС "Внуково" с РТС "Внуково" на одну теплофикационную зону. ⁹⁾ Предусматривается организация совместной работы ГТЭС "Коломенское" с РТС "Коломенская" на одну теплофикационную зону. ¹⁰⁾ Предусматривается организация совместной работы ПГУ ТЭС "Терешково" с РТС "Терешково" и РТС "Солнцево" на одну теплофикационную зону.						

В соответствии со сводной программой переключений тепловых нагрузок с котельных на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и другие источники тепловой энергии на период 2017-2032 гг. предусматривается переключение тепловых нагрузок с 67 котельных, в том числе с:

- 7 котельных (1 РТС, 2 КТС и 4 МК) – реализовано в 2017 г., из них 4 МК выведены из эксплуатации в 2017 г., 1 РТС и 2 КТС – запланированы к выводу в 2018 г.;
- 19 котельных (17 РТС, 2 КТС) ежегодно в неотапительный период;
- 2 котельных (2 РТС) – при выводе их в резерв;
- 4 котельных (4 РТС) – при организации совместных зон действия;
- 34 котельных (2 РТС, 10 КТС, 15 МК и 7 котельных других организаций) – при выводе их из эксплуатации;
- 1 котельной других организаций (часть тепловой нагрузки) при сохранении в работе.

1.5 Мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

В Актуализации Схемы реконструкция котельных по переоборудованию в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусматривается.

1.6 Строительство, реконструкция и техническое перевооружение источников тепловой энергии

Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

При актуализации схемы теплоснабжения разработка программы ввода новых источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии выполняется в соответствии с обязательными требованиями, установленными законодательством Российской Федерации, включая требования следующих основных нормативных правовых актов:

- «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы» (утв. приказом Минэнерго России от 01.03.2017 № 143);
- «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2017 – 2022 годы» (утв. распоряжением Мэра Москвы от 28.04.2017 № 288-РМ);
- «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года» (утв. распоряжением Правительства РФ от 09.06.2017 № 1209-р);
- «Правила оптового рынка электрической энергии и мощности» (утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172).

Кроме того, актуализация схемы теплоснабжения осуществляется с учетом предложений теплоснабжающих и теплосетевых организаций для Актуализации Схемы.

В Актуализации Схемы предусматривается:

а) ввод в эксплуатацию в результате строительства:

- ПГУ ТЭС «Кожухово» в 2019 г. по адресу: ул. Салтыковская, вл. 4Б планируется согласно распоряжению Правительства Москвы от 12.05.2005 № 796-РП «Об итогах закрытого конкурса по выбору инвестора на реализацию инвестиционного проекта строительства газотурбинной электростанции ГТЭС «Кожухово». Суммарная установленная мощность на 01.01.2033 составит: электрическая 170 МВт, тепловая – 270 Гкал/ч, в том числе отборы паровой турбины – 150 Гкал/ч;
- Энергокомплекс "СРК "Легенды хоккея" (Энергокомплекс «ТЭН-Девелопмент») на территории реорганизуемой промышленной зоны «ЗИЛ» для энергоснабжения объектов спортивно-торгово-офисного комплекса «Легенды хоккея»

по адресу: Автозаводская ул. вл.23 (ЮАО), в соответствии со «Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2017 – 2022 годы» (утв. распоряжением Мэра Москвы от 28.04.2017 № 288-РМ). Суммарная установленная мощность на 01.01.2033 составит: электрическая 17,2 МВт, тепловая – 27,9 Гкал/ч.

Строительство других источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии не предусматривается;

б) техническое перевооружение и реконструкция на:

– ТЭЦ МЭИ в 2019 г. по адресу: Красноказарменная ул, д. 17, планируется в соответствии со «Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2017 – 2022 годы» (утв. распоряжением Мэра Москвы от 28.04.2017 № 288-РМ) с вводом ПГУ установленной электрической мощностью 11 МВт, тепловой – 6 Гкал/ч. Суммарная установленная мощность на 2033 г. составит: электрическая – 16,8 МВт, тепловая – 31 Гкал/ч, в том числе отборы паровой турбины – 31 Гкал/ч;

– ТЭЦ ПАО «Мосэнерго»:

1) на ГЭС-1 предлагается реконструкция 1 энергетического котла с заменой на новый котел, модернизация 3 паровых турбин с переводом их на номинальные параметры свежего пара, вывод в длительную консервацию 1 паровой турбины, вывод из эксплуатации 3 энергетических котлов, исчерпавших ресурс. Установленная мощность ГЭС-1 снижается (электрическая – минус 12 МВт, тепловая – минус 67 Гкал/ч), но оказывается достаточной для надежного обеспечения перспективной тепловой нагрузки;

2) на 6 городских теплоэлектроцентралях (ТЭЦ-9, ТЭЦ-12, ТЭЦ-20, ТЭЦ-21, ТЭЦ-23, ТЭЦ-26) предусматривается реконструкция 8 турбоагрегатов с заменой паровых турбин на новые турбины, в том числе замена 3 турбоагрегатов при реконструкции энергоблоков СКД 250 МВт. Суммарное увеличение установленной электрической мощности составит плюс 185 МВт, тепловой плюс 145 Гкал/ч;

3) на ТЭЦ-20 предусматривается ввод 2-х ПВК для резервирования ПГУ, увеличение установленной тепловой мощности составит плюс 240 Гкал/ч;

4) на областной ТЭЦ-22 предусматривается реконструкция 3 турбоагрегатов с заменой паровых турбин на новые турбины при реконструкции энергоблоков СКД 240 МВт. Суммарное увеличение установленной электрической мощности составит плюс 405 МВт, тепловой плюс 456 Гкал/ч;

5) на ТЭЦ-25 реконструкция двух ПВК суммарной мощностью 360 Гкал/ч.

Техническое перевооружение и реконструкция других источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии не предусматривается.

Техническое перевооружение и реконструкция других источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии не предусматривается.

Котельные

В Актуализации Схемы предусматривается:

а) ввод в эксплуатацию в результате строительства:

– 50 котельных, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку потребителей, суммарной установленной тепловой мощностью 1 924,6 Гкал/ч;

б) техническое перевооружение и реконструкция:

– котельные ПАО «Мосэнерго» - 3 котельные с реконструкцией основного оборудования суммарной установленной тепловой мощностью 560 Гкал/ч;

– котельные ПАО «МОЭК» - 57 котельных с реконструкцией основного оборудования суммарной установленной тепловой мощностью 2 809 Гкал/ч;

– котельные ООО «ТСК Мосэнерго» - 4 котельных с реконструкцией основного оборудования суммарной установленной тепловой мощностью 1 000 Гкал/ч;

– котельные ООО «ТСК Новая Москва» - 44 котельных с реконструкцией основного оборудования суммарной установленной тепловой мощностью 622 Гкал/ч;

– котельные других организаций - 30 котельных с реконструкцией основного оборудования суммарной установленной тепловой мощностью 400 Гкал/ч.

Подробно предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлены в книге 2.3.

Ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии должен быть осуществлен в соответствии с обязательными требованиями, установленными законодательством Российской Федерации, и проектной документацией.

1.7 Строительство и реконструкция тепловых сетей

Общая протяженность участков тепловых сетей, рекомендуемая к новому строительству и реконструкции на территории города Москвы и Московской области, составит 366,9 км (Дуср282), в том числе от источников тепловой энергии, расположенных на территории ТиНАО – 109,4 км (Дуср341), на территории Московской области – 16,4 км (Дуср340).

Всего на территории города Москвы (в том числе ТиНАО) и Московской области в период до 2033 г. необходимо реализовать следующие мероприятия:

а) строительство новых тепловых сетей диаметром 30 - 1 200 мм общей протяженностью 343,3 км (Дуср 262), в том числе:

- город Москва без ТиНАО – 227,2 км (Дуср 222), в том числе от источников тепловой энергии:

- 1) ПАО «Мосэнерго» - 183,8 км (Дуср218);
- 2) ПАО «МОЭК» - 16,8 км (Дуср224);
- 3) ООО «ТСК Мосэнерго» - 4,3 км (Дуср281);
- 4) ООО «ТСК Новая Москва» - 5,5 км (Дуср245);
- 5) когенерационные источники других организаций – 1,0 км (Дуср248);
- 6) при совместной работе источников – 13,8 км (Дуср216);
- 7) новых источников – 1,95 км (Дуср398);

- город Москва в новых границах (территория ТиНАО) – 101,0 км (Дуср348), в том числе от источников тепловой энергии:

- 1) ПАО «Мосэнерго» - 8,3 км (Дуср502);
- 2) ПАО «МОЭК» - 0,8 км (Дуср422);
- 3) ООО «ТСК Новая Москва» - 8,5 км (Дуср205);
- 4) котельных других организаций, находящихся в эксплуатации ООО «ТСК Новая Москва» – 1,2 км (Дуср194);
- 5) котельных других организаций – 12,3 км (Дуср202);
- 6) при совместной работе источников – 7,7 км (Дуср269);
- 7) новых котельных – 62,2 км (Дуср387);

- Московская область – 15,1 км (Дуср290), в том числе от источников ПАО «Мосэнерго» - 15,1 км (Дуср290);

б) реконструкцию трубопроводов общей протяженностью 23,6 км (Дуср577), в том числе:

- город Москва без ТиНАО – 13,9 км (Дуср735), в том числе от источников тепловой энергии:

- 1) ПАО «Мосэнерго» - 9,9 км (Дуср733);
- 2) ПАО «МОЭК» - 3,0 км (Дуср812);
- 3) ООО «ТСК Мосэнерго» - 0,3 км (Дуср700);
- 4) при совместной работе источников – 0,5 км (Дуср567);
- 5) ООО «ТСК Новая Москва» - 0,2 км (Дуср250);

- город Москва в новых границах (территория ТиНАО) – 8,4 км (Дуср260), в том числе от источников тепловой энергии:

- 1) ПАО «Мосэнерго» - 0,3 км (Дуср400);
- 2) ООО «ТСК Новая Москва» - 6,6 км (Дуср230);
- 3) котельных других организаций, тепловые сети которых находятся в эксплуатации ООО «ТСК Новая Москва» – 0,9 км (Дуср368);
- 4) котельных других организаций – 0,6 км (Дуср355);

- Московская область – 1,3 км (Дуср924), в том числе от источников ПАО «Мосэнерго» - 1,3 км (Дуср924);

в) перевод потребителей ($\Sigma Q_{гвс\ max}=339,1$ Гкал/ч) от РТС-1, РТС-2, РТЭС-3 г. Зеленоград, КТС-28, КТС-42, КТС №8 «Кокошкино», котельная №153 (п. Ватутинки), КТС № 307 КЭЧ "Теплый Стан" (п. Мосрентген), котельной ЗАО «Санаторий Ерино» на закрытую схему подключения горячего водоснабжения при строительстве ЦТП (согласно требованиям Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»);

г) мероприятия по строительству и реконструкции тепловых камер, установке регуляторов давления, перевод отопительных установок абонентов с зависимой схемы присоединения на независимую, организации НПС, переоборудования котельных в ЦТП и др.

Подробно предложения по строительству, реконструкции тепловых сетей и сооружений на них представлены в книге 2.4.

1.8 Баланс топливно-энергетических ресурсов

Баланс топливно-энергетических ресурсов источников ПАО «Мосэнерго» на 01.01.2017 (2016 г.), 01.01.2022 (2021 г.), 01.01.2027 (2026 г.), 01.01.2032 (2031 г.), 01.01.2033 (2032 г.) представлен в таблице 1.27, источников ПАО «МОЭК», ООО «ТСК Мосэнерго», ООО «ТСК Новая Москва» - в таблице 1.28, источников других организаций – в таблице 1.29, новых источников – в таблице 1.30, по городу Москве в целом с выделением ТиНАО – в таблице 1.31.

Подробно топливно-энергетические балансы и технико-экономические показатели по источникам тепловой энергии города Москвы.

Подробно топливно-энергетические балансы, технико-экономические показатели, перспективные максимальные часовые и годовые расходы основного и резервного топлива, расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива представлены в разделе 3 книги 2.3.

Таблица 1.27 – Баланс топливно-энергетических ресурсов источников ПАО «Мосэнерго» на 01.01.2017 (2016 г.), 01.01.2022 (2021 г.), 01.01.2027 (2026 г.), 01.01.2032 (2031 г.), 01.01.2033 (2032 г.)

№ п/п	Параметры	Единица измерения	ПАО "Мосэнерго"														
			На 01.01.2017 (2016 г.)			На 01.01.2022 (2021 г.)			На 01.01.2027 (2026 г.)			На 01.01.2032 (2031 г.)			На 01.01.2033 (2032 г.)		
			ТЭЦ	котельные	всего												
1	Установленная мощность на конец года	<i>MВт</i>	10 092	-	10 092	9 577	-	9 577	9 665	-	9 665	10 050	-	10 050	10 050	-	10 050
	- электрическая	<i>Гкал/ч</i>	33 073	9 189	42 262	32 284	7 325	39 609	32 579	7 385	39 964	33 407	7 385	40 792	33 407	7 385	40 792
2	Подключенная тепловая нагрузка расчетная, всего,	<i>Гкал/ч</i>	22 300	4 283	26 583	24 386	3 592	27 978	25 078	4 119	29 197	25 972	4 337	30 309	26 074	4 367	30 441
	в том числе:																
	- в паре	<i>т/ч</i>	224	-	224	224	-	224	224	-	224	224	-	224	224	-	224
	- в горячей воде	<i>Гкал/ч</i>	22 300	4 283	26 583	24 386	3 592	27 978	25 078	4 119	29 197	25 972	4 337	30 309	26 074	4 367	30 441
3	Выработка электроэнергии	<i>млн кВт·ч</i>	47 346	-	47 346	48 773	-	48 773	53 337	-	53 337	56 850	-	56 850	57 518	-	57 518
4	Отпуск электроэнергии	<i>млн кВт·ч</i>	43 369	-	43 369	44 605	-	44 605	48 868	-	48 868	52 146	-	52 146	52 778	-	52 778
5	Отпуск т/э внешним потребителям	<i>тыс. Гкал</i>	68 797	12 188	80 985	73 865	9 011	82 876	76 729	10 325	87 054	79 542	10 874	90 416	79 763	10 927	90 690
6	Расход условного топлива на отпущенную э/э и т/э, всего	<i>тыс. т у.т.</i>	21 423	1 899	23 321	22 135	1 402	23 537	23 881	1 608	25 489	25 189	1 694	26 883	25 417	1 703	27 120
	в том числе:																
	- на отпущенную теплоэнергию	<i>тыс. т у.т.</i>	11 366	1 899	13 265	12 128	1 402	13 530	12 613	1 608	14 221	13 079	1 694	14 773	13 117	1 703	14 820
	- на отпущенную электроэнергию	<i>тыс. т у.т.</i>	10 057	-	10 057	10 008	-	10 008	11 268	-	11 268	12 110	-	12 110	12 300	-	12 300
7	Удельный расход условного топлива																
	- на отпущенную теплоэнергию	<i>кг/Гкал</i>	165,2	155,8	163,8	164,2	155,5	163,3	164,4	155,7	163,4	164,4	155,8	163,4	164,4	155,8	163,4
	- на отпущенную электроэнергию	<i>г/кВт·ч</i>	231,9	-	231,9	224,4	-	224,4	230,6	-	230,6	232,2	-	232,2	233,1	-	233,1
8	Расход натурального топлива																
	- природный газ	<i>млн м³</i>	18 274	1 623	19 897	18 894	1 196	20 091	20 384	1 373	21 757	21 501	1 446	22 947	21 695	1 454	23 149
	- мазут	<i>тыс. т</i>	1,79	0,00	1,79	1,79	-	1,79	1,79	-	1,79	1,79	-	1,79	1,79	-	1,79
	- дизель	<i>тыс. т</i>	1,34	0,00	1,34	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00
	- уголь	<i>тыс. т</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00

Таблица 1.28 – Баланс топливно-энергетических ресурсов источников ПАО «МОЭК», ООО «ТСК Мосэнерго», ООО «ТСК Новая Москва» на 01.01.2017 (2016 г.), 01.01.2022 (2021 г.), 01.01.2027 (2026 г.), 01.01.2032 (2031 г.), 01.01.2033 (2032 г.)

№ п/п	Параметры	Единица измерения	ПАО "МОЭК"					ООО "ТСК Мосэнерго"					ООО "ТСК Новая Москва"				
			01.01.2017 (2016 г.)	01.01.2022 (2021 г.)	01.01.2027 (2026 г.)	01.01.2032 (2031 г.)	01.01.2033 (2032 г.)	01.01.2017 (2016 г.)	01.01.2022 (2021 г.)	01.01.2027 (2026 г.)	01.01.2032 (2031 г.)	01.01.2033 (2032 г.)	01.01.2017 (2016 г.)	01.01.2022 (2021 г.)	01.01.2027 (2026 г.)	01.01.2032 (2031 г.)	01.01.2033 (2032 г.)
1	Установленная мощность на конец года																
	- электрическая	МВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- тепловая	Гкал/ч	4 242	4 147	4 061	4 058	4 058	1 740	1 740	1 740	1 740	1 740	578	602	664	664	664
2	Подключенная тепловая нагрузка расчетная, всего,	Гкал/ч	2 069	2 347	2 539	2 611	2 626	719	809	882	959	963	379	470	495	546	547
	в том числе:																
	- в паре	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- в горячей воде	Гкал/ч	2 069	2 347	2 539	2 611	2 626	719	809	882	959	963	379	470	495	546	547
3	Выработка электроэнергии	млн кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Отпуск т/э внешним потребителям	тыс. Гкал	6 052	5 755	6 197	6 402	6 420	1 929	2 309	2 569	2 743	2 750	1 051	1 505	1 593	1 698	1 699
6	Расход условного топлива на отпущенную э/э и т/э, всего,	тыс. т у.т.	943	892	958	990	992	307	366	406	433	434	173	240	254	270	270
	в том числе:																
	- на отпущенную теплоэнергию	тыс. т у.т.	943	892	958	990	992	307	366	406	433	434	173	240	254	270	270
	- на отпущенную электроэнергию	тыс. т у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Удельный расход условного топлива																
	- на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	155,8	155,0	154,6	154,6	154,6	159,4	158,6	158,0	158,0	158,0	164,5	159,7	159,2	159,1	159,1
	- на отпущенную электроэнергию	г/кВт ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Расход натурального топлива																
	- природный газ	млн м ³	806	762	818	845	847	263	313	347	370	371	147	204	216	230	230
	- мазут	тыс. т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- дизель	тыс. т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,66	0,61	0,62	0,62	0,62
	- уголь	тыс. т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 1.29 – Баланс топливно-энергетических ресурсов источников других организаций на 01.01.2017 (2016 г.), 01.01.2022 (2021 г.), 01.01.2027 (2026 г.), 01.01.2032 (2031 г.), 01.01.2033 (2032 г.)

№ п/п	Параметры	Единица измерения	Источники других организаций														
			На 01.01.2017 (2016 г.)			На 01.01.2022 (2021 г.)			На 01.01.2027 (2026 г.)			На 01.01.2032 (2031 г.)			На 01.01.2033 (2032 г.)		
			коген.	котельные	всего	коген.	котельные	всего	коген.	котельные	всего	коген.	котельные	всего	коген.	котельные	всего
1	Установленная мощность на конец года																
	- электрическая	МВт	855	-	855	928	-	928	928	-	928	928	-	928	928	-	928
	- тепловая	Гкал/ч	1 805	9 507	11 312	1 543	9 169	10 711	1 543	9 179	10 721	1 543	9 196	10 739	1 543	9 196	10 739
2	Подключенная тепловая нагрузка расчетная,	Гкал/ч	311	3 213	3 523	339	3 214	3 553	397	3 309	3 706	428	3 317	3 745	431	3 317	3 747
	в том числе:																
	- в паре	т/ч	-	1 170	1 170	-	1 138	1 138	-	1 138	1 138	-	1 138	1 138	-	1 138	1 138
	- в горячей воде	Гкал/ч	311	3 213	3 523	339	3 214	3 553	397	3 309	3 706	428	3 317	3 745	431	3 317	3 747
3	Выработка электроэнергии	млн кВт·ч	3 566	-	3 566	4 710	-	4 710	4 805	-	4 805	4 822	-	4 822	4 829	-	4 829
4	Отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	3 362	-	3 362	4 485	-	4 485	4 568	-	4 568	4 582	-	4 582	4 588	-	4 588
5	Отпуск т/э внешним потребителям	тыс. Гкал	1 541	11 501	13 042	2 753	11 812	14 564	3 057	12 177	15 233	3 168	12 221	15 389	3 190	12 222	15 411
6	Расход условного топлива на отпущенную э/э и т/э, всего,	тыс. т у.т.	1 038	1 897	2 936	1 419	1 941	3 359	1 466	2 000	3 465	1 476	2 007	3 482	1 479	2 007	3 485
	в том числе:																
	- на отпущенную теплоэнергию	тыс. т у.т.	183	1 897	2 081	333	1 941	2 275	369	2 000	2 369	381	2 007	2 388	383	2 007	2 390
	- на отпущенную электроэнергию	тыс. т у.т.	855	-	855	1 084	-	1 084	1 096	-	1 096	1 094	-	1 094	1 095	-	1 095
7	Удельный расход условного топлива																
	- на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	118,9	165,0	159,5	121,1	164,4	156,2	120,6	164,3	155,5	120,1	164,2	155,2	120,1	164,2	155,1
	- на отпущенную электроэнергию	г/кВт ч	254,4	-	254,4	241,8	-	241,8	240,0	-	240,0	238,8	-	238,8	238,7	-	238,7
8	Расход натурального топлива																
	- природный газ	млн м ³	885	1 526	2 412	1 211	1 567	2 778	1 252	1 613	2 865	1 260	1 619	2 879	1 263	1 619	2 882
	- мазут	тыс. т	0,00	73,89	73,89	-	75,96	75,96	-	79,13	79,13	-	79,13	79,13	-	79,13	79,13
	- дизель	тыс. т	0,00	1,47	1,47	-	1,49	1,49	-	1,49	1,49	-	1,49	1,49	-	1,49	1,49
	- уголь	тыс. т	0,00	2,20	2,20	-	1,32	1,32	-	1,32	1,32	-	1,32	1,32	-	1,32	1,32

Таблица 1.30 – Баланс топливно-энергетических ресурсов новых источников на 01.01.2017 (2016 г.), 01.01.2022 (2021 г.), 01.01.2027 (2026 г.), 01.01.2032 (2031 г.), 01.01.2033 (2032 г.)

№ п/п	Параметры	Единица измерения	Новые котельные				
			01.01.2017 (2016 г.)	01.01.2022 (2021 г.)	01.01.2027 (2026 г.)	01.01.2032 (2031 г.)	01.01.2033 (2032 г.)
1	Установленная мощность на конец года	<i>МВт</i>	-	-	-	-	-
	- электрическая	<i>Гкал/ч</i>	-	575	1 178	1 889	1 889
2	Подключенная тепловая нагрузка расчетная, в том числе:	<i>Гкал/ч</i>	-	260	806	1 463	1 624
	- в паре	<i>т/ч</i>	-	-	-	-	-
	- в горячей воде	<i>Гкал/ч</i>	-	260	806	1 463	1 624
3	Выработка электроэнергии	млн кВт·ч	-	-	-	-	-
4	Отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	-	-	-	-	-
5	Отпуск т/э внешним потребителям	тыс. Гкал	-	692	2 275	4 120	4 600
6	Расход условного топлива на отпущенную э/э и т/э, всего,	тыс. т у.т.	-	110	360	652	728
	в том числе:	<i>тыс. т у.т.</i>	-	110	360	652	728
	- на отпущенную теплоэнергию	<i>тыс. т у.т.</i>	-	-	-	-	-
7	Удельный расход условного топлива	<i>кг/Гкал</i>	-	158,6	158,2	158,3	158,3
	- на отпущенную теплоэнергию	<i>г/кВт ч</i>	-	-	-	-	-
8	Расход натурального топлива	<i>млн м³</i>	-	94	307	557	622
	- природный газ	<i>тыс. т</i>	-	-	-	-	-
	- мазут	<i>тыс. т</i>	-	-	-	-	-
	- дизель	<i>тыс. т</i>	-	-	-	-	-
	- уголь	<i>тыс. т</i>	-	-	-	-	-

Таблица 1.31 – Баланс топливно-энергетических ресурсов источников по городу Москве в целом с выделением ТиНАО на 01.01.2017 (2016 г.), 01.01.2022 (2021 г.), 01.01.2027 (2026 г.), 01.01.2032 (2031 г.), 01.01.2033 (2032 г.)

№ п/п	Параметры	Единица измерения	На 01.01.2017 (2016 г.)		На 01.01.2022 (2021 г.)		На 01.01.2027 (2026 г.)		На 01.01.2032 (2031 г.)		На 01.01.2033 (2032 г.)	
			Всего по городу	в том числе ТиНАО	Всего по городу	в том числе ТиНАО	Всего по городу	в том числе ТиНАО	Всего по городу	в том числе ТиНАО	Всего по городу	в том числе ТиНАО
1	Установленная мощность на конец года:											
	- электрическая	<i>MВт</i>	10 947	50	10 505	50	10 593	50	10 978	50	10 978	50
	- тепловая	<i>Гкал/ч</i>	60 134	2 916	57 384	3 561	58 328	4 238	59 880	4 854	59 916	4 890
2	Подключенная тепловая нагрузка расчетная,	<i>Гкал/ч</i>	33 273	1 262	35 417	1 746	37 625	2 405	39 633	3 060	39 949	3 188
	в том числе:											
	- в паре	<i>т/ч</i>	1 393,9	27	1 362	27	1 362	27	1 362	27	1 362	27
	- в горячей воде	<i>Гкал/ч</i>	33 273	1 262	35 417	1 746	37 625	2 405	39 633	3 060	39 949	3 188
3	Выработка электроэнергии	млн кВт·ч	50 912	160	53 483	161	58 142	161	61 672	161	62 347	161
4	Отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	46 731	157	49 089	158	53 436	158	56 728	158	57 366	158
5	Отпуск т/э внешним потребителям	тыс. Гкал	103 058	3 580	107 701	5 249	114 922	7 267	120 768	9 084	121 570	9 469
6	Расход условного топлива на отпущенную э/э и т/э, всего,	тыс. т у.т.	27 680	626	28 506	889	30 933	1 209	32 712	1 497	33 032	1 558
	в том числе:											
	- на отпущенную теплоэнергию	<i>тыс. т у.т.</i>	16 768	593	17 413	853	18 568	1 173	19 507	1 460	19 635	1 521
	- на отпущенную электроэнергию	<i>тыс. т у.т.</i>	10 912	33	11 093	37	12 366	37	13 205	37	13 397	37
7	Удельный расход условного топлива											
	- на отпущенную теплоэнергию	<i>кг/Гкал</i>	162,7	165,6	161,7	162,4	161,6	161,4	161,5	160,7	161,5	160,6
	- на отпущенную электроэнергию	<i>г/кВт ч</i>	233,5	209,0	226,0	231,9	231,4	231,9	232,8	231,9	233,5	231,9
8	Расход натурального топлива											
	- природный газ	<i>млн м³</i>	23 524	523	24 241	747	26 309	1 017	27 827	1 262	28 101	1 314
	- мазут	<i>тыс. т</i>	75,68	6,78	77,75	8,13	80,92	11,30	80,92	11,30	80,92	11,30
	- дизель	<i>тыс. т</i>	3,48	1,13	2,10	1,11	2,11	1,12	2,11	1,12	2,11	1,12
	- уголь	<i>тыс. т</i>	2,20	1,19	1,32	1,31	1,32	1,31	1,32	1,31	1,32	1,31

1.9 Изменение финансовых потребностей и источники их покрытия

Суммарные капитальные вложения в реконструкцию и новое строительство источников тепловой энергии и теплосетевых объектов города Москвы на период до 2033 года оцениваются в размере 331,3 млрд руб. (без НДС), в том числе в новое строительство и реконструкцию источников тепловой энергии – 58,7 млрд руб. (18 %), в новое строительство и реконструкцию тепловых сетей и теплосетевых объектов – 272,6 млрд руб. (82 %).

Подробно результаты расчетов капитальных вложений в новое строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей на период до 2033 года представлены в разделе 1 книги 2.6.

Финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей при разработке «Актуализации Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 года» и изменение по сравнению с утвержденной «Схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий» приведены в таблице 1.32. Капитальные вложения для сопоставления приведены в ценах 2017 года.

Таблица 1.32 – Финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей при разработке Актуализации Схемы теплоснабжения г. Москвы до 2032 г., изменение по отношению к утвержденной Схеме теплоснабжения г. Москвы до 2030 г., млн руб.

№ п/п	Наименование	Капитальные вложения в Схеме теплоснабжения г. Москвы до 2030 года	Капитальные вложения в Актуализации Схемы теплоснабжения г. Москвы до 2032 года	Изменение по отношению к утвержденной Схеме
1	<i>Капитальные вложения, всего, в том числе:</i>	375 824	334 756	-41 068
	<i>- строительство и реконструкция источников тепловой энергии</i>	114 651	58 749	-55 902
	<i>- строительство и реконструкция тепловых сетей</i>	261 173	276 007	14 834
2	<i>Строительство и реконструкция источников тепловой энергии г. Москвы, всего:</i>	114 651	58 749	-55 902
	<i>- реконструкция в связи с износом оборудования</i>	101 115	45 509	-55 606
	<i>- реконструкция с расширением (увеличение тепловой мощности)</i>	2 619	1 034	-1 585
	<i>- новое строительство</i>	10 917	12 206	1 289
2.1	<i>в том числе:</i>			
	<i>источники г. Москвы без ТиНАО, всего:</i>	101 510	44 664	-56 846
	<i>- реконструкция в связи с износом оборудования</i>	99 801	43 763	-56 038
	<i>- реконструкция с расширением (увеличение тепловой мощности)</i>	0	96	96
	<i>- новое строительство</i>	1 709	805	-904

№ п/п	Наименование	Капитальные вложения в Схеме теплоснабжения г. Москвы до 2030 года	Капитальные вложения в Актуализации Схемы теплоснабжения г. Москвы до 2032 года	Изменение по отношению к утвержденной Схеме
2.2	<i>Источники ТиНАО, всего:</i>	13 142	14 085	943
	- реконструкция в связи с износом оборудования	1 315	1 747	432
	- реконструкция с расширением (увеличение тепловой мощности)	2 619	938	-1 681
	- новое строительство	9 209	11 401	2 192
3	<i>Строительство и реконструкция тепловых сетей г. Москве, всего:</i>	261 173	276 007	14 834
	- подключение новых потребителей	38 908	37 129	-1 779
	- переключение потребителей	2 580	2 709	129
	- надежность	844	1 388	544
	- замена ветхих тепловых сетей	214 801	228 621	13 820
	- перевод на закрытую схему	4 038	6 160	2 122
3.1	<i>В том числе: в зонах действия источников г. Москвы без ТиНАО, всего, в том числе:</i>	248 761	256 639	7 878
	- подключение новых потребителей	29 773	24 226	-5 547
	- переключение потребителей	2 451	2 606	155
	- надежность	377	638	261
	- замена ветхих тепловых сетей	212 220	223 111	10 891
	- перевод на закрытую схему	3 941	6 058	2 117
3.2	<i>в зонах действия источников ТиНАО, всего:</i>	12 413	19 368	6 955
	- подключение новых потребителей	9 136	12 903	3 767
	- переключение потребителей	130	46	-84
	- надежность	467	749	282
	- замена ветхих тепловых сетей	2 583	5 509	2 926
	- перевод на закрытую схему	98	102	4

Снижение стоимости строительства и реконструкции объектов теплоснабжения в целом составило 41,1 млрд руб. По источникам тепловой энергии уменьшение на 98 % связано с изменениями планов ПАО «Мосэнерго» по реконструкции ТЭЦ. Капитальные вложения в теплосетевое строительство выросли на 14,8 млрд руб., и в основном прирост связан с увеличением объема перекладки ветхих тепловых сетей.

Финансирование мероприятий за счет средств бюджета города скорректировано в соответствии с данными «Адресной инвестиционной программой города Москвы на 2017-2020 годы» (приложение 1 к постановлению Правительства Москвы от 10 октября 2017 г. № 748-ПП) и составляет 1,7 млрд руб., направляемых на перевод системы теплоснабжения Зеленоградского административного округа города Москвы на закрытую схему. Объемы собственных средств и нетарифных источников финансирования, необходимых на восстановление изношенных объектов теплоснабжения, мероприятий по надежности и энергоэффективности, переводу на закрытую схему уточняются в рамках рассмотрения и утверждения инвестиционных программ регулируемых организаций. Финансирование мероприятий по присоединению новых потребителей за счет платы за подключение к системе теплоснабжения определяется объемами необходимых мероприятий по новому строительству

и реконструкции объектов теплоснабжения, изменение по отношению к утвержденной схеме составило -2,2 млрд руб.

Финансовые потребности и источники финансирования мероприятий, предусмотренных Схемой теплоснабжения г. Москвы до 2030 г. и Актуализацией Схемы до 2032 г., приведены в таблице 1.33.

Таблица 1.33 – Источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей, предусмотренных Актуализацией Схемы теплоснабжения до 2032 г., изменение по отношению к утвержденной Схеме теплоснабжения г. Москвы до 2030 г., млн руб.

№ п/п	Наименование	Финансовые потребности	Предложения по источникам финансирования		
			Собственные средства	Плата за подключение к системе теплоснабжения	Бюджет города
1	Схема теплоснабжения г. Москвы до 2030 г.	375 823,75	315 446,74	52 442,42	7 934,59
2	Актуализация Схемы теплоснабжения г. Москвы до 2032 г.	334 755,83	282 888,83	50 217,00	1 650,00
3	Изменение (п. 2 - п. 1)	- 41 067,92	-32 557,91	-2 225,42	-6 284,59

2 Электронная модель системы теплоснабжения города Москвы

2.1 Общие сведения

Электронная модель системы теплоснабжения города Москвы, предназначена для имитационного моделирования процессов, протекающих в системе теплоснабжения и представляет собой математическую модель системы теплоснабжения, привязанную к топографической основе города.

Электронная модель системы теплоснабжения города Москвы выполнена с целью создания инструмента для:

- хранения и актуализации данных о тепловых сетях и сооружениях на них, включая технические паспорта объектов системы теплоснабжения и графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа с полным топологическим описанием связности объектов;

- гидравлического расчета тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлического расчета при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

- моделирования всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;

- расчета энергетических характеристик тепловых сетей по показателю "потери тепловой энергии" и "потери сетевой воды";

- группового изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

- расчета и сравнения пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;

- автоматизированного формирования пути движения теплоносителя до произвольно выбранного потребителя с целью расчета вероятности безотказной работы (надежности) системы теплоснабжения относительно этого потребителя;

- автоматизированного расчета отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного участка тепловой сети;

- определения существования пути/путей движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети;

Расчетные модули электронной модели системы теплоснабжения города Москвы разработаны в программном комплексе ZuluThermo. Средством разработки ZuluThermo

является Microsoft Visual C++™. Программа ZuluThermo предназначена для выполнения инженерных расчетов системы централизованного теплоснабжения.

Программный комплекс ZuluThermo является составной частью географической информационной системы (ГИС) Zulu (основа).

Электронная модель системы теплоснабжения города Москвы откорректирована по актуализированной базе данных по состоянию на 01.01.2017 по объектам систем теплоснабжения (источники, тепловые сети, тепловые камеры, насосные станции, оборудование для защиты и арматура тепловых сетей, потребители и их оборудование), отлажена и откалибрована в соответствии с утвержденными режимами работы тепловых сетей от ТЭЦ и котельных на отопительный период 2016-2017 гг. Расчет гидравлического режима работы тепловой сети выполнен для отопительного периода 2016-2017 гг., результаты которого проверены сопоставлением с данными телеметрических измерений.

В соответствии с требованиями приказа ДепТЭХ г. Москвы от 05.08.2013 № 01-01-13-586/13 «Об утверждении и вводе в действие новой версии городского отраслевого классификатора видов объектов топливно-энергетического хозяйства города Москвы для решения задач управления» выполнена классификация источников тепловой энергии и теплосетевых объектов.

На базе разработанной и откалиброванной электронной модели на отопительный период 2016-2017 гг. разработаны перспективные электронные модели системы теплоснабжения Москвы на 2032 г.

2.2 Сведения о технических средствах и операционных системах

Геоинформационная система Zulu и программа ZuluThermo работают в операционных системах Windows XP, Windows Server 2003, Windows Vista, Windows Server 2008, Windows 7, Windows 10.

Минимальные требования для ГИС Zulu:

- процессор класса Pentium 350МГц;
- видеоадаптер Super VGA (800 x 600);
- объем памяти ОЗУ 256 Мб;
- 150Мб свободного места на жестком диске;
- Microsoft Windows™XP.

Рекомендуемые требования для ГИС Zulu:

- процессор класса Pentium 2.0ГГц и выше;
- видеоадаптер Super VGA (1280 x 1024), TrueColor (16,7 млн цветов);

- объем памяти ОЗУ 2Гб;
- 150Мб свободного места на жестком диске;
- Microsoft Windows™XP, Windows Vista, Windows 7 или Windows 10.

2.3 Описание основных характеристик и особенностей программы

Цифровой картографический фон М 1:10000 Единой государственной картографической основы г. Москвы приобретен в ГБУ «Мосгоргеотрест» и импортирован в (ГИС) Zulu.

Карта города Москвы создана при помощи ГИС. Модули электронной модели позволяют рассчитывать системы централизованного теплоснабжения большого объема и любой сложности. Расчету подлежат тупиковые и кольцевые сети (количество колец в сети неограниченно), а также двух, трех, четырехтрубные или многотрубные системы теплоснабжения, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Электронная модель предусматривает выполнение теплогидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам. Используются 34 схемных решения подключения потребителей, а также 29 схем присоединения ЦТП.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков. Картографический материал и схема тепловых сетей может быть оформлена в виде документа с использованием макета печати.

Электронная модель включает в себя следующие модули:

- модуль наладочного расчета;
- модуль поверочного расчета;
- модуль конструкторского расчета;
- модуль расчета температурного графика;
- модуль построения пьезометрического графика;
- модуль расчета надежности;
- модуль решения коммутационных задач;

- модуль расчета нормативных потерь тепла через изоляцию.

Наладочный расчет

Целью наладочного расчета является качественное обеспечение всех потребителей, подключенных к тепловой сети необходимым количеством тепловой энергии и сетевой воды, при оптимальном режиме работы системы централизованного теплоснабжения в целом.

В результате наладочного расчета определяются номера элеваторов, диаметры сопел и дросселирующих устройств, а также места их установки.

Расчет проводится с учетом различных схем присоединения потребителей к тепловой сети и степени автоматизации подключенных тепловых нагрузок. При этом на потребителях могут устанавливаться регуляторы расхода, нагрузки и температуры. На тепловой сети могут быть установлены насосные станции, регуляторы давления, регуляторы расхода, кустовые шайбы и перемычки.

Поверочный расчет

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Электронная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д. В качестве теплоносителя может использоваться вода, антифриз или этиленгликоль.

Расчет тепловых сетей можно проводить с учетом:

- утечек из тепловой сети и систем теплопотребления;
- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Поверочный расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть

определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергии между источником и потребителями. Определяются зоны влияния источников на сеть.

Конструкторский расчет

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при:

- проектирование новых тепловых сетей;
- при реконструкции существующих тепловых сетей;
- при выдаче разрешений на подключение новых потребителей к существующей тепловой сети.

В качестве источника теплоснабжения может выступать любой узел системы, например тепловая камера.

Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность задания для каждого участка тепловой сети либо оптимальной скорости движения воды, либо удельных линейных потерь напора.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети.

Расчет температурного графика

Целью расчета является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у выбранного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной. Температурный график строится для отопительного периода с интервалом в 1 °С (рисунок 1.1).

Предусмотрена возможность задания температуры срезки графика и компенсации недоотпуска тепловой энергии в этот период времени за счет увеличения расхода сетевой воды от источника.

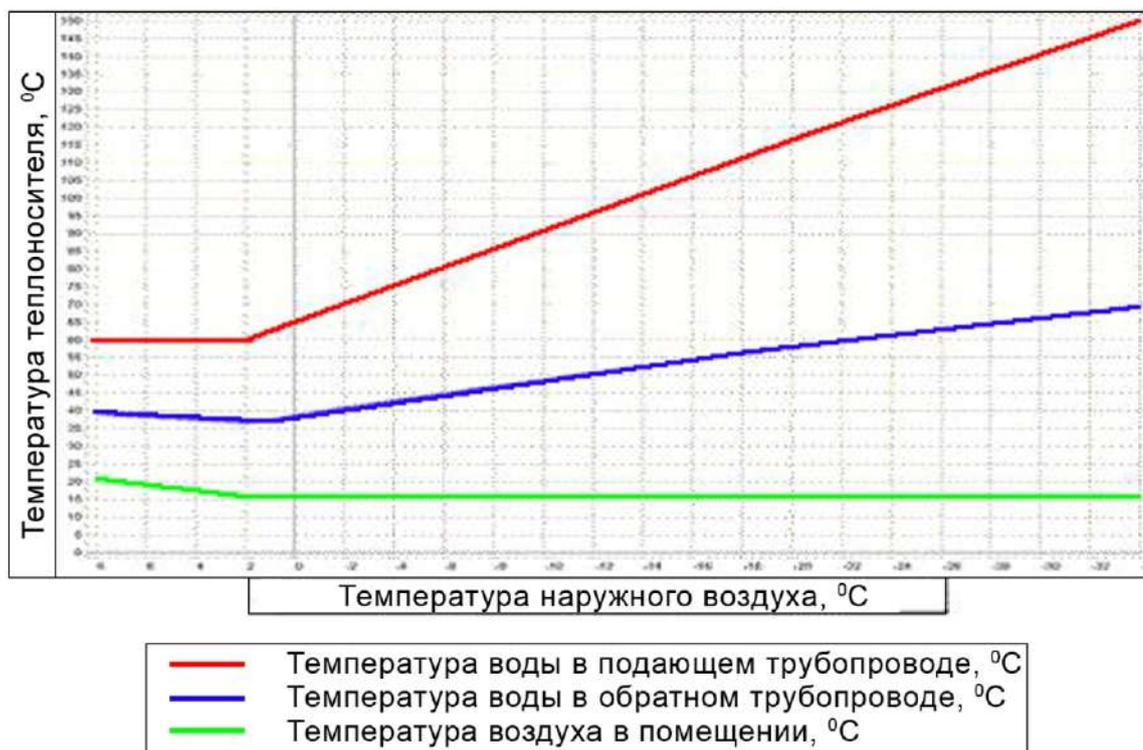


Рисунок 2.1 - Пример температурного графика

Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика (рисунок 2.2) является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Настройка графика задается пользователем, при этом на экран может выводиться:

- линия давления в подающем трубопроводе;
- линия давления в обратном трубопроводе;
- линия поверхности земли;
- линия потерь напора на шайбе;
- высота здания;
- линия вскипания;
- линия статического напора.

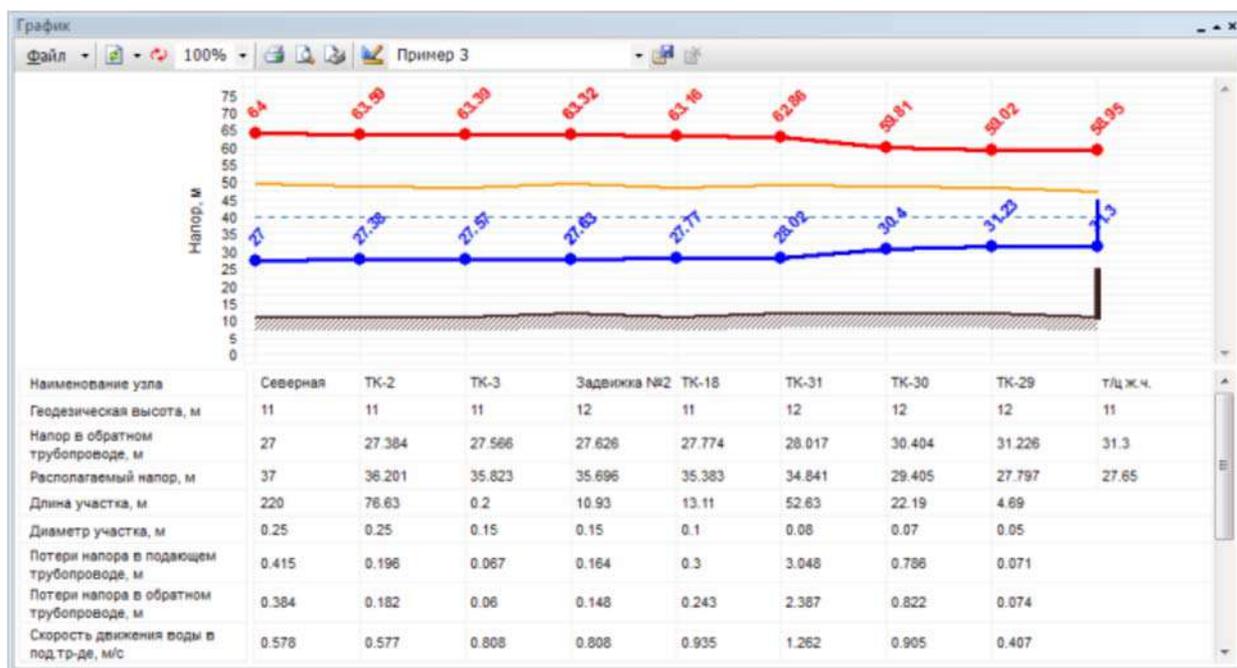


Рисунок 2.2 - Пример пьезометрического графика

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Также график может отображать падение температуры в тепловой сети, после проведения расчетов с учетом тепловых потерь (рисунок 2.3).

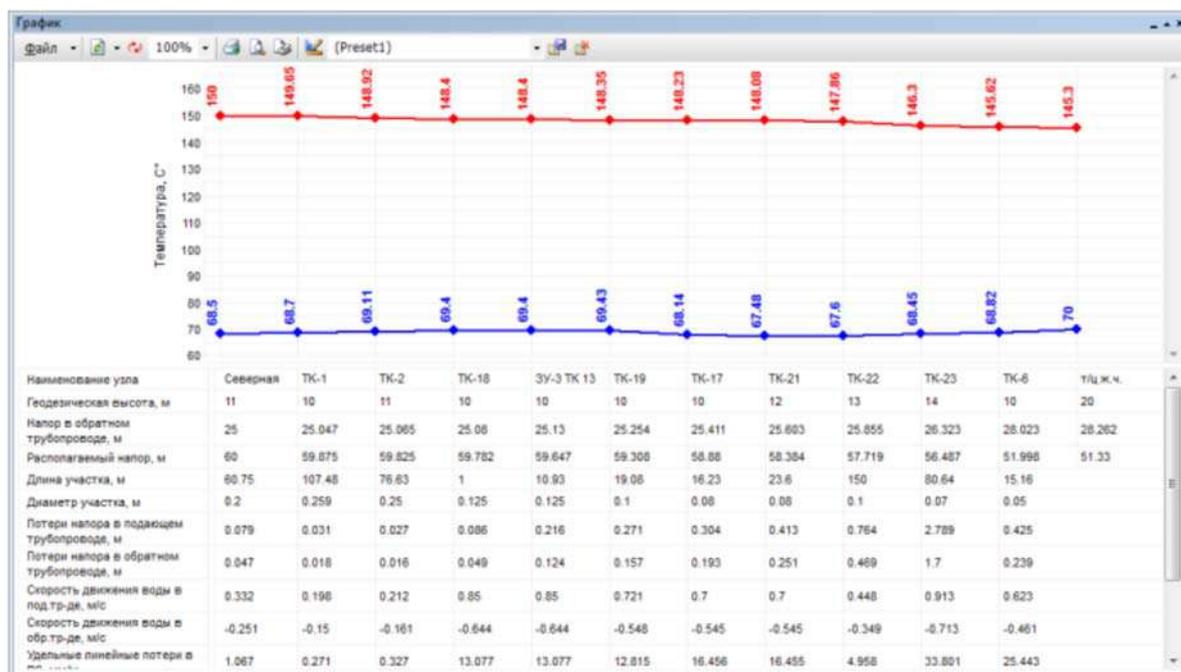


Рисунок 2.3 - График падения температуры

При этом на график выводятся значения температур в узловых точках по подающему и обратному трубопроводам. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Расчет надежности

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя, а также обоснование необходимости и проверки эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Оценка надежности тепловых сетей осуществляется по результатам сравнения расчетных значений показателей надежности с нормированными значениями этих показателей в соответствии с положениями п. 6.28 СНиП 41-02-2003.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений.

Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

Коммутационные задачи

Коммутационные задачи предназначены для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение. При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов в течение года. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по каждому месяцу с учетом работы трубопроводов тепловой сети в различные периоды (летний, зимний). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой

энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП), а также по различным владельцам (балансодержателям) участков тепловой сети (рисунок 2.4). Также результаты выполненных расчетов можно посмотреть экспортировать в MS Excel.

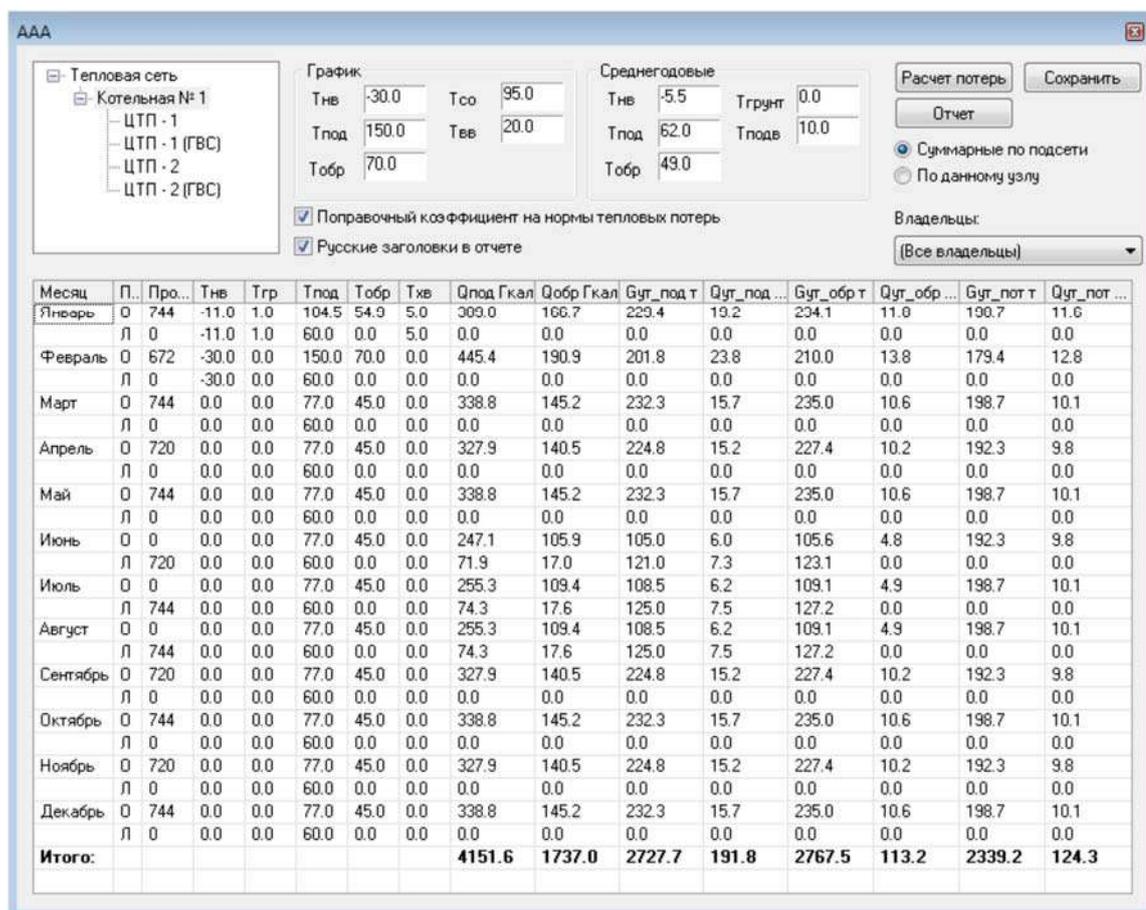


Рисунок 2.4 - Пример расчета годовых потерь тепла

2.4 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города и с полным топологическим описанием связности объектов

Тепловая сеть включает в себя следующие основные объекты: источник, участок, потребитель и узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосную станцию, запорно-регулирующую арматуру и другие элементы, являющиеся объектами математической модели системы. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

2.4.1 Структура и состав электронной модели

Объекты электронной модели:

- источник;
- участок;
- вспомогательный участок;
- потребитель;
- обобщенный потребитель;
- узел;
- ЦТП;
- Насосная станция;
- задвижка;
- перемычка;
- дроссельная шайба;
- регулятор располагаемого напора;
- регулятор расхода.

Источник

Источник – это символьный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В электронной модели источник представляется сетевым насосом, создающим располагаемый напор и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе. Внешнее и внутреннее представление источника показано на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 - Условное обозначение источника в зависимости от режима работы:
однолинейное изображение сети - слева, внутреннее представление - справа

В случае, когда на одну тепловую сеть работает несколько источников, внешнее и внутреннее представление будет иметь вид, показанный на рисунке 2.6.

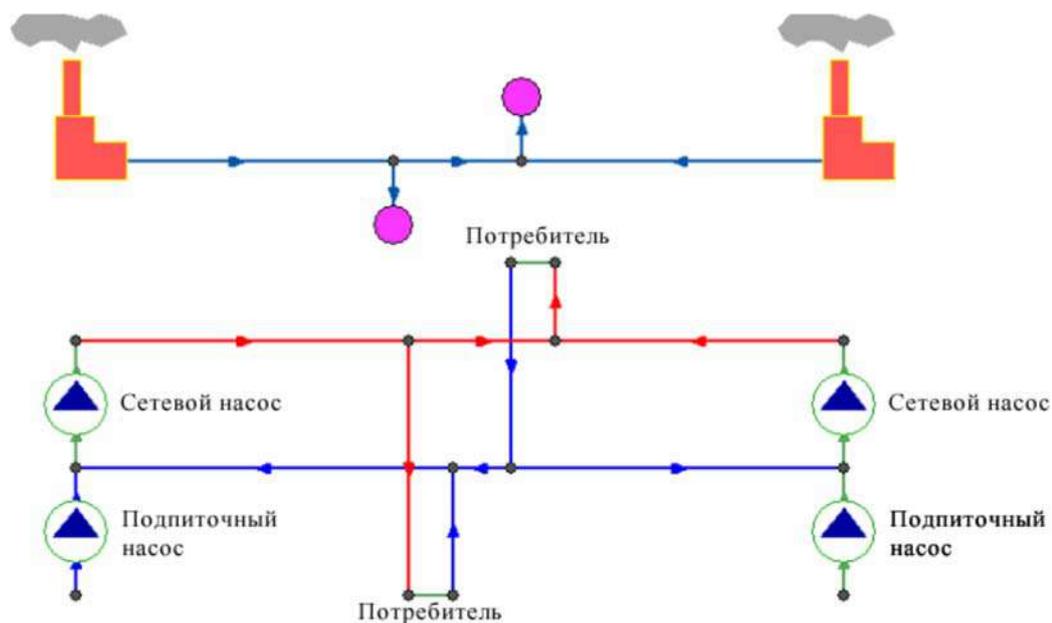


Рисунок 2.6 – Работа нескольких источников на одну тепловую сеть:
однолинейное изображение сети - сверху, внутренне представление - снизу

При работе нескольких источников на сеть один из них может выступать в качестве пиковой котельной, в этом случае внешнее и внутреннее представление показано на рисунке 2.7.

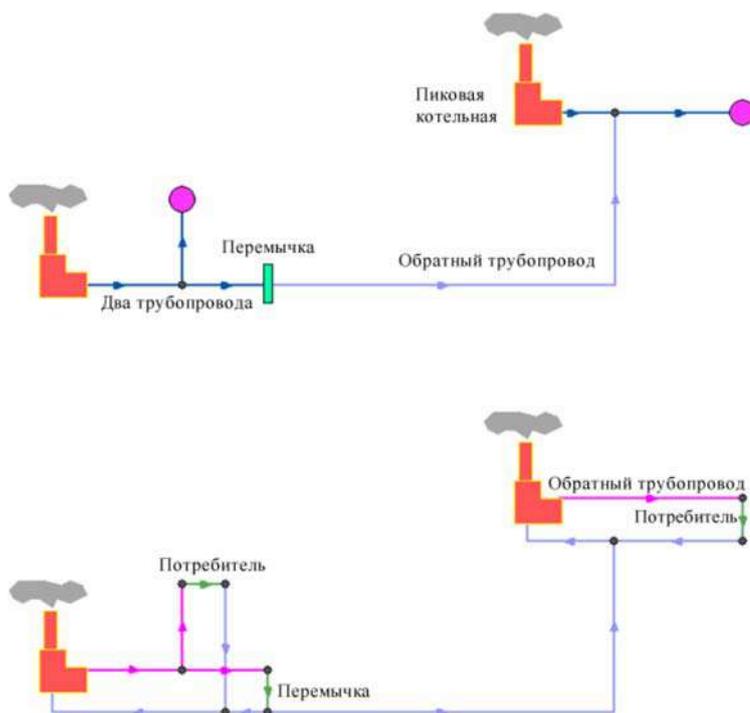


Рисунок 2.7 – Работа нескольких источников (один из них пиковый) на одну тепловую сеть: однолинейное изображение сети - сверху, внутренне представление - снизу

Если в сети один источник, то он поддерживает заданное давление в обратном трубопроводе на входе в источник, заданный располагаемый напор на выходе из источника и заданную температуру теплоносителя. Разница между суммарным расходом в подающих трубопроводах и суммарным расходом в обратных трубопроводах на источнике определяет величину подпитки. Она же равна сумме всех утечек теплоносителя из сети (заданные отборы из узлов, утечки, расход на открытую систему ГВС). Если на одну сеть работает несколько источников, то в общем случае только на одном из источников с подпиткой можно одновременно поддерживать и давление в обратном трубопроводе и располагаемый напор на выходе. У остальных источников с подпиткой можно поддерживать только давление в обратном трубопроводе. При работе нескольких источников на одну сеть некоторые источники могут не иметь подпитки. На таких источниках давление в обратном трубопроводе не фиксируется и поддерживаться может только располагаемый напор. Следует отметить, что при работе нескольких источников не при любых исходных данных может существовать решение. Один источник может задавить другой, заданные давления и напоры могут оказаться недостижимы. Это зависит от величины подпитки, от конфигурации сети, от сопротивлений трубопроводов и т.д. В каждом конкретном случае это может показать только расчет.

Участок

Участок - это линейный объект, на котором не меняются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- вид изоляции;
- расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может, в зависимости от желания пользователя, соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21-605-82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный» (рисунок 2.8). Эти режимы позволяют смоделировать многотрубные схемы тепловых сетей.

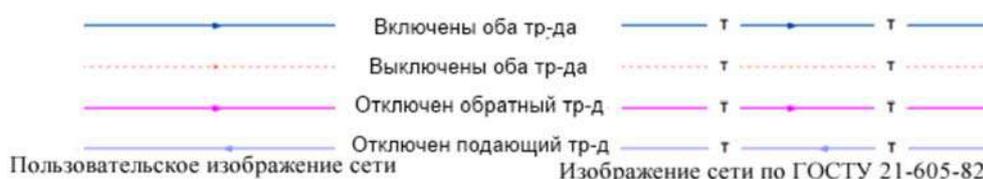


Рисунок 2.8 - Режимы изображения участка

Изображение цепочки из участков в однолинейном представлении, имеющих разные режимы работы показано на рисунке 2.9.

Ниже, соответствующее ей внутреннее двухлинейное представление этой сети.

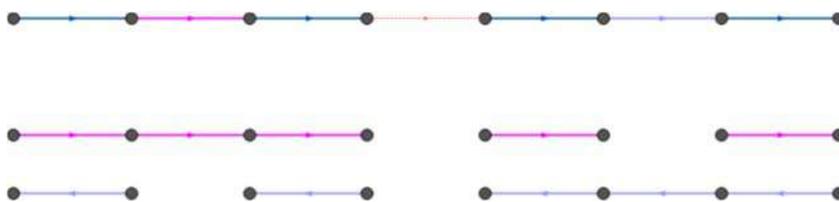


Рисунок 2.9 - Пример изображения цепочки из участков, имеющих разные режимы работы в однолинейном изображении сети и ее внутреннем представлении

Изображение трехтрубной сети, с двумя подающими и одним обратным трубопроводом, а также четырехтрубной сети показано на рисунке 2.10.



Рисунок 2.10 - Изображение трехтрубной и четырехтрубной сети

Начало и конец участка

Участок обязательно должен начинаться и заканчиваться одним из типовых узлов (объектом сети).

Условия завершения участка:

- разветвление – меняется расход;
- изменение диаметра – меняется сопротивление;
- смена типа прокладки (канальная, бесканальная, воздушная) – меняются тепловые потери;
- смена вида изоляции (минеральная вата, пенополиуретан и т.д.) – меняются тепловые потери;
- смена состояния изоляции (разрушение, увлажнение, обвисание) – меняются тепловые потери.

Пользователь может разбить трубопровод на разные участки в любом месте по своему желанию даже там, где тепловые и гидравлические свойства трубопровода не меняются.

Потребитель

Потребитель – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы изображено на рисунке 2.11.



Рисунок 2.11 – Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы

Присоединение потребителя к тепловой сети и его внутреннее представление изображено на рисунке 2.12.

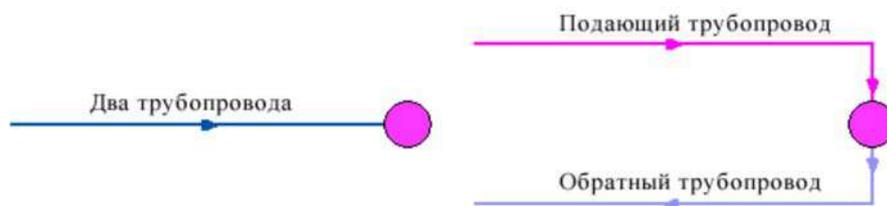


Рисунок 2.12 – Присоединение потребителя к тепловой сети - слева и его внутреннее представление - справа

Правильное и неправильное присоединение потребителя к тепловой сети показано на рисунке 2.13.



Рисунок 2.13 - Правильное и неправильное изображение потребителя

Внутренняя кодировка потребителя зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС. Схемы присоединения имеют разную степень автоматизации подключенной нагрузки, которая определяется наличием регулятора температуры, например, на ГВС, регулятором расхода или нагрузки на систему отопления, регулирующим клапаном на систему вентиляции.

Обобщенный потребитель

Обобщенный потребитель – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала. Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы изображено на рисунке 2.14.



Рисунок 2.14 - Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать

гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете магистральных сетей информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети. Изображение обобщенного потребителя представлено на рисунке 2.15.

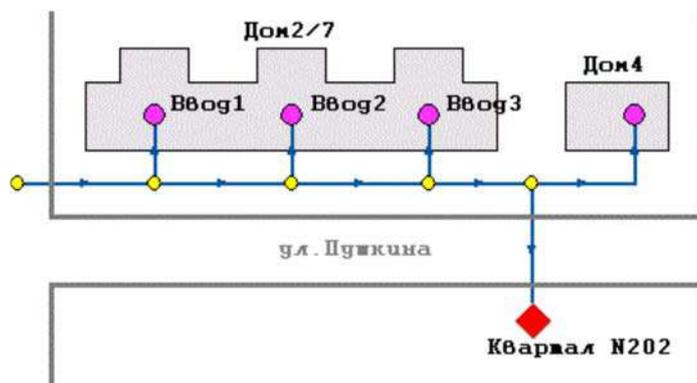


Рисунок 2.15 - Пример обобщенного потребителя

Обобщенный потребитель не всегда является конечным объектом сети. В связи с этим, обобщенный потребитель может быть установлен на транзитном участке. Схема подключения обобщенного потребителя к тепловой сети представлена на рисунке 2.16.



Рисунок 2.16 - Сеть с обобщенными потребителями

Узел

Узел - это символичный объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В электронной модели внутреннее представление объектов (кроме источника, потребителя, переключки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Простой узел – это символичный объект тепловой сети, например, разветвление трубопровода, смена прокладки, вида изоляции или точка контроля для регулятора. Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы изображено на рисунке 2.17.



Рисунок 2.17 - Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы

Внешний вид узла в однолинейном изображении и во внутреннем представлении в электронной модели показан на рисунке 2.18. В электронной модели объект представляется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.



Рисунок 2.18 – Внешний вид узла в однолинейном изображении - слева и во внутреннем представлении - справа

Вариант подключения одного трубопровода (подающего) к двухтрубной тепловой сети представлен на рисунке 2.19.

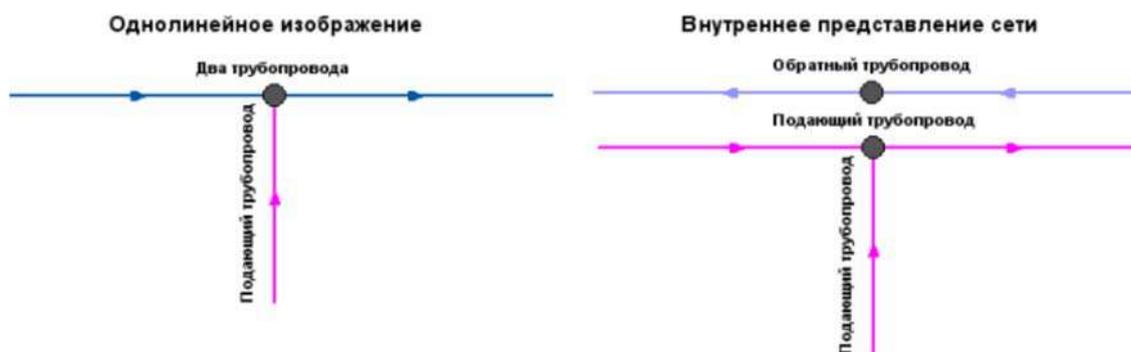


Рисунок 2.19 - Подключение подающего трубопровода к двухтрубной тепловой сети

Центральный тепловой пункт (ЦТП)

ЦТП – это символичный элемент тепловой сети, характеризующийся возможностью дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии.



Условное обозначение ЦТП:

Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями, как показано на рисунке 2.20.

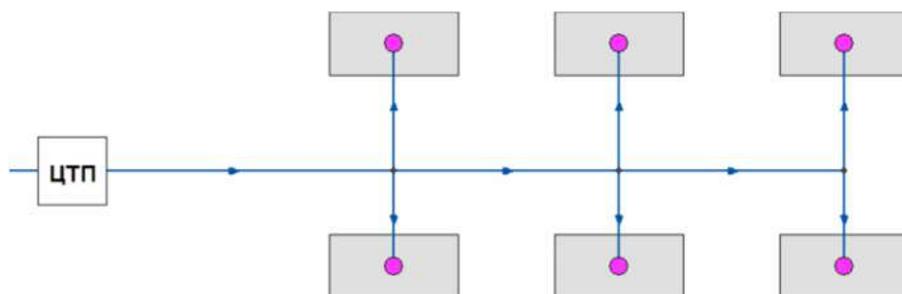


Рисунок 2.20 - Двухтрубная сеть после ЦТП

Внутренняя кодировка ЦТП зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Это может быть, например, групповой элеватор или независимое подключение группы потребителей. На данный момент в распоряжении пользователя 29 схем присоединения ЦТП.

В ЦТП может входить и выходить только один участок тепловой сети (подающий и обратный трубопровод). Причем входящий участок должен быть направлен к ЦТП (направление стрелки), а выходящий от ЦТП к следующему объекту. Неправильное и правильное изображение ЦТП в тепловой сети представлено на рисунке 2.21.

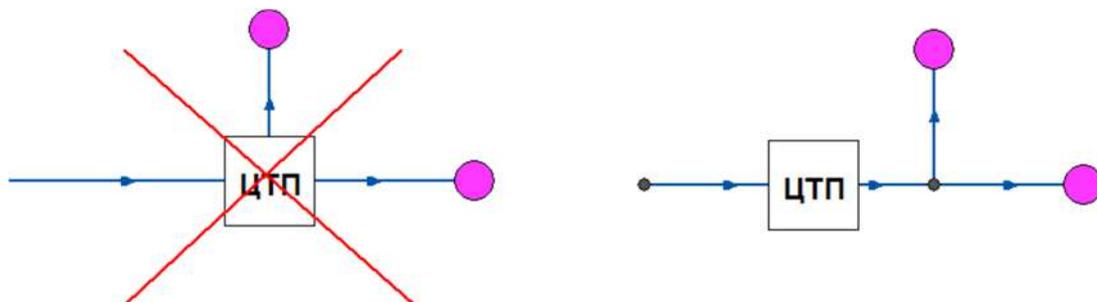


Рисунок 2.21 - Неправильное и правильное изображение ЦТП

Исключением из данного правила является четырехтрубная тепловая сеть после ЦТП, в этом случае из ЦТП выходит два участка - один основной и один вспомогательный. Вспомогательный участок используется для подключения трубопровода горячего водоснабжения. Пример однолинейного изображения четырехтрубной тепловой сети после ЦТП показан на рисунке 2.22.

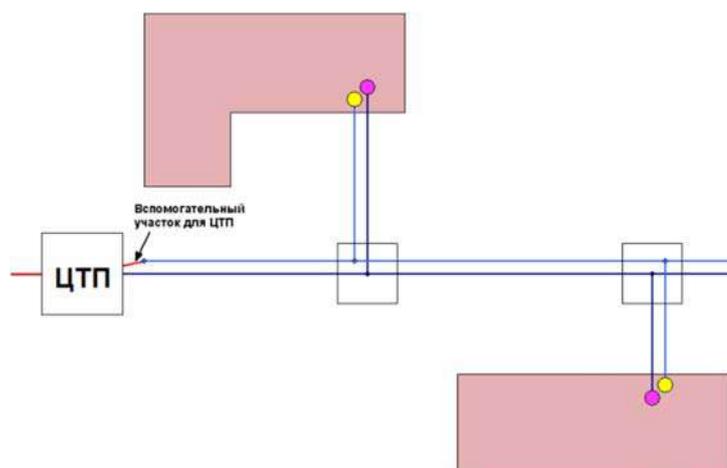


Рисунок 2.22 - Однолинейное изображение четырехтрубной сети после ЦТП

Насосная станция

Насосная станция – символичный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Условное обозначение насосной станции – .

Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах, как показано на рисунке 2.23.

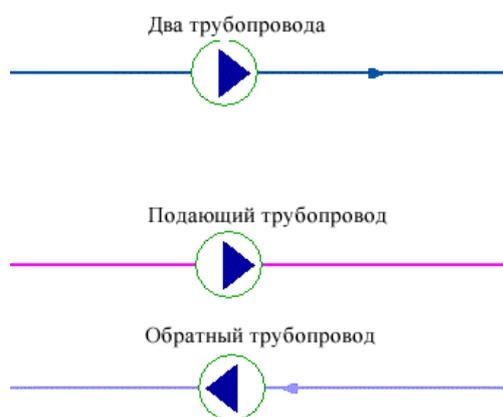


Рисунок 2.23 – Насосная станция в однолинейном изображении сети и ее внутреннем представлении

Для задания направления действия насоса направление участков, входящих в него, должно совпадать с направлением работы насоса (рисунок 2.24).



Рисунок 2.24 - Неправильное и правильное изображение насоса

В насосную станцию обязательно должен входить и выходить только один участок, как показано на рисунке 2.25.

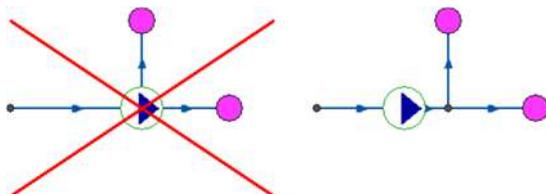


Рисунок 2.25 - Неправильное и правильное изображение насоса

При последовательной установке все насосы необходимо изобразить на схеме, как показано на рисунке 2.26.

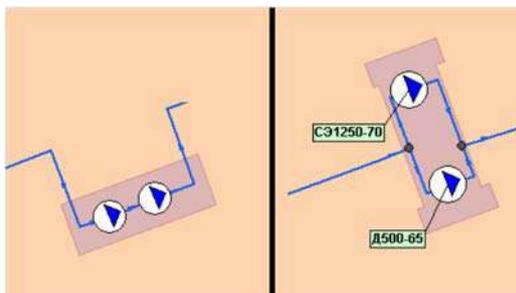


Рисунок 2.26 - Последовательно работающие насосы и параллельно работающие разные марки насосов

Если насосы установлены на станции параллельно, но имеют разные марки или характеристики, каждый необходимо изобразить на схеме, как на рисунке 2.22.

Если же насосы установлены параллельно и имеют одинаковые характеристики, то на схеме их можно обозначить одним объектом, задав количество работающих насосов.

Насос можно моделировать двумя способами:

- как идеальное устройство которое изменяет давление в трубопроводе на заданную величину

- как устройство, работающее с учетом реальной напорно-расходной характеристики конкретного насоса.

В первом случае просто задается значение напора насоса на подающем и (или) обратном трубопроводе. Если значение напора на одном из трубопроводов равно нулю, то насос на этом трубопроводе отсутствует. Если значение напора отрицательно, то это означает, что насос работает навстречу входящему в него участку. На рисунке 2.27, ниже видно, как различные направления участков, входящих и выходящих из насоса в сочетании с разными знаками напора на насосе влияют на результат расчета, отображенный на пьезометрических графиках. Когда задается только значение напора на насосе, оно остается неизменным независимо от проходящего через насос расхода.

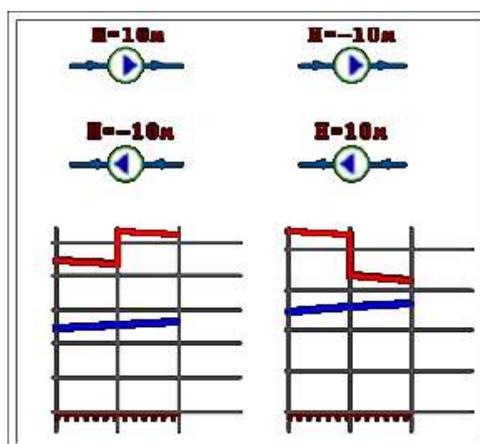


Рисунок 2.27 - Моделирование работы насоса напором

Задвижка

Задвижка – это символьный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью ее закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определяться при ее режиме работы «Открыта».

Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы изображено на рисунке 2.28.



Рисунок 2.28 - Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы

Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рисунок 2.29).

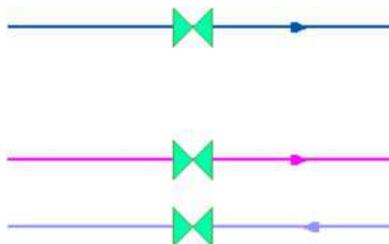


Рисунок 2.29 – Задвижка в однолинейном изображении сети и ее внутреннем представлении

В задвижку может входить только один участок и только один участок выходить. Неправильное изображение задвижки показано на рисунке 2.30.

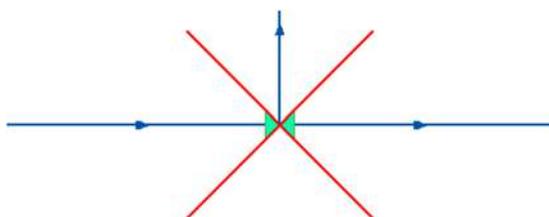


Рисунок 2.30 - Неправильное изображение задвижки

Изображение задвижек, расположенных внутри тепловой камеры показано на рисунке 2.31.

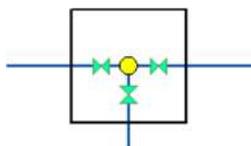


Рисунок 2.31 - Детализовка тепловой камеры

Задвижку можно моделировать двумя способами:

- как исключительно запирающее устройство;
- как запорно-регулирующее устройство, работающее с учетом изменяющегося сопротивления затвора (клапана) в зависимости от степени открытия. Для этого следует использовать справочник по запорной арматуре.

Перемычка

Перемычка - это символичный объект тепловой сети, моделирующий участок между

подающим и обратным трубопроводами. Условное обозначение перемычки в зависимости от режима работы изображено на рисунке 2.32.



Рисунок 2.32 – Условное обозначение перемычки в зависимости от режима работ

Перемычка во внутреннем представлении является участком, соединяющим подающий и обратный трубопроводы, как показано на рисунке 2.33.



Рисунок 2.33 – Перемычка в однолинейном изображении сети и ее внутреннем представлении

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то изобразить соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка можно, как представлено на рисунке 2.34.



Рисунок 2.34 - Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка в однолинейном изображении сети и ее внутреннем представлении

С помощью перемычек можно моделировать летний режим работы открытых систем централизованного теплоснабжения, в случаях, когда теплоноситель может подаваться к потребителям как по подающему, так и по обратному трубопроводам, без возврата воды на источник. Переходы между подающими и обратными трубопроводами осуществляются через перемычки. Изображение этой схемы и ее внутреннее представление показаны на рисунке 2.35.

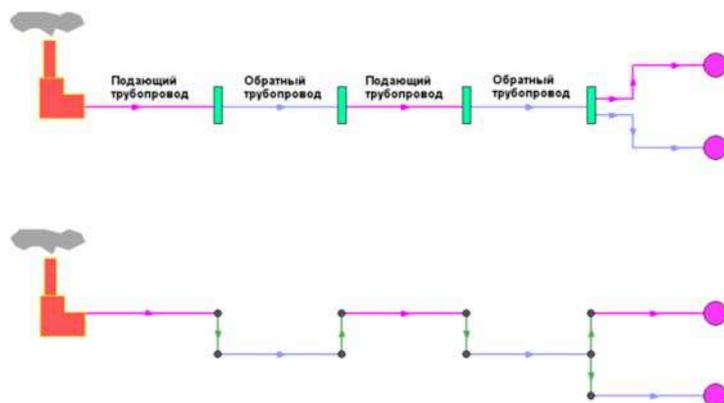


Рисунок 2.35 - Схема переходов между подающими и обратными трубопроводами:
однолинейное изображение сети – сверху, ее внутреннее представление - снизу

Дросселирующие устройства

Графический тип объекта - символичный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как узел.

Дроссельная шайба

Дроссельная шайба – это символичный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы:

Для объекта *Вычисляемая шайба* в результате наладочного расчета определяется количество шайб и их диаметр.

Для *Устанавливаемой шайбы* необходимо занести информацию о количестве этих устройств и их диаметре.

Дроссельная шайба в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах, как показано на рисунок 2.36.

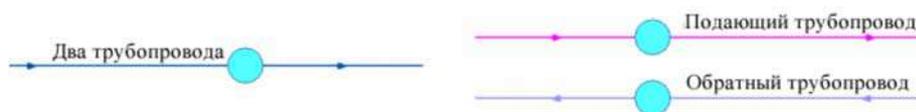


Рисунок 2.36 - Дроссельная шайба в однолинейном изображении сети и внутреннем ее представлении

С точки зрения модели дроссельная шайба - это фиксированное сопротивление, определяемое диаметром шайбы, которое можно устанавливать, как на подающем так и на

обратном трубопроводе. Так как это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата проходящего через шайбу расхода. На рисунке 2.37, ниже видно, как меняются потери на шайбе, установленной на подающем трубопроводе, при увеличении расхода через нее в два раза.

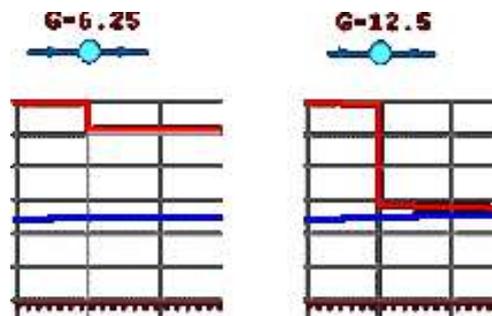


Рисунок 2.37 - Зависимость потерь от расхода

Регулятор располагаемого напора

Регулятор располагаемого напора – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя (рисунок 2.38).

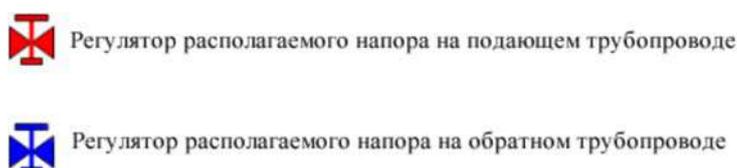


Рисунок 2.38 – Регуляторы располагаемого напора на подающем и обратном трубопроводах

Регулятор располагаемого напора устанавливается в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном, как показано на рисунке 2.39.

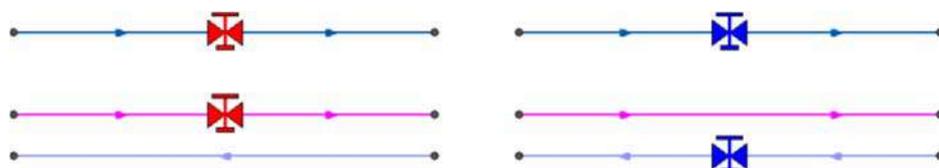


Рисунок 2.39 – Регулятор располагаемого напора в подающем или обратном трубопроводе:
однолинейное изображение сети - сверху,
внутренне представление - снизу

Регулятор давления

Регулятор давления – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданное давление в трубопроводе «до себя» или «после себя» (рисунок 2.40).

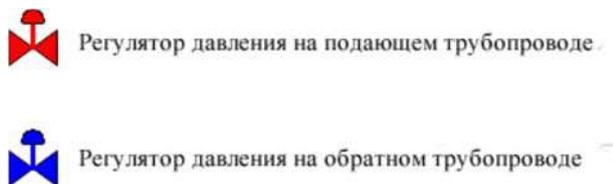


Рисунок 2.40 – Регуляторы давления на подающем и обратном трубопроводах

Устанавливается в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном, как показано на рисунке 2.41.

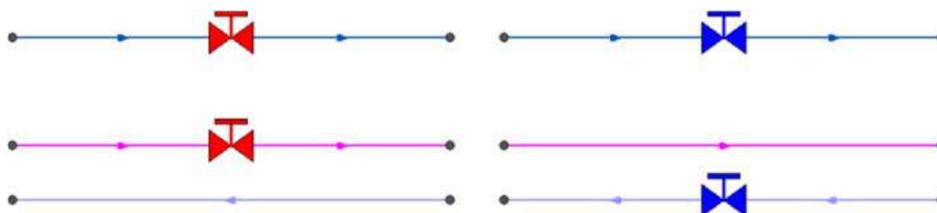


Рисунок 2.41 - Регулятор давления в подающем или обратном трубопроводе: однолинейное изображение сети - сверху, внутренне представление - снизу

Регулятор давления, установленный на подающем или обратном трубопроводе, может контролировать давление «до себя» или «после себя», как показано на рисунке 2.42. Для того чтобы указать как работает регулятор необходимо установить узел контроля (простой узел) и соединить их вспомогательным участком.

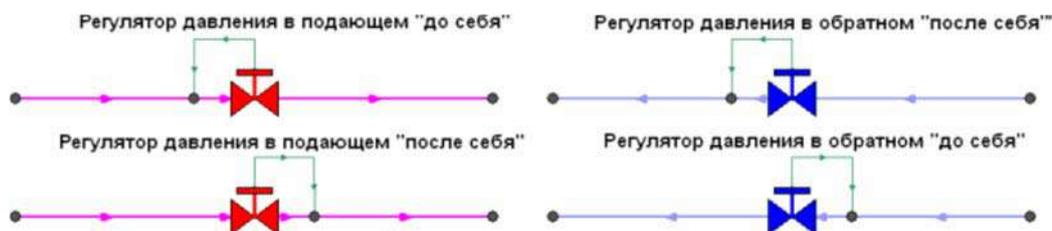


Рисунок 2.42 - Изображения регуляторов давления “до себя” и “после себя”

Регулятор расхода

Регулятор расхода – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданным пользователем расход теплоносителя (рисунок 2.43).

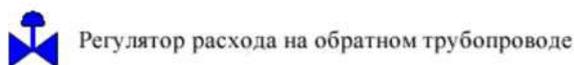
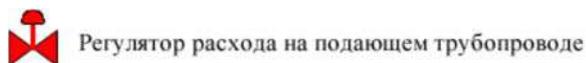


Рисунок 2.43 – Регуляторы расхода на подающем и обратном трубопроводах

Устанавливается в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном.

Номер режима Регулятора расхода на подающем трубопроводе – «7».

Номер режима Регулятора расхода на обратном трубопроводе – «8».

Моделирование тепловой сети

Для нанесения тепловой сети необходимо использовать слой системы Zulu определенной структуры, к объектам которого подключены таблицы с необходимыми для расчетов полями. Наносить схему тепловой сети можно либо на заранее подготовленную подоснову, либо на чистую карту. Для проверки правильности нанесения схемы тепловой сети можно произвести проверку ее связности и определить все ли узлы и участки связаны между собой. Проверку можно производить как для полностью нанесенной сети, так и для готовых ее частей.

Изображение тепловой сети на карте

Тепловую сеть можно изображать на карте, с привязкой к местности (по координатам, с привязкой к окружающим объектам), что позволит в дальнейшем не только проводить теплогидравлические расчеты, но и решать другие инженерные задачи, зная точное местонахождение тепловых сетей. Пример изображения тепловой сети на карте с привязкой к местности показан на рисунке 2.44.

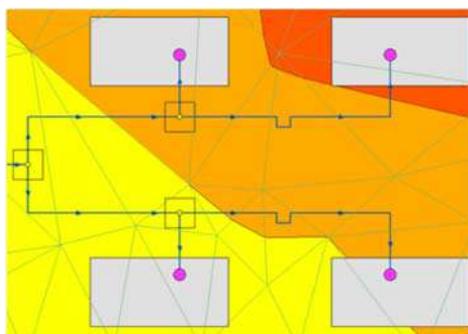


Рисунок 2.44 - Изображение тепловой сети на карте с привязкой к местности

Схематическое изображение тепловой сети

Тепловая сеть может быть изображена схематично, при этом неважно, будут ли координаты узлов (объектов тепловой сети) и углы поворотов (точки перелома участков) введены по координатам с геодезической точностью или обрисованы по подложке. Важно, чтобы нужные объекты тепловой сети (узлы) были соединены участками (дугами). Схематичное изображение модели тепловой сети позволяет быстро провести теплогидравлические расчеты, но не дает возможности определить местонахождение своих сетей. Пример схематичного изображения тепловой сети показан на рисунке 2.45.

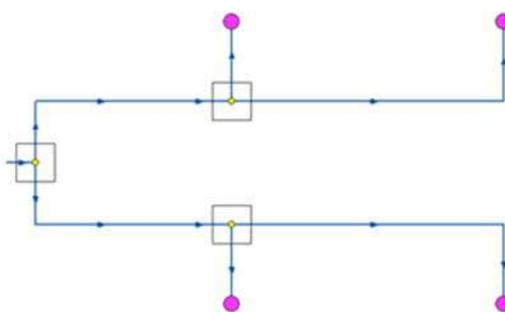


Рисунок 2.45 - Схематичное изображение сети

2.5 Паспортизация объектов системы теплоснабжения

2.5.1 Источник тепловой сети

Форма паспортизации источника тепловой сети приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Паспортизация источника тепловой сети

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Наименование предприятия	-	Задается пользователем, например, МУП Теплосети
2	Наименование источника	-	Задается пользователем, например, Котельная Северная
3	Номер и источника	-	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д. по количеству котельных на предприятии. После выполнения расчетов присвоенный номер источника будет прописан у всех объектов, которые будут запитаны от данной котельной
4	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный источник
5	Расчетная температура в подающем трубопроводе	°С	Задается расчетное значение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе, на которое было выполнено проектирование системы централизованного теплоснабжения, например, 150, 130, 105 или 95 °С
	Расчетная температура холодной воды	°С	Задается расчетная температура холодной водопроводной воды
7	Расчетная температура наружного воздуха	°С	Задается расчетное значение температуры наружного воздуха, например -25, -30, -50 и т.д. °С
8	Текущая температура воды в подающем трубопроводе	°С	Задается текущая температура воды в подающем трубопроводе (на выходе из источника), например, 70, 100, 120, 150 и т.д. °С. Данное значение должно обязательно задаваться при выполнении поверочного расчета системы централизованного теплоснабжения
9	Текущая температура наружного воздуха	°С	Задается текущая температура наружного воздуха, например, +8, -5, -10, -20 и т.д. °С. Данное значение должно обязательно задаваться при выполнении поверочного расчета системы централизованного теплоснабжения
10	Расчетный располагаемый напор на выходе из источника	м	Задается расчетный располагаемый напор на выходе из источника, например, 30, 40, 70, 100 м. Данное значение должно обязательно задаваться при выполнении наладочного и поверочного расчета системы централизованного теплоснабжения. При выполнении наладки расчетный располагаемый напор на выходе из источника можно задавать заведомо очень маленьким 5-10 м, в этом случае располагаемый напор на источнике будет подобран автоматически

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
11	Расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике	м	Задается расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике, например, 20, 50,120 м. Данное значение должно обязательно задаваться при выполнении наладочного и поверочного расчета системы централизованного теплоснабжения. Расчетный напор в обратном трубопроводе задается с учетом геодезической отметки расположения источника, например, геодезическая отметка 20 м, напор в обратном трубопроводе 50 м $H_{обр}=70$ м.
12	Режим работы источника	-	Задается пользователем режим работы источника:0 - источник будет определяющим при работе на сеть. В этом случае данный источник будет характеризоваться расчетным располагаемым напором, расчетным напором в обратном трубопроводе и максимальной подпиткой сети, которую он может обеспечить.1 - источник не имеет своей подпитки, располагаемый напор на этом источнике поддерживается постоянным, а напор в обратном трубопроводе зависит от режима работы сети и определяющего источника;2 - источник не имеет своей подпитки, но поддерживает напор в обратном трубопроводе на заданном уровне, при этом располагаемый напор меняется в зависимости от режима работы сети и определяющего источника;3 - источник, имеющий подпитку с заданным расчетным располагаемым напором и расчетным напором в обратном трубопроводе.4 - источник, имеющий фиксированную подпитку с заданным расчетным располагаемым напором. Напор в обратном трубопроводе на источнике будет зависеть от величины этой подпитки режима работы системы и соседних источников, включенных в сеть
13	Максимальный расход на подпитку	т/ч	Задается расход воды на подпитку, например, 20, 40 т/ч
14	Текущий располагаемый напор на выходе из источника	м	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
15	Напор в подающем трубопроводе, м	м	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
16	Давление в подающем трубопроводе, м	м	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
17	Текущий напор в обратном трубопроводе на источнике	м	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
18	Давление в обратном трубопроводе, м	м	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
19	Продолжительность работы системы теплоснабжения (1-2)	ч	Задается пользователем число часов работы системы теплоснабжения в год: 1 - менее 5000 часов; 2 - более 5000 часов
20	Среднегодовая температура воды в подающем трубопроводе	°С	Задается среднегодовая температура воды в подающем трубопроводе, например, 75 °С
21	Среднегодовая температура воды в обратном трубопроводе	°С	Задается среднегодовая температура воды в обратном трубопроводе, например, 50 °С
22	Среднегодовая температура грунта	°С	Задается среднегодовая температура грунта, например, +5 °С
23	Среднегодовая температура наружного воздуха	°С	Задается среднегодовая температура наружного воздуха, н пример +3 °С
24	Среднегодовая температура воздуха в подвалах	°С	Задается среднегодовая температура воздуха в подвалах, например, +10 °С
25	Текущая температура грунта	°С	Задается текущая температура грунта, например, +2 °С
26	Текущая температура воздуха в подвалах	°С	Задается текущая температура воздуха в подвалах, например, +12 °С
27	Расчетная нагрузка на отопление	Гкал/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на отопление подключенных к данному источнику
28	Расчетная нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на вентиляцию подключенных к данному источнику
29	Расчетная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на горячее водоснабжение подключенных к данному источнику
30	Текущая нагрузка на отопление	Гкал/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на отопление подключенных к данному источнику
31	Текущая нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на вентиляцию подключенных к данному источнику
32	Текущая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на горячее водоснабжение подключенных к данному источнику
33	Суммарная тепловая нагрузка	Гкал/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
34	Текущая температура воды в обратном трубопроводе	°С	Значение данной величины определяется в результате расчета
35	Расход сетевой воды на СО	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
36	Расход сетевой воды на СВ	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
37	Расход сетевой воды на ГВС	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
38	Суммарный расход сетевой воды в подающем трубопроводе	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
39	Расход воды на утечку из системы теплоснабжения	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
40	Расход воды на подпитку	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
41	Расход сетевой воды на утечку из подающего трубопровода	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
42	Расход сетевой воды на утечку из обратного трубопровода	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Тепловые потери в тепловых сетях	Гкал/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
44	Давление вскипания	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
45	Статический напор	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
46	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	Для поверочного расчета задается, если необходимо, значение тепловой нагрузки, больше которой выработать не может. При достижении предельного значения подключенной нагрузки в процессе расчета, будет соответственно снижена текущая температура на выходе из источника

2.5.2 Участок тепловой сети

Форма паспортизации участка тепловой сети приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Паспортизация участка тепловой сети

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например, 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника, от которого запитывается данный участок тепловой сети
2	Наименование начала участка	-	Записывается наименование начала участка (наименование узла, тепловой камеры, с которой данный участок начинается), например, ТК-15. После заполнения наименований всех узлов возможно автоматическое заполнение названия начала и конца участка
3	Наименование конца участка	-	Записывается наименование конца участка (наименование узла, тепловой камеры, в которой данный участок заканчивается), например, ТК-16. После заполнения наименований всех узлов возможно автоматическое заполнение названия начала и конца участка
4	Длина участка	м	Задается длина участка в плане с учетом длины П-образных компенсаторов, например, 100, 150 м. Данное поле можно заполнить автоматически, сняв длину участка с карты в масштабе - подробнее...
5	Внутренний диаметр подающего трубопровода	м	Задается диаметр подающего трубопровода, например, 0,05, 0,1, 0,15, 1,2 м
6	Внутренний диаметр обратного трубопровода	м	Задается диаметр обратного трубопровода, например, 0,05, 0,1, 0,15, 1,2 м

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
7	Сумма коэффициент местных сопротивлений подающего трубопровода	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например, 4, 8. В случае если сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода неизвестна, задайте ее равным нулю. В этом случае пользователь может увеличить действительную длину трубопровода добавлением эквивалентной длины, характеризующей потери в местных сопротивлениях. В этом случае необходимо задать значение поля Kz_{pod}
8	Местные сопротивления подающего трубопровода	-	В случае, если сумма коэффициентов местных сопротивлений неизвестна, а известны количество и виды местных сопротивлений то с помощью данного поля можно рассчитать сумму коэффициентов.
9	Сумма коэффициент местных сопротивлений обратного трубопровода	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений обратного трубопровода, например, 4, 8. В случае если сумма коэффициентов местных сопротивлений обратного трубопровода неизвестна, задайте ее равным нулю. В этом случае пользователь может увеличить действительную длину трубопровода добавлением эквивалентной длины, характеризующей потери в местных сопротивлениях. В этом случае необходимо задать значение поля Kz_{obr}
10	Местные сопротивления обратного трубопровода	-	В случае, если сумма коэффициентов местных сопротивлений неизвестна, а известны количество и виды местных сопротивлений то с помощью данного поля можно рассчитать сумму коэффициентов.
11	Шероховатость подающего трубопровода	мм	Задается коэффициент шероховатости подающего трубопровода, например, 0.5, 1, 2, 3, 4 мм и т.д. Для новых стальных труб коэффициент шероховатости принимается в соответствии со СНиП 0.5 мм
12	Шероховатость обратного трубопровода	мм	Задается коэффициент шероховатости обратного трубопровода, например, 0.5, 1, 2, 3, 4 мм и т.д. Для новых стальных труб коэффициент шероховатости принимается в соответствии со СНиП 0.5 мм.
13	Зарастание подающего трубопровода	мм	Задается пользователем величина зарастания подающего трубопровода, например, 5, 10, 15 мм. Зарастание трубопровода приводит к уменьшению внутреннего диаметра трубопровода и резкому увеличению гидравлических потерь
14	Зарастание обратного трубопровода	мм	Задается пользователем величина зарастания обратного трубопровода, например, 5, 10, 15 мм. Зарастание трубопровода приводит к уменьшению внутреннего диаметра трубопровода и резкому увеличению гидравлических потерь
15	Коэффициент местного сопротивления подающего трубопровода	-	Задается пользователем коэффициент местного сопротивления для подающего трубопровода, например, 1.1, 1.2. В этом случае действительная длина участка трубопровода будет увеличена на 10 или 20 %. Если коэффициент местного сопротивления для подающего трубопровода будет задан равным 1.0, то действительная длина подающего трубопровода увеличена не будет. В этом случае необходимо задать значение $Zpod$
16	Коэффициент местного сопротивления обратного трубопровода	-	Задается пользователем коэффициент местного сопротивления для обратного трубопровода, например, 1.1, 1.2. В этом случае действительная длина участка трубопровода будет увеличена на 10 или 20 %. Если коэффициент местного сопротивления для обратного трубопровода будет задан равным 1.0, то действительная длина подающего трубопровода увеличена не будет. В этом случае необходимо задать значение $Zobr$

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
17	Сопротивление подающего трубопровода	м/(т/ч)*2	Задается пользователем величина сопротивления подающего трубопровода. Данная величина задается для уточнения математической модели в случае, если были проведены замеры расхода теплоносителя и давления в начале и конце участка сети.
18	Сопротивление обратного трубопровода	м/(т/ч)*2	Задается пользователем величина сопротивления обратного трубопровода. Данная величина задается для уточнения математической модели в случае, если были проведены замеры расхода теплоносителя и давления в начале и конце участка сети.
19	Вид прокладки тепловой сети	-	Вид прокладки задается цифрой от 1 до 4.0 - прокладываемый трубопровод не имеет тепловой изоляции. 1 - надземная; 2 - канальная; 3 - бесканальная; 4 - подвальная
20	Нормативные потери в тепловой сети (1-3)	-	Задается пользователем: 1 - нормируемые потери определяются по нормам 1959 г. ; 2 - нормируемые потери определяются по нормам 1988 г. ; 3 - нормируемые потери определяются по нормам 1997 г. ; нормируемые потери определяются по нормам 2003 г.
21	Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь для подающего трубопровода	-	Задается пользователем по результатам температурных испытаний, если температурные испытания не проводились, поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь принимается равным 1.0
22	Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь для обратного трубопровода	-	Задается пользователем по результатам температурных испытаний, если температурные испытания не проводились, поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь принимается равным 1.0
23	Вид грунта	-	Коэффициент теплопроводности грунта задается пользователем
24	Глубина заложения трубопровода	м	Глубина заложения трубопровода от оси до поверхности земли задается пользователем, например, 0,8, 1,0, 1.2 м
25	Теплоизоляционный материал подающего трубопровода (1-39)	-	Теплоизоляционный материал подающего трубопровода задается пользователем цифрой от 0 до 39
26	Теплоизоляционный материал обратного трубопровода (1-39)	-	Теплоизоляционный материал обратного трубопровода задается пользователем цифрой от 0 до 39
27	Толщина изоляции подающего трубопровода	м	Толщина изоляции подающего трубопровода задается пользователем, например, 0,07, 0.1 м
28	Толщина изоляции обратного трубопровода	м	Толщина изоляции обратного трубопровода задается пользователем, например, 0,07, 0.1 м
29	Техническое состояние изоляции подающего трубопровода (1-8)	-	Задается пользователем цифрой от 1 до 8, например: 2 - Уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу; 7 - Увлажнение изоляции 20-30 % и т.д. В поля Tex_pod и Tex_obg записывается информация только в том случае, если тепловые потери в трубопроводах тепловой сети определяются расчетным путем, а не по удельным нормативным показателям
30	Техническое состояние изоляции обратного трубопровода (1-8)	-	Задается пользователем цифрой от 1 до 8, например: 2 - Уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу; 7 - Увлажнение изоляции 20-30 % и т.д. В поля Tex_pod и Tex_obg записывается информация только в том случае, если тепловые потери в трубопроводах тепловой сети определяются расчетным путем, а не по удельным нормативным показателям
31	Расстояние между осями трубопроводов	м	Задается пользователем, например, 0,5, 1.0 м
32	Высота канала	м	Задается пользователем в зависимости от марки канала и условного диаметра труб, например, для канала марки КЛ 90-45 при условном диаметре подающей и обратной трубы 0.1 м высота канала 0.63 м
33	Ширина канала	м	Задается пользователем в зависимости от марки канала и условного диаметра труб, например, для канала марки КЛ 90-45 при условном диаметре подающей и обратной трубы 0.1 м ширина канала 1.15 м

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
34	Дополнительные потери тепла подающего трубопровода	ккал	Наряду с тепловыми потерями через изоляцию, имеется возможность задавать дополнительные фиксированные тепловые потери. Эту возможность можно использовать, например, для моделирования отбора тепла в случае трубопроводов-спутников
35	Дополнительные потери тепла обратного трубопровода	ккал	Наряду с тепловыми потерями через изоляцию, имеется возможность задавать дополнительные фиксированные тепловые потери. Эту возможность можно использовать, например, для моделирования отбора тепла в случае трубопроводов-спутников
36	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
37	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета
38	Потери напора в подающем трубопроводе	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
39	Потери напора в обратном трубопроводе	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
40	Удельные линейные потери напора в подающем трубопроводе	мм/м	Значение данной величины определяется в результате расчета
41	Удельные линейные потери напора в обратном трубопроводе	мм/м	Значение данной величины определяется в результате расчета
42	Скорость движения воды в подающем трубопроводе	м/с	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Скорость движения воды в обратном трубопроводе	м/с	Значение данной величины определяется в результате расчета
44	Величина утечки из подающего трубопровода	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета. Процент утечки из тепловой сети задается перед выполнением расчетов в пункте меню "Настройка", по умолчанию процент утечки 0.25
45	Величина утечки из обратного трубопровода	т/ч	Значение данной величины определяется в результате расчета. Процент утечки из тепловой сети задается перед выполнением расчетов в пункте меню "Настройка", по умолчанию процент утечки 0.25
46	Тепловые потери в подающем трубопроводе	ккал/ч	Значение фактических тепловых потерь в подающем трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
47	Тепловые потери в обратном трубопроводе	ккал/ч	Значение фактических тепловых потерь в обратном трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
48	Среднегодовые удельные тепловые потери подающего трубопровода	ккал/ч*м	Значение среднегодовых удельных потерь тепла подающего трубопровода, (ккал/час) /м определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
49	Среднегодовые удельные тепловые потери обратного трубопровода	ккал/ч*м	Значение среднегодовых удельных потерь тепла обратного трубопровода, (ккал/час) /м определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
50	Норм. эксп. тепловые потери подающего трубопровода	ккал/час*м ² *С	Значение данной величины определяется в результате расчета
51	Норм. эксп. тепловые потери обратного трубопровода	ккал/час*м ² *С	Значение данной величины определяется в результате расчета
52	Температура в начале участка подающего трубопровода	°С	Значение данной величины определяется в результате расчета
53	Температура в конце участка подающего трубопровода	°С	Значение данной величины определяется в результате расчета
54	Температура в начале участка обратного трубопровода	°С	Значение данной величины определяется в результате расчета

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
55	Температура в конце участка обратного трубопровода	°С	Значение данной величины определяется в результате расчета
56	Диаметр подающего трубопровода (конструкторский)	м	Значение данной величины определяется в результате Конструкторского расчета
57	Диаметр обратного трубопровода (конструкторский)	м	Значение данной величины определяется в результате Конструкторского расчета
58	Шероховатость подающего трубопровода (конструкторский)	мм	Задается коэффициент шероховатости подающего трубопровода (только при выполнении Конструкторского расчета тепловой сети). Для новых стальных труб коэффициент шероховатости принимается в соответствии со СНиП 0.5 мм
59	Шероховатость обратного трубопровода (конструкторский)	мм	Задается коэффициент шероховатости подающего трубопровода (только при выполнении Конструкторского расчета тепловой сети). Для новых стальных труб коэффициент шероховатости принимается в соответствии со СНиП 0.5 мм
60	Оптимальная скорость в подающем (конструкторский)	м/с	Задается, если необходимо, оптимальная скорость для подающего трубопровода данного участка
61	Оптимальная скорость в обратном (конструкторский)	м/с	Задается, если необходимо, оптимальная скорость для обратного трубопровода данного участка
62	Разделитель зон статического напора		Задается признак разделения данным участком сети на зоны с разным статическим напором: 1 - от начала участка начинается новая зона, 0 или пусто - разделение на зоны отсутствует.

2.5.3 Центральный тепловой пункт

Форма паспортизации центрального теплового пункта (ЦТП) приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Паспортизация ЦТП

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Адрес	-	Задается пользователем, например ул. Федосеенко д.14
2	Наименование узла	-	Задается пользователем, например ЦТП-23, и т.д.
3	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запитывается данный объект
4	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный объект
5	Номер схемы подключения узла	-	Задается схема присоединения ЦТП.
6	Расчетная температура на входе 1 контура	°С	Задается расчетное значение температуры теплоносителя на входе в первый контур, например 150, 130, 110 или 95°С
7	Расчетная температура на выходе 1 контура	°С	Задается расчетное значение температуры теплоносителя на выходе из первого контура
8	Расчетная температура на входе 2 контура	°С	Задается расчетное значение температуры теплоносителя на входе во второй контур, например 70°С
9	Расчетная температура на выходе 2 контура	°С	Задается расчетное значение температуры теплоносителя на выходе из второго контура, например 95°С
10	Располагаемый напор второго контура	м	При независимом подключении системы отопления задается располагаемый напор второго контура

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
11	Напор в обратнике второго контура	м	При независимом подключении системы отопления задается напор в обратном трубопроводе второго контура
12	Количество секций ТО на СО	шт.	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д.
13	Потери напора в одной секции ТО на СО	м	Задается пользователем цифрой, например, 0.1, 0.2, 0.3, м.
14	Количество параллельных групп ТО на СО	шт.	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д.
15	Рекомендуемый номер элеватора	-	Определяется в результате расчета
16	Рекомендуемый диаметр сопла элеватора	мм	Определяется в результате расчета
17	Расчетный коэффициент смещения	-	Определяется в результате расчета
18	Фактический коэффициент смещения	-	Определяется в результате расчета
19	Номер установленного элеватора	-	Задается значение фактически установленного номера элеватора, например 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
20	Диаметр установленного сопла элеватора	мм	Задается значение фактически установленного диаметра сопла элеватора, например 3, 5, 7, 9 мм
21	Потери напора в сопле элеватора	м	Определяется в результате расчета
22	Температура на входе 1 контура	°С	Определяется в результате расчета
23	Температура на выходе 1 контура	°С	Определяется в результате расчета
24	Температура на выходе 2 контура	°С	Определяется в результате расчета
25	Температура на входе 2 контура	°С	Определяется в результате расчета
26	Диаметр шайбы на подающем трубопроводе	мм	Определяется в результате расчета
27	Количество шайб на подающем трубопроводе	шт.	Определяется в результате расчета
28	Диаметр шайбы на обратном трубопроводе	мм	Определяется в результате расчета
29	Количество шайб на обратном трубопроводе	шт.	Определяется в результате расчета
30	Диаметр установленной шайбы на подающем трубопроводе	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на подающем трубопроводе
31	Количество установленных шайб на подающем трубопроводе	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на подающем трубопроводе
32	Диаметр установленной шайбы на обратном трубопроводе	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на обратном трубопроводе
33	Количество установленных шайб на обратном трубопроводе	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на обратном трубопроводе
34	Потери напора на шайбе в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
35	Потери напора на шайбе в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
36	Диаметр шайбы на ГВС	мм	Определяется в результате расчета
37	Количество шайб на ГВС	шт.	Определяется в результате расчета
38	Диаметр установленной шайбы на ГВС	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на ГВС, мм
39	Количество установленных шайб на ГВС	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на ГВС
40	Потери напора на шайбе ГВ	м	Определяется в результате расчета
41	Температура холодной воды	°С	Задается пользователем температура холодной водопроводной воды
42	Температура воды на ГВС	°С	Задается пользователем температура воды поступающей в систему горячего водоснабжения
43	Располагаемый напор 2 контура ГВС	м	Для закрытых систем горячего водоснабжения задается располагаемый напор во втором контуре
44	Напор в обратнике 2 контура ГВС	м	Для закрытых систем горячего водоснабжения задается напор в циркуляционном трубопроводе во втором контуре
45	Количество секций ТО на ГВС I ступень	шт.	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д.
46	Количество параллельных групп ТО на ГВС I ступень	шт.	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д.
47	Потери напора в одной секции I ступени	м	Задается пользователем цифрой, например, 0.1, 0.2, 0.3, м.
48	Исп. температура на входе 1 контура I ступени	°С	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура. Об испытательных параметрах ТО подробней здесь
49	Исп. температура на выходе 1 контура I ступени	°С	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура. Об испытательных параметрах ТО подробней здесь
50	Исп. температура на входе 2 контура I ступени	°С	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура.
51	Исп. температура на выходе 2 контура I ступени	°С	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура.
52	Исп. тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт. Как изменить единицы измерений смотрите здесь
53	Расход сетевой воды I ступени ТО ГВС	т/ч	Определяется в результате расчета
54	Расход 2 контура I ступени ТО ГВС	т/ч	Расход горячей воды во втором контуре, определяется в результате расчета
55	Тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	Тепловая нагрузка I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
56	Температура на входе 1 контура I ступени	°С	Температура на входе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
57	Температура на выходе 1 контура I ступени	°С	Температура на выходе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
58	Температура на входе 2 контура I ступени	°С	Температура на входе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
59	Температура на выходе 2 контура I ступени	°С	Температура на выходе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
60	Количество секций ТО на ГВС II ступень	шт.	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д.
61	Кол-во параллельных групп ТО на ГВС II ступень	шт.	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д.
62	Потери напора в одной секции II ступени	м	Задается пользователем цифрой, например, 0.1, 0.2, 0.3, м.
63	Исп. температура на входе 1 контура II ступени	°С	При наличии результатов замер в, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура II ступени
64	Исп. температура на выходе 1 контура II ступени	°С	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура II ступени

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
65	Исп. температура на входе 2 контура II ступени	°С	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура II ступени
66	Исп. температура на выходе 2 контура II ступени	°С	При наличии результат в замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура II ступени
67	Исп. тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт.
68	Температура на входе 1 контура II ступени	°С	Температура на входе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
69	Температура на выходе 1 контура II ступени	°С	Температура на выходе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
70	Температура на входе 2 контура II ступени	°С	Температура на входе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
71	Температура на выходе 2 контура II ступени	°С	Температура на выходе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
72	Расход сетевой воды II ступени ТО ГВС	т/ч	Определяется в результате расчета
73	Расход 2 контура II ступени ТО ГВС	т/ч	Расход горячей воды во втором контуре II ступени, определяется в результате расчета
74	Тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	Тепловая нагрузка II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
75	Расход сетевой воды на квартал после наладки	т/ч	Определяется в результате расчета
76	Подключенная нагрузка на отопление	Гкал/ч	Определяется автоматически по подключенной нагрузке квартала
77	Подключенная нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Определяется автоматически по подключенной нагрузке квартала
78	Подключенная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Определяется автоматически по подключенной нагрузке квартала
79	Суммарный расход сетевой воды	т/ч	Определяется в результате расчета
80	Располагаемый напор на вводе ЦТП	м	Определяется в результате расчета
81	Напор в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
82	Напор в обратном трубопроводе на вводе ЦТП	м	Определяется в результате расчета
83	Давление в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
84	Давление в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
85	Располагаемый напор 2 контура ЦТП	м	Определяется в результате расчета
86	Напор в подающем трубопроводе ГВС	м	Определяется в результате расчета
87	Напор в обратном трубопроводе ГВС	м	Определяется в результате расчета
88	Давление в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
89	Давление в подающем трубопроводе ГВС	м	Определяется в результате расчета
90	Давление в обратном трубопроводе ГВС	м	Определяется в результате расчета
91	Давление в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
92	Напор в обратном трубопроводе 2 контура ЦТП	м	Определяется в результате расчета
93	Расход воды по перемычке	т/ч	Определяется в результате расчета
94	Расчетная температура внутреннего воздуха для СО	°С	Задается расчетное значение температуры воздуха внутри отапливаемых помещений при проектировании системы отопления, например 20, 18, 16 или 10°С

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
95	Расчетная средняя нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Задается пользователем по проектным данным. При отсутствии проектных данных расчетные тепловые нагрузки на горячее водоснабжение могут быть определены по количеству потребителей горячего водоснабжения, в соответствии с указаниями СНиП. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт.
96	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Задается пользователем по проектным данным. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт.
97	Наличие регулятора на ГВС	-	Указывается признак наличия регулятора температуры на систему горячего водоснабжения: 0 - отсутствует; 1 - установлен
98	Балансовый коэффициент закрытой ГВС	-	Значение этого поля используется при определении балансовой нагрузки в наладочном расчете для закрытых схем ГВС. Балансовая нагрузка определяется как средняя нагрузка ГВС, умноженная на балансовый коэффициент. Коэффициент позволяет пользователю регулировать величину нагрузки (и расхода) на которую производится наладка.
			Если значение поля не задано или само поле в структуре отсутствует, расчет берет значение коэффициента по умолчанию: 1.15 для одноступенчатой схемы, 1.1 для двухступенчатой смешанной, 1.25 для двухступенчатой последовательной.
99	Способ дросселирования на ЦТП	-	Указывается способ дросселирования на ЦТП цифрой от 0 до 6. 0 - дросселирование на ЦТП не производится, если это не является обязательным; 1 - дросселируется выход из ЦТП на отопление, шайба устанавливается всегда на подающем трубопроводе; 2 - дросселируется выход из ЦТП на отопление, шайба устанавливается всегда на обратном трубопроводе; 3 - дросселируется выход из ЦТП на отопление, места установки шайб определяются автоматически; 4 - устанавливаются шайбы на вводе в ЦТП (общие на отопление и ГВС), места установки шайб определяются автоматически; 5 - устанавливаются шайбы на вводе в ЦТП (общие на отопление и ГВС), шайба устанавливается всегда на подающем трубопроводе; 6 - устанавливаются шайбы на вводе в ЦТП (общие на отопление и ГВС), шайба устанавливается всегда на обратном трубопроводе
100	Запас напора при дросселировании	м	Задается пользователем запас напора при дросселировании, например 1, 2 и т.д. метров
101	Расчетная температура наружного воздуха	°С	Задается расчетное значение температуры наружного воздуха, которое принимается в соответствии со СНиП, например -26°С
102	Текущая температура наружного воздуха	°С	Задается пользователем, например 8,0,-10,-26 °С
103	Среднегодовая температура воды в подающем трубопроводе	°С	Задается пользователем среднегодовая температура воды в подающем трубопроводе после ЦТП
104	Среднегодовая температура воды в обратном трубопроводе	°С	Задается пользователем среднегодовая температура воды в обратном трубопроводе после ЦТП
105	Среднегодовая температура грунта	°С	Задается пользователем среднегодовая температура грунта
106	Среднегодовая температура наружного воздуха	°С	Задается пользователем среднегодовая температура наружного воздуха
107	Среднегодовая температура воздуха в подвалах	°С	Задается пользователем среднегодовая температура воздуха в подвалах
108	Текущая температура грунта	°С	Задается пользователем значение текущей температуры грунта
109	Текущая температура воздуха в подвалах	°С	Задается пользователем значение текущей температуры воздуха в подвалах
110	Суммарный расход воды во 2 контуре ЦТП	т/ч	Определяется в результате расчета
111	Тепловая нагрузка верхней ступени ТО ГВС	Гкал/ч	Определяется в результате расчета
112	Тепловая нагрузка нижней ступени ТО ГВС	Гкал/ч	Определяется в результате расчета
113	Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	ккал/ч	Определяется в результате расчета
114	Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	ккал/ч	Определяется в результате расчета

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
115	Потери тепла от утечек в системе теплопотребления	ккал/ч	Определяется в результате расчета
116	Исп. температура воды на входе 1 контура	°С	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается расчетное значение.
117	Исп. температура воды на выходе 1 контура	°С	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается расчетное значение.
118	Исп. температура воды на входе 2 контура	°С	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается расчетное значение.
119	Исп. температура воды на выходе 2 контура	°С	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается расчетное значение.
120	Исп. расход 1 контура	т/ч	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается равным 0
121	Исп. расход 2 контура	т/ч	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается равным 0
122	Суммарная тепловая нагрузка на ЦТП	Гкал/ч	Определяется в результате расчета
123	Тепловые потери в подающем трубопроводе	ккал/ч	Определяется в результате расчета
124	Тепловые потери в обратном трубопроводе	ккал/ч	Определяется в результате расчета
125	Расход воды на утечки из подающего трубопровода	т/ч	Определяется в результате расчета
126	Расход воды на утечки из обратного трубопровода	т/ч	Определяется в результате расчета
127	Расход воды на утечки из систем теплопотребления	т/ч	Определяется в результате расчета
128	Время прохождения воды от источника	мин	Определяется в результате расчета
129	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате расчета
130	Давление вскипания	м	Определяется в результате расчета
131	Давление вскипания на выходе ЦТП	м	Определяется в результате расчета
132	Статический напор	м	Определяется в результате расчета
133	Статический напор на выходе ЦТП	м	Определяется в результате расчета

2.5.4 Потребитель тепловой сети

Форма паспортизации потребителя тепловой сети приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Паспортизация потребителя тепловой сети

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Адрес узла ввода	-	Задается пользователем, например: ул. Федосеенко д.14
2	Наименование узла	-	Задается пользователем, например жилой дом, школа, и т.д.
3	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запитывается данный потребитель
4	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный узел ввода
5	Высота здания потребителя	м	Задается высота здания, если точной высоты здания не известно, можно принимать условно 3 метра на этаж
6	Номер схемы подключения потребителя	-	Задается схема присоединения узла ввода.
7	Расчетная темп. сет. воды на входе в потреб.	°С	Задается расчетное значение температуры сетевой воды, на которое было выполнено проектирование систем отопления и вентиляции, например 150, 130, 105 или 95 °С
8	Расчетная нагрузка на отопление	Гкал/ч	Задается пользователем по проектным данным в (Гкал/ч). При отсутствии проектных данных расчетные тепловые нагрузки на отопление могут быть определены по наружному объему здания или поверхности нагрева теплопотребляющего оборудования. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт.
9	Расчетная нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Задается пользователем по проектным данным в (Гкал/ч). При отсутствии проектных данных расчетные тепловые нагрузки на вентиляцию могут быть определены по наружному объему здания или поверхности нагрева теплопотребляющего оборудования. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт.
10	Расчетная средняя нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Задается пользователем по проектным данным в (Гкал/ч). При отсутствии проектных данных расчетные тепловые нагрузки на горячее водоснабжение могут быть определены по количеству потребителей горячего водоснабжения, в соответствии с указаниями СНиП. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт.
11	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Задается пользователем по проектным данным в (Гкал/ч). При отсутствии проектных данных расчетные тепловые нагрузки на горячее водоснабжение могут быть определены по количеству потребителей горячего водоснабжения, в соответствии с указаниями СНиП. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт.
12	Число жителей	-	Задается количество жителей для данного узла ввода
13	Коэффициент изменения нагрузки отопления	-	Задается пользователем в случае необходимости увеличения нагрузки на отопление по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное значение нагрузки на отопление будет увеличено соответственно на 10 или 20%
14	Коэффициент изменения нагрузки вентиляции	-	Задается пользователем в случае необходимости увеличения нагрузки на вентиляцию по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное значение нагрузки на вентиляцию будет увеличено соответственно на 10 или 20%
15	Коэффициент изменения нагрузки ГВС	-	Задается пользователем в случае необходимости увеличения нагрузки на ГВС по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное среднее значение нагрузки на ГВС будет увеличено соответственно на 10 или 20%. С помощью данного коэффициента можно рассчитать максимальный водоразбор горячей воды из сети.

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
16	Балансовый коэффициент закрытия ГВС	-	Используется при определении балансовой нагрузки в наладочном расчете для закрытых схем ГВС. Балансовая нагрузка определяется как средняя нагрузка ГВС, умноженная на балансовый коэффициент. Коэффициент позволяет пользователю регулировать величину нагрузки (и расхода) на которую производится наладка.
			Если значение поля не задано, расчет берет значение коэффициента по умолчанию: 1.15 для одноступенчатой схемы, 1.1 для двухступенчатой смешанной, 1.25 для двухступенчатой последовательной.
17	Признак наличия регулятора на отопление	-	Задается цифрой от 0 до 3.0- регулятора на систему отопления нет;1- установлен регулятор расхода;2- установлен регулятор отопления.3-установлен регулятор располагаемого напора на подающем трубопроводе
18	Признак наличия регулирующего клапана на СВ	-	Задается цифрой от 0 до 1. 0 - нет регулирующего клапана на систему вентиляции; 1 - есть регулирующий клапан на систему вентиляции
19	Признак наличия регулятора температуры	-	Задается цифрой от 1 до 5, где: 1 - регулятор температуры на систему горячего водоснабжения есть; 2 - весь водоразбор на ГВС осуществляется из подающего трубопровода; 3 - весь водоразбор на ГВС осуществляется из обратного трубопровода; 4 - весь водоразбор на горячее водоснабжение осуществляется из подающего трубопровода, расход воды на ГВС определяется на точку излома температурного графика по средней нагрузке $Q_{gv_сред}$; 5 - весь водоразбор на горячее водоснабжение осуществляется из подающего трубопровода, расход воды на ГВС определяется на точку излома температурного графика по максимальной нагрузке Q_{gv_max}
20	Расчетная температура воды на выходе из СО	°C	Задается расчетное значение температуры теплоносителя на выходе из системы отопления, на которое было выполнено проектирование, например 70 °C
21	Расчетная температура воды на входе в СО	°C	Задается расчетное значение температуры теплоносителя на входе в систему отопления, на которое было выполнено проектирование, например 105 или 95 °C
22	Расчетная температура внутреннего воздуха для СО	°C	Задается расчетное значение температуры воздуха внутри отапливаемых помещений при проектировании системы отопления, например 20, 18, 16 или 10 °C
23	Расчетный располагаемый напор в СО	м	Задается расчетное значение располагаемого напора (расчетное сопротивление системы отопления, м) при проектировании системы отопления, например 1.0, 1.5 м вод. ст. для элеваторных схем присоединения и 2, 3, 4 м вод. ст. и т.д. для насосных схем присоединения
24	Расчетная темп. внутреннего воздуха для СВ	°C	Задается расчетное значение температуры воздуха внутри отапливаемых помещений при проектировании системы вентиляции, например 20, 18, 16 или 10 °C
25	Расчетная темп. наружного воздуха для СВ	°C	Задается расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования системы вентиляции, например -20,-15, -11 °C и т.д
26	Расчетный располагаемый напор в СВ	м	Задается расчетное значение располагаемого напора (расчетное сопротивление калорифера, м вод. ст.) при проектировании системы вентиляции, например 0.5, 1.0, 1.5 м вод. ст.
27	Доля циркуляции от расхода на ГВС	%	Задается доля циркуляционного расхода ГВС от среднечасового расхода в процентах, например 10, 15, 20. Доля циркуляционного расхода в циркуляционном трубопроводе задается только для открытых схем присоединения
28	Потери напора в системе ГВС	м	Задается величина потери напора в системе горячего водоснабжения
29	Температура воды в цирк. контуре	°C	Задается температура воды в циркуляционном контуре ГВС на 5-10 °C ниже чем температура воды на ГВС, например 45, 50 °C
30	Температура холодной воды для закрытой ГВС	°C	При наличии закрытой системы горячего водоснабжения, задается температура холодной воды, например 5, 10 и т.д. °C.
31	Температура горячей воды для закрытой ГВС	°C	При наличии закрытой системы горячего водоснабжения, задается температура горячей воды, например 60, 65 и т.д. °C.
32	Количество секций ТО на СО	шт.	Количество секций теплообменного аппарата на СО задается пользователем, например 1, 2, 3 и т.д.

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
33	Потери напора в одной секции ТО на СО	м	Потери напора в одной секции ТО на СО задается пользователем, например 0,5, 1, 1,5 м вод. ст.
34	Количество параллельных групп ТО на СО	шт.	Количество параллельных групп тепл. аппарата на СО задается пользователем
35	Расчетная температура сетевой воды на выходе из ТО	°С	Расчетная темп. сетевой воды на выходе из ТО на систему отопления задается пользователем, например 75 °С
36	Расчетная температура сетевой воды на выходе из потреб.	°С	Расчетная темп. сет. воды на выходе из потребителя задается пользователем, например 70 °С
37	Температура воды на выходе из 2 контура ТО	°С	Температура воды на выходе из второго контура ТО на систему отопления задается пользователем, например 95, 105 °С
38	Рекомендуемый номер элеватора	-	Рекомендуемый номер элеватора определяется в результате наладочного расчета
39	Рекомендуемый диаметр сопла элеватора	мм	Рекомендуемый диаметр сопла элеватора определяется в результате наладочного расчета
40	Расчетный коэффициент смешения	-	Значение расчетного коэффициента смешения определяется в результате наладочного расчета
41	Фактический коэффициент смешения	-	Значение фактического коэффициента смешения определяется в результате расчета
42	Номер установленного элеватора	-	Задается номер фактически установленного элеватора
43	Диаметр установленного сопла элеватора	мм	Задается значение диаметра фактически установленного сопла элеватора, например 3, 5, 7, 9 мм.
44	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе	°С	Значение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
45	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе	°С	Значение температуры сетевой воды в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
46	Расход сетевой воды на СО	т/ч	Расход сетевой воды на систему отопления определяется в результате расчета
47	Относительный расход воды на СО	-	Относительный расход воды на систему отопления определяется в результате расчета
48	Относительное количество теплоты на СО	-	В результате расчета определяется относительная нагрузка на систему отопления (отношение текущей нагрузки к расчетной)
49	Температура воды на входе в СО	°С	Температура воды на входе в систему отопления определяется в результате расчета
50	Температура воды на выходе из СО	°С	Температура воды на выходе из системы отопления определяется в результате расчета
51	Температура внутреннего воздуха СО	°С	Значение температуры внутреннего воздуха определяется в результате расчета
52	Диаметр шайбы на подающем трубопроводе перед СО	мм	Значение диаметра шайбы на подающем трубопроводе перед системой отопления определяется в результате наладочного расчета
53	Количество шайб на подающем трубопроводе перед СО	шт.	Количество шайб на подающем трубопроводе перед системой отопления определяется в результате наладочного расчета
54	Диаметр шайбы на обратном трубопроводе после СО	мм	Значение диаметра шайбы на обратном трубопроводе после системой отопления определяется в результате наладочного расчета
55	Количество шайб на обратном трубопроводе после СО	шт.	Количество шайб на обратном трубопроводе после системой отопления определяется в результате наладочного расчета
56	Потери напора на шайбе подающего трубопровода перед СО	м	Значение потерь напора на шайбе, установленной перед СО (подающий трубопровод) определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
57	Потери напора на шайбе обратного трубопровода после СО	м	Значение потерь напора на шайбе, установленной после СО (обратный трубопровод) определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
58	Потери напора на сопле, м	м	Значение потерь напора на сопле элеватора определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
59	Диаметр шайбы на вводе на подающем трубопроводе	мм	Значение диаметра шайбы на вводе на подающем трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
60	Количество шайб на вводе на подающем трубопроводе	шт.	Количество шайб на вводе на подающем трубопроводе определяется в результате наладочного расчета

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
61	Диаметр шайбы на вводе на обратном трубопроводе	мм	Значение диаметра шайбы на вводе на обратном трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
62	Количество шайб на вводе на обратном трубопроводе	шт.	Количество шайб на вводе на обратном трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
63	Расход сетевой воды на СВ	т/ч	Расход сетевой воды на систему вентиляции определяется в результате расчета
64	Относительный расход воды на СВ	т/ч	Относительный расход воды на систему вентиляции определяется в результате расчета
65	Темп. воды после системы вентиляции	°С	Температура воды после системы вентиляции определяется в результате расчета
66	Температура внутреннего воздуха СВ	°С	Температура внутреннего воздуха в системе вентиляции определяется в результате расчета
67	Диаметр шайбы на систему вентиляции	мм	Значение диаметра шайбы на систему вентиляции определяется в результате наладочного расчета
68	Количество шайб на систему вентиляции	шт.	Количество шайб на систему вентиляции определяется в результате наладочного расчета
69	Расход сетевой воды на ГВС	т/ч	Расход сетевой воды на ГВС определяется в результате расчета
70	Расход сетевой воды в цирк. трубопроводе	т/ч	Расход сетевой воды в циркуляционном трубопроводе определяется в результате расчета
71	Диаметр шайбы в циркуляционной линии ГВС	мм	Диаметр шайбы на вводе ГВС определяется в результате наладочного расчета
72	Количество шайб в циркуляционной линии ГВС	шт.	Количество шайб на вводе ГВС определяется в результате наладочного расчета
73	Диаметр циркуляционной шайбы на ГВС	мм	Диаметр циркуляционной шайбы на ГВС определяется в результате наладочного расчета
74	Количество циркуляционных шайб на ГВС	шт.	Количество циркуляционных шайб на ГВС определяется в результате наладочного расчета
75	Диаметр установленной шайбы на подающем трубопроводе перед СО	мм	Задается значение диаметра фактически установленной шайбы на подающем трубопроводе перед СО
76	Количество установленных шайб на подающем трубопроводе перед СО	шт.	Задается количество установленных шайб на подающем трубопроводе перед СО
77	Диаметр установленной шайбы на обратном трубопроводе после СО	мм	Задается значение диаметра фактически установленной шайбы на обратном трубопроводе после СО
78	Количество установленных шайб на обратном трубопроводе после СО	шт.	Задается количество установленных шайб на обратном трубопроводе после СО
79	Диаметр установленной шайбы на систему вентиляции	мм	Задается значение диаметра фактически установленной шайбы на систему вентиляции
80	Количество установленных шайб на систему вентиляции	шт.	Задается количество установленных шайб на систему вентиляции
81	Диаметр установленной циркуляционной шайбы на ГВС	мм	Задается значение диаметра фактически установленной шайбы на ГВС
82	Количество установленных циркуляционных шайб на ГВС	шт.	Задается количество установленных шайб на ГВС
83	Диаметр установленной шайбы в циркуляционной линии ГВС	мм	Задается значение диаметра фактически установленной шайбы на циркуляционной линии ГВС
84	Количество установленных шайб в циркуляционной линии ГВС	шт.	Задается количество установленных шайб на циркуляционной линии ГВС
85	Количество секций ТО на ГВС I ступень	шт.	Задается пользователем цифрой количество секций ТО первой ступени, например, 1, 2, 3 и т.д.
86	Кол-во параллельных групп ТО на ГВС I ступ.	шт.	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д.
87	Потери напора в одной секции I ступени	м	Задается пользователем цифрой, например, 0.1, 0.2, 0.3, м.
88	Исп. температура на входе I контура I ступени	°С	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура.

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
89	Исп. температура на выходе 1 контура I ступени	°C	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура.
90	Исп. температура на входе 2 контура I ступени	°C	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура.
91	Исп. температура на выходе 2 контура I ступени	°C	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура.
92	Исп. тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата. Об испытательных параметрах ТО подробнее здесь. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт. Как изменить единицы измерений смотрите здесь
93	Расход 1 контура I ступени ТО ГВС	т/ч	Расход сет. воды, затек. в первую ступень ТО ГВС определяется в результате расчета
94	Расход 2 контура I ступени ТО ГВС	т/ч	Расход горячей воды во втором контуре, определяется в результате расчета
95	Тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	Тепловая нагрузка I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
96	Температура на входе 1 контура I ступени	°C	Температура на входе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
97	Температура на выходе 1 контура I ступени	°C	Температура на выходе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
98	Температура на входе 2 контура I ступени	°C	Температура на входе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
99	Температура на выходе 2 контура I ступени	°C	Температура на выходе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
100	Количество секций ТО на ГВС II ступень	шт.	Задается пользователем цифрой количество секций ТО второй ступени, например, 1, 2, 3 и т.д.
101	Кол-во параллельных групп ТО на ГВС II ступ.	шт.	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д.
102	Потери напора в одной секции II ступени	м	Задается пользователем цифрой, например, 0,1, 0,2, 0,3, м.
103	Исп. температура на входе 1 контура II ступени	°C	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура II ступени
104	Исп. температура на выходе 1 контура II ступени	°C	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура II ступени
105	Исп. температура на входе 2 контура II ступени	°C	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура II ступени
106	Исп. температура на выходе 2 контура II ступени	°C	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура II ступени
107	Исп. тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата. Нагрузка может быть задана как в Гкал/ч так и в МВт.
108	Температура на входе 1 контура II ступени	°C	Температура на входе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
109	Температура на выходе 1 контура II ступени	°C	Температура на выходе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
110	Температура на входе 2 контура II ступени	°C	Температура на входе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
111	Температура на выходе 2 контура II ступени	°C	Температура на выходе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
112	Расход 1 контура II ступени ТО ГВС	т/ч	Расход сет. воды, затек. во вторую ступень ТО ГВС определяется в результате расчета
113	Расход 2 контура II ступени ТО ГВС	т/ч	Расход горячей воды во втором контуре II ступени, определяется в результате расчета
114	Тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	Тепловая нагрузка II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
115	Расход сетевой воды на СО после наладки	т/ч	В результате расчета определяется расход сетевой воды на систему отопления после наладки
116	Напор на регуляторе давления СО	м	В результате расчета определяется необходимый располагаемый напор для системы отопления
117	Коэффициент пропускной способности РД СО	-	Задается коэффициент пропускной способности Регулятора Давления СО

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
118	Суммарный расход сетевой воды	т/ч	В результате расчетов определяется суммарный расход сетевой воды
119	Располагаемый напор на вводе потребителя	м	Значение располагаемого напора на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
120	Напор в подающем трубопроводе	м	Значение напора в подающем трубопроводе на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
121	Напор в обратном трубопроводе	м	Значение напора в обратном трубопроводе на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
122	Давление в подающем трубопроводе	м	Давление в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
123	Давление в обратном трубопроводе	м	Давление в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
124	Утечка из системы теплоснабжения	т/ч	Утечка из системы теплоснабжения определяется в результате расчета
125	Потери тепла от утечки	Ккал	Потери тепла от утечки определяется в результате расчета
126	Время прохождения воды от источника	мин	В результате расчетов определяется время прохождения воды от источника до потребителя
127	Путь, пройденный от источника	м	В результате расчетов определяется путь, пройденный от источника до потребителя
128	Давление вскипания	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
129	Статический напор	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
130	Расчетный расход на СО (констр.)	т/ч	Задается расчетный расход воды на систему отопления для выполнения конструкторского расчета
131	Расчетный расход на СВ (констр.)	т/ч	Задается расчетный расход воды на систему вентиляции для выполнения конструкторского расчета
132	Расчетный расход на ГВС (констр.)	т/ч	Задается расчетный расход воды на систему ГВС для выполнения конструкторского расчета
133	Располагаемый напор на вводе (констр.)	м	Задается располагаемый напор для выполнения конструкторского расчета

2.5.5 Обобщенный потребитель тепловой сети

Форма паспортизации обобщенного потребителя тепловой сети приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Паспортизация обобщенного потребителя тепловой сети

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация записываемая в поле
1	Наименование узла	-	Задается пользователем, например ул. Федосеенко д.14
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный потребитель
3	Геодезическая отметка, м	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный узел ввода
4	Способ задания нагрузки	-	Указывается способ задания нагрузки: 0 - задается расходом; 1 - задается сопротивлением
5	Циркулирующий расход	т/ч	Задается величина циркулирующего расхода необходимого для данного потребителя. Данное значение необходимо указывать только в том случае, если Способ задания нагрузки установлен Задается расходом
6	Коэффициент изменения циркулирующего расхода	-	Задается пользователем в случае необходимости увеличения циркуляционного расхода по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное значение будет увеличено соответственно на 10 или 20%
7	Расход на открытый водоразбор	т/ч	Задается величина расхода на открытый водоразбор

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация записываемая в поле
8	Коэффициент изменения расхода на водоразбор	-	Задается пользователем в случае необходимости увеличения расхода на открытый водоразбор по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное значение будет увеличено соответственно на 10 или 20%
9	Доля водоразбора из подающего трубопровода	-	Указывается доля открытого водоразбора из подающего трубопровода, например 0.4 – 40 % водоразбора из подающего трубопровода
10	Расчетное обобщенное сопротивление	м/(т/ч)*2	Указывается величина предварительно рассчитанного обобщенного сопротивления. Данное значение необходимо указывать только в том случае, если Способ задания нагрузки установлен Задается сопротивлением
11	Требуемый напор	м	Задается требуемый располагаемый напор на обобщенном потребителе, например 10, 15, 20 и т.д. метров
12	Минимальный статический напор, м	м	Задается минимальный статический напор на обобщенном потребителе, например 10, 15, 20 и т.д. метров
13	Располагаемый напор	м	Значение располагаемого напора определяется в результате расчета
14	Напор в подающем трубопроводе	м	Значение напора в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
15	Напор в обратном трубопроводе	м	Значение напора в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
16	Давление в подающем трубопроводе	м	Значение давления в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
17	Давление в обратном трубопроводе	м	Значение давления в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
18	Время прохождения воды от источника	мин	Значение определяется в результате расчета
19	Путь, пройденный от источника	м	Значение определяется в результате расчета
20	Давление вскипания	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
21	Статический напор	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
22	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Значение температуры воды в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
23	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Значение температуры воды в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
24	Обобщенное сопротивление	м/(т/ч)*2	Значение определяется в результате расчета
25	Расход воды на открытый водоразбор	т/ч	Значение определяется в результате расчета
26	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	Значение определяется в результате расчета
27	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	Значение определяется в результате расчета
28	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.6 Узел тепловой сети

Форма паспортизации узла тепловой сети приведена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Паспортизация узла тепловой сети

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Наименование узла	-	Задается пользователем, например ТК-1 или УТ-2
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный узел тепловой сети
3	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный узел

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
4	Слив из подающего трубопровода		Задается пользователем количество утечки из подающего трубопровода, например, 2, 3 т/ч. Данный объект (узел) может устанавливаться в любом месте тепловой сети и имитировать режим аварии в подающем трубопроводе
5	Слив из обратного трубопровода	т/ч	Задается пользователем количество утечки из обратного трубопровода, например, 2, 3 т/ч. Данный объект (узел) может устанавливаться в любом месте тепловой сети и имитировать режим аварии в обратном трубопроводе, а также слив воды после системы топления
6	Располагаемый напор	м	Значение располагаемого напора в узле определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
7	Напор в подающем трубопроводе	м	Значение напора в подающем трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
8	Напор в обратном трубопроводе	м	Значение напора в обратном трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
9	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Значение температуры в подающем трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
10	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Значение температуры в обратном трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
11	Давление в подающем трубопроводе	м	Значение давления в подающем трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
12	Давление в обратном трубопроводе	м	Значение давления в обратном трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
13	Время прохождения воды от источника	мин	В результате расчетов определяется время прохождения воды от источника до узла
14	Путь, пройденный от источника	м	В результате расчетов определяется путь, пройденный от источника до узла
15	Давление вскипания	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
16	Статический напор	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
17	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.7 Вычисляемая шайба

Форма паспортизации вычисляемой шайбы приведена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Паспортизация вычисляемой шайбы

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Наименование дросселирующего узла	-	Заполняется пользователем, например дросселирующий узел ДУ-22 и т.д.
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запитывается данный дросселирующий узел
3	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный дросселирующий узел
4	Диаметр шайбы на байпасе в подающем трубопроводе	мм	Определяется в результате выполнения наладочной задачи
5	Количество шайб на байпасе в подающем трубопроводе	шт.	Определяется в результате выполнения наладочной задачи
6	Диаметр шайбы на байпасе в обратном трубопроводе	мм	Определяется в результате выполнения наладочной задачи
7	Количество шайб на байпасе в обратном трубопроводе	шт.	Определяется в результате выполнения наладочной задачи
8	Диаметр байпаса на подающем трубопроводе	м	Задается пользователем, например 0.05, 0.1 м, и т.д.

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
9	Длина байпаса на подающем трубопроводе	м	Задается пользователем, например 5, 8 м, и т.д.
10	Диаметр байпаса на обратном трубопроводе	м	Задается пользователем, например 0.05, 0.1 м, и т.д.
11	Длина байпаса на обратном трубопроводе	м	Задается пользователем, например 5, 8 м, и т.д.
12	Сумма коэффициент местных сопротивлений на байпасе в подающем трубопроводе	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например 4, 8 и т.д.
13	Сумма коэффициент местных сопротивлений на байпасе в обратном трубопроводе	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например 4, 8 и т.д.
14	Шероховатость байпаса	мм	Задается значение шероховатости байпаса, например 0.5, 1, 2, 3, 4 мм и т.д. Для новых стальных труб шероховатость принимается в соответствии со СНиП 0.5 мм.
15	Запас напора	м	Задается пользователем запас напора на шайбе, например 1, 2 м.
16	Регулируемый параметр	м или т/ч	Задается пользователем значение регулируемого параметра регулятора давления "до себя", "после себя" или контролирующего располагаемый напор, например, 10, 20, 40 м. В случае установки регулятора расхода задается значение регулируемой величины, например, 100 т/ч.
17	Пропускная способность регулятора	-	Задается пользователем пропускная способность регулирующего устройства
18	Диаметр эквивалентной шайбы	мм	Для регуляторов напора, давления, расхода вычисляется значение диаметра шайбы, при установке которой вместо регулятора в данном режиме получился бы такой же перепад давлений
19	Располагаемый напор до узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
20	Располагаемый напор после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
21	Напор в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
22	Напор в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
23	Напор в обратном трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
24	Напор в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
25	Потери напора на шайбе в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
26	Потери напора на шайбе в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
27	Давление в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
28	Давление в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
29	Давление в обратном трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
30	Давление в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
31	Время прохождения воды от источника	мин	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
32	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
33	Давление вскипания	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
34	Статический напор	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
35	Температура воды в подающем трубопроводе	°C	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
36	Температура воды в обратном трубопроводе	°C	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
37	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.8 Регулятор давления в подающем или обратном трубопроводе

Форма паспортизации регулятора давления в подающем или обратном трубопроводе приведена в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Паспортизация регулятора давления в подающем или обратном трубопроводе

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Наименование дросселирующего узла	-	Заполняется пользователем, например дросселирующий узел ДУ-22 и т.д.
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запитывается данный дросселирующий узел
3	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный дросселирующий узел
4	Диаметр шайбы на байпасе в подающем трубопроводе	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на байпасе на подающем трубопроводе
5	Количество шайб на байпасе в подающем трубопроводе	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на байпасе на подающем трубопроводе
6	Диаметр шайбы на байпасе в обратном трубопроводе	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на байпасе на обратном трубопроводе
7	Количество шайб на байпасе в обратном трубопроводе	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на байпасе на обратном трубопроводе
8	Диаметр байпаса на подающем трубопроводе	м	Задается пользователем, например 0.05, 0.1 м, и т.д.
9	Длина байпаса на подающем трубопроводе	м	Задается пользователем, например 5, 8 м, и т.д.
10	Диаметр байпаса на обратном трубопроводе	м	Задается пользователем, например 0.05, 0.1 м, и т.д.
11	Длина байпаса на обратном трубопроводе	м	Задается пользователем, например 5, 8 м, и т.д.
12	Сумма коэффициент местных сопротивлений на байпасе в подающем трубопроводе	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например 4, 8 и т.д.
13	Сумма коэффициент местных сопротивлений на байпасе в обр. трубопроводе	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например 4, 8 и т.д.
14	Шероховатость байпаса	мм	Задается значение шероховатости байпаса, например 0.5, 1, 2, 3, 4 мм и т.д. Для новых стальных труб шероховатость принимается в соответствии со СНиП 0.5 мм.
15	Запас напора	м	Задается пользователем запас напора на шайбе, например 1, 2 м.
16	Регулируемый параметр	м	Задается пользователем значение регулируемого параметра регулятора давления "до себя", "после себя" или контролирующего располагаемый напор, например, 10, 20, 40 м.
17	Пропускная способность регулятора	-	Задается пользователем пропускная способность регулирующего устройства
18	Диаметр эквивалентной шайбы	мм	Для регуляторов напора, давления, расхода вычисляется значение диаметра шайбы, при установке которой вместо регулятора в данном режиме получился бы такой же перепад давлений
19	Располагаемый напор до узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
20	Располагаемый напор после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
21	Напор в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
22	Напор в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
23	Напор в обратном трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
24	Напор в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
25	Потери напора на шайбе в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
26	Потери напора на шайбе в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
27	Давление в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
28	Давление в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
29	Давление в трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
30	Давление в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
31	Время прохождение воды от источника	мин	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
32	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
33	Давление вскипания	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
34	Статический напор	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
35	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
36	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
37	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.9 Регулятор расхода в подающем или обратном трубопроводе

Форма паспортизации регулятора расхода в подающем или обратном трубопроводе приведена в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Паспортизация регулятора расхода в подающем или обратном трубопроводе

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Наименование дросселирующего узла	-	Заполняется пользователем, например дросселирующий узел Ду-22 и т.д.
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный дросселирующий узел
3	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный дросселирующий узел
4	Диаметр шайбы на байпасае в подающем трубопроводе	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на байпасае на подающем трубопроводе
5	Количество шайб на байпасае в подающем трубопроводе	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на байпасае на подающем трубопроводе
6	Диаметр шайбы на байпасае в обратном трубопроводе	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на байпасае на обратном трубопроводе
7	Количество шайб на байпасае в обратном трубопроводе	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на байпасае на обратном трубопроводе
8	Диаметр байпаса на подающем трубопроводе	м	Задается пользователем, например 0.05, 0.1 м, и т.д.
9	Длина байпаса на подающем трубопроводе	м	Задается пользователем, например 5, 8 м, и т.д.
10	Диаметр байпаса на обратном трубопроводе	м	Задается пользователем, например 0.05, 0.1 м, и т.д.
11	Длина байпаса на обратном трубопроводе	м	Задается пользователем, например 5, 8 м, и т.д.
12	Сумма коэффициент местных сопротивлений на байпасае в подающем трубопроводе	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например 4, 8 и т.д.
13	Сумма коэффициент местных сопротивлений на байпасае в обратном трубопроводе	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например 4, 8 и т.д.

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
14	Шероховатость байпаса	мм	Задается значение шероховатости байпаса, например 0.5, 1, 2, 3, 4 мм и т.д. Для новых стальных труб шероховатость принимается в соответствии со СНиП 0.5 мм.
15	Запас напора	м	Задается пользователем запас напора на шайбе, например 1, 2 м.
16	Регулируемый параметр	т/ч	Задается пользователем значение регулируемой величины, например, 100 т/ч.
17	Пропускная способность регулятора	-	Задается пользователем пропускная способность регулирующего устройства
18	Диаметр эквивалентной шайбы	мм	Для регуляторов напора, давления, расхода вычисляется значение диаметра шайбы, при установке которой вместо регулятора в данном режиме получился бы такой же перепад давлений
19	Располагаемый напор до узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
20	Располагаемый напор после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
21	Напор в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
22	Напор в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
23	Напор в обратном трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
24	Напор в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
25	Потери напора на шайбе в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
26	Потери напора на шайбе в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
27	Давление в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
28	Давление в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
29	Давление в обратном трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
30	Давление в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
31	Время прохождения воды от источника	мин	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
32	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
33	Давление вскипания	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
34	Статический напор	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
35	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
36	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
37	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.10 Регулятор располагаемого напора

Форма паспортизации регулятора располагаемого напора приведена в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Паспортизация регулятора располагаемого напора

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Наименование дросселирующего узла	-	Заполняется пользователем, например дросселирующий узел ДУ-22 и т.д.
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный дросселирующий узел
3	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный дросселирующий узел
4	Диаметр шайбы на байпасе в подающем трубопроводе	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на байпасе на подающем трубопроводе
5	Количество шайб на байпасе в подающем трубопроводе	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на байпасе на подающем трубопроводе
6	Диаметр шайбы на байпасе в обратном трубопроводе	мм	Задается пользователем диаметр установленной шайбы на байпасе на обратном трубопроводе
7	Количество шайб на байпасе в обратном трубопроводе	шт.	Задается пользователем количество установленных шайб на байпасе на обратном трубопроводе
8	Диаметр байпаса на подающем трубопроводе	м	Задается пользователем, например 0.05, 0.1 м, и т.д.
9	Длина байпаса на подающем трубопроводе	м	Задается пользователем, например 5, 8 м, и т.д.
10	Диаметр байпаса на обратном трубопроводе	м	Задается пользователем, например 0.05, 0.1 м, и т.д.
11	Длина байпаса на обратном трубопроводе	м	Задается пользователем, например 5, 8 м, и т.д.
12	Сумма коэффициент местных сопротивлений на байпасе в подающем трубопроводе	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например 4, 8 и т.д.
13	Сумма коэффициент местных сопротивлений на байпасе в обратном трубопроводе	-	Задается сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода, например 4, 8 и т.д.
14	Шероховатость байпаса	мм	Задается значение шероховатости байпаса, например 0.5, 1, 2, 3, 4 мм и т.д. Для новых стальных труб шероховатость принимается в соответствии со СНиП 0.5 мм.
15	Запас напора	м	Задается пользователем запас напора на шайбе, например 1, 2 м.
16	Регулируемый параметр	м	Задается пользователем значение регулируемой величины, например, 20, 30 и т.д. метров
17	Пропускная способность регулятора	-	Задается пользователем пропускная способность регулирующего устройства
18	Диаметр эквивалентной шайбы	мм	Для регуляторов напора, давления, расхода вычисляется значение диаметра шайбы, при установке которой вместо регулятора в данном режиме получился бы такой же перепад давлений
19	Располагаемый напор до узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
20	Располагаемый напор после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
21	Напор в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
22	Напор в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
23	Напор в обратном трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
24	Напор в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
25	Потери напора на шайбе в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
26	Потери напора на шайбе в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
27	Давление в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
28	Давление в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
29	Давление в обратном трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
30	Давление в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
31	Время прохождения воды от источника	мин	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
32	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
33	Давление вскипания	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
34	Статический напор	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
35	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
36	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
37	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.11 Насосная станция

Форма паспортизации насосной станции приведена в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Паспортизация насосной станции

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Наименование насосной станции	-	Записывается наименование насосной станции, например насосная станция №1, и т.д.
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запитывается данная насосная станция
3	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится насосная станция
4	Марка насоса на подающем	-	Пользователем указывается марка насоса установленного на подающем трубопроводе.
5	Число насосов на подающем трубопроводе	шт.	Указывается число параллельно работающих насосов одной QH характеристики на подающем трубопроводе
6	Марка насоса на обратном	-	Пользователем указывается марка насоса установленного на обратном трубопроводе.
7	Число насосов на обратном трубопроводе	шт.	Указывается число параллельно работающих насосов одной QH характеристики на обратном трубопроводе
8	Напор насоса на подающем трубопроводе	м	Напор, развиваемый насосом на подающем трубопроводе, задается пользователем, если насос повышает напор, то значение записывается со знаком плюс, если понижает напор, то со знаком минус, например +30, -40 м.
9	Напор насоса на обратном трубопроводе	м	Напор, развиваемый насосом на обратном трубопроводе, задается пользователем, если насос повышает напор, то значение записывается со знаком плюс, если понижает напор, то со знаком минус, например +30, -40 м.
10	Напор на входе в насосную в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
11	Напор на входе в насосную в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
12	Напор на выходе из насосной в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
13	Напор на выходе из насосной в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
14	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
15	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
16	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
17	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
18	Давление в подающем трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
19	Давление в подающем трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
20	Давление в обратном трубопроводе перед узлом	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
21	Давление в обратном трубопроводе после узла	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
22	Время прохождения воды от источника	мин	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
23	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
24	Давление вскипания	м	Определяется в результате расчета
25	Статический напор	м	Определяется в результате расчета
26	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.12 Запорная арматура

Форма паспортизации запорной арматуры приведена в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Паспортизация запорной арматуры

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Наименование арматуры	-	Задается пользователем, например задвижка № 22
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запитывается данный объект
3	Наименование источника	-	Задается пользователем, например Котельная "Северная"
4	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данная задвижка
5	Марка задвижки на подающем обратном трубопроводе	-	Задается пользователем марка установленной запорной арматуры на подающем трубопроводе. Причем чтобы занести марку необходимо выбрать ее из Справочника по запорной арматуре. Для этого нажмите на кнопку (кнопка будет видна только, когда активна правая часть данной строки)
6	Условный диаметр на подающем обратном трубопроводе	м	Задается пользователем диаметр установленной на подающем трубопроводе запорной арматуры
7	Степень открытия на Подающем обратном трубопроводе	-	Задается пользователем степень открытия арматуры, установленной на подающем трубопроводе. Сопротивление соответствующее степени открытия можно просмотреть в Справочнике по запорной арматуре
8	Марка задвижки на обратном трубопроводе	-	Задается пользователем марка установленной запорной арматуры на обратном трубопроводе. Причем чтобы занести марку необходимо выбрать ее из Справочника по запорной арматуре. Для этого нажмите на кнопку (кнопка будет видна только, когда активна правая часть данной строки)

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
9	Условный диаметр на обратном	м	Задается пользователем диаметр установленной на обратном трубопроводе запорной арматуры
10	Степень открытия на обратном	-	Задается пользователем степень открытия арматуры на обратном трубопроводе. Сопротивление соответствующее степени открытия можно просмотреть в Справочнике по запорной арматуре
11	Место установки	-	Задается пользователем
12	Тип трубопровода	-	Задается пользователем
13	Располагаемый напор	м	Определяется в результате расчета
14	Располагаемый напор на выходе	м	Определяется в результате расчета
15	Напор в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
16	Напор после узла в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
17	Напор в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
18	Напор после узла в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
19	Температура воды подающем трубопроводе	°C	Определяется в результате расчета
20	Температура воды в обратном трубопроводе	°C	Определяется в результате расчета
21	Тип арматуры	-	Задается пользователем
22	Марка арматуры	-	Задается пользователем
23	Условный диаметр	мм	Задается пользователем
24	Условное давление	кгс/см ²	Задается пользователем
25	Дата изготовления	-	Задается пользователем
26	Дата установки	-	Задается пользователем
27	Материал	-	Задается пользователем
28	Конструкция затвора	-	Задается пользователем
29	Завод изготовитель	-	Задается пользователем
30	Шифр арматуры	-	Задается пользователем
31	Коэффициент местного сопротивления	-	Задается пользователем коэффициент местного сопротивления арматуры
32	Пропускная способность	т/ч	Задается пользователем пропускная способность арматуры
33	Тип привода	-	Задается пользователем
34	Марка привода	-	Задается пользователем
35	Дата последнего ремонта	-	Задается пользователем
36	Вид ремонта	-	Задается пользователем
37	Примечание	-	Задается пользователем
38	Давление в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
39	Давление после узла в подающем	м	Определяется в результате расчета
39	Давление в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
41	Давление после узла в обратном	м	Определяется в результате расчета
40	Время прохождения воды от источника	мин	Определяется в результате расчета
41	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате расчета
42	Давление вскипания	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Статический напор	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
44	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.13 Перемычка

Форма паспортизации перемычки приведена в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Паспортизация перемычки

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Название перемычки	-	Записывается наименование перемычки, соответствующее, например, месту ее установки
2	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запитывается данная перемычка
3	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, например, тепловой камеры где установлена данная перемычка
4	Длина перемычки	м	Задается пользователем длина перемычки, например, 4 м
5	Диаметр перемычки	м	Задается пользователем диаметр перемычки, например, 0.15 м
6	Коэффициент местных сопротивлений перемычки	-	Задается пользователем коэффициент местных сопротивлений перемычки перемычки, например, 2, 3 или 4 в зависимости от тех устройств которые установлены на перемычке
7	Коэффициент шероховатости перемычки	мм	Задается пользователем шероховатость перемычки, например 1, 2, 4 и т.д. мм
8	Сопротивление перемычки	$м^3 \cdot ч^2 / T^2$	Задается пользователем рассчитанное сопротивление перемычки
9	Расход воды по перемычке	т/ч	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
10	Располагаемый напор	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
11	Напор в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
12	Напор в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
13	Давление в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
14	Давление в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
15	Время прохождения воды от источника	мин	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
16	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
17	Давление вскипания	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
18	Статический напор	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
19	Температура в подающем трубопроводе	°C	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
20	Температура в обратном трубопроводе	°C	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
21	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.5.14 Прибор учета

Форма паспортизации прибора учета приведена в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Паспортизация прибора учета

№ п/п	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Информация, записываемая в поле
1	Место установки (Адрес)	-	Задается пользователем, например ул. Федосеенко д.14
2	Наименование прибора	-	Задается пользователем
3	Абонент	-	Задается пользователем
4	Номер источника	-	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный потребитель
5	Геодезическая отметка	м	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный прибор
6	Располагаемый напор	м	Определяется в результате расчета
7	Напор в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
8	Напор в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
9	Давление в подающем трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
10	Давление в обратном трубопроводе	м	Определяется в результате расчета
11	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Определяется в результате расчета
12	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Определяется в результате расчета
13	Время прохождения воды от источника	мин	Определяется в результате расчета
14	Путь, пройденный от источника	м	Определяется в результате расчета
15	Давление вскипания	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
16	Статический напор	м	Значение данной величины определяется в результате расчета
17	Тип прибора	-	Задается пользователем
18	Тип датчика	-	Задается пользователем
19	Марка прибора	-	Задается пользователем
20	Завод изготовитель	-	Задается пользователем
21	Дата проверки	-	Задается пользователем
22	Предел измерения	-	Задается пользователем
23	Класс точности	-	Задается пользователем
24	Статический напор на выходе	м	Определяется в результате расчета

2.6 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

В электронной модели административные районы представляются как объекты. Паспортизация административных районов осуществляется в форме: «паспортизация административно-территориального деления» (рисунок 2.46).

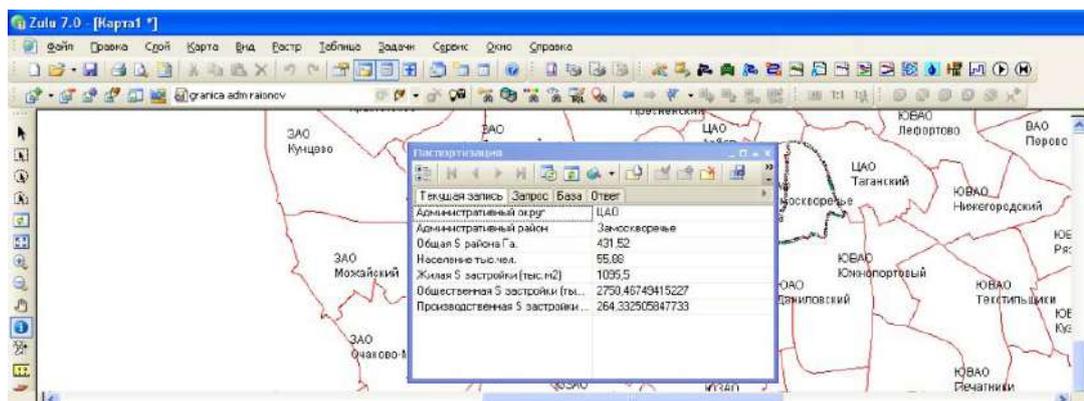


Рисунок 2.46 - Изображение формы «паспортизация административно-территориального деления»

Назначение полей формы «паспортизация административно-территориального деления» приведено в таблице 2.15.

Таблица 2.15 - Назначение полей формы «паспортизация административно-территориального деления»

Название поля	Описание поля
Административный округ	Территориальное деление Москвы
Административный район	Территориальное деление Москвы
Общая S района (га)	Общая площадь по административному району (га)
Население (тыс. чел.)	Количество человек, проживающих в административном районе (тыс. чел.)
Жилая S застройки (тыс. м ²)	Площадь жилой застройки в административном районе (тыс. м ²)
Общественная S застройки (тыс. м ²)	Площадь общественной застройки в административном районе (тыс. м ²)
Производственная S застройки (тыс. м ²)	Площадь производственной застройки в административном районе (тыс. м ²)

Паспортизация административно-территориального деления приведена в таблице 2.16.

Таблица 2.16 - Паспортизация административно-территориального деления

№ п/п	Административный округ	Административный район (поселение)	Общая площадь района, га	Население, тыс. чел.	Жилая площадь застройки, тыс. м ²	Общественная площадь застройки, тыс. м ²	Производственная площадь застройки, тыс. м ²
1.1	ЦАО	Арбат	211,0	29,4	795,8	1 883,7	166,0
1.2	ЦАО	Басманный	836,8	113,6	2 359,2	4 817,4	433,0
1.3	ЦАО	Замоскворечье	431,5	58,6	1 181,9	2 832,1	249,0
1.4	ЦАО	Красносельский	496,2	49,8	920,9	2 981,8	253,7
1.5	ЦАО	Мещанский	460,0	60,9	1 381,6	2 528,9	232,4
1.6	ЦАО	Пресненский	1 170,0	128,8	3 089,9	6 018,3	544,9
1.7	ЦАО	Таганский	801,4	121,7	2 499,2	2 958,3	299,4
1.8	ЦАО	Тверской	727,4	79,9	2 051,1	5 733,7	495,8
1.9	ЦАО	Хамовники	1 007,6	108,0	2 744,4	3 329,6	330,6
1.10	ЦАО	Якиманка	480,1	27,7	821,7	2 030,7	177,6
2.1	САО	Аэропорт	457,9	78,5	1 744,1	1 149,3	322,0
2.2	САО	Беговой	556,0	44,0	791,4	1 603,2	336,7
2.3	САО	Бескудниковский	330,0	79,4	1 565,7	394,9	186,3
2.4	САО	Войковский	660,6	69,5	1 487,1	1 125,2	299,8
2.5	САО	Восточное Дегунино	377,2	99,9	1 592,4	460,3	186,3
2.6	САО	Головинский	892,6	107,3	1 811,6	1 266,5	345,3
2.7	САО	Дмитровский	728,9	92,3	1 385,5	926,9	257,8
2.8	САО	Западное Дегунино	752,7	83,0	1 550,2	1 105,6	305,7
2.9	САО	Коптево	538,0	102,7	1 845,7	652,4	241,6
2.10	САО	Левобережный	800,0	55,2	1 119,4	507,0	170,2
2.11	САО	Молжаниновский	2 625,0	3,7	79,8	194,2	39,2
2.12	САО	Савеловский	269,9	61,0	1 126,4	756,8	208,6
2.13	САО	Сокол	372,0	60,3	1 234,4	713,7	209,8
2.14	САО	Тимирязевский	1 043,4	86,5	1 626,9	891,0	263,5
2.15	САО	Ховрино	572,7	85,0	1 956,7	433,1	214,7
2.16	САО	Хорошевский	988,0	59,8	2 176,2	2 730,1	639,5
3.1	СВАО	Алексеевский	529,3	82,0	1 467,4	1 352,5	250,8
3.2	СВАО	Алтуфьевский	325,3	56,9	819,8	469,0	100,4
3.3	СВАО	Бабушкинский	506,7	90,1	1 562,4	597,7	157,3
3.4	СВАО	Бибирево	644,9	167,0	2 509,3	441,6	181,5
3.5	СВАО	Бутырский	504,4	70,8	1 156,3	1 372,6	237,9
3.6	СВАО	Лианозово	579,0	90,4	1 496,5	471,1	140,8
3.7	СВАО	Лосиноостровский	554,0	83,4	1 498,4	492,3	137,8
3.8	СВАО	Марфино	296,7	28,5	699,5	446,5	93,8
3.9	СВАО	Марьино	468,2	69,2	1 109,0	1 493,0	250,4
3.10	СВАО	Останкинский	1 245,6	63,6	1 137,7	1 726,1	281,6
3.11	СВАО	Отрадное	1 018,4	188,2	3 282,0	1 655,2	379,9
3.12	СВАО	Ростокино	353,9	39,0	705,4	690,2	125,0
3.13	СВАО	Свиблово	440,6	63,1	1 104,5	731,4	153,4
3.14	СВАО	Северное Медведково	565,9	127,5	1 999,0	527,3	170,0
3.15	СВАО	Северный	1 029,4	29,3	843,6	467,2	108,8

№ п/п	Административный округ	Административный район (поселение)	Общая площадь района, га	Население, тыс. чел.	Жилая площадь застройки, тыс. м ²	Общественная площадь застройки, тыс. м ²	Производственная площадь застройки, тыс. м ²
3.16	СВАО	Южное Медведково	387,5	87,0	1 487,3	346,3	123,9
3.17	СВАО	Ярославский	799,5	96,1	1 463,2	879,8	185,7
4.1	ВАО	Богородское	1 024,0	108,1	2 039,1	624,2	322,5
4.2	ВАО	Вешняки	1 072,4	128,0	2 006,9	686,8	314,8
4.3	ВАО	Восточное Измайлово	384,9	77,7	1 270,4	236,3	160,2
4.4	ВАО	Восточный	314,0	12,9	186,8	163,0	53,0
4.5	ВАО	Гольяново	1 499,0	165,6	2 867,1	1 056,5	484,1
4.6	ВАО	Ивановское	1 019,2	134,2	2 086,0	335,1	250,8
4.7	ВАО	Измайлово	1 523,6	109,4	1 970,0	997,5	394,5
4.8	ВАО	Косино-Ухтомский	1 505,0	76,6	1 488,0	710,2	309,6
4.9	ВАО	Новогиреево	445,3	99,7	1 717,7	483,8	259,2
4.10	ВАО	Новокосино	359,6	109,1	1 691,8	250,0	215,4
4.11	ВАО	Метрогородок	2 756,7	38,0	578,2	931,6	259,4
4.12	ВАО	Перово	972,9	143,2	2 288,1	1 687,6	578,9
4.13	ВАО	Преображенское	561,4	86,0	1 637,0	475,8	248,3
4.14	ВАО	Северное Измайлово	420,2	89,2	1 627,5	2 521,0	711,3
4.15	ВАО	Соколиная гора	784,4	91,4	1 166,9	1 168,2	366,8
4.16	ВАО	Сокольники	1 028,5	60,2	1 500,8	1 340,1	433,3
5.1	ЮВАО	Выхино-Жулебино	1 496,9	226,8	3 704,3	866,8	621,1
5.2	ЮВАО	Капотня	805,7	31,0	400,3	299,2	121,5
5.3	ЮВАО	Кузьминки	815,0	150,4	2 317,5	215,6	294,6
5.4	ЮВАО	Лефортово	906,3	95,6	1 389,1	2 877,5	919,5
5.5	ЮВАО	Люблино	1 740,7	180,4	2 973,8	1 017,6	590,9
5.6	ЮВАО	Марьино	1 190,8	255,0	4 729,7	817,1	750,9
5.7	ЮВАО	Некрасовка	558,5	20,1	1 615,3	241,5	254,7
5.8	ЮВАО	Нижегородский	757,4	45,0	650,1	1 963,2	595,9
5.9	ЮВАО	Печатники	1 789,4	86,7	1 408,0	2 200,0	738,7
5.10	ЮВАО	Рязанский	648,5	106,5	1 957,5	1 067,3	491,9
5.11	ЮВАО	Текстильщики	592,2	105,7	1 610,4	757,4	368,1
5.12	ЮВАО	Южнопортовый	452,7	73,8	1 394,2	1 078,6	437,1
6.1	ЮАО	Бирюлево Восточное	1 477,2	151,2	2 675,6	709,1	323,2
6.2	ЮАО	Бирюлево Западное	850,6	94,0	1 207,8	777,6	216,2
6.3	ЮАО	Братеево	763,0	107,0	1 585,6	248,7	164,7
6.4	ЮАО	Даниловский	1 259,6	94,2	1 620,1	4 080,6	841,0
6.5	ЮАО	Донской	572,9	49,9	923,4	1 771,3	380,6
6.6	ЮАО	Зябликово	438,0	135,9	1 904,3	366,2	195,7
6.7	ЮАО	Москворечье-Сабурово	930,2	76,8	1 339,0	1 605,2	387,7
6.8	ЮАО	Нагатино-Садовники	817,0	78,9	1 468,9	1 899,2	443,0
6.9	ЮАО	Нагатинский затон	979,5	119,7	1 876,2	283,1	179,5
6.10	ЮАО	Нагорный	541,6	80,3	1 518,9	1 019,9	290,6
6.11	ЮАО	Орехово-Борисово Северное	767,2	134,5	1 973,5	601,0	241,4
6.12	ЮАО	Орехово-Борисово Южное	694,3	151,8	2 148,3	331,5	206,9

№ п/п	Административный округ	Административный район (поселение)	Общая площадь района, га	Население, тыс. чел.	Жилая площадь застройки, тыс. м ²	Общественная площадь застройки, тыс. м ²	Производственная площадь застройки, тыс. м ²
6.13	ЮАО	Царицыно	843,4	129,6	1 873,7	1 032,5	310,4
6.14	ЮАО	Чертаново Северное	540,2	116,0	1 963,2	831,1	279,4
6.15	ЮАО	Чертаново Центральное	651,6	117,4	1 926,3	1 325,5	366,7
6.16	ЮАО	Чертаново Южное	938,0	148,9	2 438,2	739,3	296,1
7.1	ЮЗАО	Академический	583,4	114,0	2 186,3	1 365,5	79,6
7.2	ЮЗАО	Гагаринский	549,9	82,3	1 764,1	1 190,5	65,9
7.3	ЮЗАО	Зюзино	545,0	127,5	2 225,0	655,9	53,8
7.4	ЮЗАО	Коньково	717,9	159,4	3 043,8	1 657,6	101,0
7.5	ЮЗАО	Котловка	394,4	68,0	1 048,1	638,5	36,7
7.6	ЮЗАО	Ломоносовский	333,8	89,0	2 072,6	367,2	41,8
7.7	ЮЗАО	Обручевский	610,9	84,3	2 036,2	1 580,7	87,6
7.8	ЮЗАО	Северное Бутово	913,4	91,9	1 748,8	540,2	45,8
7.9	ЮЗАО	Теплый Стан	750,0	132,0	2 514,5	511,1	53,1
7.10	ЮЗАО	Черемушки	551,9	106,8	2 349,8	1 508,1	87,9
7.11	ЮЗАО	Южное Бутово	2 553,7	187,6	4 506,3	1 329,5	117,1
7.12	ЮЗАО	Ясенево	2 536,7	189,4	3 092,0	1 099,8	81,3
8.1	ЗАО	Внуково	1 742,0	24,5	461,0	898,4	119,8
8.2	ЗАО	Дорогомилово	795,0	71,4	1 500,0	1 800,8	260,8
8.3	ЗАО	Крылатское	1 204,5	86,6	1 835,0	910,8	184,6
8.4	ЗАО	Кунцево	1 656,5	154,4	3 099,5	1 459,3	299,4
8.5	ЗАО	Можайский	1 072,6	139,1	2 674,6	1 660,1	297,4
8.6	ЗАО	Ново-Переделкино	847,8	121,1	1 965,4	565,8	152,1
8.7	ЗАО	Очаково-Матвеевское	1 754,4	120,1	2 287,6	2 482,5	375,3
8.8	ЗАО	Проспект Вернадского	465,1	64,8	1 663,2	507,7	130,0
8.9	ЗАО	Раменки	1 853,7	136,2	3 788,7	2 315,4	430,1
8.10	ЗАО	Солнцево	1 129,0	121,7	2 115,3	960,4	202,2
8.11	ЗАО	Тропарево-Никулино	1 126,7	124,3	2 912,1	1 409,2	288,8
8.12	ЗАО	Филевский парк	962,4	84,5	1 528,1	1 036,1	181,5
8.13	ЗАО	Фили-Давыдково	695,7	117,5	2 120,9	576,0	153,8
9.1	СЗАО	Куркино	790,0	22,3	1 050,7	375,2	95,4
9.2	СЗАО	Митино	1 266,5	182,2	3 621,6	814,8	255,8
9.3	СЗАО	Покровское-Стрешнево	1 290,1	58,4	1 104,6	1 189,3	177,8
9.4	СЗАО	Северное Тушино	940,0	160,3	2 587,4	588,4	168,7
9.5	СЗАО	Строгино	1 684,3	159,4	2 605,4	885,3	209,0
9.6	СЗАО	Хорошево-Мневники	1 718,0	172,1	3 137,8	1 360,2	283,7
9.7	СЗАО	Щукино	768,5	107,8	2 146,1	1 702,3	272,5
9.8	СЗАО	Южное Тушино	794,1	106,5	1 792,0	1 127,5	199,3
10.1	ЗелАО	Крюково	1 049,0	89,8	1 898,4	419,3	288,4
10.2	ЗелАО	Магускино	438,0	40,4	809,7	598,4	218,5
10.3	ЗелАО	Савелки	813,0	34,1	706,8	389,5	161,3
10.4	ЗелАО	Силино	1 040,0	40,4	761,2	334,4	154,2
10.5	ЗелАО	Старое Крюково	381,0	30,0	580,9	478,2	167,0

Акционерное общество «МОСГАЗ»

№ п/п	Административный округ	Административный район (поселение)	Общая площадь района, га	Население, тыс. чел.	Жилая площадь застройки, тыс. м ²	Общественная площадь застройки, тыс. м ²	Производственная площадь застройки, тыс. м ²
11.1	НАО	пос. Внуковское	25,6	9,1	125,3	16,8	0,6
11.2	НАО	пос. Воскресенское	24,8	8,2	124,5	31,5	0,7
11.3	НАО	пос. Десеновское	53,0	14,9	220,4	76,1	1,3
11.4	НАО	пос. Кокошкино	8,3	14,5	4,1	0,0	0,0
11.5	НАО	пос. Марушкинское	50,6	6,6	19,4	17,0	0,2
11.6	НАО	пос. Московский	40,4	38,7	45,7	276,0	2,1
11.7	НАО	пос. Мосрентген	6,5	19,0	29,5	49,7	0,4
11.8	НАО	пос. Рязановское	40,5	20,5	16,3	56,2	0,5
11.9	НАО	пос. Сосенское	66,8	13,6	405,9	219,6	2,9
11.10	НАО	пос. Филимонковское	35,8	6,9	88,6	1,8	0,3
11.11	НАО	г.о. Щербинка	7,5	42,7	1,0	22,3	0,2
12.1	ТАО	пос. Вороновское	206,5	9,0	29,1	101,5	6,9
12.2	ТАО	пос. Киевский	60,1	11,5	9,0	0,1	0,1
12.3	ТАО	пос. Кленовское	117,7	3,4	40,5	6,6	1,3
12.4	ТАО	пос. Краснопахорское	86,9	4,8	46,9	20,4	2,5
12.5	ТАО	пос. Михайлово-Ярцевское	64,6	5,4	49,9	16,8	2,4
12.6	ТАО	пос. Новofедоровское	150,8	6,9	38,3	2,7	1,2
12.7	ТАО	пос. Первомайское	118,9	8,4	42,1	27,5	3,1
12.8	ТАО	пос. Роговское	178,2	3,0	12,7	7,0	0,8
12.9	ТАО	г.о. Троицк	16,3	52,7	56,1	19,3	2,8
12.10	ТАО	пос. Щаповское	86,9	8,3	11,7	5,7	0,7

2.7 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления (СО), присоединенную по зависимой схеме, определяется по формуле:

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.p.})}, \text{ т/ч} \quad (2.1)$$

где: $Q_{o.p.}$ расчетная нагрузка на систему отопления, Гкал/ч;

$\tau_{1.p.}$ температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

$\tau_{2.p.}$ температура воды в обратном трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С.

Относительный расход сетевой воды \bar{G}_c систему отопления рассчитывается по формуле:

$$\bar{G}_c = \frac{G_c}{G_{c.p.}}, \quad (2.2)$$

где G_c текущее значение расхода сетевой воды на систему отопления, т/ч.

Относительный расход тепла \bar{Q}_o на систему отопления рассчитывается по формуле:

где Q_o - текущее значение расхода теплоты на систему отопления.

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_o}{Q_{o.p.}},$$

Расчетный расход теплоносителя в системе отопления присоединенной по независимой схеме рассчитывается по формуле 2.4:

$$G_{c.o.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{1.p.} - t_{2.p.})}, \text{ т/ч} \quad (2.4)$$

где $t_{1.p.}$, $t_{2.p.}$ - расчетная температура нагреваемого теплоносителя (второй контур) соответственно на выходе и входе в теплообменный аппарат, °С.

Расчетный расход теплоносителя в системе вентиляции определяется по формуле:

$$G_{c.c.} = \frac{Q_{c.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.c.p.})}, \text{ т/ч} \quad (2.5)$$

где: $Q_{c.p.}$ расчетная нагрузка на систему вентиляции Гкал/ч;

$\tau_{2.c.p.}$ расчетная температура сетевой воды после калорифера системы вентиляции, °С.

Расчетный расход теплоносителя на систему горячего водоснабжения (ГВС) для открытых систем теплоснабжения определяется по формуле:

$$G_{гвс.п.} = \frac{Q_{гвс.}^{cp.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{гвс.} - t_{хвс.})}, \text{ т/ч.} \quad (2.6)$$

Расход воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода тепловой сети определяется по формуле:

$$G_{п.гвс.} = \beta \cdot G_{гвс.п.}, \text{ т/ч} \quad (2.7)$$

где β (коэффициент отбора воды из подающего трубопровода, определяемая по формуле:

$$\beta = \frac{t_{гвс.} - \tau_{2.}}{\tau_{1.} - \tau_{2.}} \quad (2.8)$$

Расход воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода тепловой сети определяется по формуле:

$$G_{o.гвс.} = (1 - \beta) \cdot G_{гвс.п.}, \text{ т/ч} \quad (2.9)$$

Расчетный расход теплоносителя (греющей воды) на систему ГВС для закрытых систем теплоснабжения:

при параллельной схеме включения подогревателей на систему горячего водоснабжения вычисляется по формуле:

$$G_{гвс.п.} = \frac{Q_{гвс.п.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.н.} - \tau_{2.н.})}, \text{ т/ч} \quad (2.10)$$

где: $\tau_{1.и.}$ - температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке излома температурного графика, °С;

$\tau_{2.м.и.}$ – температура сетевой воды после подогревателя в точке излома температурного графика (принимается равной 30 °С).

При наличии баков аккумуляторов:

$$Q_{гвс.р.} = Q_{гвс.}^{ср.}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.11)$$

При отсутствии баков аккумуляторов:

$$Q_{гвс.р.} = Q_{гвс.}^{\max.}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.12)$$

где: $Q_{гвс.}^{ср.}$ - величина средней тепловой нагрузки на ГВС, при отсутствии данных определяется по формуле:

$Q_{гвс.}^{\max.}$ - величина максимальной тепловой нагрузки на ГВС, при отсутствии данных определяется по формуле:

$$Q_{гвс.}^{\max.} = K \cdot Q_{гвс.}^{ср.}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.13)$$

где K - коэффициент часовой неравномерности.

Для смешанной схемы включения подогревателей на систему горячего водоснабжения, при регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке, расчетный расход греющей воды на верхнюю ступень подогревателя определяется по формулам:

$$G_{гвс.р.}^{\text{II}} = \frac{Q_{гвс.}^{\text{II}} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.и.} - \tau_{2.м.и.})}, \text{ Т/ч} \quad (2.14)$$

$$Q_{гвс.}^{\text{II}} = Q_{гвс.}^{\max.} \cdot \frac{t_{гвс.} - t_{н.}}{t_{гвс.} - t_{хв.}}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.15)$$

где $t_{н.}$ температура холодной водопроводной воды после теплообменного аппарата нижней ступени, принимаемая на 5 - 10 °С ниже температуры сетевой воды в обратном трубопроводе после системы отопления в точке излома температурного графика;

$\tau_{2.м.и.}$ - температура сетевой воды после теплообменного аппарата верхней ступени, принимаемая равной температуре сетевой воды после системы отопления в точке излома температурного графика, °С.

Для последовательной схемы включения подогревателей на систему горячего водоснабжения при регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке, расчетный расход греющей воды на верхнюю ступень подогревателя определяется по формулам:

$$G_{гвс.р.}^{II} = \frac{Q_{гвс.}^{II} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.н.} - \tau_{2.м.н.})}, \text{ т/ч} \quad (2.16)$$

где $\tau_{2.м.н.}$ - температура сетевой воды после теплообменного аппарата верхней ступени, °С;

$$Q_{гвс.}^{II} = Q_{гвс.}^{бал.} \cdot \frac{t_{гвс.} - t_{н.}}{t_{гвс.} - t_{хв.}}, \text{ Гкал/ч} \quad (2.17)$$

где $Q_{гвс.}^{бал.} = \chi \cdot Q_{гвс.}^{сп.}$ - балансовая нагрузка на горячее водоснабжение, Гкал/ч, при $\chi = 1, 2$.

Расход сетевой воды на первую (нижнюю) ступень теплообменного аппарата определяется по формуле:

$$G_{гвс.р.}^I = G_{аб.р.} = G_{с.р.} + G_{гвс.р.}^{II}, \text{ т/ч} \quad (2.18)$$

где: $G_{аб.р.}$ - расчетный расход сетевой воды на абонентский ввод, т/ч;

$G_{гвс.р.}^{II}$ - расчетный расход сетевой воды на вторую (верхнюю) ступень теплообменного аппарата, т/ч.

Суммарный расход сетевой воды на абонентский ввод равен сумме расчетных расходов на отопление, вентиляцию и ГВС и определяется по формуле 2.19:

$$G_{аб.в.р.} = G_{со.р.} + G_{гвс.р.}^{II} + G_{св.р.}, \text{ т/ч} \quad (2.19)$$

Расчетный расход воды в двухтрубных тепловых сетях в неотапительный период определяется по формуле:

$$Q_{гвс.р.} = \alpha \cdot Q_{гвс.}^{max.}, \text{ т/ч} \quad (2.20)$$

где α – коэффициент, учитывающий изменения среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному периоду,

принимаемый при отсутствии данных для ЖКС - 0,8 (для курортов = 1,2 – 1,5), для предприятий – 1,0.

При этом максимальный расход воды на горячее водоснабжение определяется для открытых систем теплоснабжения по формуле:

$$G_{зес.р.} = \frac{Q_{зес.}^{max} \cdot 1000}{c \cdot (t_{зс.} - t_{хс.})}, \text{ Т/ч} \quad (2.21)$$

Для закрытой системы при всех схемах присоединения подогревателей горячего водоснабжения – по формуле:

$$G_{зес.р.} = \frac{Q_{зес.}^{max} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.и.} - \tau_{2.т.и.})}, \text{ Т/ч} \quad (2.22)$$

Расход воды в обратном трубопроводе двухтрубных водяных тепловых сетей открытых систем теплоснабжения принимается в размере 10 % от расчетного расхода воды, определенного по формуле (2.21).

Определение сопротивлений участков тепловой сети и потребителей

Потери напора при движении теплоносителя по трубопроводам, определяются по формуле:

$$\Delta H_{уч.} = S_{уч.} \cdot \left(\frac{G_{уч.}}{\rho} \right)^2, \quad (2.23)$$

где: $G_{уч.}$ - расход теплоносителя на участке тепловой сети, т/ч;

$S_{уч.}$ - приведенное сопротивление участка трубопровода, м/(т/ч)²;

ρ - плотность теплоносителя, кг/м³.

Приведенное сопротивление участка трубопровода определяется по формуле:

$$S_{уч.} = \frac{A_r \cdot (l_{уч.} + l_{экв.})}{g \cdot d_{уч.}^{5,25}}, \text{ м}^5 \cdot \text{ч}^2 / \text{м}^6 \quad (2.24)$$

где: A_r - коэффициент;

$l_{\text{уч.}}$ - длина участка трубопровода по плану, м;

$l_{\text{экв.}}$ - эквивалентная длина участка трубопровода, м;

$d_{\text{уч.}}$ - внутренний диаметр участка трубопровода, м;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Конструкторский гидравлический расчет трубопроводов тепловой сети

Целью конструкторского гидравлического расчета является определение диаметров трубопроводов и потерь давления в тепловой сети при известных расходах и параметрах теплоносителя. Конструкторский расчет выполняется для тупиковой и кольцевой тепловой сети.

Исходными данными для проведения конструкторского гидравлического расчета являются:

- схема тепловой сети;
- длины участков тепловой сети, количество и места установки задвижек, компенсаторов и углов поворота;
- расчетные нагрузки потребителей;
- расчетные параметры теплоносителя на источнике и потребителях;
- геодезические отметки узлов тепловой сети и высоты зданий.

Конструкторский расчет трубопроводов тепловой сети открытой системы теплоснабжения выполняют для зимнего периода в режиме максимального водоразбора на горячее водоснабжение из обратного трубопровода (диаметры подающего и обратного трубопровода разные).

Конструкторский расчет тепловой сети закрытой системы теплоснабжения выполняется из условия, что диаметры подающего и обратного трубопроводов одинаковые.

Расходы теплоносителя на участках тепловой сети определяются в зависимости от схемы присоединения потребителей и способа регулирования отпуска теплоты.

Конструкторский расчет тепловой сети может быть выполнен двумя способами:

- по известной разности располагаемых напоров в начале и конце рассчитываемой сети.

При этом за основную магистраль при расчете разветвленной тепловой сети выбирают ветвь с наименьшими удельными потерями напора;

- по задаваемым удельным потерям давления на основной магистрали и ответвлениях. В этом случае за основную магистраль принимается наиболее протяженная ветвь. Удельные потери на магистрали выбирают так, чтобы давления в узлах ответвлений обеспечивало нормальную работу всех потребителей.

В первом случае решение задачи сводится к определению расчетных удельных потерь напора и подбору таких диаметров трубопроводов, при которых фактические удельные потери напора не превышают расчетных. Под расчетным участком разветвленной сети будем понимать трубопровод, в котором расход теплоносителя не изменяется. Расчетный участок располагается, как правило, между соседними ответвлениями. Расчетный участок делится на два или несколько, если в его пределах требуется изменить диаметры труб или вид прокладки.

При этом конструкторский расчет тепловой сети выполняется в два этапа:

Предварительный расчет

Определяются расчетные расходы теплоносителя на всех участках расчетной магистрали тепловой сети путем последовательного суммирования расходов теплоносителя по всем потребителям и ответвлениям.

Определяется расчетный располагаемый напор на каждом потребителе:

$$\Delta H_{ном.}$$

Определяется ориентировочная доля потерь давления в местных сопротивлениях по формуле Б.Л. Шифринсона:

$$\alpha_i = z \cdot \sqrt{G_i}, \quad (2.25)$$

где: G_i – расход теплоносителя на участке, кг/с;

z – коэффициент, зависящий от вида теплоносителя, для воды $z = 0,03 - 0,05$.

Определяется предварительное удельное линейное падение давления на расчетной магистрали по формуле:

$$R_{л.уд.} = \frac{(\Delta H_{ист.} - \Delta H_{ном.}) \cdot \gamma_{сп.}}{(1 + \alpha) \cdot 2 \cdot \sum_1^n l_i} = \frac{(\Delta H_{ист.} - \Delta H_{ном.}) \cdot g \cdot \rho}{(1 + \alpha) \cdot 2 \cdot \sum_1^n l_i}, \text{ Па/м} \quad (2.26)$$

где: $2 \cdot \sum_1^n l_i$ - длина подающего и обратного трубопровода расчетной магистрали, м;

l_i - длина i -го участка подающего трубопровода, м;

n - количество участков подающего трубопровода на расчетной магистрали;

$\Delta H_{ист.}$ - располагаемый напор на источнике, м;

$\Delta H_{пот}$ - располагаемый напор на потребителе, м;

$\gamma_{сп.}$ - удельный вес теплоносителя, кг/м³.

При спелнеговой температуре теплоносителя, равной 75 °С, удельный вес воды $\gamma_{сп.} = 9555 \text{ Н/м}^3$ $\rho_{сп.} = 975 \text{ (кг/м}^3\text{)}$.

Определяют предварительно диаметр трубопровода по формуле:

$$d_i = A_d^b \cdot \frac{G_i^{0.38}}{R_{л.уд.}^{0.19}}, \text{ м} \quad (2.27)$$

где A_d^b - коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя, приведен в таблице 2.1.

G_i - массовый расход теплоносителя на участке сети, кг/с;

d_i - внутренний диаметр трубопровода, м.

Поверочный расчет

Округляется предварительно рассчитанный диаметр до ближайшего по стандарту.

Определяется фактическое удельное падение давления по формуле:

$$R_{л.уд.} = A_R^b \cdot \frac{G_i^2}{d_i^{5.25}}, \text{ Па/м} \quad (2.28)$$

При определении фактических удельных потерь давления следует ориентироваться на диаметр условного прохода трубопровода, который для стальных труб равен усредненному по толщине стенки внутреннему диаметру.

При подсчете суммы коэффициентов местных сопротивлений учитывается все устанавливаемое на участке оборудование: задвижки, компенсаторы, отводы, тройники и т.д.

Определяется длина трубопровода, эквивалентная местным сопротивлениям, установленным на каждом участке, по формуле:

$$l_{экв.} = A_l \cdot \sum \xi \cdot d_i^{1.25}, \text{ м} \quad (2.29)$$

где A_l , A_R^b , A_d^b - коэффициенты, зависящие от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя, приведены в таблице 2.17.

Определяется фактическое суммарное падение давления на участке по формуле:

$$\Delta P_{\text{уч.}} = R_{\text{л.уд.}} \cdot (l + l_{\text{экв.}}), \text{ Па.} \quad (2.30)$$

Определяется фактическая потеря напора на участке сети по формуле:

$$\Delta H_{\text{уч.}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{\gamma_{\text{сп.}}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{g \cdot \rho_{\text{сп.}}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{9.8 \cdot \rho_{\text{сп.}}}, \text{ м} \quad (2.31)$$

Определяется располагаемый напор в узлах расчетной магистрали по формуле:

$$\Delta H_{\text{узла}} = \Delta H_{\text{ист.}} - \Delta H_{\text{под.уч.}} - \Delta H_{\text{обр.уч.}}, \text{ м} \quad (2.32)$$

где: $\Delta H_{\text{под.уч.}}$ - фактические потери напора на участке подающего трубопровода (м);

$\Delta H_{\text{обр.уч.}}$ - фактические потери напора на участке обратного трубопровода, м.

Определяется скорость движения воды в трубах, которая должна быть не более 3,5 м/с, по формуле 2.33:

$$\omega_{\text{уч.}} = \frac{G_{\text{уч.}}}{3600 \cdot f_{\text{тр.}} \cdot \rho_{\text{сп.}}} = \frac{G_{\text{уч.}}}{3600 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \rho_{\text{сп.}}}, \text{ м/с} \quad (2.33)$$

Зависимость между расходом воды, скоростью и диаметром участка имеет вид:

$$G_{\text{уч.}} = 2826 \cdot \omega_{\text{уч.}} \cdot d^2 \cdot \rho_{\text{сп.}}, \text{ т/ч} \quad (2.34)$$

где: $\rho_{\text{сп.}}$ - плотность теплоносителя, кг/м³;

$f_{\text{тр.}}$ - площадь поперечного сечения трубопровода, м².

По известному располагаемому напору в узлах расчетной магистрали и располагаемому напору у потребителей аналогично производят расчет ответвлений.

Расчет считается удовлетворительным, если полученные потери напора на каждой стадии расчета не превышают разность располагаемых напоров начала и конца расчетного

участка и отличаются от него не более чем на 10 %. В этом случае расчетный расход теплоносителя будет обеспечен с ошибкой не более 3,5 %.

В случае, когда располагаемый напор на источнике неизвестен, его обоснование следует выполнять на основании технико-экономических расчетов. При отсутствии данных для экономического обоснования удельные потери вдоль главной магистрали можно принимать от 30 до 80 Па/м. Для ответвлений к отдельным зданиям - по располагаемому перепаду давлений, но не более 300 Па/м.

При этом конструкторский расчет тепловой сети ведут по следующей методике.

Исходя из схемы присоединения местных теплоснабжающих установок, определяют требуемый перепад давлений на вводах в здания и сооружения.

Начиная с концевого участка расчетной магистрали, определяют диаметры труб по расчетному расходу теплоносителя и экономически целесообразным удельным потерям давления.

Определяют потери давления на участке с учетом фактических удельных потерь давления и его приведенной длины.

Располагаемый перепад давлений в конце расчетного участка складывается из требуемого перепада давлений на вводе и суммы потерь давления в подающем и обратном трубопроводах. Для последующих участков расчетной магистрали определение потерь давления и конечных располагаемых перепадов производится аналогично.

После расчета магистрали во всех узловых точках сети будут известны располагаемые перепады давлений. Поэтому последующий расчет можно проводить по методике, рассмотренной выше.

Для предотвращения возможных закупорок труб продуктами коррозии и другими механическими отложениями минимальные диаметры труб тепловых сетей ограничены и принимаются, независимо от расходов теплоносителя, для магистральных и распределительных участков не менее 32 мм, а для ответвлений к отдельным зданиям - не менее 25 мм.

Диаметры подающего и обратного трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при совместной подаче теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение должны приниматься, как правило, одинаковыми.

Для распределительных участков сети и ответвлений необходимо стремиться к подбору таких диаметров труб, при которых обеспечивается полное использование располагаемого перепада давлений. Все избыточные давления в сети необходимо погасить на вводах в здания либо соплом элеватора, либо путем установки дроссельных шайб.

По результатам конструкторского гидравлического расчета можно построить пьезометрический график, далее выполнить наладку системы теплоснабжения либо поверочный расчет. Размерности и значения коэффициентов A_R^b , A_d^b , A_l приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 - Размерности и значения коэффициентов

Коэффициент	Размерность	Выражение	Абсолютная эквивалентная шероховатость		
			$k_{\text{экв.}}, \text{ м}$		
			0,0002	0,0005	0,001
A_R^b	$\text{м}^{3.25}/\text{кг}$	$0.0894 \cdot \frac{k_{\text{экв.}}^{0.25}}{\rho}$	$10,92 \cdot 10^{-6}$	$13,64 \cdot 10^{-6}$	$16,3 \cdot 10^{-6}$
A_d^b	$\text{м}^{3.25}/\text{кг}^{0.19}$	$0.63 \cdot \frac{k_{\text{экв.}}^{0.0475}}{\rho^{0.19}}$	0,1115	0,117	0,121
A_l	$\text{м}^{-0.25}$	$\frac{9.1}{k_{\text{экв.}}^{0.25}}$	76,4	60,7	51,1

Размерности и числовые значения указанных коэффициентов взяты при плотности $\rho = 975 \text{ кг/м}^3$, что соответствует средней температуре теплоносителя за год $\tau_{\text{ср.}} = 75 \text{ }^\circ\text{C}$.

Расчет потокораспределения в тепловых сетях

Электронная модель предназначена для расчета режимов работы тепловых сетей.

К началу выполнения гидравлического расчета определены:

- сопротивления участков тепловой сети;
- сопротивления потребителей;
- расходы в узлах сети;
- действующие напоры на источниках и насосных станциях.

В результате гидравлического расчета определяются расходы теплоносителя на каждом участке тепловой сети и давления в каждом узле. Для определения названных величин используются законы Кирхгофа:

- сумма расходов, втекающих в каждый узел, равна нулю (или утечке);
- сумма падений давления на всех участках замкнутого цикла равна нулю (или сумме действующих напоров).

Эти два фундаментальных закона следует дополнить эмпирической зависимостью падения давления на участке сети от расхода:

$$\Delta p = f(q) \tag{2.35}$$

Для всех трубопроводных сетей считается оправданным использование зависимости вида:

$$f(q) = s|q|^{k-1} q \tag{2.36}$$

В частности, для тепловой сети принято использовать функцию:

$$f(q) = s|q|q,$$

где S – постоянный коэффициент, называемый сопротивлением.

С использованием матрицы инцидентности графа сети первую систему уравнений Кирхгофа можно записать в виде:

$$A \cdot q = Q \tag{2.37}$$

где: A – матрица инцидентности без последней строки;

q – вектор расходов на участках;

Q – вектор утечек в узлах.

Вторая система уравнений Кирхгофа может быть получена из системы уравнений, выражающих закон Ома для каждого участка сети:

$$A^T p = H - S f(q) \tag{2.38}$$

где: P – вектор давлений в узлах;

H – вектор действующих на участках напоров;

S – диагональная матрица сопротивлений участков.

Если для графа сети выбрано основное дерево, тогда ему соответствует определенная система базисных циклов, описываемая матрицей B .

Умножая последнее соотношение на матрицу $BA^T = 0$ слева и, учитывая, что, получается вторая система уравнений Кирхгофа:

$$BS f(q) = BH \quad (2.39)$$

Решение такой системы нелинейных уравнений находится численно с использованием метода Ньютона. При этом время, требуемое для решения, пропорционально третьей степени числа неизвестных. Для достаточно больших тепловых сетей описанный подход требует слишком больших затрат машинного времени.

Для ускорения процесса решения Кирхгофом был предложен метод контурных расходов. В качестве неизвестных величин выбираются расходы на участках сети (хордах) не входящих в основное дерево. Количество хорд значительно меньше, чем количество узлов и участков.

Перепишем систему в виде выражения:

$$\begin{cases} A_t q_t + A_c q_c = Q, \\ B_t S_t f(q_t) + S_c f(q_c) = BH, \end{cases} \quad (2.40)$$

где нижним индексом “*t*” гмечены величины, относящиеся к участкам, образующим дерево, а индексом “*c*” – к хордам.

Матрица A_t обратима, поэтому первое уравнение преобразуется к виду:

$$q_t = B_t^T q_c + A_t^{-1} Q \quad (2.41)$$

Линеаризация оставшихся уравнений с учетом этого соотношения дает выражение:

$$K \Delta q_c = F \quad (2.42)$$

где $K = B_t S_t f'(q_t) B_t^T + S_c f'(q_c)$, матрица Кирхгофа, правая часть вычисляется по формуле:

$$F = BS_t f(q_t) + S_c f(q_c) - BH \quad (2.43)$$

В соответствии с этим для решения системы нелинейных алгебраических уравнений имеем рекуррентную формулу:

$$q_c^{(N+1)} = q_c^{(N)} - K^{-1} F$$

Можно показать, что матрица K симметрична и положительно определена, поэтому для решения уравнения можно применить метод Холесского. Хранение и обработка информации производится не в матричной форме, а в виде списков.

На основании решения представленных выше уравнений производится расчет потокораспределения в сети. В результате расчета определяются:

- расходы и потери напора по участкам сети;
- напоры во всех узлах, как в подающем, так и обратном трубопроводах;
- фактические располагаемые напоры у потребителей.

Если в результате наладки у какого-либо потребителя фактический напор получится меньше, чем требуемый, то значение этой разницы запоминается и выдается сообщение «Заданного напора на источнике недостаточно». В этом случае возможны следующие варианты расчета:

1 Окончание расчета без изменения напора. Вариант может быть принят, если на источнике задан реальный располагаемый напор. После завершения расчета следует проанализировать причину недостатка напора у потребителей.

2 Задать новый напор на источнике. Выбор значения напора, которое необходимо добавить для нормальной работы сети. В этом случае произойдет пересчет потокораспределения и напоров во всех узлах сети. Вариант может быть использован для выбора оптимального располагаемого напора на источнике. С этой целью перед началом расчета в качестве исходных данных задается заведомо малое значение располагаемого напора, которое в дальнейшем пересчитывается.

Температурные графики систем централизованного теплоснабжения

В соответствии со СНиП 2.04.07-86* регулирование отпуска теплоты предусматривается, как правило, качественное по нагрузке отопления или по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения согласно графику изменения температуры воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

При центральном качественном регулировании в системах теплоснабжения с преобладающей (более 65 %) жилищно-коммунальной нагрузкой следует принимать регулирование по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, а при тепловой нагрузке ЖКС менее 65 % от суммарной тепловой нагрузки и доле средней нагрузки горячего водоснабжения менее 15 % от расчетной нагрузки отопления – принимается регулирование по нагрузке отопления.

Однако выбор графика регулирования зачастую определяется целым рядом местных условий, а также сложившимися условиями проектирования системы теплоснабжения (схемами присоединения потребителей, диаметрами трубопроводов тепловой сети и т.д.).

В обоих случаях центральное качественное регулирование отпуска теплоты ограничивается наименьшими температурами воды в подающем трубопроводе тепловой сети, необходимыми для подогрева воды, поступающей в системы горячего водоснабжения потребителей:

- для закрытых систем теплоснабжения – не менее 70 °С;
- для открытых систем теплоснабжения – не менее 60 °С.

При расчете графиков температур принимается: начало и конец отопительного периода при температуре наружного воздуха 8 °С.

График качественного регулирования по отопительной нагрузке

При качественном регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке графики температур до и после узла смешения и температуры воды, поступающей в тепловую сеть, определяются по результатам расчета системы теплоснабжения.

Расчет можно производить как для открытых, так и для закрытых систем теплоснабжения с зависимым присоединением систем отопления. Выбор потребителя, на которого производится расчет температурного графика, осуществляется оператором.

При выборе можно ориентироваться на самого плохого, с точки зрения теплогидравлического режима, потребителя или потребителя, характеризующего основную массу зданий данного района теплоснабжения.

Без учета тепловых потерь в тепловых сетях

В этом случае на количество тепловой энергии, получаемой потребителем, будет оказывать влияние только гидравлический режим работы тепловой сети, т.е. чем больше располагаемый напор на потребителе (при отсутствии регуляторов), тем выше температура внутреннего воздуха отапливаемого здания.

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе перед отопительной установкой будет равна температуре воды после источника и в общем случае может быть определена по формуле:

$$\tau_{1.0} = t_{s.p.} + \Delta t_{o.p.} \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0.8} + \left(\delta \tau_{o.p.} - \frac{\theta^p}{2} \right) \cdot \bar{Q}_o^p, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.45)$$

где θ^p - расчетный перепад температур теплоносителя в нагревательных приборах, °С. Определяется по формуле:

$$\theta^p = \frac{\delta \tau_{o.p.}}{1 + u} \quad (2.46)$$

Температура воды после отопительной установки определяется по формуле 2.47:

$$\tau_{2.o.} = t_{s.p.} + \Delta t_{o.p.} \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0.8} - \frac{\theta^p}{2} \cdot \bar{Q}_o^p \quad (2.47)$$

Температура воды после смесительного устройства определяется по формуле:

$$\tau_{3.o.} = t_{s.p.} + \Delta t_{o.p.} \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0.8} + \frac{\theta^p}{2} \cdot \bar{Q}_o^p \quad (2.48)$$

С учетом тепловых потерь в тепловых сетях

В этом случае на количество тепла, получаемого потребителем, будет оказывать влияние не только гидравлический режим работы системы теплоснабжения, но и потери тепла от источника до выбранного объекта.

При этом, если оператор ориентировался на потребителя, находящегося в наихудших условиях работы, то потребители, находящиеся вблизи от источника и имеющие минимальные тепловые потери в тепловых сетях, будут получать избыточное количество тепловой энергии.

По результатам расчета строится температурный график.

2.8 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Программный комплекс позволяет моделировать все виды переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе перераспределение тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии. При этом имеется возможность провести анализ возможных переключений непосредственно перед самим процессом переключения, благодаря наличию программного модуля, позволяющего решать коммутационные задачи по изменению режимов работы тепловых сетей вследствие открытия (закрытия) задвижек или отключения участков тепловой сети.

Объем воды в подающем и обратном трубопроводах

Суммируются объемы воды во всех участках сети, подлежащих переключению. Объем каждого участка вычисляется по формуле:

$$V_i = L_i \cdot D_i^2 \cdot \frac{\pi}{4}, \text{ м}^3 \quad (2.49)$$

где: L_i - длина участка, м;

D_i - диаметр подающего (обратного) трубопровода, м.

По каждому потребителю суммируются расчетные нагрузки:

- на отопление;
- на вентиляцию;
- на ГВС.

Объем внутренних систем теплопотребления

Рассчитывается исходя из следующей зависимости:

$$V_{\text{сист}} = Q_{\text{сист}} \cdot v, \text{ м}^3 \quad (2.50)$$

где $Q_{\text{сист}}$ - расчетная тепловая нагрузка системы теплопотребления, Гкал/ч;

v - удельный объем воды, принимаемый в зависимости от вида основного теплопотребляющего оборудования, (м³·ч)/Гкал.

Объем воды в системе отопления

Значения удельного объема воды (V) в системе отопления с радиаторами высотой 1000 мм при различных перепадах температур определяется по таблице 2.18.

Таблица 2.18 - Значения удельного объема воды в системе отопления

Наименование	Перепад температур воды в системе теплоснабжения, °С					
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
Удельный объем воды, $V_{(M^3 \cdot ч) / Гкал}$	31,0	28,2	24,2	23,2	21,6	18,2

Объем воды в системе вентиляции

Значения удельного объема воды (V) в системе вентиляции при различных перепадах температур определяется по таблице 2.19.

Таблица 2.19 - Значения удельного объема воды в системе вентиляции

Наименование	Перепад температур воды в системе теплоснабжения, °С					
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
Удельный объем воды, $V_{(M^3 \cdot ч) / Гкал}$	8,5	7,5	6,5	6,0	5,5	4,4

Объем воды в системе ГВС

Удельный объем воды (V) на заполнение местных систем горячего водоснабжения, при открытой системе теплоснабжения, определяется из гидравлического расчета.

Суммарный объем воды

Суммируется объем воды в подающем, обратном трубопроводах и объем воды внутренних систем теплоснабжения.

Запуск расчета

Запуск решения коммутационных задач осуществляется командой из главного меню «Задачи/Коммутационные задачи» (рисунок 2.47).

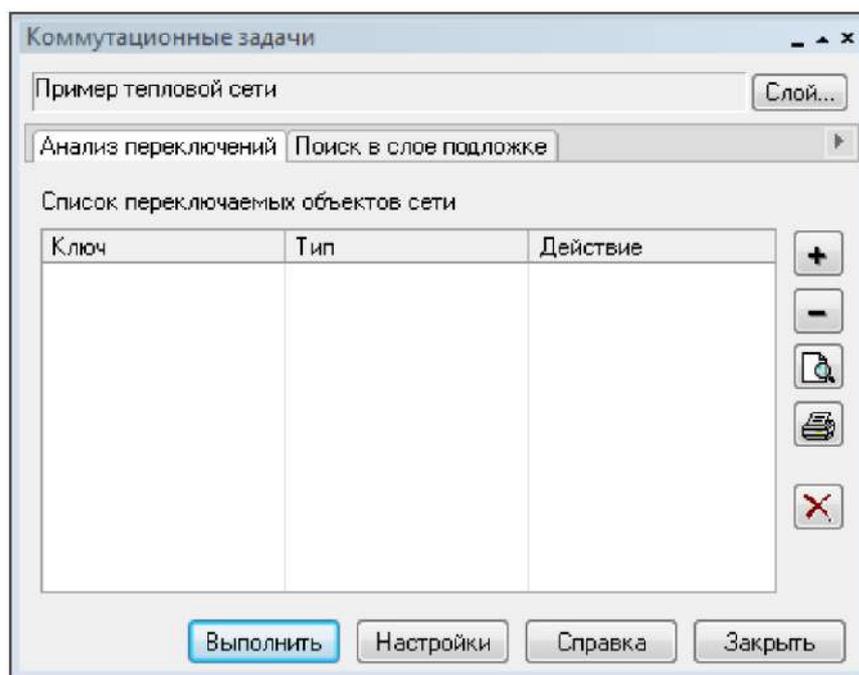


Рисунок 2.47 - Окно «Коммутационные задачи»

При выборе «Слой...» в появившемся диалоговом окне выбирается слой тепловой сети, в котором требуется провести переключения (рисунок 2.48).

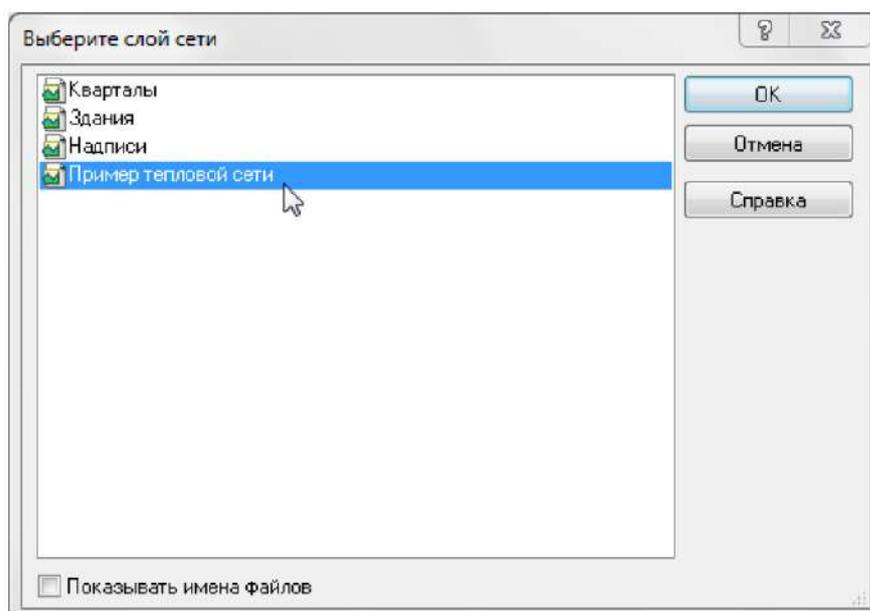


Рисунок 2.48- Диалог выбора слоя

Далее проводится анализ переключений или поиск в слое подложке.

Анализ переключений

При анализе переключений определяются объекты, которые попадают под переключение, и включает в себя:

- вывод информации по переключаемым объектам сети;
- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

Запуск анализа переключений

Запуск анализа переключений выполняется в следующем порядке:

- 1 Запускается решение «Коммутационных задач».
- 2 Выполняется выбор «Анализа переключений».
- 3 Выполняется вызов диалога настроек программы.
- 4 Выполняется выбор на карте запорного устройства (участка), для которого производится переключение. Выбранный объект добавляется в список переключаемых объектов сети (рисунок 2.49).

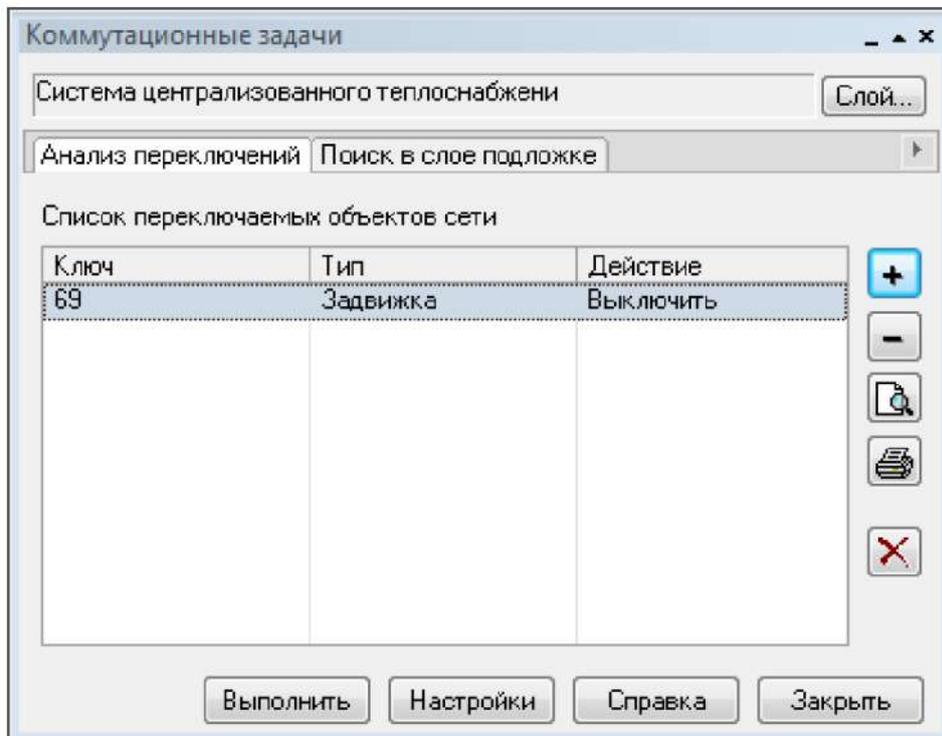


Рисунок 2.49 - Список переключаемых объектов

После выбора на карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона переключаемых участков сети (рисунок 2.50).

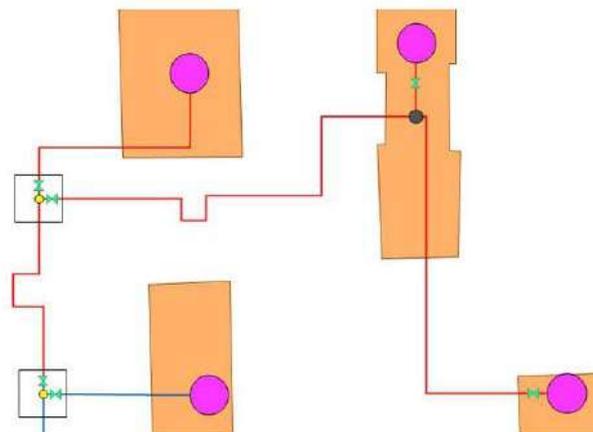


Рисунок 2.50 - Отображение отключений на карте

5 Выполняется выбор необходимого вида переключения (рисунок 2.51).

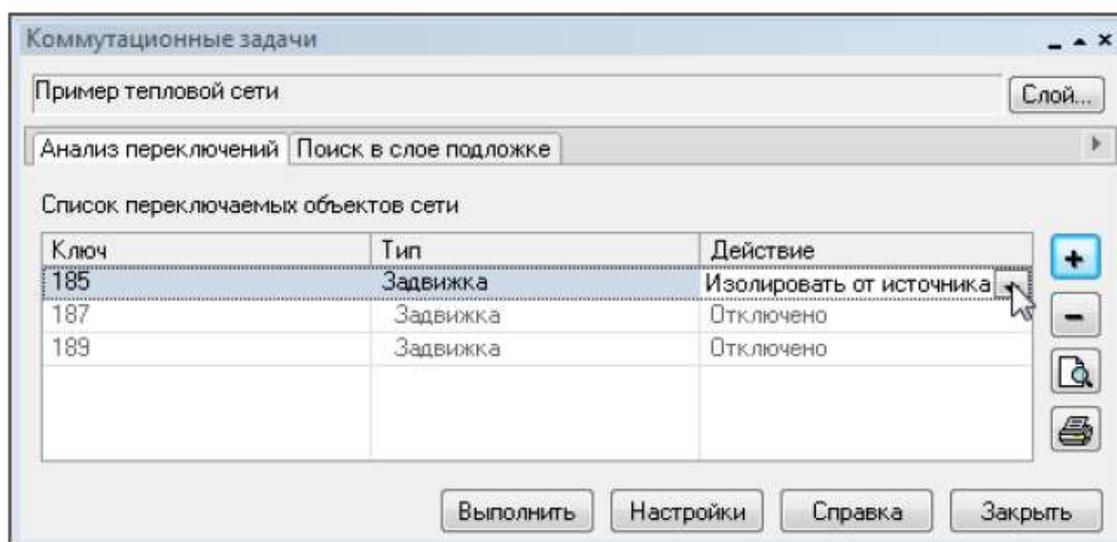


Рисунок 2.51 - Работа в окне «Коммутационные задачи»

Виды переключений:

- «Включить» - режим объекта устанавливается на «Включен»;
- «Выключить» - режим объекта устанавливается на «Выключен»;
- «Изолировать (отключить) от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся изолирующая (отключающая) объект от источника запорная арматура.

6 Выполняется запуск («Выполнить») расчета коммутационной задачи. В результате выполнения задачи появится окно «Просмотр результата», содержащий табличные данные результатов расчета (рисунок 2.52). Вкладки окна содержат таблицы попавших под переключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Потребитель - Здания	Тепловая камера	Потребитель	Итоговые значения
Параметр	Значение		
Объем воды в подающем тр., куб.м	0.160339		
Объем воды в обратном тр., куб.м	0.160339		
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	0.916000		
Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	0.000000		
Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	0.190100		
Объем воды в системе отопления, куб.м	19.785600		
Объем воды в системе вентиляции, куб.м	0.000000		
Объем воды в системе ГВС, куб.м	1.140600		
Суммарный объем воды, куб. м	21.246878		

Рисунок 2.52 - Окно результатов расчета

Далее осуществляется «Поиск в слое подложке», который позволяет определить в заданном слое-подложке (обычно слой зданий) объекты, местоположение которых совпадает с местоположением потребителей в слое сети. Результаты поиска отображаются на карте в виде тематической раскраски объектов слоя-подложки и выводятся в отчет (рисунок 2.53).

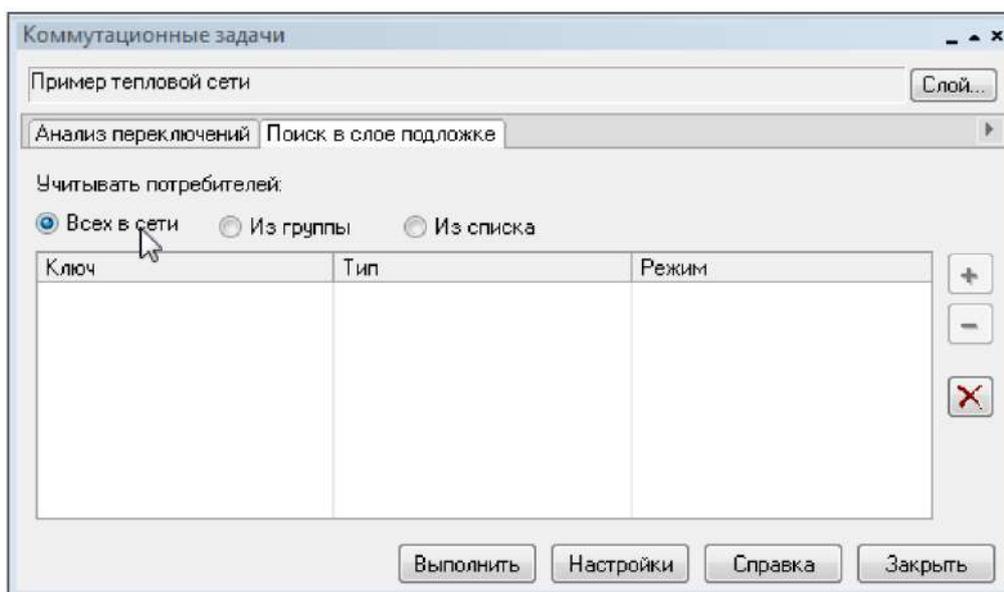


Рисунок 2.53 - Окно поиска слоя в подложке

Необходимые условия поиска:

- «Всех в сети» – осуществляется поиск всех потребителей в слое сети;
- «Из группы» – осуществляется поиск потребителей, входящих в текущую группу в слое сети;

- «Из списка» – осуществляется поиск потребителей, которые добавлены в список.

Необходимые настройки:

- выполняется вызов диалога «Настройки»;
- запускается выполнение «Коммутационных задач»;
- запускается выполнение «Настройки» (рисунок 2.54).

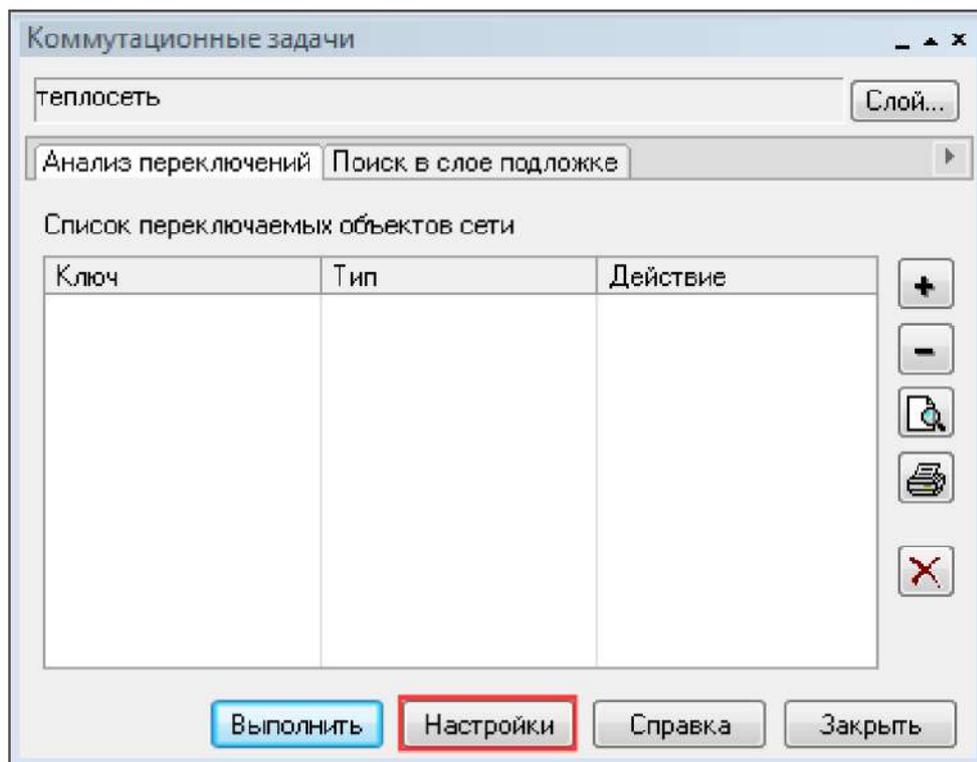


Рисунок 2.54 - Настройки коммутационных задач

Открывшийся диалог настроек имеет следующие вкладки:

- «Слой сети». Выбирается нужный слой и вид (Тепловая сеть) сети (рисунок 2.55);

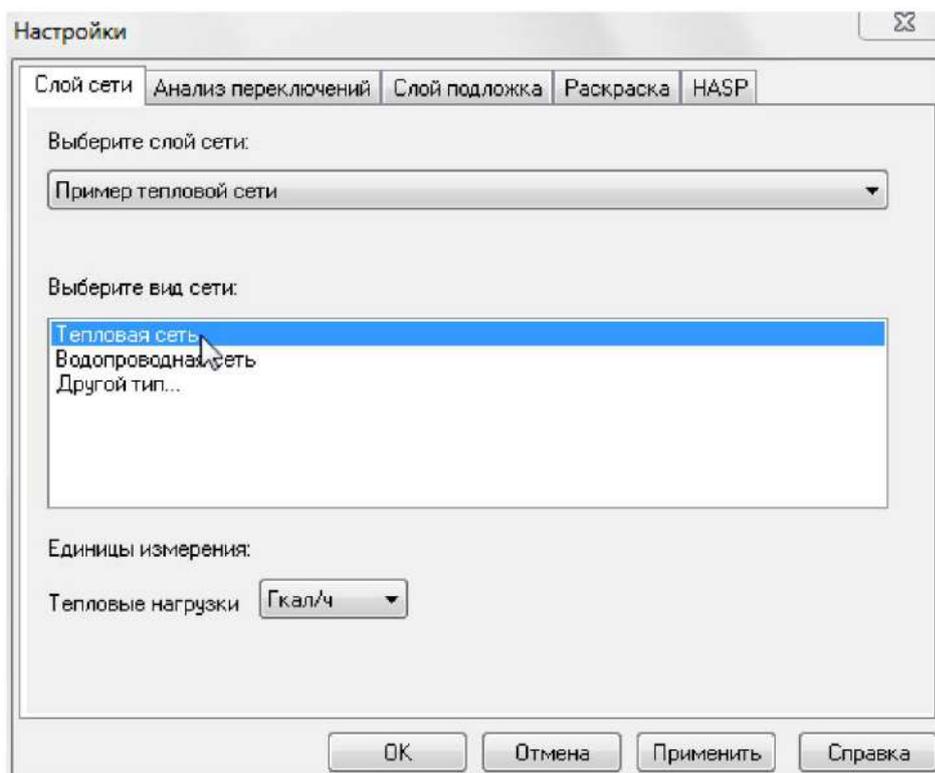


Рисунок 2.55 - Вкладка «Слой сети» диалога «Настройки»

- «Анализ переключений». В списке «Выберите типы объектов сети, участвующие в анализе» включается перечень всех типов элементов для выбранного слоя сети (рисунок 2.56).

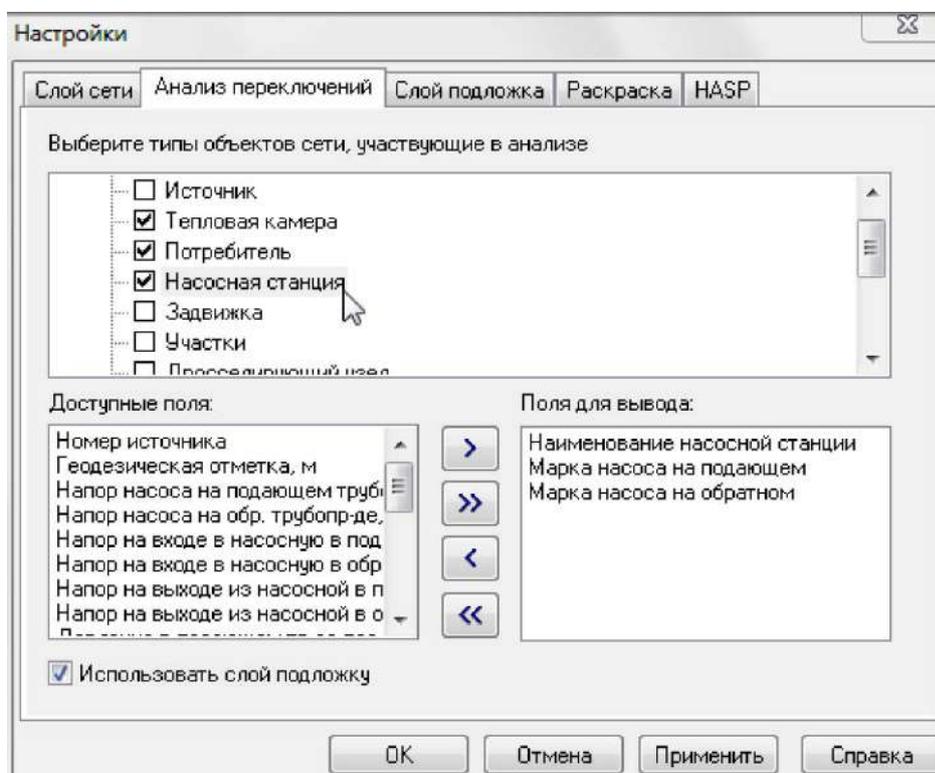


Рисунок 2.56 - Настройка анализа переключений

При выделении названия объекта в верхней части окна, в списке «Доступные поля», отображается список всех полей базы данных выбранного объекта, которые могут быть включены в отчет. В списке «Поля для вывода» отображается список полей, которые были выбраны для включения в отчет;

- «Слой подложка» (рисунок 2.57) - слой, в котором осуществляется поиск и раскраска объектов, попадающих под потребителей сети (слой зданий). Объекты выбранного слоя подложки раскрашиваются в зависимости от состояния потребителя, изображенного на этом объекте (здания окрашиваются под переключаемыми потребителями - рисунок 2.58).

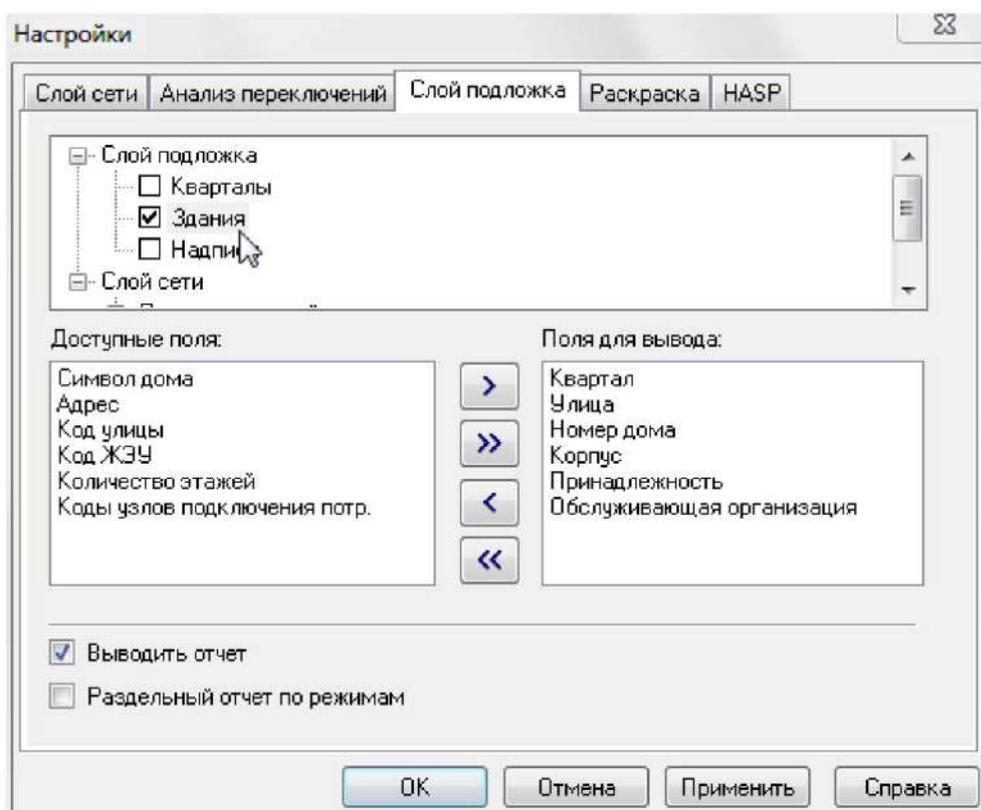


Рисунок 2.57 - Настройка слоя-подложки

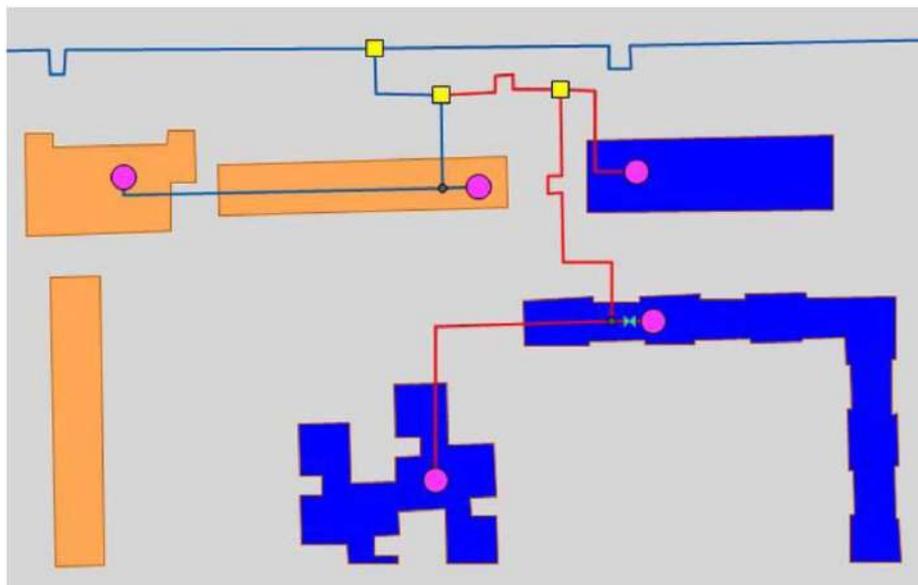


Рисунок 2.58 - Отображение отключений на тематической раскраске

В окне «Просмотр результата» результаты поиска группируются в отдельные таблицы, в зависимости от режимов потребителей;

- «Раскраска» - раскраска слоя подложки по состоянию потребителей сети. Задаются стили и цвета заливки площадных объектов слоя подложки в зависимости от режима соответствующих потребителей (рисунок 2.59). Заданный стиль для состояния используется при задании стиля и цвета заливки нужного режима (рисунок 2.60).

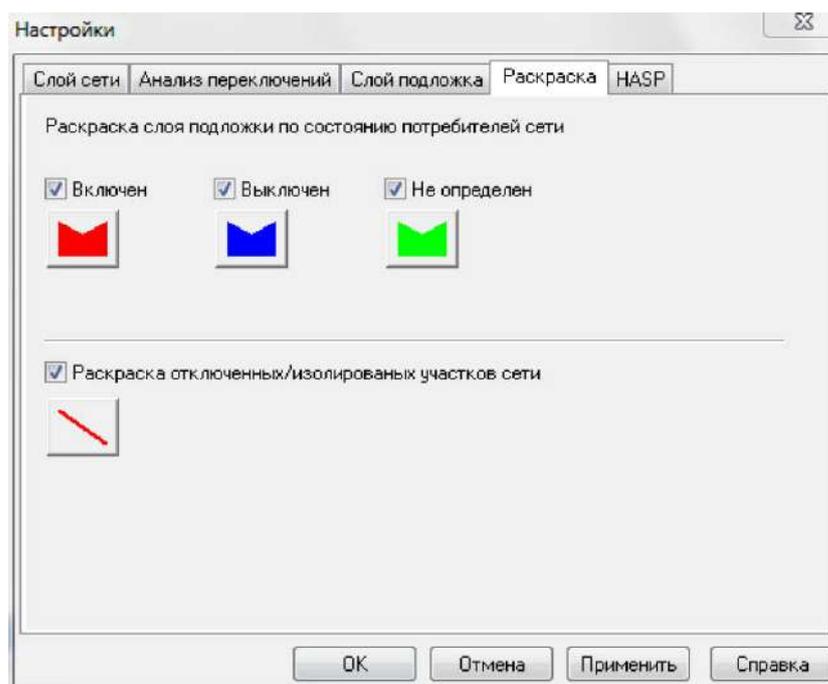


Рисунок 2.59 - Настройка раскраски слоя подложки

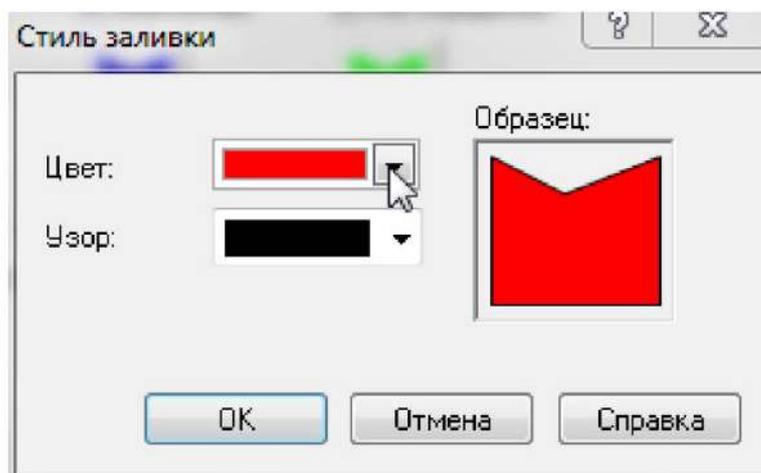


Рисунок 2.60 - Настройка раскраски площадных объектов

Режим «Не определен» соответствует ситуации, когда на один объект слоя подложки попадает несколько потребителей с разными режимами.

Работа со списком объектов

В список объектов добавляются объекты, выбираемые из активного слоя карты в следующем порядке:

1 На карте выделяется запорное устройство (участок), для которого будет производиться отключение.

2 Объект добавляется в список. При передвижении по списку на карте автоматически выделяется соответствующий объект. Если объект не попадает в видимую область карты, то вид устанавливается таким образом, чтобы объект оказался в центре карты.

3 При выбранной вкладке «Анализ переключений» просматривается и распечатывается отчет по списку объектов. Поля для подготовки отчета выбираются из настроек соответствующего типа объекта сети (рисунок 2.61).

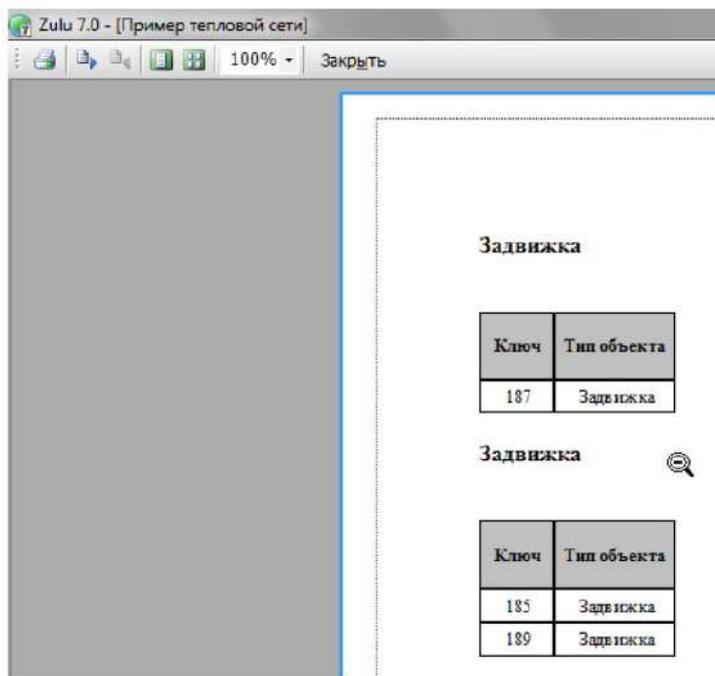


Рисунок 2.61 - Отчет по списку отключаемых объектов

Просмотр результатов расчета

Вывод результатов анализа переключений осуществляется в окно, вкладки которого содержат таблицы появившихся под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета (рисунок 2.62).

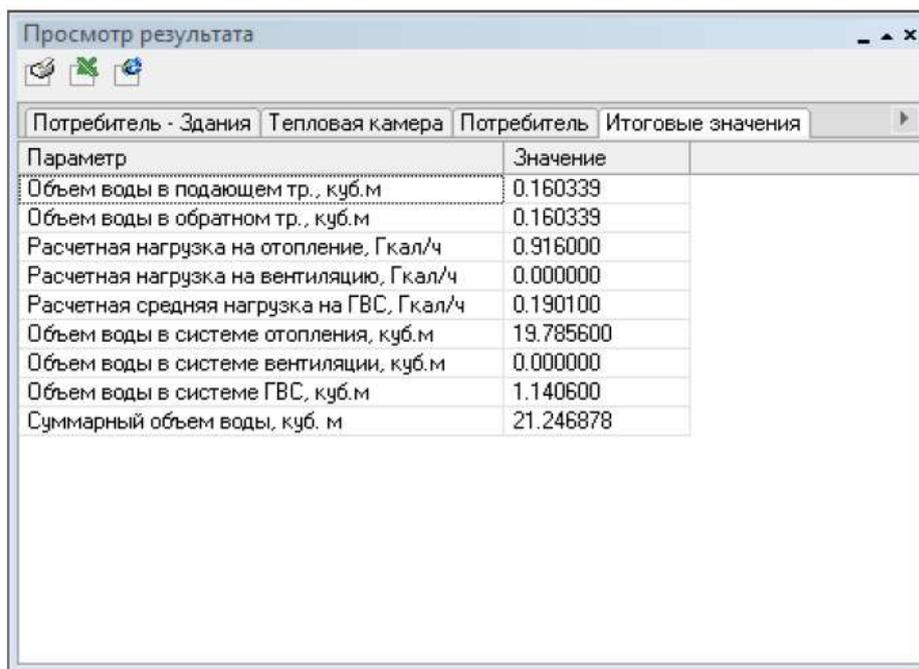
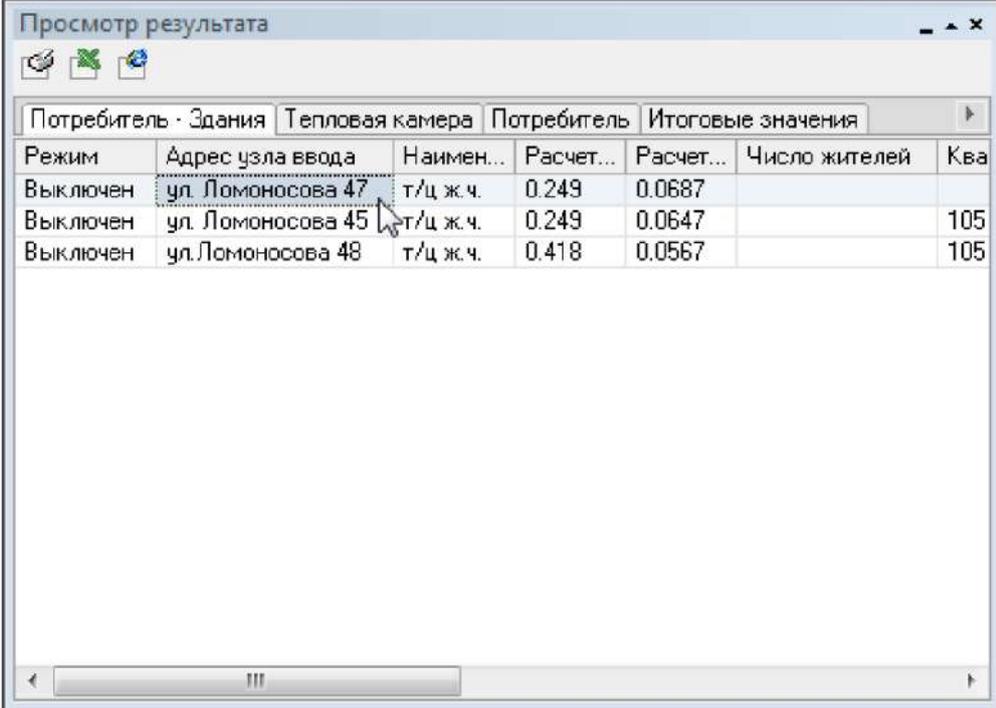


Рисунок 2.62 - Окно результатов расчета

Окно «Просмотр результата» содержит табличные данные результатов расчета, а также таблицы попавших под переключение объектов (рисунок 2.63). При выделении записи в таблице, на карте автоматически выделяется соответствующий объект.



Режим	Адрес узла ввода	Наимен...	Расчет...	Расчет...	Число жителей	Ква
Выключен	ул. Ломоносова 47	т/ц ж.ч.	0.249	0.0687		
Выключен	ул. Ломоносова 45	т/ц ж.ч.	0.249	0.0647		105
Выключен	ул. Ломоносова 48	т/ц ж.ч.	0.418	0.0567		105

Рисунок 2.63 - Поиск выключенного объекта на карте

2.9 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Расходная часть баланса тепловой мощности по каждому источнику в зоне его действия складывается из максимума тепловой нагрузки, присоединенной к тепловым сетям источника, потерь в тепловых сетях при максимуме тепловой нагрузки и расчетного резерва тепловой мощности.

Расчетный резерв тепловой мощности определяется исходя из схемы связности тепловых сетей, определяющих зоны действия отдельных источников тепловой энергии. Он складывается из мощностей:

- ремонтного резерва, предназначенного для возмещения тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт. Исходя из того, что ремонты осуществляются в неотапительный период, в данных балансах ремонтный резерв не учитывается;

- оперативного резерва, необходимого для компенсации аварийного снижения тепловой мощности вследствие отказов теплового оборудования ТЭЦ. Такой резерв учитывается при проектировании по нормам ВНТП 81, пп. 5.1.3, 5.1.4;

- теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления выбираются исходя из условия покрытия ими, как правило, 40-45 % от максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляция и горячего водоснабжения;

- на электростанциях с поперечными связями установка резервных водогрейных и паровых котлов низкого давления не предусматривается.

В случае выхода из работы одного энергетического котла (наибольшей единичной мощности), оставшиеся в работе энергетические котлы и все установленные водогрейные котлы должны обеспечивать максимально длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 70 % от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха.

При этом для электростанций с поперечными связями, входящих в состав энергосистем, допускается снижение электрической мощности на величину мощности самого крупного турбоагрегата ТЭЦ.

2.10 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Нормативные потери теплоносителя в тепловой сети и теплоты с утечками

Расчет нормативных тепловых потерь в тепловых сетях произведен в соответствии с Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м³, определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.н}} = aV_{\text{год}}n_{\text{год}}10^{-2} = m_{\text{ут.год.н}}n_{\text{год}}L_i \quad (2.51)$$

где: a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м³/чм³, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах $a=0,0025$ (0,25 %) среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$n_{\text{год}}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{\text{ут.год.н}}$ - среднегодовая удельная норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/м в год;

L_i – протяженность участка тепловой сети, м.

Среднегодовая удельная норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, представлена в таблице 2.20.

Таблица 2.20 - Среднегодовая удельная норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой

Условный диаметр, мм	Удельная норма потерь теплоносителя			
	Часовая л/ч на 1 м	Годовых (сезонных), м ³ /год на 1 м		
		за отопительный период	за неотопительный период	в год
25	0,00123	0,0063	0,0044	0,0108
32	0,00201	0,0104	0,0072	0,0176
40	0,00314	0,0162	0,0113	0,0275
50	0,00491	0,0253	0,0177	0,0430
65	0,00830	0,0428	0,0299	0,0727
80	0,0126	0,0648	0,045	0,110
100	0,0196	0,1013	0,071	0,172
125	0,0307	0,1583	0,110	0,269
150	0,0442	0,2280	0,159	0,387
200	0,079	0,405	0,283	0,688
250	0,123	0,633	0,442	1,075
300	0,177	0,912	0,636	1,548
350	0,241	1,24	0,87	2,11
400	0,314	1,62	1,13	2,75

Условный диаметр, мм	Удельная норма потерь теплоносителя			
	Часовая	Годовых (сезонных), м ³ /год на 1 м		
	л/ч на 1 м	за отопительный период	за неотапительный период	в год
450	0,398	2,05	1,43	3,48
500	0,491	2,53	1,77	4,30
600	0,707	3,65	2,54	6,19
700	0,962	4,96	3,46	8,43
800	1,26	6,48	4,52	11,01
900	1,59	8,21	5,73	13,93
1000	1,96	10,13	7,07	17,20

Расчет нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал, обусловленных потерями теплоносителя, производится по формуле:

$$Q_{у.н} = m_{у.год.н} \rho_{год} c [b\tau_{1год} + (1 - b)\tau_{2год} - \tau_{х.год}] n_{год} 10^{-6} \quad (2.52)$$

где: $\rho_{год}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом b) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м³;

b - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (принимается 0,5);

$\tau_{1год}$ и $\tau_{2год}$ - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, °С;

$\tau_{х.год}$ - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;

c - удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/кг °С;

$m_{у.год.н}$ - среднегодовая удельная норма потерь тепловой энергии, обусловленных утечкой, Гкал/м в год;

L_i - протяженность участка тепловой сети, м.

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах рассчитаны как средневзвешенные по среднемесячным значениям температуры теплоносителя в соответствующем трубопроводе с учетом числа часов работы в каждом месяце. Среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах определяются по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии в соответствии с ожидаемыми среднемесячными значениями температуры наружного воздуха (таблица 2.21).

Таблица 2.21 - Среднегодовые (среднесезонные) температуры теплоносителя, °С

Трубопровод	Расчетные температуры воды в тепловых сетях, °С			
	95/70	115/70	130/70	150/70
Тепловые сети, обеспечивающие только отопительно-вентиляционную нагрузку				
Температура подающего трубопровода	62	72	80	90
Температура обратного трубопровода	50	50	50	50
Средняя температура подающего и обратного трубопроводов	56	61	65	70
Тепловые сети, обеспечивающие отопительно-вентиляционную нагрузку и ГВС				
Температура подающего трубопровода	66,5	69,2	74	80,1
Температура обратного трубопровода	46	46	46	46
Средняя температура подающего и обратного трубопроводов	56,25	57,6	60	63,05
Тепловые сети ГВС				
Температура подающего трубопровода	65	65	65	65
Температура обратного трубопровода	40	40	40	40
Средняя температура подающего и обратного трубопроводов	52,5	52,5	52,5	52,5

Нормативные потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов.

Общие положения

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре, длине трубопроводов и т.д.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей, вводимых в эксплуатацию, или запроектированных до 1988 года, а также для участков тепловых сетей, вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых производились работы по замене тепловой изоляции после 1988 года, принимаются по специальным таблицам.

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам по формуле:

$$Q_{\text{норм.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (2.53)$$

- для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам по формулам:

$$Q_{\text{норм.п.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.п.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (2.54)$$

$$Q_{\text{норм.о.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.о.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (2.55)$$

где: $q_{\text{норм.}}$, $q_{\text{норм.п.}}$, $q_{\text{норм.о.}}$ - удельные (на один метр длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, ккал/(м·ч);

L – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d_n в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами. Принимается для подземной канальной и надземной прокладок при диаметрах трубопроводов до 0,15 м, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки равным 1,2 и 1,15 при диаметрах 0,15 м и более.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с нормативными требованиями, или по нормам тепловых потерь (нормы плотности теплового потока) для тепловых сетей с тепловой изоляцией.

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в нормах, определяются путем линейной интерполяции или экстраполяции.

Интерполируется среднегодовая температура воды в соответствующем трубопроводе тепловой сети или на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (или на разность среднегодовых температур воды в соответствующих трубопроводах и окружающего воздуха для данной тепловой сети).

Среднегодовая температура окружающей среды определяется на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопроводов, принимаемых по климатологическим справочникам или по данным метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети находятся как среднеарифметические из среднемесячных температур в соответствующих трубопроводах за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды

определяются по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Для тепловых сетей с тепловой изоляцией удельные часовые тепловые потери определяются:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $q_{\text{норм}}$ ккал/(м*ч) по формуле:

$$q_{\text{норм}} = q_{\text{норм}}^{T1} + (q_{\text{норм}}^{T2} - q_{\text{норм}}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{сп.с.}}^{T1} - \Delta t_{\text{сп.}}^{T1}}{\Delta t_{\text{сп.}}^{T2} - \Delta t_{\text{сп.}}^{T1}}, \quad (2.56)$$

где: $q_{\text{норм}}^{T1}$, $q_{\text{норм}}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, ккал/(м*ч);

$\Delta t_{\text{сп.с.}}$ - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{\text{сп.}}^{T1}$, $\Delta t_{\text{сп.}}^{T2}$ смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта $\Delta t_{\text{сп.с.}}$ (°С) определяется по формуле:

$$\Delta t_{\text{сп.с.}} = \frac{t_{\text{н.с.}}^{T1} - t_{\text{о.с.}}^{T1}}{2} - t_{\text{сп.с.}}^{T1}, \quad (2.57)$$

где: $t_{\text{н.с.}}^{T1}$, $t_{\text{о.с.}}^{T1}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах данной тепловой сети, °С;

$t_{\text{сп.с.}}^{T1}$ - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С.

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам, $q_{\text{норм.п.}}$, $q_{\text{норм.о.}}$ ккал/(м*ч), по формулам:

$$q_{\text{норм.п.}} = q_{\text{норм.п.}}^{T1} + (q_{\text{норм.п.}}^{T2} - q_{\text{норм.п.}}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{сп.п.}}^{T1} - \Delta t_{\text{сп.п.}}^{T1}}{\Delta t_{\text{сп.п.}}^{T2} - \Delta t_{\text{сп.п.}}^{T1}}, \quad (2.58)$$

$$q_{\text{норм.о.}} = q_{\text{норм.о.}}^{T1} + (q_{\text{норм.о.}}^{T2} - q_{\text{норм.о.}}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{сп.о.}}^{T1} - \Delta t_{\text{сп.о.}}^{T1}}{\Delta t_{\text{сп.о.}}^{T2} - \Delta t_{\text{сп.о.}}^{T1}}, \quad (2.59)$$

где: $q_{норм.п.}^{T1}, q_{норм.п.}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, ккал/(м·ч);
 $q_{норм.о.}^{T1}, q_{норм.о.}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, ккал/(м·ч);

$\Delta t_{сп.п.}^{сп.з.}, \Delta t_{сп.о.}^{сп.з.}$ - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{сп.п.}^{T1}, \Delta t_{сп.п.}^{T2}$ - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{сп.о.}^{T1}, \Delta t_{сп.о.}^{T2}$ - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С.

Среднегодовые значения разности температур для подающего $\Delta t_{сп.п.}^{сп.з.}$ и обратного $\Delta t_{сп.о.}^{сп.з.}$ трубопроводов определяется как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t_{п.}^{сп.з.}, t_{о.}^{сп.з.}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t_{в.}^{сп.з.}$.

Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время, необходимо учитывать следующее:

- нормы приведены отдельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены отдельно для канальной и бесканальной прокладок;
- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды;
- удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам отдельно для подающего и обратного трубопроводов.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды $t_{п.}^{сп.з.}, t_{о.}^{сп.з.}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому

температурному графику регулирования отпуска теплоты, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта $t_{гр.ср.}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов.

Удельные нормативные тепловые потери в тепловых сетях строительства после 2004 г.

Расчет нормативных тепловых потерь в тепловых сетях произведен на основании Приказа Минэнерго России от 30.12.2008 № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

Нормативные часовые тепловые потери для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации рассчитаны исходя из следующих значений температур теплоносителя (таблица 2.22).

Таблица 2.22 - Среднегодовые (среднесезонные) температуры теплоносителя, °С

Трубопровод	Расчетные температуры воды в тепловых сетях, °С			
	95/70	115/70	130/70	150/70
Тепловые сети, обеспечивающие только отопительно-вентиляционную нагрузку				
Температура подающего трубопровода	62	72	80	90
Температура обратного трубопровода	50	50	50	50
Средняя температура подающего и обратного трубопроводов	56	61	65	70
Тепловые сети, обеспечивающие отопительно-вентиляционную нагрузку и ГВС				
Температура подающего трубопровода	66,5	69,2	74	80,1
Температура обратного трубопровода	46	46	46	46
Средняя температура подающего и обратного трубопроводов	56,25	57,6	60	63,05
Тепловые сети ГВС				
Температура подающего трубопровода	65	65	65	65
Температура обратного трубопровода	40	40	40	40
Средняя температура подающего и обратного трубопроводов	52,5	52,5	52,5	52,5

Методика оценки фактических потерь теплоты в трубопроводах тепловых сетей при отсутствии данных узлов учета

Фактические потери теплоты в трубопроводах тепловых сетей при отсутствии данных по потерям теплоты (падению температур и расходов теплоносителя) на отдельных участках могут быть оценены по суммарному остыванию теплоносителя от источника до конечного потребителя (ЦТП) и рассчитываются по формуле:

$$n_{мп}^{\phi} \approx n_{мп}^H \frac{\Delta t_{mc}^{\phi \text{ ср}}}{\Delta t_{mc}^H}, \quad (2.60)$$

где: $n_{мп}^{\phi}$ – фактическая доля потерь теплоты в тепловых сетях;

$n_{мп}^H$ – нормативная доля потерь теплоты в тепловых сетях;

$\Delta t_{mc}^{\phi \text{ ср}}$ – фактическое остывание теплоносителя в трубопроводах тепловой сети от источника до потребителя (ЦТП) при среднегодовых условиях эксплуатации, °С;

Δt_{mc}^H – остывание теплоносителя в трубопроводах тепловой сети от источника до потребителя (ЦТП) при среднегодовых условиях эксплуатации и соблюдении нормативных тепловых потерь на участках тепловой сети, °С.

Фактическое остывание температур в тепловой сети пересчитывается на среднегодовые условия эксплуатации по формуле:

$$\Delta t_{tc}^{\phi \text{ ср}} = k_{ср}^{tc} \Delta t_{tc}^{\phi} \quad (2.61)$$

$k_{ср}^{tc}$ – поправочный коэффициент, равный отношению средней за рассматриваемый период разности температур теплоносителя и наружного воздуха к их средней расчетной (нормативной) разности определяется по формуле:

$$k_{ср}^{tc} = \frac{t_{тр}^{ср} - t_H^{ср}}{t_{тр}^{H,ср} - t_H^{H,ср}}, \quad (2.62)$$

$t_{тр}^{ср}$ – средняя температура теплоносителя за период проведения замеров падения температур теплоносителя, °С;

$t_H^{ср}$ – средняя температура наружного воздуха, за рассматриваемый период, °С;

$t_{тр}^{H,ср}$ – среднегодовая температура теплоносителя, при отсутствии данных принимается по таблице 2.4, °С;

$t_{\text{H}}^{\text{H.CP}}$ - средняя температура наружного воздуха за период работы тепловой сети (отопительный период), для воздушной прокладки трубопровода $t_{\text{H}}^{\text{H.CP}} = t_{\text{H}}^{\text{H.CP}}$, °С. При подземной прокладке эта температура принимается выше средней температуры наружного воздуха на величину превышения температуры грунта над температурой воздуха Δt_{r} , °С, определяемой по рисунку 2.64.

$$t_{\text{H}}^{\text{H.CP}} = t_{\text{H}}^{\text{H.CP}} + \Delta t_{\text{r}}$$

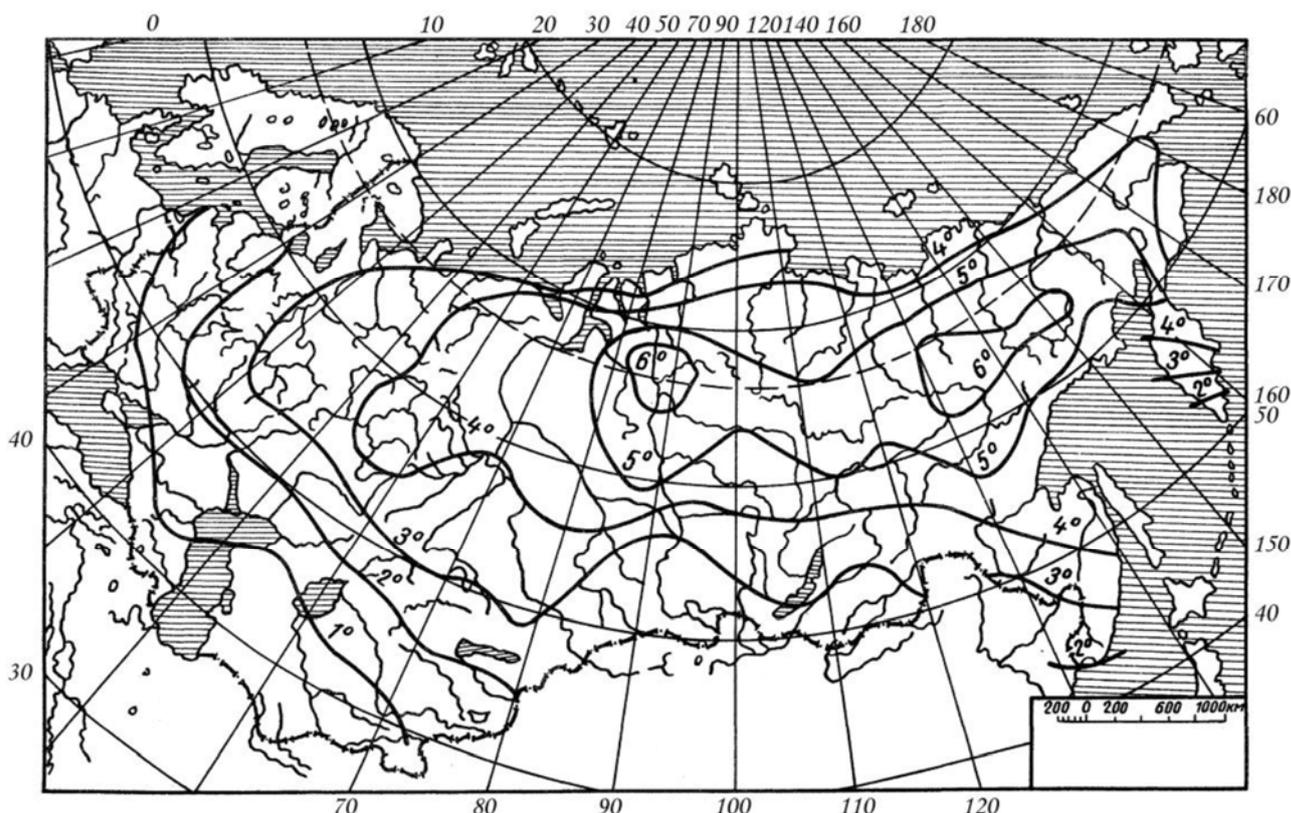


Рисунок 2.64 - Карта превышений среднегодовой температуры поверхности грунта над среднегодовой температурой воздуха

Среднегодовые температуры теплоносителя представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 - Среднегодовые температуры теплоносителя

Расчетные температуры воды в тепловых сетях, °С	95/70	115/70	130/70	150/70
Средняя температура воды в подающем трубопроводе t_{H}^{CP} , °С	62	72	80	90
Средняя температура воды в обратном трубопроводе t_{O}^{CP} , °С	50	50	50	50
Средняя разность температур в тепловой сети $\Delta t_{\text{TC}}^{\text{CP}}$, °С	12	22	30	40

Падение температур теплоносителя на отдельном участке тепловой сети при соблюдении нормативных тепловых потерь и среднегодовых условиях эксплуатации может быть вычислено по формуле:

$$\Delta t_{\text{ТС}}^{\text{УЧ}} = \Delta t_{\text{ТС}}^{\text{СР}} L_{\text{У.Т.С}} K_{\text{УД}}^{\text{У.Т.С.}}, \quad (2.63)$$

При этом снижение температур непосредственно в подающем трубопроводе может быть оценено по формуле:

$$\Delta t_{\text{ПОД}}^{\text{УЧ}} = \Delta t_{\text{ТС}}^{\text{УЧ}} K_{\text{ПОД}} \quad (2.64)$$

где: $L_{\text{У.Т.С}}$ - длина участка наружной тепловой сети в плане в двухтрубном исчислении без учета вылета гибких компенсаторов, км;

$K_{\text{УД}}^{\text{У.Т.С.}}$ - удельный коэффициент на потери тепловой энергии в наружных тепловых сетях, 1/км, принимается для расчета участков тепловых сетей по таблице 2.24;

$K_{\text{ПОД}}$ – усредненная доля потерь тепловой энергии в подающем трубопроводе, принимается по таблице 2.25.

Таблица 2.24 – Значение $K_{\text{УД}}^{\text{У.Т.С.}}$ для видов прокладки и года проектирования или реконструкции тепловой сети

Расчетная нагрузка участка, Q		Значение $K_{\text{УД}}^{\text{У.Т.С.}}$ для видов прокладки и года проектирования или реконструкции тепловой сети			
МВт	Гкал/ч	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г
В непроходных каналах					
0,05	0,043	2,890	1,258	1,024	1,043
0,075	0,064	2,096	0,911	0,743	0,757
0,1	0,086	1,669	0,725	0,592	0,604
0,15	0,129	1,210	0,525	0,430	0,438
0,25	0,21	0,808	0,350	0,287	0,293
0,5	0,43	0,466	0,201	0,166	0,169
1	0,86	0,269	0,116	0,096	0,098
1,5	1,29	0,195	0,0841	0,0696	0,0712
2,5	2,1	0,130	0,0560	0,0465	0,0475
5	4,3	0,0752	0,0323	0,0269	0,0275
15	12,9	0,0315	0,0135	0,0113	0,0116
25	21,5	0,0210	0,0090	0,0075	0,0077
50	43,0	0,0121	0,00517	0,00435	0,00447
Бесканальная					
0,05	0,043	2,890	2,432	1,024	1,334
0,075	0,064	2,096	1,732	0,743	0,981
0,1	0,086	1,669	1,362	0,592	0,789
0,15	0,129	1,210	0,970	0,430	0,580
0,25	0,21	0,808	0,633	0,287	0,394
0,5	0,43	0,466	0,354	0,166	0,233
1	0,86	0,269	0,198	0,096	0,138
1,5	1,29	0,195	0,141	0,0696	0,101
2,5	2,1	0,130	0,0922	0,0465	0,0689
5	4,3	0,0752	0,0516	0,0269	0,0407
15	12,9	0,0315	0,0206	0,0113	0,0177
25	21,5	0,0210	0,0134	0,0075	0,0120
50	43,0	0,01214	0,00752	0,00435	0,00712
Воздушная прокладка					

Расчетная нагрузка участка, Q		Значение $k_{уд}^{т.с.}$ для видов прокладки и года проектирования или реконструкции тепловой сети			
0,05	0,043	2,229	1,298	1,272	1,301
0,075	0,064	1,622	0,948	0,929	0,949
0,1	0,086	1,295	0,759	0,744	0,758
0,15	0,129	0,942	0,554	0,543	0,553
0,25	0,21	0,632	0,373	0,366	0,371
0,5	0,43	0,367	0,218	0,214	0,216
1	0,86	0,213	0,127	0,125	0,126
1,5	1,29	0,155	0,0930	0,0913	0,0918
2,5	2,1	0,104	0,0626	0,0615	0,0616
5	4,3	0,0604	0,0366	0,0360	0,0359
15	12,9	0,0255	0,0156	0,0154	0,0152
25	21,5	0,0171	0,0105	0,0103	0,0102
50	43,0	0,00994	0,00614	0,00604	0,00596

Таблица 2.25 - Доля потерь теплоты подающим трубопроводом

Наименование	Расчетные температуры воды в тепловых сетях, °С			
	95/70	115/70	130/70	150/70
В непроходных каналах	56%	59%	62%	65%
Бесканальная	56%	59%	62%	65%
Воздушная	54%	57%	59%	60%

При отсутствии данных расчетная нагрузка участка может быть принята по таблице 2.26.

Таблица 2.26 - Расчетная пропускная способность трубопровода, Гкал/ч

Условный диаметр, мм	Расчетные температуры воды в тепловых сетях, °С			
	95/70	115/70	130/70	150/70
25	0,022	0,040	0,053	0,071
50	0,11	0,19	0,25	0,34
65	0,18	0,32	0,43	0,57
80	0,32	0,57	0,76	1,01
100	0,57	1,02	1,36	1,81
150	1,43	2,58	3,44	4,58
200	2,83	5,09	6,79	9,05
250	4,86	8,75	11,7	15,6
300	7,00	12,6	16,8	22,4
350	10,4	18,7	24,9	33,3
400	14,7	26,5	35,3	47,0
450	20,0	36,1	48,1	64,1
500	26,5	47,7	63,6	84,8

Значение $k_{уд}^{т.с.}$ для видов прокладки и года проектирования разветвленной тепловой сети принимается из таблицы 2.27.

Таблица 2.27 - Значение $k_{уд}^{т.с.}$ для видов прокладки и года проектирования разветвленной тепловой сети

Расчетная нагрузка системы теплоснабжения, Q		Значение $k_{уд}^{т.с.}$ для видов прокладки и года проектирования или реконструкции тепловой сети			
МВт	Гкал/ч	1959-1990 г.	1990-1998 г.	1998-2003 г.	с 2004 г.
В непроходных каналах					
0,05	0,043	2,909	1,209	0,979	0,991
0,075	0,064	2,009	0,836	0,678	0,687
0,1	0,086	1,545	0,643	0,523	0,529
0,15	0,129	1,068	0,445	0,362	0,366
0,25	0,21	0,670	0,280	0,228	0,230
0,5	0,43	0,356	0,149	0,122	0,123
1	0,86	0,1887	0,0792	0,0649	0,0657
1,5	1,29	0,1309	0,0547	0,0450	0,0455
2,5	2,1	0,0819	0,0344	0,0283	0,0286
5	4,3	0,0435	0,0183	0,0151	0,0153
15	12,9	0,01598	0,00674	0,00558	0,00565
25	21,5	0,01003	0,00423	0,00351	0,00356
50	43,0	0,00532	0,00225	0,00188	0,00190
Бесканальная					
0,05	0,043	2,909	2,400	0,979	1,289
0,075	0,064	2,009	1,642	0,678	0,899
0,1	0,086	1,545	1,255	0,523	0,696
0,15	0,129	1,068	0,859	0,362	0,486
0,25	0,21	0,670	0,533	0,228	0,309
0,5	0,43	0,356	0,279	0,122	0,167
1	0,86	0,1887	0,1462	0,0649	0,0901
1,5	1,29	0,1306	0,1003	0,0450	0,0629
2,5	2,1	0,0819	0,0621	0,0283	0,0400
5	4,3	0,0435	0,0325	0,0151	0,0216
15	12,9	0,01598	0,01165	0,00558	0,00813
25	21,5	0,01003	0,00722	0,00351	0,00517
50	43,0	0,00532	0,00377	0,00188	0,00280
Воздушная прокладка					
0,05	0,043	2,280	1,272	1,260	1,327
0,075	0,064	1,576	0,884	0,875	0,918
0,1	0,086	1,212	0,683	0,675	0,706
0,15	0,129	0,838	0,473	0,468	0,489
0,25	0,21	0,526	0,299	0,296	0,307
0,5	0,43	0,280	0,161	0,158	0,163
1	0,86	0,1488	0,0859	0,0847	0,0867
1,5	1,29	0,1029	0,0598	0,0588	0,0602
2,5	2,1	0,0646	0,0377	0,0371	0,0378
5	4,3	0,0343	0,0202	0,0199	0,0201
15	12,9	0,01267	0,00754	0,00739	0,00741
25	21,5	0,00793	0,00476	0,00466	0,00466
50	43,0	0,00422	0,00255	0,00250	0,00248

2.11 Расчет показателей надежности теплоснабжения

Расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей производится в следующем порядке.

1 При наличии статистических данных об отказах они заносятся в базы данных электронной модели схемы теплоснабжения, производится обработка статистики, на основе которой определяется интенсивность отказов теплопроводов λ .

2 Если статистические данные отсутствуют, по выражению (1) определяется интенсивность отказов λ для теплопроводов и ЗРА, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет. Значение для теплопроводов принимается равным $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Значение для ЗРА принимается равным $2,28 \cdot 10^{-7}$ 1/ч или 0,002 1/год.

Участки сети, работающие более 25 лет, выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов теплопроводов на этих участках λ принимается как для новых теплопроводов в период нормальной эксплуатации ($5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год)), а для участков этой группы, не рекомендуемых к перекладке, соответствующей интенсивности отказов теплопроводов с продолжительностью эксплуатации 25 лет.

3 В соответствии с (2) определяются параметры потока отказов участков ТС и ЗРА, 1/ч.

4 При наличии статистических данных о времени восстановления теплоснабжения при отказах участков ТС они заносятся в базы данных электронной модели схемы теплоснабжения, производится обработка статистики, на основе которой определяется среднее время восстановления отказавших участков в зависимости от их диаметра.

Полученные значения сопоставляются с рекомендованными СНиП 41-02-2003 сроками восстановления теплоснабжения. При несоблюдении этих рекомендаций разрабатываются предложения по снижению времени восстановления теплоснабжения при отказах (повышение технической оснащенности АВС, увеличение численности ремонтного персонала и др.).

5 При отсутствии статистических данных о времени восстановления теплоснабжения при отказах участков ТС с помощью формулы (3) определяется среднее время до восстановления участков ТС – в зависимости от их диаметров и расстояний между СЗ.

6 По выражению (4) рассчитываются интенсивности восстановления элементов ТС (участков и задвижек).

7 В соответствии с (5) и (6) определяются: вероятность рабочего состояния ТС и вероятности ее состояний, соответствующие отказам элементов.

8 Для расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей вычисленным вероятностям состояний сети необходимо поставить в соответствие количество тепловой энергии, подаваемой каждому потребителю в этих состояниях, т.е. определить подачу теплоносителя и подачу теплоты (абсолютные и относительные) каждому потребителю при выходе в аварию каждого из элементов ТС.

Если ТС тупиковая (не имеет кольцевой части), очевидно, что при выходе из строя одного из элементов ТС полностью прекращается теплоснабжение потребителей, расположенных за этим элементом. Теплоснабжение остальных потребителей не нарушается.

В ТС, имеющих кольцевую часть, каждому состоянию, характеризуемому выходом из строя того или иного элемента кольцевой части сети, соответствует свой уровень подачи тепловой энергии потребителям. Этот уровень может быть определен только на основе расчетов, соответствующих послеаварийных гидравлических режимов.

9 Расчеты послеаварийных гидравлических режимов производятся для двухлинейной расчетной схемы, ветви которой отображают подающие и обратные линии ТС, схемы установок потребителей и водоподогревательной установки ИТ.

Расчеты выполняются с помощью математических моделей потокораспределения. Моделирование послеаварийных ситуаций производится путем автоматического поочередного исключения элементов из расчетной схемы ТС.

10 На основе расчетов послеаварийных гидравлических режимов составляются матрицы относительных расходов теплоносителя у потребителей в этих режимах (по отношению к расчетному) и соответствующих им температуры воздуха в зданиях в конце периода восстановления теплоснабжения (t_{nj}, f), вычисляемых по зависимости (7).

11 По зависимости (10) определяются коэффициенты готовности системы к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя.

12 В соответствии с (11) рассчитываются вероятности безотказного теплоснабжения потребителей в течение отопительного периода.

Предварительно по формулам (8) определяются температуры наружного воздуха, при которых время восстановления f элемента равно временному резерву j потребителя и определяется число часов стояния этих температур (по зависимости (9)).

13 Проверяется выполнение требований к надежности теплоснабжения потребителей и если они удовлетворяются, задача решена.

14 Если при соблюдении ограничений все или часть ограничений не выполняются, то необходимо разработать мероприятия по повышению надежности теплоснабжения, основными из которых являются следующие:

- дополнительная перекладка участков сети с высокими значениями параметра потока отказов, которая моделируется в электронной модели схемы теплоснабжения путем изменения характеристик трубопроводов «критических» участков на характеристики «новых» трубопроводов. Необходимо иметь в виду, что техническое несовершенство систем недопустимо компенсировать резервированием;

- введение или увеличение объема резервирования тепловой сети путем устройства аварийных перемычек, дублирования участков сети, увеличения диаметров теплопроводов, увеличения располагаемого напора на коллекторах источника. При этом сначала следует резервировать головные участки ТС, при необходимости наращивая объем резервирования к периферии. Диаметры перемычек следует выбирать по наибольшему диаметру смежных участков сети.

Для вариантов резервирования моделируются и рассчитываются послеаварийные гидравлические режимы, соответствующие отказам элементов кольцевой части сети, и проверяется, обеспечиваются ли потребители во время ликвидации отказов нормой аварийной подачи тепла. Выполнение ограничений означает, что диаметры реконструируемых существующих и новых проектируемых участков ТС и располагаемый напор на коллекторах ИТ достаточны. Если выполняются не все ограничения, необходимо увеличение диаметров на некоторых участках кольцевой части сети и, возможно, располагаемого напора на источнике. Для «перекладки» в первую очередь выбираются участки с максимальными удельными потерями давления;

- снижение времени восстановления теплоснабжения после отказов. При необходимости могут быть разработаны рекомендации по организации АВС с более высоким уровнем технической оснащенности и увеличенной численностью персонала.

15 Проверка эффективности планируемых к реализации мероприятий по обеспечению надежного теплоснабжения потребителей осуществляется путем моделирования выполнения этих мероприятий, расчета новых значений ПН и их сопоставления с ПН предыдущих вариантов и с нормативными значениями ПН.

Блок-схема расчета показателей надежности элементов тепловой сети представлена на рисунке 2.65.

БЛОК I		БЛОК II	
Интенсивность отказов элементов ТС по статистическим данным, при отсутствии данных рассчитывается по формуле: $\lambda = \lambda^{нач} \cdot (0,1 \cdot \tau^{экспл})^{\alpha-1} \quad (1)$		Вероятность рабочего состояния ТС $p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i}\right)^{-1} \quad (5)$	
Параметр потока отказов элементов ТС $\omega = \lambda \cdot L \quad (2)$			
Время восстановления элементов ТС по статистическим данным, при отсутствии данных рассчитывается по формуле Е.Я. Соколова: $z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{сз}) \cdot d^{1,2}] \quad (3)$		Вероятность состояния ТС с отказами элементов $p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0 \quad (6)$	
Интенсивность восстановления элементов ТС $\mu = \frac{1}{z^B} \quad (4)$			
БЛОК III			
Моделирование отказов и расчет послеаварийных гидравлических режимов			
БЛОК IV			
Температура воздуха в здании потребителя в конце периода восстановления элементов ТС			
$t_{j,f}^B = t^{HP} + \frac{t_j^{сп} - t^{HP} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{сп} - t^{HP})}{e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{сп} - t^{HP}) \quad (7)$			
Температура наружного воздуха, при которой время восстановления элементов равно временному резерву потребителя			
$t_{j,f}^{пас} = \frac{t_j^{сп} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{сп} - t^{HP}) - (t_{j,min}^B - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{сп} - t^{HP})) \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} \quad (8)$			
Продолжительность стояния температур наружного воздуха ниже расчетной (график Россандера)			
$\tau_{j,f}^{пас} = \tau^{хол} + (\tau^{от} - \tau^{хол}) \cdot \left(\frac{t_{j,j}^{пас} - t^{HP}}{8 - t^{HP}}\right)^{\frac{t^{HCP} - t^{HP}}{8 - t^{HP}}} \quad (9)$			
БЛОК V			
Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя $K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f \quad (10)$		Вероятность обеспечения пониженного уровня теплоснабжения каждого потребителя $P_j = e^{-[p_0 \cdot \sum_f (\omega_f \cdot \tau_{j,f}^{пас})]} \quad (11)$	

Рисунок 2.65 - Блок-схема расчета показателей надежности элементов тепловой сети

2.12 Групповые изменения характеристик объектов по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

В электронной модели реализована возможность выделения группы объектов. На экране выделенная группа отображается заданным цветом. При этом группу объектов можно создать разными способами:

- добавить в группу одиночный объект;
- выделить группу указанием области;
- добавление объектов в группу по их ID;
- создать группу по результатам запроса к семантической базе данных;
- создать группу по графическим атрибутам объектов слоя;
- создать группу из всех объектов слоя;
- создание группы объектов по пересечению со слоем;
- создать группу инвертированием предыдущей группы.

Добавление в группу одиночного объекта

Для добавления в группу одиночного объекта следует в режиме указания объекта указать курсором мыши нужный объект.

Выделение группы указанием области

Данный способ заключается в том, чтобы указать на экране область, все объекты (активного слоя) попавшие в выделенную зону будут участвовать в изменении группы.

Выделить область возможно тремя инструментами (рисунок 2.66):

-  - прямоугольная область;
-  - окружность;
-  - произвольным замкнутым многоугольником.

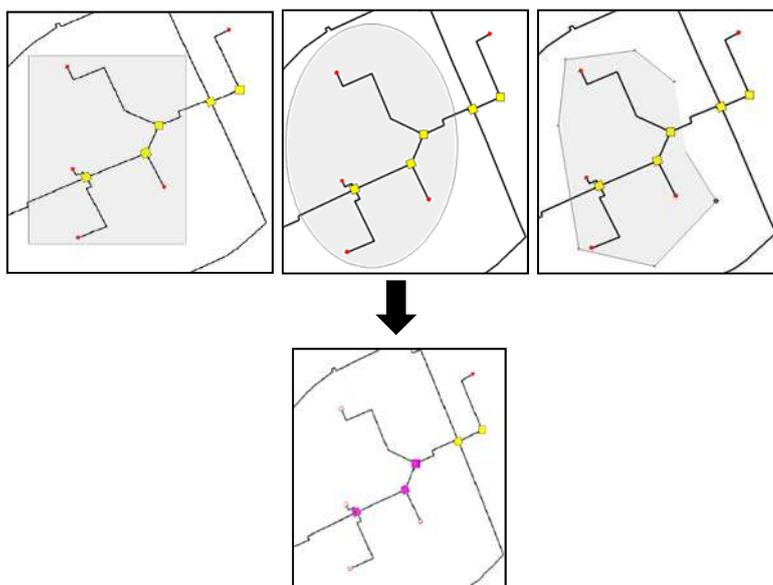


Рисунок 2.66 - Пример создания группы объектов

Добавление объектов в группу по их ID

Для того, чтобы добавить в группу объект с определенным ключом (ID), надо в форме «Добавить объект в группу» ввести ID который необходимо добавить в группу (рисунок 2.67).

Рисунок 2.67– Форма «Добавить объект в группу»

Создать группу по результатам запроса к семантической базе данных

Группу можно создавать, добавлять в нее или исключать из нее объекты, удовлетворившие запросу к семантической базе данных (рисунок 2.68).

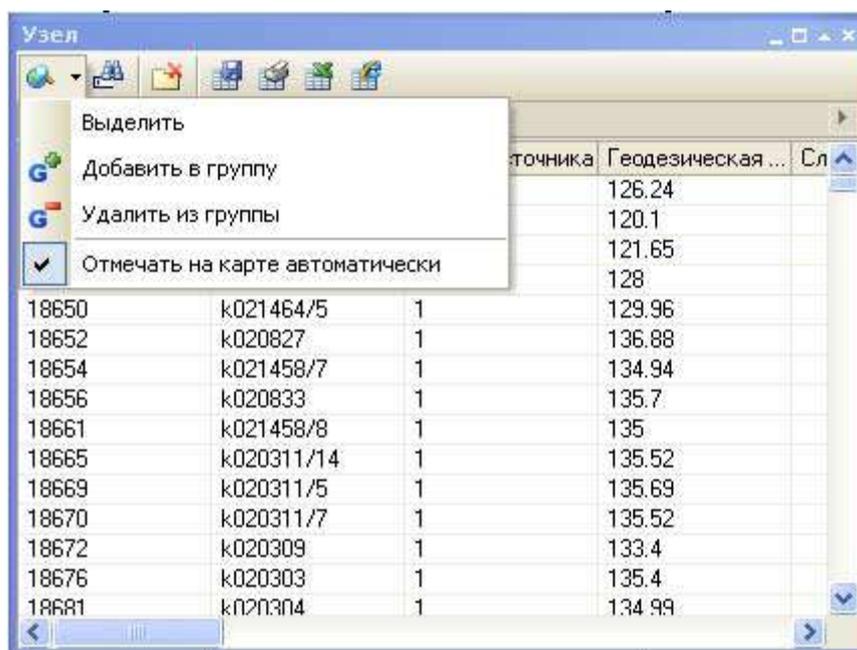


Рисунок 2.68 –Результат запроса

С помощью запросов можно:

- произвести выборку данных из базы в соответствии с заданными условиями;
- занести одинаковые данные одновременно для группы объектов;
- производить копирование данных из одного поля в другое для группы объектов;

Запрос к базе данных набирается в виде условий отбора соответствующих полей.

Операторы и функции, использующиеся при написании запросов, описаны в таблице 2.28.

Таблица 2.28 - Операторы и функции, использующиеся при написании запросов

Оператор	Пояснение
НЕ (NOT), И (AND), ИЛИ (OR)	Логическое НЕ, И, ИЛИ.
ИЗМЕНИТЬ (CHANGETO)	Оператор обновления данных. Значение поля в выборке будет изменено на значение, указанное в параметре этого оператора.
ПУСТО (BLANK)	Логический оператор. Принимает значение истина, если поле пусто.
,	Запятая, оператор разделения условий.
ЧИСЛО (COUNT)	Оператор подсчета количества записей, удовлетворяющих остальным условиям. Результат запроса появится в закладке <i>Статистика</i> .
СРЕДНЕЕ (AVG)	Оператор подсчета среднего значения поля. Результат запроса появится в закладке <i>Статистика</i> .
СУММА (SUM)	Оператор подсчета суммы значений. Результат запроса появится в закладке <i>Статистика</i> .
МАКС (MAX)	Оператор подсчета максимального значения поля. Результат запроса появится в закладке <i>Статистика</i> .
МИН (MIN)	Оператор подсчета минимального значения поля. Результат запроса появится в закладке <i>Статистика</i> .

Создать группу по графическим атрибутам объектов слоя

Группу можно создавать из объектов, обладающих заданными графическими свойствами (цветом, стилем, шрифтом, типом и т.д.) Модификация группы активного слоя текущей карты по графическим атрибутам (рисунок 2.69).

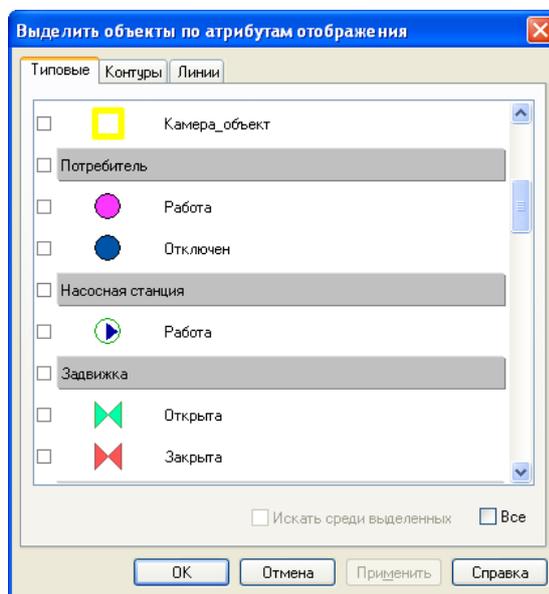


Рисунок 2.69– Форма «Выделить объекты по атрибутам отображения»

Создать группу из всех объектов слоя

Для включения в группу всех объектов одного из загруженных в текущую карту слоев, следует выбрать пункт меню «Отметить все» (рисунок 2.70). Если нажать комбинацию клавиш Ctrl+A, то в группу сразу будут включены все объекты активного слоя.

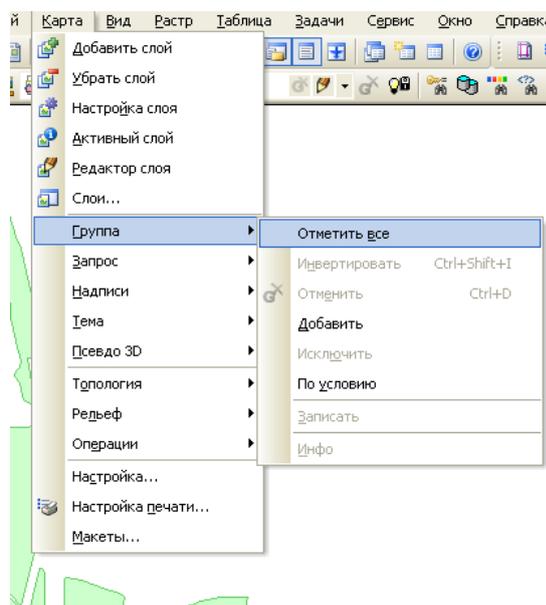


Рисунок 2.70 –Включение в группу всех объектов

Создание группы объектов по пересечению со слоем

В электронной модели имеется возможность выделить группу объектов по пересечению с любым слоем, загруженным в карту. С помощью данного способа можно например одновременно выделить все дома, попадающие полностью или частично в область района (рисунок 2.71).

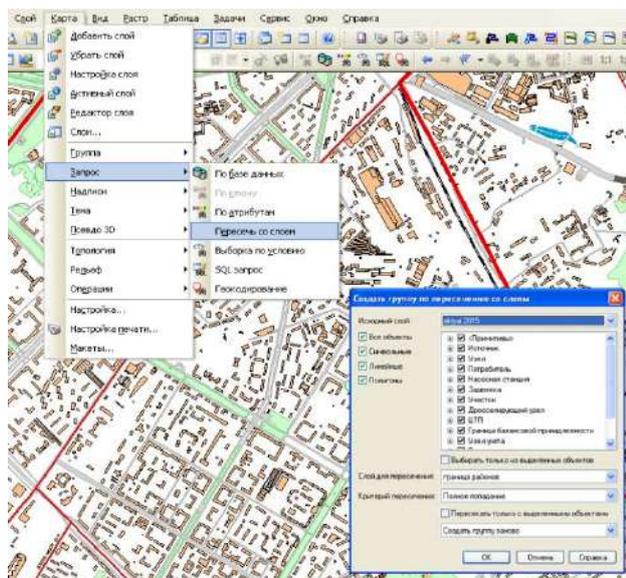


Рисунок 2.71 –Форма «Создать группу пересечение со слоем»

Создать группу инвертированием предыдущей группы

Инвертирование группы слоя заключается в таком ее изменении, когда все элементы, входящие в группу, из группы исключаются, а все элементы, не входящие в группу добавляются (рисунок 2.72).

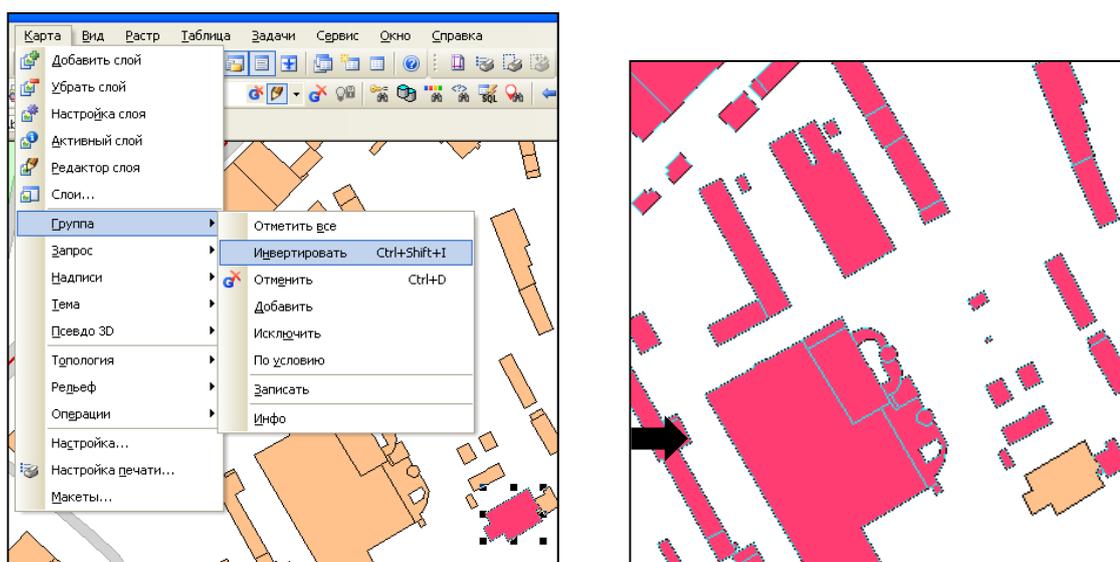


Рисунок 2.72 –Инвертирование группы

Изменение параметров группы объектов

При изменении параметров группы выполняются операции:

- 1) активируется редактируемый слой.
- 2) устанавливается режим редактирования объектов.
- 3) выбирается объект группы.
- 4) изменяются параметры в окне редактирования параметров (рисунок 2.73)

соответствующего объекта (внесенные изменения применяются ко всей группе объектов).

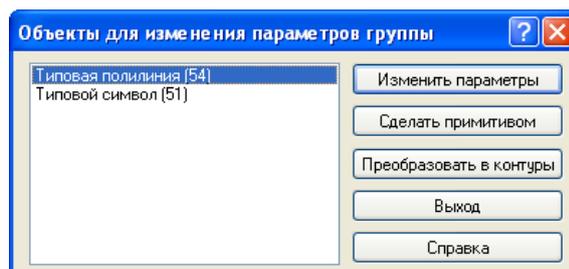


Рисунок 2.73 - Окно выбора объекта для изменения параметров группы

Команда «Сделать примитивом» преобразует типовые объекты в примитивы (например, участки превращает в ломаную). Для примитивов эта команда изменяет вид на «Сделать типовым» и выполняет операцию по преобразованию примитива в типовой объект в соответствии с заданными параметрами.

Для линейных объектов команда «Преобразовать в контуры» активирует окно задания окрестности для замыкания контура. В нем задается область, в которой система замыкает контур (если расстояние между полилиниями больше заданной области, то преобразования в контуры не производится). Для полигонов (площадных объектов) команда имеет название «Преобразовать в линии» и запускает процесс преобразования контурных объектов в линейные (ломаные).

Команда «Преобразовать в сеть» преобразует слой, содержащий примитивы ломаных, в слой с типовыми линейными объектами, для которых определены направления движения. Такое преобразование изменяет ломаные в линейно-сетевой граф, который используется для решения задач топологического анализа (найти кратчайший путь, изменить направление движения и т.д.).

Для преобразования слоя выполняются следующие операции:

- 1 Преобразуются примитивы ломаных в типовые объекты. В диалоговом окне выполняется команда «Сделать типовым», активирующая окно смены режима, в котором производится выбор режим и инициируется преобразование примитивов ломаных в типовые объекты.

- 2 В меню «Слой» активируется команда «Операции| Преобразовать в сеть». В списке загруженных в карту слоев указывается слой, который содержит ломаные.

3 В открывшемся списке типов и режимов указывается тот символ, которым должны быть обозначены узлы сети.

Для преобразования полилиний в площадные. Выделяется любой объект, входящий в группу и в окне «Объекты для изменения параметров группы» выполняется команда «Преобразовать в контуры» (рисунок 2.74).

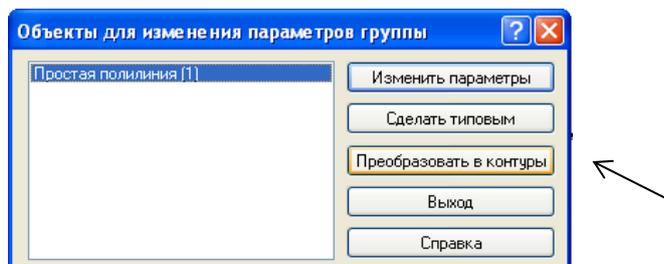


Рисунок 2.74 - Окно выбора объекта для изменения параметров группы

Задается окрестность для замыкания контура (рисунок 2.75).

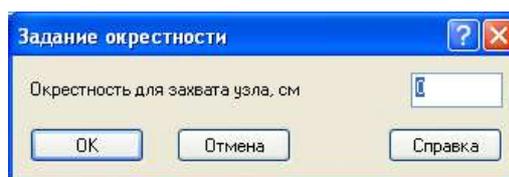


Рисунок 2.75 - Окно задания окрестности

Активируется команда преобразования в контуры всех полилиний, конечные узлы которых попадают в заданную окрестность для захвата.

Топологический анализ

В электронной модели реализована возможность проверить топологическую связанность элементов для указанных узлов. Узлы указываются путем расстановки флагов. Связанность элементов сети проверяется проведением следующих операций:

- 1 Активируется слой, в котором проверяется связанность (не связанность) элементов сети.
- 2 Активируется режим установки флагов.
- 3 Выбирается любой узел проверяемой сети.
- 4 В контекстном окне инициируется команда «Найти связанные («Найти несвязанные»)» (Карта | Топология | Найти связанные | Найти несвязанные). При этом возможен выбор направления связанности участков.

В результате все участки сети, связанные или не связанные с узлами, отмеченными флагами, выделяются красным цветом.

В модели предусмотрены команды: «Отменить последний флаг», «Отменить флаги», «Отменить результат». Цвет и стиль выделения результатов топологического анализа

изменяется командой меню «Сервис | Параметры...», раздел «Карта, «Топологические запросы».

Поиск пути по графу

Команда «Поиск пути по графу» позволяет найти путь между заданными узлами с учетом режимов элементов сети (включен/отключен). В этом случае порядок проведения операций следующий:

- 1 Активируется слой, для которого строится путь.
- 2 Выбирается режим установки флагов.
- 3 Выбирается узел, с которого начинается поиск.
- 4 Отмечаются объекты исследуемого пути. Если отмечен только начальный и конечный узел, то выбирается самый короткий путь.
- 5 В контекстном меню активируется команда «Найти путь» (или в главном меню «Карта | Топология | Найти путь»).

В результате найденный путь выделяется красным цветом.

В том случае, если между объектами существует разрыв, путь не будет найден, что сопровождается служебным сообщением.

Удаление флагов и результатов поиска осуществляется точно таким же образом, как и при нахождении связанных и несвязанных элементов сети.

Поиск колец в сети

Команда «Найти кольца» позволяет найти кольца в сети. Поиск колец выполняется для той части сети, узлы которой отмечены флагами. Порядок поиска колец следующий:

- 1 Активируется слой, в котором выполняется поиск колец.
- 2 Выбирается режим установки флагов.
- 3 Выбирается узел сети, в которой выполняется поиск колец.
- 4 В контекстном меню активируется команда «Найти кольца» (или в главном меню «Карта | Топология | Найти кольца»).

В результате все найденные кольца выделяются красным цветом.

Удаление флагов и результатов поиска осуществляется аналогично тому, как при поиске связанных и несвязанных элементов сети.

Поиск отключающих устройств

Отключающими устройствами считаются те объекты сети, для которых графический тип объекта тепловой сети установлен как «отсекающее устройство». При поиске отключающих устройств выполняются следующие операции:

- 1 Активируется слой, содержащий тепловую сеть.

2 На карте выделяется объект, который необходимо отключить.

3 В меню «Задачи» активируется команда «Найти отключающие устройства».

В результате в окне сообщений на вкладке «Арматура» появляется список всех объектов, которые отключают выбранный объект («Окно | Сообщения», вкладка «Арматура»).

Поиск изолирующих устройств

Команда «Найти отключающие устройства» позволяет найти в тепловой сети устройства, изолирующие объект от источника. Порядок поиска изолирующих устройств следующий:

1 Активируется слой, содержащий тепловую сеть.

2 На карте выделяется объект, который необходимо изолировать.

3 В меню «Задачи» активируется команда «Найти отключающие устройства».

В результате в окне сообщений на вкладке «Арматура» появится список всех объектов, которые изолируют выбранный объект.

2.13 Сравнительные пьезометрические графики для разработки анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов для тепловых сетей является пьезометрический график. Этот график изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту.

Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически, достаточно определить его начальный и конечный узлы (рисунок 2.76). Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий (а), в том случае если нужен другой путь, то надо указать промежуточные узлы (б).

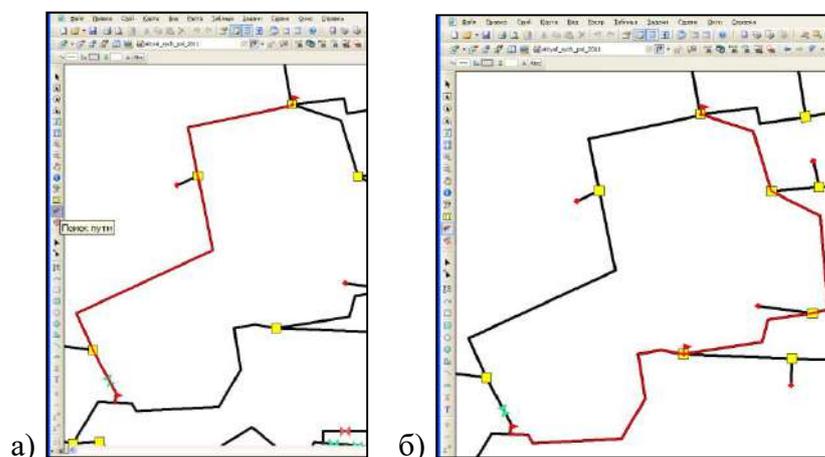


Рисунок 2.76 – Пример построения пути

По выделенному пути можно построить пьезометрический график выбрав на панели инструментов кнопку пьезометрический график .

В результате выполнения команды в окно «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическом и табличном виде (рисунок 2.77).

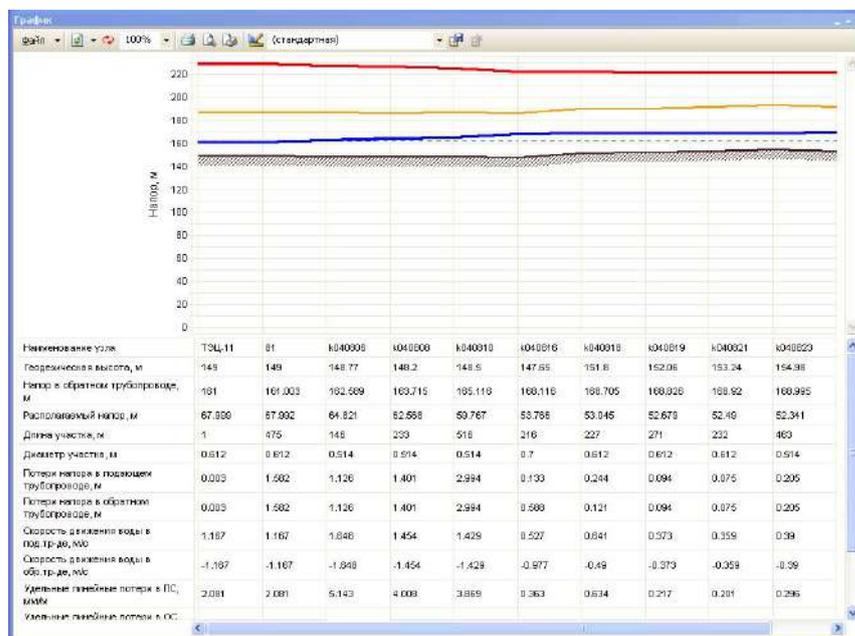


Рисунок 2.77 - Пример пьезометрического графика

На пьезометрическом графике отображаются:

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;
- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли пунктиром;
- линия статического напора голубым пунктиром;
- линия давления вскипания оранжевым цветом.

Совмещение пьезометрических графиков выполняется в следующем порядке:

- 1 Выполняется построение первого пьезографика.
- 2 Выбирается новый путь для построения второго графика.
- 3 В окне «График» в основном меню выбирается команда «Добавить», после чего новый график совмещается с предыдущим. При этом первый график прорисовывается более тусклым цветом, а второй график более ярким (рисунок 2.78).

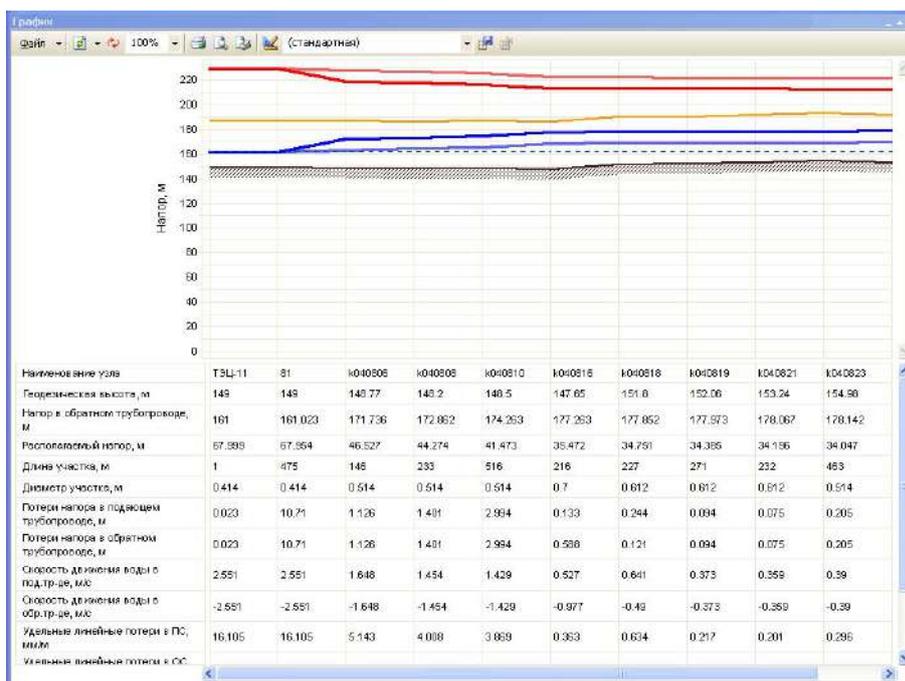


Рисунок 2.78 - Совмещение пьезометрических графиков

Для оси Y возможно проведение дополнительных настроек шкалы. Для этого в окне «Ось Y» выполняется вызов окна «Шкала: Напор, м (основная)» в котором и выполняется настройка шкалы оси Y (рисунок 2.79).

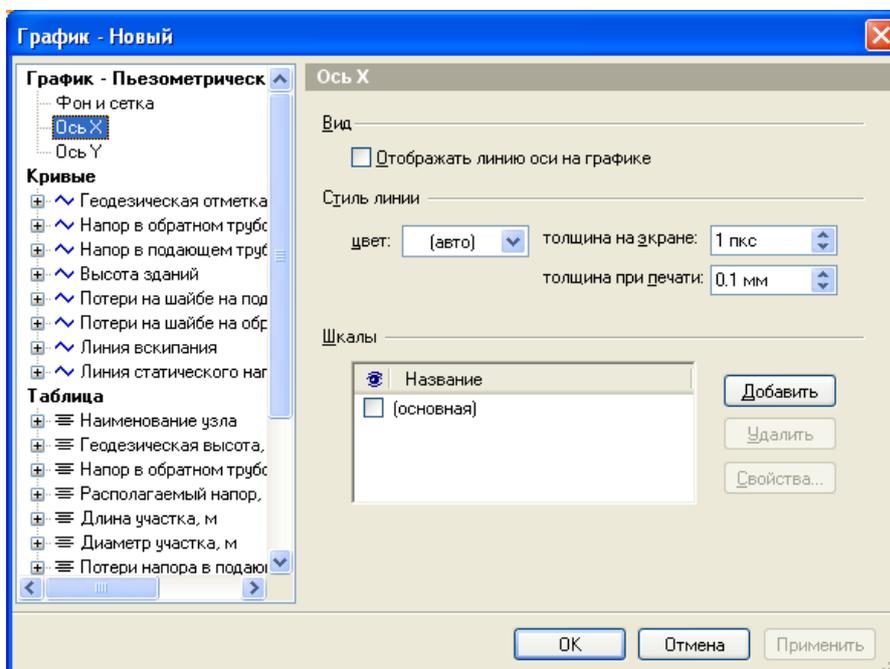


Рисунок 2.79 - Совмещение пьезометрических графиков

2.14 Классификация источников тепловой энергии и теплосетевых объектов

В соответствии с требованиями приказа ДепТЭХ г. Москвы от 05.08.2013 № 01-01-13-586/13 «Об утверждении и вводе в действие новой версии городского отраслевого классификатора видов объектов топливно-энергетического хозяйства города Москвы для решения задач управления» выполнена классификация источников тепловой энергии и теплосетевых объектов по кодам раздела 3 с указанием технических характеристик, необходимых для проведения расчета гидравлического режима работы тепловой сети и формирования балансов тепловой энергии на источниках. Коды источников тепла и теплосетевых объектов представлены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 - Коды источников тепла и теплосетевых объектов

№	Наименование		Код
	Полное	Краткое	
Источники			
1	Районная тепловая станция	РТС	3 01 01 01 00 00 00
2	Квартальная тепловая станция	КТС	3 01 01 02 00 00 00
3	Малая котельная	МК	3 01 01 03 00 00 00
4	Теплоэлектроцентраль	ТЭЦ	3 01 03 01 00 00 00
5	Районная теплоэлектростанция	РТЭС	3 01 03 03 00 00 00
6	Парогазовая электростанция	ПГЭС	3 01 03 04 00 00 00
7	Газопоршневая электростанция	ГПЭС	3 01 03 05 00 00 00
8	Газотурбинная электростанция	ГТУ	3 01 02 01 02 00 00
Тепловые сети			
9	Участок магистральной тепловой сети		3 01 04 02 01 00 00
10	Участок распределительно тепловой сети		3 01 04 03 00 00 00
Сооружения на тепловых сетях			
11	Камера тепловой сети		3 01 04 01 02 00 00
12	Камера-павильон тепловой сети		3 01 04 01 02 03 00
13	Насосная станция сети		3 01 04 01 03 00 00
14	Тепловой пункт		3 01 04 01 04 00 00
15	Центральный тепловой пункт	ЦТП	3 01 04 01 04 01 00
16	Индивидуальный тепловой пункт	ИТП	3 01 04 01 04 02 00
Агрегаты, арматура, машины, оборудование			
17	Регулирующая арматура		4 01 02 05 01 00 00
18	Запорная арматура (задвижка)		4 01 02 05 02 00 00

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проведена актуализация потребности в тепловых нагрузках показателей «Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий» (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363). Результаты изменения тепловых нагрузок представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Сравнение показателей потребности в тепловых нагрузках

Как видно из рисунка, изменение теплопотребности потребителей в период 2015-2017 гг. составляет 1 470 Гкал/ч. На перспективу до 2033 г. показатель теплопотребности по сравнению с принятым в утвержденной Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г. выше на 4 343 Гкал/ч.

Отмечается, что на перспективу до 2033 г. сохраняется распределение долей покрытия тепловых нагрузок между теплоснабжающими организациями, принятое в Схеме теплоснабжения города Москвы до 2030 г, с незначительным увеличением доли котельных ООО «ТСК Мосэнерго» (таблица 1).

Таблица 1 – Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии (Гкал/ч)

Наименование	на 01.01.2031		на 01.01.2033	
ПАО "Мосэнерго"	27 260,4	76%	30 441,3	76%
ПАО "МОЭК"	2 356,2	7%	2 626,4	7%
ООО "ТСК Мосэнерго"	801,2	2%	963,4	2%
ООО "ТСК Новая Москва"	552,6	2%	546,6	1%
ООО "ТСК Мосэнерго" (Химкинский и Внуковский филиалы)	-	-	38,2	0,1%
Когенерационные источники других организаций	314,7	1%	430,6	1%
Котельные других организаций	2 773,4	8%	3 316,6	8%
Новые котельные	1 628,8	5%	1 623,7	4%
ИИТ	40,0	0,1%	83,1	0,2%

При актуализации решений Схемы теплоснабжения города Москвы выполнен анализ реализованных переключений тепловых нагрузок потребителей с котельных на ТЭЦ.

В период 2012-2017 гг. осуществлено переключение потребителей 57 котельных с суммарной тепловой нагрузкой 1 535 Гкал/ч и дополнительно осуществляется ежегодное переключение потребителей в неотапительный период с 21 котельной с суммарной тепловой нагрузкой ГВС в размере 565 Гкал/ч. Всего в период 2012-2017 гг. было выведено из эксплуатации 51 котельная, в резерв – 5 котельных, в пиковый режим – 1 котельная.

«Схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий» (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363) предусмотрена дальнейшая программа переключений тепловых нагрузок с 71 котельных ПАО «МОЭК», ПАО «Мосэнерго» и других котельных Москвы на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго», источники тепловой энергии ПАО «МОЭК», ООО «ТСК Новая Москва», ООО «ТСК Мосэнерго» и других организаций в отопительном и неотапительном периодах на период 2016-2030 гг.

Кроме того, в соответствии с предоставленными исходными данными в 2017 году выполнены переключения тепловых нагрузок в неотапительный период с 4 котельных: РТЭС «Курьяново», РТС «Переделкино», РТС «Терешково», РТС «Солнцево» и запланировано переключение тепловой нагрузки с МК-319 «Самокатная» на ТЭЦ-8.

В рамках Актуализации Схемы выполнен анализ программы переключений тепловых нагрузок, предусмотренной в Схеме теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года, и фактически реализованных и/или предусмотренных инвестиционными программами теплоснабжающих организаций мероприятий.

В результате выполненного анализа программы переключения котельных, фактически реализованных мероприятий за 2016-2017 гг. и мероприятий, предусмотренных инвестиционными программами на период 2018-2020 гг. выявлено, что из предусмотренных к переключению 76 котельных:

- 15 котельных (13 РТС, 2 КТС) переключаются ежегодно в неотапительный период;
- 16 котельных переключены в период 2016-2017 гг., из которых 3 котельные – в более ранние сроки и 3 котельные – с отставанием сроков;
- 14 котельных предусмотрены к переключению инвестиционными программами теплоснабжающих мероприятий на период до 2020 г., из которых 2 котельные планируются в более ранние сроки и 6 котельных запланировано с отставанием сроков;
- 11 котельных предусматривается к переключению со сроками реализации за рамками разработки инвестиционных программ;

– 4 котельных дополнительно (за рамками схемы теплоснабжения) переключены в летний период 2017 г. (РТЭС «Курьяново», РТС «Переделкино», РТС «Терешково», РТС «Солнцево») и запланировано переключение тепловых нагрузок с МК-319 «Самокатная» на ТЭЦ-8 в 2020 г.;

– 15 котельных к переключению не предусмотрены, в том числе 7 котельных, запланированных на 2016-2017 гг., включая организацию совместной зоны РТС «Внуково» и ГТЭС «Внуково».

С учетом сформированных в работе предпосылок и ограничений, при «Актуализации Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 года» в рамках разработки мастер-плана сформированы варианты развития систем теплоснабжения для следующих зон:

- в зонах действия ТЭЦ и других источников тепловой энергии при переключении на них тепловых нагрузок потребителей с котельных;
- в совместных зонах действия источников теплоснабжения;
- в зонах перспективного развития.

В Актуализации Схемы теплоснабжения города Москвы с учетом прогнозного периода до 2033 года рассмотрены 23 проекта переключения тепловых нагрузок с разработкой вариантов теплоснабжения потребителей для каждого из проектов переключений с учетом актуализации тепловых нагрузок потребителей, с учетом планируемого развития, технических решений, расчетов необходимых капитальных вложений и расчетов экономической эффективности мероприятий по переключению тепловых нагрузок потребителей.

Для проектов переключения тепловой нагрузки с РТС-1 ООО «ТСК Мосэнерго» на РТЭС-3 ООО «ТСК Мосэнерго», с КТС «Мосрентген» ООО «ТСК Новая Москва» и котельной ООО «Мосрентген» на РТС «Теплый стан», с котельной ФГАУ «ОК Шереметьевский» УДМ РФ на АИТ №8А (ул. Родионовская, ул. 18) получено $NPV < 0$, $PI < 1$, $IRR < \text{ставки дисконтирования}$, дисконтированный срок окупаемости больше расчетного проектного периода. Данные переключения будут экономически неэффективны и нецелесообразны. Поэтому РТС-1 ООО «ТСК Мосэнерго», КТС «Мосрентген» ООО «ТСК Новая Москва», котельную ООО «Мосрентген», котельную ФГАУ «ОК Шереметьевский» УДМ РФ рекомендуются к сохранению в эксплуатации.

В соответствии с выполненными расчетами тарифных последствий для потребителей на перспективу до 2033 г. предусматривается параллельная работа на одну объединенную теплофикационную зону (совместная зона) следующих источников с приоритетом выработки тепловой энергии на источниках когенерации:

- ГТЭС «Коломенское» с РТС «Коломенская»;
- ГТЭС «Внуково» с РТС «Внуково»;

– ПГУ ТЭС «Терешково» с РТС «Терешково».

Выполнена актуализация технических решений по строительству новых источников тепловой энергии на период до 2033 г., в том числе изменения технических решений, предусмотренных «Схемой теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий» (утв. приказом Минэнерго от 20.12.2016 № 1363).

По результатам анализа исходных данных по планируемому развитию города Москвы выявлены 16 зон перспективного развития, теплоснабжение потребителей в которых возможно, как от действующих источников, так и при строительстве новых источников. В данных зонах с целью выбора наиболее экономичного варианта выполнены расчеты и проведено технико-экономическое сопоставление вариантов.

В «Схеме теплоснабжения города Москвы на период до 2030 года с учетом развития присоединенных территорий» предусматривалось строительство 65 новых котельных суммарной установленной тепловой мощностью 1 833,0 Гкал/ч, с учетом уточнения объемов, места и сроков ввода застройки, фактически введенных в эксплуатацию котельных или индивидуальных источников у потребителей, а также результатов технико-экономического сопоставления вариантов в соответствии с мастер-планом при Актуализации Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 г. с прогнозом до 2033 г. предусматривается строительство 50 котельных суммарной установленной тепловой мощностью 1 924,6 Гкал/ч.

Выполнена актуализация мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства на основании результатов рассмотрения обращений органов власти, теплоснабжающих и теплосетевых организаций, заявителей в ДепЖКХ города Москвы за период 2016-2018 гг.:

- по 25 обращениям внесены изменения в схему теплоснабжения;
- по 62 обращением внесены изменения в схему теплоснабжения с учетом корректировки предложений о включении;
- по 34 обращениям принято решение об отказе во внесении изменений в схему теплоснабжения.

Суммарные капитальные вложения в реконструкцию и новое строительство источников тепловой энергии и теплосетевых объектов города Москвы на период до 2033 года оцениваются в размере 334,8 млрд руб. (без НДС), в том числе в новое строительство и реконструкцию источников тепловой энергии – 58,8 млрд руб. (18 %), в новое строительство и реконструкцию тепловых сетей и теплосетевых объектов – 276,0 млрд руб. (82 %).

Снижение стоимости строительства и реконструкции объектов теплоснабжения в целом составило 41,1 млрд руб. По источникам тепловой энергии уменьшение на 98 % связано

с изменениями планов ПАО «Мосэнерго» по реконструкции ТЭЦ. Капитальные вложения в теплосетевое строительство выросли на 14,8 млрд руб., и в основном прирост связан с увеличением объема перекладки ветхих тепловых сетей.

Финансирование мероприятий за счет средств бюджета города скорректировано в соответствии с данными «Адресной инвестиционной программой города Москвы на 2017-2020 годы» (приложение 1 к постановлению Правительства Москвы от 10 октября 2017 г. № 748-ПП) и составляет 1,7 млрд руб., направляемых на перевод системы теплоснабжения Зеленоградского административного округа города Москвы на закрытую схему. Объемы собственных средств и нетарифных источников финансирования, необходимых на восстановление изношенных объектов теплоснабжения, мероприятий по надежности и энергоэффективности, переводу на закрытую схему уточняются в рамках рассмотрения и утверждения инвестиционных программ регулируемых организаций. Финансирование мероприятий по присоединению новых потребителей за счет платы за подключение к системе теплоснабжения определяется объемами необходимых мероприятий по новому строительству и реконструкции объектов теплоснабжения, изменение по отношению к утвержденной схеме составило -2,2 млрд руб.

Под электронной моделью системы теплоснабжения города Москвы понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе города, предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в системе теплоснабжения.

Расчетные модули электронной модели по Москве разработаны в программном комплексе ZuluThermo. Средством разработки ZuluThermo является Microsoft Visual C++™. Программа ZuluThermo предназначена для выполнения инженерных расчетов системы централизованного теплоснабжения.

Программный комплекс ZuluThermo является составной частью географической информационной системы (ГИС) Zulu (основа).

Геоинформационная система Zulu и программа ZuluThermo работают в операционных системах Windows XP, Windows Server 2003, Windows Vista, Windows Server 2008, Windows 7, Windows 10.

Цифровой картографический фон М 1:10000 Единой государственной картографической основы г. Москвы приобретен в ГУП «Мосгоргеотрест» и импортирован в (ГИС) Zulu.

Карта города Москвы создана при помощи ГИС. Модули электронной модели позволяют рассчитывать системы централизованного теплоснабжения большого объема и любой сложности. Расчету подлежат тупиковые и кольцевые сети (количество колец в сети

неограниченно), а также двух, трех, четырехтрубные или многотрубные системы теплоснабжения, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Электронная модель предусматривает выполнение теплогидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам. Используются 34 схемных решения подключения потребителей, а также 29 схем присоединения ЦТП.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков.

Картографический материал и схема тепловых сетей могут быть оформлены в виде документа с использованием макета печати.

Электронная модель включает в себя следующие модули:

- модуль наладочного расчета;
- модуль поверочного расчета;
- модуль конструкторского расчета;
- модуль расчета температурного графика;
- модуль построения пьезометрического графика;
- модуль расчета надежности;
- модуль решения коммутационных задач;
- модуль расчета нормативных потерь тепла через изоляцию.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты проведенных конкурентных отборов мощности на 2016 - 2020 годы в отношении электрогенерирующего оборудования электрических станций г. Москвы

Таблица А.1 – Результаты проведенных конкурентных отборов мощности на 2016 - 2020 годы в отношении электрогенерирующего оборудования электрических станций г. Москвы

Участник	Электростанция	Ст. №	Электрич. мощность, МВт	Результаты конкурентных отборов мощности по годам				
				2016	2017	2018	2019	2020
ПАО «Мосэнерго»	ГЭС-1 им. Смидовича	ТГ-26	10,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ГЭС-1 им. Смидовича	ТГ-27	10,0	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок
ПАО «Мосэнерго»	ГЭС-1 им. Смидовича	ТГ-28	10,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ГЭС-1 им. Смидовича	ТГ-29	12,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ГЭС-1 им. Смидовича	ТГ-30	18,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ГЭС-1 им. Смидовича	ТГ-31	16,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		76,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-11	ТГ-9	80,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-11	ТГ-7	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-11	ТГ-8	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-11	ТГ-10	80,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		330,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-12	ТГ-9	90,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-12	ТГ-5	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-12	ТГ-6	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-12	ТГ-7	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-12	ТГ-8	80,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-12	ГТ-1	156,3	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-12	ПТ-1	55,3	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ
	Итого по станции		611,6					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-16	ТГ-8А	285,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-16	ТГ-8Б	136,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-16	ТГ-1	30,0	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-16	ТГ-2	25,0	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-16	ТГ-5	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-16	ТГ-6	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-16	ТГ-7	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ

Акционерное общество «МОСГАЗ»

Участник	Электростанция	Ст. №	Электрич. мощность, МВт	Результаты конкурентных отборов мощности по годам				
				2016	2017	2018	2019	2020
	Итого по станции		706,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-11А	284,0	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-11Б	134,0	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-6	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-7	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-10	100,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-9	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-3	30,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	отказ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-4	35,0	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-2	30,0	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок	отказ от подачи заявок
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-5	65,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	отказ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-20	ТГ-8	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		1 118,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ГТ-11Б	150,0	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ГТ-11В	150,0	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ПТ-11А	125,0	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ТГ-10	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ТГ-2	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ТГ-5	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	БЛ-8	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	БЛ-9	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ТГ-6	100,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ТГ-7	80,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ТГ-3	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ТГ-4	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21	ТГ-1	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		1 765,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	БЛ-10	240,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	БЛ-11	240,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	ТГ-1	70,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	ТГ-2	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	ТГ-3	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	ТГ-4	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	ТГ-5	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	ТГ-6	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	ТГ-7	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	ТГ-8	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		1 070,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23	БЛ-6	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ

Акционерное общество «МОСГАЗ»

Участник	Электростанция	Ст. №	Электрич. мощность, МВт	Результаты конкурентных отборов мощности по годам				
				2016	2017	2018	2019	2020
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23	БЛ-7	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23	БЛ-8	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23	ТГ-1	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23	ТГ-2	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23	ТГ-3	100,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23	БЛ-5	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23	ТГ-4	100,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		1 420,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25	БЛ-7	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25	БЛ-3	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25	БЛ-4	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25	БЛ-5	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25	БЛ-6	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25	ТГ-1	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25	ТГ-2	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		1 370,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	БЛ-5	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	БЛ-6	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	БЛ-7	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	БЛ-3	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	БЛ-4	250,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	ТГ-1	90,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	ТГ-2	80,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	БЛ 8: ГТ-8 А	280,9	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26	БЛ 8: ПТ-8Б	140,0	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ
	Итого по станции		1 840,9					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-27	ГТ-41	150,0	ДПМ	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-27	ГТ-42	150,0	ДПМ	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-27	ПТ-43	150,0	ДПМ	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-27	ГТ-31	150,0	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-27	ГТ-32	150,0	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-27	ПТ-33	150,0	ДПМ	ДПМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-27	БЛ-1	80,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-27	БЛ-2	80,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		1 060,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-8	ТГ-9	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-8	ТГ-6	105,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-8	ТГ-7	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-8	ТГ-8	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ

Акционерное общество «МОСГАЗ»

Участник	Электростанция	Ст. №	Электрич. мощность, МВт	Результаты конкурентных отборов мощности по годам				
				2016	2017	2018	2019	2020
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-8	ТГ-10	35,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-8	ТГ-11	110,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
	Итого по станции		580,0					
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-9	ТГ-5	70,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-9	ТГ-7	80,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-9	ТГ-4	60,0	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-9	ГТЭ-65	64,8	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ
	Итого по станции		274,8					
ООО «Ситиэнерго»	ТЭС «Международная» (1 очередь)	ГТ-1	43,0	ВРЭ	ВРЭ	ВРЭ	ВРЭ	КОМ
ООО «Ситиэнерго»	ТЭС «Международная» (1 очередь)	ГТ-2	43,0	ВРЭ	ВРЭ	ВРЭ	ВРЭ	КОМ
ООО «Ситиэнерго»	ТЭС «Международная» (1 очередь)	ПТ-3	30,0	ВРЭ	ВРЭ	ВРЭ	ВРЭ	КОМ
ООО «Ситиэнерго»	ТЭС «Международная» (2 очередь)	ГТ-1	45,0	РОЗН	РОЗН	РОЗН	РОЗН	КОМ
ООО «Ситиэнерго»	ТЭС «Международная» (2 очередь)	ГТ-2	45,0	РОЗН	РОЗН	РОЗН	РОЗН	КОМ
ООО «Ситиэнерго»	ТЭС «Международная» (2 очередь)	ПТ-3	30,0	РОЗН	РОЗН	РОЗН	РОЗН	КОМ
	Итого по станции		236,0					
<p>Примечания:</p> <p>1 КОМ - генерирующее оборудование отобрано по результатам конкурентных отборов мощности.</p> <p>2 ДПМ - генерирующее оборудование, объемы мощности, которого учтены как подлежащие обязательной покупке на оптовом рынке вне зависимости от результатов конкурентных отборов мощности и в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности.</p> <p>3 ВРЭ - генерирующее оборудование, объемы мощности, которого учтены как подлежащие обязательной покупке на оптовом рынке вне зависимости от результатов конкурентных отборов мощности, отнесенное к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей.</p> <p>4 РОЗН - генерирующее оборудование реализующее электрическую энергию и мощность на розничных рынках электрической энергии (мощности).</p>								