



Актуализация схемы теплоснабжения  
г. Йошкар-Ола на 2024 год на период до 2027 года

**УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ**

г. Казань, 2023

## Оглавление

Раздел 1. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах города Йошкар-Олы.....	7
1.1. Величины существующей отопливаемой площади строительных фондов и прироста отопливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее - этапы) .....	7
1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе .....	24
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе.....	40
1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки .....	41
Раздел 2. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	43
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии .....	43
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии .....	47
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе .....	51
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения .....	83
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения .....	84
Раздел 3. Существующие и перспективные балансы теплоносителя.....	89
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей .....	89
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	101
Раздел 4. Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения г. Йошкар-Ола. ....	106
4.1. Общие положения .....	106
4.2. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	107
4.3. Анализ утвержденной Схемы и программы развития электроэнергетики Единой энергетической системы России на 2022-2028 гг.....	107

4.4. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения города Йошкар-Ола .....	111
4.4.1. Описание вариантов развития систем теплоснабжения на территории городского округа Йошкар-Ола .....	111
4.4.2. Описание разногласий к схеме теплоснабжения и мнение экспертного сообщества .....	111
4.4.3. Базовые мероприятия, предусмотренные к реализации, учитываемые при рассмотрении альтернативных вариантов .....	113
4.4.4. Реализуемое мероприятие на источниках теплоснабжения МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» согласно утвержденному сценарию развития .....	116
4.4.5. Рассмотрение варианта развития в части переключения нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2	121
4.4.6. Рассмотрение вариантов переключения тепловой нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 (мероприятия в тепловых сетях) .....	127
4.5. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения .....	136
4.6. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения .....	138
Раздел 5. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии .....	139
5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях г. Йошкар-Олы, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей и радиуса эффективного теплоснабжения .....	139
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии .....	140
5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения ..	141
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных ..	147
5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно .....	148
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	150
5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации .....	151
5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения .....	152
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей .....	160
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов	

топлива .....	192
5.11. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Йошкар-Ола .....	193
Раздел 6. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей .....	195
6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов) .....	195
6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах г. Йошкар-Ола .....	196
6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения .....	200
6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....	201
6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей .....	204
6.6. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них г. Йошкар-Ола .....	212
Раздел 7. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения .....	215
Раздел 8. Перспективные топливные балансы .....	267
8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе .....	267
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии .....	280
8.3. Приоритетное направление развития топливного баланса г. Йошкар-Ола .....	283
Раздел 9. Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию .....	284
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение объектов системы теплоснабжения .....	284
9.2. Оценка ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	292
9.3. Оценка эффективности инвестиций в переключение котельных на ТЭЦ .....	298
Раздел 10. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям) .....	300
10.1. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) .....	300
10.2. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации .....	304
10.3. Информацию о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации .....	306
10.4. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих	

организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах г. Йошкар-Олы.....	307
Раздел 11.Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	309
Раздел 12.Решения по бесхозным тепловым сетям.....	310
Раздел 13.Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения поселения, городского округа, города федерального значения .....	318
13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии.....	318
13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии.....	318
13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения .....	318
13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения .....	319
13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии .	319
13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения г. Йошкар-Ола) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.....	319
13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения г. Йошкар-Ола для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.....	320
Раздел 14.Индикаторы развития систем теплоснабжения г. Йошкар-Ола.....	321
Раздел 15.Ценовые (тарифные) последствия.....	329
Раздел 16.Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения г. Йошкар-Ола.....	338
16.1. Общие положения .....	338
16.2. Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере.....	340
16.3. Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме	

комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г. Йошкар-Олы .....	342
16.4. Оценка снижения объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух за счет перераспределения тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.....	346
16.5. Предложения по снижению объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.....	346
16.6. Предложения по величине необходимых инвестиций для снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух .....	346

## **Раздел 1. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах города Йошкар-Олы**

**1.1. Величины существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее - этапы)**

На сегодняшний день площадь согласно данным генерального плана территории города Йошкар-Ола (по данным земельного кадастра) составляет 11000 га. На расчетный срок (2025г.) площадь территории города составит 20593 га.

Население города Йошкар-Ола на 01.01.2023 год составляет 291 116 тыс. чел., на 2027 г. предварительно составит – 306 тыс. чел.

На 01.01.2023 обеспеченность населения жильем составляла 27,82 м<sup>2</sup> на 1 жителя. Согласно прогнозу, проведенному в рамках Генерального плана, в 2025 году обеспеченность населения жильем должна составить 30 м<sup>2</sup> на 1 жителя. Новое жилищное строительство предполагается как внутри современной границы, так и на новых территориях за пределами существующего города.

Прогноз ввода жилья определялся на основании:

- анализа данных о ретроспективе фактического ввода жилья;
- прогноза прироста жилого фонда, определенного в программных документах муниципального образования;
- объема выданных технических условий на подключение от теплоснабжающих организаций города;
- выданных разрешений на строительство;
- разработанных проектов планировок территории.

Сведения о движении строительных фондов в городе Йошкар-Ола представлены в Табл. 1.1.

Перечень потребителей, которые были подключены к тепловым сетям в городе Йошкар-Ола за 2018-2022 гг. представлен в Табл. 1.2.

Перечень снесенных объектов в городе Йошкар-Ола за 2018-2022 гг. представлен в Табл. 1.3.

**Табл. 1.1 - Сведения о движении строительных фондов в городе Йошкар-Ола, тыс. м<sup>2</sup>**

<b>Наименование показателя</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Численность населения на конец года	282 797	285 508	286 876	290 072	291 116
Общая отопливаемая площадь строительных фондов на начало года	7 387,70	7 439,93	7 518,55	7 555,49	7 641,79
Прибыло общей отопливаемой площади, в том числе:	54,79	82,45	37,88	89,35	46,90
новое строительство, в т.ч.:	54,79	82,45	37,88	89,35	46,90
многоквартирные жилые здания	2,52	17,17	0,00	25,76	4,81
общественно-деловая застройка	8,39	30,45	22,48	41,38	15,20
индивидуальная жилищная застройка	43,88	34,83	15,40	22,21	26,89
Выбыло общей отопливаемой площади	2,56	3,83	0,94	3,05	6,34
Общая отопливаемая площадь на конец года	7 439,93	7 518,55	7 555,49	7 641,79	7 682,35



**Табл. 1.2 - Перечень потребителей, которые были подключены к тепловым сетям в городе Йошкар-Ола за 2018-2022 гг.**

<b>№ п/п</b>	<b>Адресная привязка</b>	<b>№ кадастрового квартала</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Дата акта включения</b>	<b>Подключенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/час</b>	<b>Подключенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час</b>	<b>Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час</b>	<b>Подключенная суммарная тепловая нагрузка Гкал/час</b>
1	г. Йошкар-Ола, ул. В. Интернационалис тов, 32А	12:05:0701003	ОК-37 «Заречная»	2018	0,082	0,030	0,108	0,220
2	г. Йошкар-Ола, ул. Петрова, 21к1	12:05:0701003	ОК-37 «Заречная»	2018	0,164	0,569	0,000	0,733
3	г. Йошкар-Ола, ул. Целинная 29, пристрой	12:05:0703001	ОК-37 «Заречная»	2019	0,090	0,000	0,029	0,119
4	г. Йошкар-Ола, ул. Кирова 15Б	12:05:0701006	ОК-37 «Заречная (от ЦТП-8)	2019	0,439	0,292	0,161	0,892
5	г. Йошкар-Ола, ул. Строителей 79В	12:05:0302016	ТЭЦ-2 от квартальной тс ТЭЦ-1	2019	0,258	0,115	0,215	0,588
6	г. Йошкар-Ола, ул. Петрова, 32	12:05:0000000	ОК-37 «Заречная»	2019	0,921	0,000	0,579	1,500
7	г. Йошкар-Ола, ул. Прохорова, 48	12:05:0301002	ТЭЦ-2 от квартальной тс ТЭЦ-1	2019	0,327	0,631	0,102	1,060
8	г. Йошкар-Ола, б. 70-летия Победы, 4А	12:05:0000000	ОК-37 «Заречная»	2020	0,258	0,115	0,215	0,588

№ п/п	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/час	Подключенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка Гкал/час
9	г. Йошкар-Ола, ул. Прохорова, 40	12:05:0301002	ТЭЦ-2 от квартальной тс ТЭЦ-1	2020	0,279	0,124	0,232	0,635
10	г. Йошкар-Ола, ул. Вознесенская 75	12:05:0506010	ТЭЦ-1	2020	0,200	0,530	0,010	0,740
11	г. Йошкар-Ола, ул. Петрова, 32А	12:05:0000000	ОК-37 «Заречная»	2021	0,921	0,000	0,579	1,500
12	Б. Победы 19Б( Перинатальный центр)	12:05:0503004	ТЭЦ-1	08.11.2021	0,233	0,986	0,418	1,637
13	ул. Петрова 30А (Детсад в мкр. Мирный)	12:05:0000000	ОК-37 «Заречная»	08.11.2021	0,258	0,083	0,206	0,547
14	ул. Эшкинина 8А (незавершенка)	12:05:0506012	ТЭЦ-2 (М2)	08.11.2021	0,217	0,206	0,108	0,531
15	пр. Ленинский 26Б (Дом Дружбы)	12:05:0506003	ТЭЦ-1	14.12.2021	0,191	0,526	0,182	0,899
16	Семеновка, ул. Липовая, 10 (МКД в с. Семеновка)	12:05:3301001	ОК-3	24.12.2021	0,500	0,000	0,250	0,750
17	ул. Эшкинина 8Б (незавершенка)	12:05:0506012	ТЭЦ-2 (М2)	17.03.2022	0,144	0,229	0,059	0,432

№ п/п	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/час	Подключенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка Гкал/час
18	ул. Садовая, 66 (Овощехранилище)	12:05:3301001	ОК-3	21.03.2022	0,050	0,000	0,000	0,050
19	ул. Эшкинина 10 (Госархив)	12:05:0506012	ТЭЦ-2 (М2)	18.08.2022	0,251	0,050	0,030	0,331
20	ул. Луначарского, 41 (ОСК)	12:05:0801006	ОК-35	28.10.2022	0,065	0,450	0,000	0,515
21	Семеновка, ул. Молодежная, 20 (МКД поз. 2)	12:05:3301001	ОК-3	10.11.2022	0,222	0,000	0,198	0,420
<b>ИТОГО</b>					<b>6,068</b>	<b>4,938</b>	<b>3,682</b>	<b>14,688</b>

**Табл. 1.3 - Перечень снесенных объектов в городе Йошкар-Ола за 2018-2022 гг.**

Адрес	№ кадастрового квартала	Наименование объекта	Год сноса	Нагрузка, Гкал/ч		Отапливаемая площадь, м²
				ОВ	ГВС (ср/час)	
Ленинский проспект, 66	12:05:0303002	Многоквартирный дом	2022	0,049	0,000	434,360
Гагарина 16,а	12:05:0303006	Гараж	2022	0,035	0,001	405,050
Зарубина, 18	12:05:0303006	Многоквартирный дом	2022	0,056	0,000	404,000
б. Данилова, 4	12:05:0703008	Многоквартирный дом	2022	0,044	0,000	386,000
Зарубина, 10	12:05:0303006	Многоквартирный дом	2022	0,054	0,000	428,000
пер. Заводской, 7	12:05:0503002	Многоквартирный дом	2022	0,056	0,000	306,700
б. Данилова, 10	12:05:0703008	Многоквартирный дом	2022	0,044	0,000	408,000
Петрова, 10а	12:05:0701007	Здание АТС	2022	0,165	0,000	1 889,096
Зарубина, 12	12:05:0303006	Многоквартирный дом	2022	0,046	0,000	362,000

Адрес	№ кадастрового квартала	Наименование объекта	Год сноса	Нагрузка, Гкал/ч		Отапливаемая площадь, м <sup>2</sup>
				ОВ	ГВС (ср/час)	
б. Данилова, 8	12:05:0703008	Многоквартирный дом	2022	0,036	0,000	348,000
Баумана, 87	12:05:0302016	Многоквартирный дом	2022	0,043	0,000	373,000
Волкова, 141а	12:05:0506007	Многоквартирный дом	2022	0,072	0,000	592,000
Первомайская, 92	12:05:0502006	Многоквартирный дом	2021	0,057	0,006	389,500
К. Цеткин, 4	12:05:0801003	Многоквартирный дом	2021	0,036	0,000	262,000
Добролюбова, 90б	12:05:0702007	Многоквартирный дом	2021	0,039	0,000	212,000
Красноармейская, 58	12:05:0502006	Многоквартирный дом	2021	0,039	0,000	294,000
пер.Первомайский, 4	12:05:0502006	Многоквартирный дом	2021	0,012	0,001	124,000
Нолька, Заречная, 9	12:05:0000000	Многоквартирный дом	2021	0,029	0,000	181,000
Соловьева, 11	12:05:0403002	Многоквартирный дом	2021	0,028	0,000	182,000
Мира, 51	12:05:0703008	Многоквартирный дом	2021	0,045	0,000	234,600
Ленинский пр-т, 60 (Рябинина, 24)	12:05:0503002	Многоквартирный дом	2021	0,058	0,006	417,020
Голикова, 6	12:05:0801003	Многоквартирный дом	2021	0,044	0,000	424,950
Баумана, 85	12:05:0302016	Многоквартирный дом	2021	0,044	0,000	330,070
Гоголя, 9	12:05:0506010	Многоквартирный дом	2020	0,060	0,015	171,070
8 Марта, 21	12:05:0704004	Многоквартирный дом	2020	0,052	0,000	244,320
К.Либкнехта, 62а	12:05:0703004	Многоквартирный дом	2020	0,066	0,000	526,610
Волкова, 208	12:05:0303012	Кинотеатр	2019	0,310	0,000	3 545,538
пер. Заводской, 5	12:05:0503002	Многоквартирный дом	2019	0,050	0,000	285,370
пр-т Гагарина, 12	12:05:0303006	Детский сад	2018	0,050	0,000	571,700
Эшпая, 114а	12:05:0502006	Здание мастерских	2018	0,047	0,000	536,500
Пролетарская, 60	12:05:0000000	Больничное здание	2018	0,127	0,000	1 451,471
<b>ИТОГО</b>				<b>1,893</b>	<b>0,029</b>	<b>16 719,925</b>

Новое жилищное строительство предполагается как внутри современной границы города, так и на новых территориях за пределами существующего города.

Основными площадками жилищного строительства на период планирования схемы теплоснабжения, а также согласно утвержденному генеральному плану, являются: жилые районы; жилые районы многоэтажной застройки.

Перечень потребителей тепловой энергии, планируемых к сносу и подключению к системе теплоснабжения г. Йошкар-Ола, представлены в Табл. 1.4. - 1.5.

**Табл. 1.4 - Перечень сносимых объектов в городе Йошкар-Ола за 2023-2027 гг.**

Адрес	N кадастрового о квартала	Наименование объекта	Год сноса	Нагрузка, Гкал/ч		Отаплива емая площадь, м <sup>2</sup>
				ОВ	ГВС	
Зарубина, 14	12:05:0303006	Многokвартирный дом	2023	0,092	0,000	622,000
Первомайская , 88	12:05:0502004	Многokвартирный дом	2023	0,040	0,004	315,100
<b>ИТОГО</b>				<b>0,132</b>	<b>0,004</b>	<b>937,100</b>

**Табл. 1.5 - Перечень потребителей тепловой энергии, планируемых к подключению к системе теплоснабжения г. Йошкар-Ола**

<b>№ п/п</b>	<b>Адресная привязка</b>	<b>Назначение объекта</b>	<b>№ кадастрового квартала</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Год планируемого подключения</b>	<b>Подключаемая тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час</b>	<b>Подключаемая среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час</b>	<b>Подключаемая суммарная тепловая нагрузка Гкал/час</b>
1	Предприятие общественного питания быстрого обслуживания "Вкусно и точка"(Йывана Кырля,7)	Административное здание	12:05:0302005	ЙОТЭЦ-2	2023	0,240	0,020	0,260
2	Средняя общеобразовательная школа на 825 учащихся, расположенной на земельном участке с кадастровым номером 12:05:0701007:5230 по адресу: РМЭ, ГО "Город Йошкар-Ола, микрорайон "Юбилейный"	Школа	12:05:0701007	ОК-37	2024	1,430	0,356	1,786
3	Средняя общеобразовательная школа в микрорайоне «Восточный» г Йошкар-Олы.	Школа	12:05:0701006	ОК-37	2024-2025	1,458	0,325	1,783
4	Учебный корпус ФГБОУ ВО "Марийский государственный	Учебный корпус	12:05:0506009	ТЭЦ-1	2026	0,717	0,182	0,899

<b>№ п/п</b>	<b>Адресная привязка</b>	<b>Назначение объекта</b>	<b>№ кадастрово го квартала</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Год планируемого подключения</b>	<b>Подключаемая тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час</b>	<b>Подключаемая среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час</b>	<b>Подключаем ая суммарная тепловая нагрузка Гкал/час</b>
	университет" на пл. Никонова							
5	Жилой дом поз. 32 в квартале, ограниченном улицами Суворова, Рябина, Зарубина и Лобачевского в городе Йошкар-Оле;	МКД	12:05:0303001	Йошкар- Олинская ТЭЦ-2 (тепломагис траль М-5)	2026	1,298	0,548	1,847
6	Жилой дом поз. 33 в квартале, ограниченном улицами Суворова, Рябина, Зарубина и Лобачевского в городе Йошкар-Оле;	МКД	12:05:0303001	Йошкар- Олинская ТЭЦ-2 (тепломагис траль М-5)	2026	0,695	0,379	1,074
7	Многоквартирный жилой дом (поз.1) по адресу: РМЭ, г. Йошкар-Ола, ул. Черновка	МКД	12:05:0704004	ОК-37	2026	0,434	0,199	0,633
8	Детский сад по адресу: Республика Марий Эл, г. Йошкар- Ола, с. Семеновка, ул. Молодежная	Детский сад	12:05:3301001	ОК-3	2026	0,375	0,150	0,525

<b>№ п/п</b>	<b>Адресная привязка</b>	<b>Назначение объекта</b>	<b>№ кадастрово- го квартала</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Год планируемого подключения</b>	<b>Подключаемая тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час</b>	<b>Подключаемая среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час</b>	<b>Подключаем- ая суммарная тепловая нагрузка Гкал/час</b>
9	Детский сад по адресу: Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, с. Семеновка, ул. Молодежная	Детский сад	12:05:3301001	ОК-3	2026	0,375	0,150	0,525
10	Инновационно-деловой центр» по адресу: г. Йошкар-Ола, ул. Волкова, д. 208 (земельный участок под бывшим кинотеатром «Эрвий").	Администра- тивное здание	12:05:0303012	Йошкар- Олинская ТЭЦ-2 (тепломагис- траль М-2)	2026	0,582	0,112	0,694
11	Детский сад на 60 мест поз. 15 в составе «Проекта планировки территории части квартала 77, ограниченного улицами Машиностроителей, Рябинина, бульваром Победы и Ленинским проспектом в городе Йошкар-Оле	Детский сад	12:05:0503002	Йошкар- Олинская ТЭЦ-2 (тепломагис- траль М-1 через М-5)	2026	0,112	0,102	0,213



<b>№ п/п</b>	<b>Адресная привязка</b>	<b>Назначение объекта</b>	<b>№ кадастрово го квартала</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Год планируемого подключения</b>	<b>Подключаемая тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час</b>	<b>Подключаемая среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час</b>	<b>Подключаем ая суммарная тепловая нагрузка Гкал/час</b>
12	Детский сад по проекту планировки территории, ограниченной улицами Карла Либкнехта, Героев Сталинградской битвы, Лебедева, а также бульваром Данилова в г. Йошкар-Оле	Детский сад	12:05:070300 7	ОК-4	2026	0,375	0,215	0,590
13	Встроенно-пристроенный детский сад (поз.14) по ул. Архипово-Шкетана в МКД (поз.13)	Детский сад	12:05:0302008	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 от ЦТП-15 ТЭЦ-1	2025	0,059	0,040	0,099
14	Детский сад на 320 мест (поз. 37) в квартале, ограниченном улицей Луначарского, проездом Какшан, рекой Малая Кокшага и проектируемым проездом Какшан в городе Йошкар-Оле	Детский сад	12:05:0801006	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 от ЦТП-3 ТЭЦ-2	2026	0,514	0,116	0,630

<b>№ п/п</b>	<b>Адресная привязка</b>	<b>Назначение объекта</b>	<b>№ кадастрово го квартала</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Год планируемого подключения</b>	<b>Подключаемая тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час</b>	<b>Подключаемая среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час</b>	<b>Подключаем ая суммарная тепловая нагрузка Гкал/час</b>
15	Школа (реконструкция с пристроём) поз. 13 в квартале, ограниченном улицей Луначарского, проездом Какшан, рекой Малая Кокшага и проектируемым проездом Какшан в городе Йошкар-Оле	Школа	12:05:0801006	Йошкар- Олинская ТЭЦ-2 (тепломагис траль М-8)	2026	1,459	0,325	1,784
<b>ИТОГО</b>						<b>10,123</b>	<b>3,218</b>	<b>13,341</b>

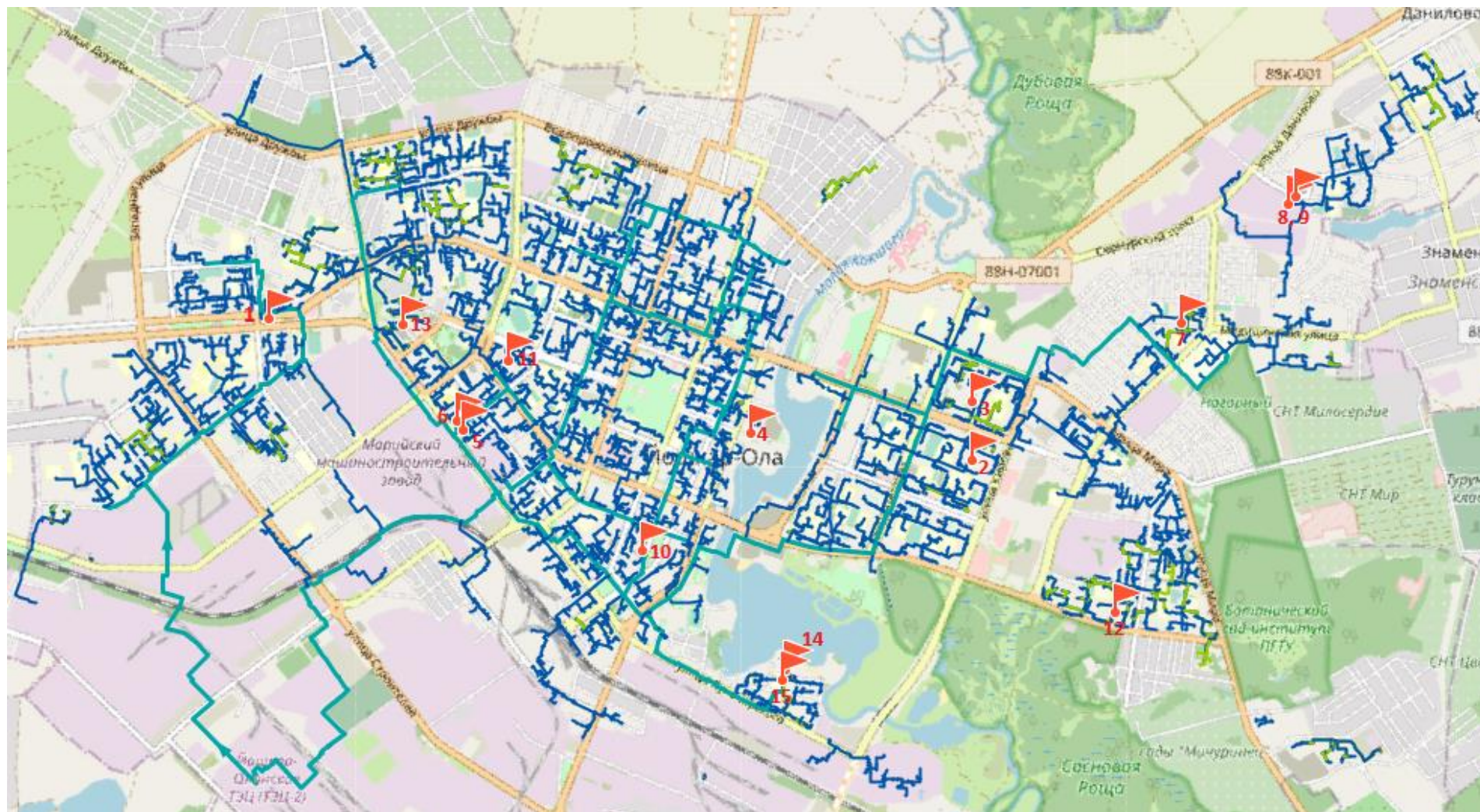


Рис. 1.1 - Территориальное планирование перспективных потребителей

Ретроспективные данные и прогноз перспективной застройки МКД на 2018-2027 гг. приведены в Табл. **1.6** - Табл. **1.8**.

**Табл. 1.6 - Ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей площадью жилищного фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м. кв.**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост жилищного фонда, в том числе:	2,520	17,174	0,000	25,760	4,808	0,000	0,000	0,000	40,685	0,000
накопительным итогом:	2,520	19,694	19,694	45,454	50,262	50,262	50,262	50,262	90,947	90,947
Всего по поселению, в том числе:	2,520	17,174	0,000	25,760	4,808	0,000	0,000	0,000	40,685	0,000
Жилищный фонд, в том числе, по кадастровым кварталам:	2,520	17,174	0,000	25,760	4,808	0,000	0,000	0,000	40,685	0,000
12:05:0000000	0,000	17,174	0,000	17,174	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	33,438	0,000
12:05:0701003	2,520	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0704004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,246	0,000
12:05:3301001	0,000	0,000	0,000	8,587	4,808	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Табл. 1.7 - Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м<sup>2</sup>**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	8,392	30,447	22,483	41,376	15,203	2,977	20,448	21,542	67,093	0,000
Накопительным итогом	8,392	38,839	61,322	102,698	117,901	120,878	141,326	162,868	229,961	229,961
Прирост общественно-делового фонда, в том числе:	8,392	30,447	22,483	41,376	15,203	2,977	20,448	21,542	67,093	0,000
12:05:0703007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6,755	0,000
12:05:0000000	0,000	0,000	6,737	6,262	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0301002	0,000	12,137	7,274	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,977	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,133	0,000	0,000
12:05:0302016	0,000	6,737	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
12:05:0303012	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,948	0,000
12:05:0503002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,443	0,000
12:05:0503004	0,000	0,000	0,000	18,747	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506003	0,000	0,000	0,000	10,293	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10,293	0,000
12:05:0506010	0,000	0,000	8,472	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506012	0,000	0,000	0,000	6,075	3,794	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701003	8,392	0,000	0,000	0,000	4,946	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701006	0,000	10,210	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20,409	0,000	0,000
12:05:0701007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20,448	0,000	0,000	0,000
12:05:0703001	0,000	1,362	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0801006	0,000	0,000	0,000	0,000	5,891	0,000	0,000	0,000	27,633	0,000
12:05:3301001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,572	0,000	0,000	0,000	12,021	0,000

**Табл. 1.8 - Снос (вывод из эксплуатации) жилых и административных зданий с общей площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Снос жилищного и общественно-делового фонда, в том числе:	2,560	3,831	0,942	3,051	6,336	0,937	0,000	0,000	0,000	0,000
накопительным итогом	2,560	6,391	7,333	10,384	16,720	17,657	17,657	17,657	17,657	17,657
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	2,560	3,831	0,942	3,051	6,336	0,937	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,434	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0000000	1,451	0,000	0,000	0,181	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302016	0,000	0,000	0,000	0,330	0,373	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303006	0,572	0,000	0,000	0,000	1,599	0,622	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303012	0,000	3,546	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
12:05:0403002	0,000	0,000	0,000	0,182	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0502006	0,537	0,000	0,000	0,808	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0503002	0,000	0,285	0,000	0,417	0,307	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,592	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506010	0,000	0,000	0,171	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701007	0,000	0,000	0,000	0,000	1,889	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0702007	0,000	0,000	0,000	0,212	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0703004	0,000	0,000	0,527	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0703008	0,000	0,000	0,000	0,235	1,142	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0704004	0,000	0,000	0,244	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0801003	0,000	0,000	0,000	0,687	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0502004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,315	0,000	0,000	0,000	0,000

Все объекты перспективной застройки МКД находятся в зоне действия источников тепловой энергии МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» и ТЭЦ-2 ПАО Т Плюс филиал Марий Эл и Чувашии. Теплоснабжения ИЖС предполагается с использование индивидуального отопления.

**1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе**

Прогноз прироста тепловой мощности по площадкам застройки определен на основании принятого объема ввода жилья - Табл. 1.9 - Табл. 1.16.

Всю перспективную нагрузку города Йошкар-Ола будут обеспечивать ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельные ОК-3, ОК-4, ОК-37.



**Табл. 1.9 - Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых домах на период актуализации схемы теплоснабжения в зоне действия источников теплоснабжения, Гкал/ч**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда,	0,11	0,92	0,00	1,42	0,22	0,00	0,00	0,00	2,43	0,00
то же накопительным итогом, в том числе:	0,11	1,03	1,03	2,45	2,68	2,68	2,68	2,68	5,10	5,10
Всего по поселению, в том числе:	0,11	0,92	0,00	1,42	0,22	0,00	0,00	0,00	2,43	0,00
Жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:	0,11	0,92	0,00	1,42	0,22	0,00	0,00	0,00	2,43	0,00
12:05:0000000	0,00	0,92	0,00	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0303001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,99	0,00
12:05:0701003	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0704004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00
12:05:3301001	0,00	0,00	0,00	0,50	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Табл. 1.10 - Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых домах на период актуализации схемы теплоснабжения в зоне действия источников теплоснабжения, Гкал/ч**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост тепловой нагрузки горячего водоснабжения жилищного фонда,	0,11	0,58	0,00	0,83	0,20	0,00	0,00	0,00	1,13	0,00
то же накопительным итогом, в том числе:	0,11	0,69	0,69	1,52	1,71	1,71	1,71	1,71	2,84	2,84
Всего по поселению, в том числе:	0,11	0,58	0,00	0,83	0,20	0,00	0,00	0,00	1,13	0,00
Жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:	0,11	0,58	0,00	0,83	0,20	0,00	0,00	0,00	1,13	0,00
12:05:0000000	0,00	0,58	0,00	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0303001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00
12:05:0701003	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0704004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00
12:05:3301001	0,00	0,00	0,00	0,25	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Табл. 1.11 - Снижение тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в сносимых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

<b>Наименование показателей</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Снижение тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного и общественно-делового фонда	0,22	0,36	0,18	0,43	0,70	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00
то же накопительным итогом, в том числе:	0,22	0,58	0,76	1,19	1,89	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	0,22	0,36	0,18	0,43	0,70	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0303002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0000000	0,13	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0302016	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0303006	0,05	0,00	0,00	0,00	0,19	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0303012	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0403002	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0502006	0,05	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0503002	0,00	0,05	0,00	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0506007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0506010	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0701007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0702007	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0703004	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0703008	0,00	0,00	0,00	0,04	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0704004	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0801003	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0502004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00

**Табл. 1.12 - Снижение тепловой нагрузки горячего водоснабжения в сносимых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

[illegible]

**Табл. 1.13 - Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции	0,73	2,15	1,51	2,70	1,24	0,24	1,43	1,52	4,51	0,00
то же накопительным итогом, в том числе:	0,73	2,89	4,39	7,09	8,33	8,57	10,00	11,52	16,03	16,03
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	0,73	2,15	1,51	2,70	1,24	0,24	1,43	1,52	4,51	0,00
12:05:0703007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,00
12:05:0000000	0,00	0,00	0,37	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0301002	0,00	0,96	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0302005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0302008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00
12:05:0302016	0,00	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0303012	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,00
12:05:0503002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00
12:05:0503004	0,00	0,00	0,00	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0506003	0,00	0,00	0,00	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0506009	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,00
12:05:0506010	0,00	0,00	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0506012	0,00	0,00	0,00	0,42	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0701003	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0701006	0,00	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,46	0,00	0,00
12:05:0701007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,43	0,00	0,00	0,00
12:05:0703001	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:05:0801006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00	1,97	0,00
12:05:3301001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00

**Табл. 1.14 - Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения**

[illegible]

**Табл. 1.15 - Общий прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых жилых и общественно-деловых зданиях на период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения Гкал/ч	0,73	3,80	1,77	5,42	1,05	0,12	1,79	1,88	9,41	0,00
то же накопительным итогом, в том числе:	0,73	4,53	6,30	11,72	12,77	12,89	14,68	16,56	25,97	25,97
отопление вентиляция	0,62	2,71	1,33	3,69	0,76	0,11	1,43	1,52	6,94	0,00
горячее водоснабжение	0,11	1,09	0,44	1,73	0,29	0,02	0,36	0,36	2,48	0,00

**Табл. 1.16 - Общий прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых жилых и общественно-деловых зданиях на период актуализации схемы теплоснабжения в зоне действия источников теплоснабжения, Гкал/ч**

Наименование источника тепловой энергии	2023	2024	2025	2026	2027
ОК-37 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	0,00	1,79	1,78	0,63	0,00
отопление вентиляция	0,00	1,43	1,46	0,43	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,36	0,32	0,20	0,00
ОК-3 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	0,00	0,00	0,00	1,05	0,00
отопление вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00
ОК-4 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00
отопление вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,38	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00
ТЭЦ -1 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	-0,04	0,00	0,00	0,90	0,00
отопление вентиляция	-0,04	0,00	0,00	0,72	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00

Наименование источника тепловой энергии	2023	2024	2025	2026	2027
ТЭЦ-2 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	-0,09	0,00	0,00	3,83	0,00
отопление вентиляция	-0,09	0,00	0,00	2,69	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	1,14	0,00
ТЭЦ-2 в зоне деятельности ЕТО ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии	0,26	0,00	0,10	2,41	0,00
отопление вентиляция	0,24	0,00	0,06	1,97	0,00
горячее водоснабжение	0,02	0,00	0,04	0,44	0,00
<b>Итого по г. Йошкар-Ола</b>	<b>0,12</b>	<b>1,79</b>	<b>1,88</b>	<b>9,41</b>	<b>0,00</b>

В г. Йошкар-Ола новые жилые микрорайоны преимущественно подключаются к индивидуальным источникам теплоснабжения.

При наличии существенных резервов на источниках тепловой энергии, это создает проблемы перспективному развитию централизованного теплоснабжения.

Приросты теплового потребления в зонах централизованного теплоснабжения, за счет подключения новых потребителей, на период действия схемы теплоснабжения незначительны и приведены в Табл. **1.17** - Табл. **1.24**.



**Табл. 1.17 - Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых домах на период актуализации схемы теплоснабжения в зоне действия источников теплоснабжения, тыс. Гкал**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию,	0,256	2,110	0,000	3,256	0,508	0,000	0,000	0,000	5,562	0,000
то же накопительным итогом, в том числе:	0,256	2,366	2,366	5,622	6,130	6,130	6,130	6,130	11,692	11,692
Всего по поселению, в том числе:	0,256	2,110	0,000	3,256	0,508	0,000	0,000	0,000	5,562	0,000
Жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:	0,256	2,110	0,000	3,256	0,508	0,000	0,000	0,000	5,562	0,000
12:05:0000000	0,000	2,110	0,000	2,110	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,567	0,000
12:05:0701003	0,256	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0704004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,994	0,000
12:05:3301001	0,000	0,000	0,000	1,146	0,508	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Табл. 1.18 - Прирост потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение в проектируемых жилых домах на период актуализации схемы теплоснабжения в зоне действия источников теплоснабжения, тыс. Гкал**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение,	0,913	4,877	0,000	6,983	1,672	0,000	0,000	0,000	9,487	0,000
то же накопительным итогом, в том числе:	0,913	5,790	5,790	12,774	14,445	14,445	14,445	14,445	23,933	23,933
Всего по поселению, в том числе:	0,913	4,877	0,000	6,983	1,672	0,000	0,000	0,000	9,487	0,000
Жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:	0,913	4,877	0,000	6,983	1,672	0,000	0,000	0,000	9,487	0,000
12:05:0000000	0,000	4,877	0,000	4,877	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,812	0,000
12:05:0701003	0,913	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0704004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,676	0,000
12:05:3301001	0,000	0,000	0,000	2,106	1,672	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Табл. 1.19 - Снижение потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию в сносимых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Снижение потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилищного и общественно-делового фонда	0,512	0,825	0,408	0,990	1,602	0,302	0,000	0,000	0,000	0,000
то же накопительным итогом, в том числе:	0,512	1,337	1,746	2,735	4,337	4,639	4,639	4,639	4,639	4,639
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	0,512	0,825	0,408	0,990	1,602	0,302	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,112	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0000000	0,290	0,000	0,000	0,066	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302016	0,000	0,000	0,000	0,101	0,098	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303006	0,114	0,000	0,000	0,000	0,437	0,211	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303012	0,000	0,710	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0403002	0,000	0,000	0,000	0,063	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0502006	0,107	0,000	0,000	0,249	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0503002	0,000	0,115	0,000	0,133	0,128	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,166	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506010	0,000	0,000	0,138	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,378	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0702007	0,000	0,000	0,000	0,089	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0703004	0,000	0,000	0,152	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0703008	0,000	0,000	0,000	0,103	0,283	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0704004	0,000	0,000	0,119	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0801003	0,000	0,000	0,000	0,185	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0502004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,091	0,000	0,000	0,000	0,000

**Табл. 1.20 - Снижение потребления тепловой энергии горячего водоснабжения в сносимых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Снижение потребления тепловой энергии горячего водоснабжения жилищного и общественно-делового фонда	0,000	0,000	0,128	0,109	0,004	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000
то же накопительным итогом, в том числе:	0,000	0,000	0,128	0,237	0,241	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	0,000	0,000	0,128	0,109	0,004	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0000000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303012	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0403002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0502006	0,000	0,000	0,000	0,058	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0503002	0,000	0,000	0,000	0,051	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506010	0,000	0,000	0,128	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0702007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0703004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0703008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0704004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0801003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0502004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000

**Табл. 1.21 - Приrost потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения тыс. Гкал**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Приrost потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию,	1,680	4,932	3,451	6,187	2,839	0,550	3,277	3,476	10,331	0,000
то же накопительным итогом, в том числе:	1,680	6,611	10,062	16,249	19,088	19,638	22,914	26,390	36,721	36,721
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	1,680	4,932	3,451	6,187	2,839	0,550	3,277	3,476	10,331	0,000
12:05:0703007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,859	0,000
12:05:0000000	0,000	0,000	0,855	0,780	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0301002	0,000	2,195	0,923	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,550	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,135	0,000	0,000
12:05:0302016	0,000	0,855	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303012	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,333	0,000
12:05:0503002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,256	0,000
12:05:0503004	0,000	0,000	0,000	2,794	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506003	0,000	0,000	0,000	1,643	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,643	0,000
12:05:0506010	0,000	0,000	1,673	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506012	0,000	0,000	0,000	0,969	1,545	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701003	1,680	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701006	0,000	1,675	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,341	0,000	0,000
12:05:0701007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,277	0,000	0,000	0,000
12:05:0703001	0,000	0,206	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0801006	0,000	0,000	0,000	0,000	1,179	0,000	0,000	0,000	4,521	0,000
12:05:3301001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,115	0,000	0,000	0,000	1,718	0,000

**Табл. 1.22 - Прирост потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения тыс. Гкал**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение,	0,000	4,271	3,854	7,699	0,750	0,168	2,999	3,072	11,386	0,000
то же накопительным итогом, в том числе:	0,000	4,271	8,125	15,824	16,573	16,742	19,741	22,813	34,198	34,198
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	0,000	4,271	3,854	7,699	0,750	0,168	2,999	3,072	11,386	0,000
12:05:0703007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,811	0,000
12:05:0000000	0,000	0,000	1,813	1,739	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0301002	0,000	0,860	1,957	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,168	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0302008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,337	0,000	0,000
12:05:0302016	0,000	1,813	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0303012	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,946	0,000
12:05:0503002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,856	0,000
12:05:0503004	0,000	0,000	0,000	3,521	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506003	0,000	0,000	0,000	1,533	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,533	0,000
12:05:0506010	0,000	0,000	0,084	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0506012	0,000	0,000	0,000	0,906	0,750	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0701006	0,000	1,355	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,735	0,000	0,000
12:05:0701007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,999	0,000	0,000	0,000
12:05:0703001	0,000	0,244	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12:05:0801006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,712	0,000
12:05:3301001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,527	0,000

**Табл. 1.23 - Общий прирост потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых жилых и общественно-деловых зданиях на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прирост потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение	2,336	15,366	6,769	23,026	4,161	0,383	6,276	6,548	36,765	0,000
то же накопительным итогом, в том числе:	2,336	17,702	24,471	47,497	51,659	52,041	58,317	64,864	101,630	101,630
отопление вентиляция	1,423	6,217	3,043	8,453	1,744	0,248	3,277	3,476	15,892	0,000
горячее водоснабжение	0,913	9,149	3,726	14,573	2,417	0,135	2,999	3,072	20,873	0,000

**Табл. 1.24 - Общий прирост потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых жилых и общественно-деловых зданиях на период актуализации схемы теплоснабжения в зоне действия источников теплоснабжения, тыс. Гкал**

Наименование источника тепловой энергии	2023	2024	2025	2026	2027
ОК-37 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	0,000	6,276	6,075	2,670	0,000
отопление вентиляция	0,000	3,277	3,341	0,994	0,000
горячее водоснабжение	0,000	2,999	2,735	1,676	0,000
ОК-3 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	0,000	0,000	0,000	4,246	0,000
отопление вентиляция	0,000	0,000	0,000	1,718	0,000
горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	2,527	0,000
ОК-4 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	0,000	0,000	0,000	2,670	0,000
отопление вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,859	0,000
горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	1,811	0,000
ТЭЦ -1 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	-0,125	0,000	0,000	3,176	0,000

Наименование источника тепловой энергии	2023	2024	2025	2026	2027
отопление вентиляция	-0,091	0,000	0,000	1,643	0,000
горячее водоснабжение	-0,034	0,000	0,000	1,533	0,000
ТЭЦ-2 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	-0,211	0,000	0,000	15,770	0,000
отопление вентиляция	-0,211	0,000	0,000	6,157	0,000
горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	9,613	0,000
ТЭЦ-2 в зоне деятельности ЕТО ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии	0,718	0,000	0,472	8,233	0,000
отопление вентиляция	0,550	0,000	0,135	4,521	0,000
горячее водоснабжение	0,168	0,000	0,337	3,712	0,000
<b>Итого по г. Йошкар-Ола</b>	<b>0,383</b>	<b>6,276</b>	<b>6,548</b>	<b>36,765</b>	<b>0,000</b>

### **1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе**

Приросты объемов потребления тепловой энергии промышленными предприятиями, расположенными в производственных зонах, изменение производственных зон, их перепрофилирование не предусматривается.



#### **1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки**

Динамика средневзвешенной плотности тепловой нагрузки потребителей источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола в период 2018-2027 гг. представлена в Табл. **1.25**. Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки потребителей источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола на базовый 2022 год составляет 0,5113 Гкал/ч/га.

**Табл. 1.25 - Динамика средневзвешенной плотности тепловой нагрузки потребителей источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола в период 2018-2027 гг.**

Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Средняя плотность тепловой нагрузки	$\rho_j$	Гкал/ч/га	0,5155	0,5162	0,5130	0,5136	0,5113	0,5110	0,5122	0,5135	0,5199	0,5199

**Раздел 2. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей**

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

На территории г. Йошкар-Ола действуют 29 источников тепловой энергии - Табл. 2.1.

**Табл. 2.1 - Перечень источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола**

Код зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	№ системы теплоснабжения	Наименования источников	Кол-во систем теплоснабжения
1	МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»	1	Йошкар-Олинская ТЭЦ-1; Лобачевского ул., 12	22
		2	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2; Крылова ул., 47, тепловые сети (магистралы № 1, 2, 5)	
		3	ОК № 3; Семеновка с., Садовая ул., 66	
		4	ОК № 4; Мира ул., 39А	
		6	ОК № 6; Никиткино ул., 16	
		9	ОК № 9; Савино д., Школьная ул., 3А	
		10	ОК № 10; Транспортная ул., 66	
		14	ОК № 14; Машиностроителей ул., 124А	
		15	ОК № 15; Нолька п., 4	
		16	ОК № 16; Прохорова ул., 34	
		24	ОК № 24; Элеваторный пр-д, 7	
		25	ОК № 25; Строителей ул., 107	
		27	ОК № 27; Советская ул., 20А	
		28	ОК № 28; Труда ул., 23А	

Код зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	№ системы теплоснабжения	Наименования источников	Кол-во систем теплоснабжения
		29	ОК № 29; Строителей ул., 111	
		32	ОК № 32; Фрунзе ул., 1А	
		34	ОК № 34; Машиностроителей ул., 128	
		35	ОК № 35; Луначарского ул., 41	
		37	ОК № 37; Мира ул., 70А	
		38	ОК № 38; Генерала Петропавловского ул., 14	
		102	Котельная № 0102; Кирпичная ул., 58	
		104	Котельная № 0104; Шоя-Кузнецово д., Ветеранов ул., 1	
2	Филиал «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»	2	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2; Крылова ул., 47	1
3	Филиал ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ЦВО	204	Котельная № 124 в/г 20 Филиал ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ЦВО; Семеновка с.	1
4	ФГКУ «Авиационная база»	205	Котельная ФГКУ «Авиационная база»; Семеновка с.	1
5	ФГКУ «Войсковая часть 95504»	206	Котельная ФГКУ «Войсковая часть 95504»	1
6	ФКУ ИК-6 УФСИН России по Республике Марий Эл	207	Котельная ФКУ ИК-6 УФСИН России по Республике Марий Эл; Строителей ул., 56А	1
7	ООО «Марикоммунэнерго»	101	Котельная № 0101; Мышино ул., 5	1
8	ОАО «Марбиофарм»	201	Котельная ОАО «Марбиофарм»; Карла Маркса ул.,	1

<b>Код зоны деятельности</b>	<b>Утвержденная ЕТО</b>	<b>№ системы теплоснабжени я</b>	<b>Наименования источников</b>	<b>Кол-во систем теплоснабжения</b>
			121	
<b>ИТОГО</b>	<b>8</b>		<b>ИТОГО</b>	<b>29</b>

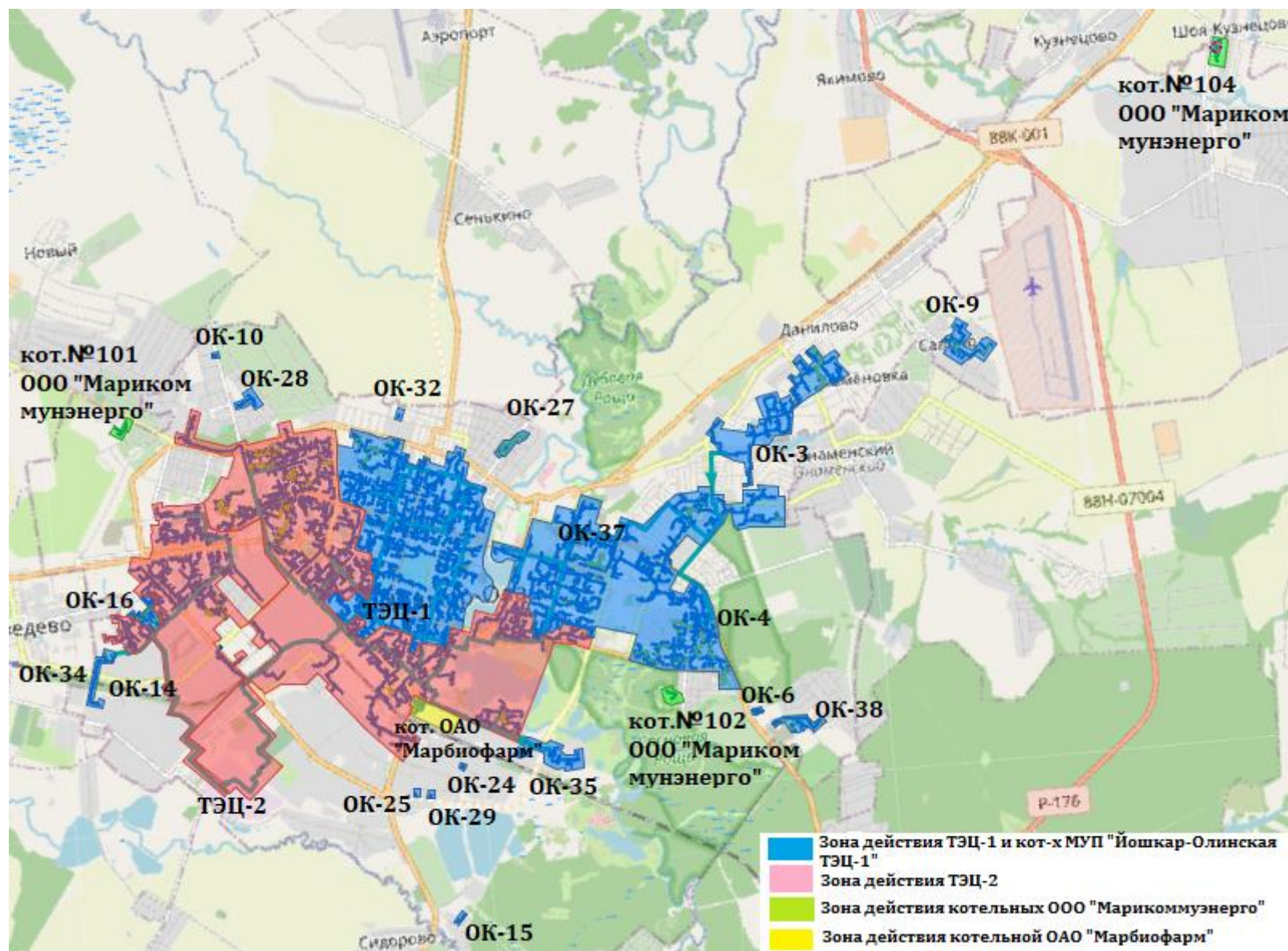


Рис. 2.1 - Зоны действия источников тепловой энергии

## **2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии**

Согласно статье 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных

сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам. В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об



изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Таким образом, новые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе. С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договоры долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения. Существующие и перспективные объекты капитального строительства вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях: – значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей; – малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч); – отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе; – использования тепловой энергии в технологических целях. Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения. Согласно п.15, ст. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Согласно п. 5.3.3.1.16 Решения Собрания депутатов городского округа «город Йошкар-Ола» № 235-VII от 23.06.2021 «Теплоснабжение новых, реконструируемых, перепрофилируемых и расширяемых объектов (за исключением индивидуальной и

малоэтажной жилой застройки и объектов производственно-коммунального назначения, для которых по условиям производства требуются особые режимы теплоснабжения) следует осуществлять преимущественно путем подключения к системе централизованного теплоснабжения с учетом обеспечения надежности и энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии. Решение о строительстве автономных источников тепловой энергии либо децентрализованном теплоснабжении в пределах радиусов эффективного теплоснабжения существующих источников тепла может быть принято уполномоченным органом местного самоуправления только при условии обоснования невозможности и (или) экономической нецелесообразности удовлетворения потребности в тепловой энергии потребителей за счет системы централизованного теплоснабжения существующих источников тепла. Выбор между реконструкцией существующего объекта по производству тепловой энергии и строительством нового такого объекта и (или) определение при строительстве нового объекта по производству тепловой энергии типа такого объекта и его характеристик осуществляются уполномоченным органом местного самоуправления на основании технико-экономического сравнения вариантов.»

Зоны действия индивидуального теплоснабжения города ограничиваются одно-, двух-, трехэтажными зданиями и одноэтажными строениями и сооружениями, расположенными в мкр. Тарханово, по ул. Водопроводной, ул. Дружбы, ул. Куйбышева, ул. Строителей, ул. Пролетарской, ул. К. Маркса. Также зоны индивидуального теплоснабжения находятся в мкр. Звездном, вдоль по Казанскому шоссе, на ул. З. Космодемьянской, ул. Мира, ул. Большое Чигашево, ул. Мышино

На перспективу индивидуальное теплоснабжение предусматривается для индивидуального жилищного фонда и малоэтажной застройки.

Все запланированные к строительству в зоне действия централизованного теплоснабжения многоквартирные дома предусматриваются к подключению к централизованному теплоснабжению.

### **2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе**

Прогноз потребления тепловой энергии напрямую зависит от прогноза ввода жилья, а также перспективного потребления тепловой энергии промышленными потребителями.

Рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, сложившихся в 2022 году. Установленные тепловые балансы в указанном году являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов.

В установленных зонах действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

В перспективных балансах источники, которые перестают иметь статус теплоснабжающих организаций, не рассматриваются с соответствующего периода.

В перспективных балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки учтены планируемые мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению источников (замена и установка котлов), поэтому возможно изменение установленной и располагаемой мощности источников.

В Табл. 2.2 - Табл. 2.5 представлены балансы тепловой мощности источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола.

**Табл. 2.2 - Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения города Йошкар-Ола, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ТЭЦ-2 ПАО Т Плюс филиал Марий Эл и Чувашии, Гкал/ч**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
отборы паровых турбин, в том числе	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
производственных показателей (с учетом противодавления)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВК*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Располагаемая тепловая мощность станции	380	380	380	380	380	380	380	380	580	660
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	28,55	20,96	28,55	61,06	2,71	2,71	2,77	2,78	2,83	2,83
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	45,34	30,53	33,23	33,29	34,18	34,25	34,93	35,06	35,77	35,77
Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
отопление и вентиляция	289,15	293,42	318,20	318,60	307,04	307,69	313,74	314,90	320,91	320,91
горячее водоснабжение	33,11	33,58	37,66	37,89	58,99	59,11	60,36	60,53	62,12	62,12

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	29,19	32,04	-4,41	-37,56	11,26	10,49	3,13	1,79	194,14	274,14
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	29,19	32,04	-4,41	-37,56	11,26	10,49	3,13	1,79	194,14	274,14
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	251,45	259,04	251,45	218,94	277,29	277,29	277,23	277,22	477,17	557,17
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	251,45	259,04	251,45	218,94	277,29	277,29	277,23	277,22	383,03	383,03
Зона действия источника тепловой мощности, га	610,52	610,52	622,04	623,15	639,82	641,16	650,08	656,39	664,37	664,37
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,53	0,54	0,57	0,57	0,57	0,57	0,58	0,57	0,58	0,58

\*водогрейные котлы ст.№1,2 находятся на консервации.

**Табл. 2.3 - Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения города Йошкар-Ола, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», Гкал/ч**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе:	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05	339,05	339,05	339,05	339,05	339,05
отборы паровых турбин, в том числе:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
производственных показателей (с учетом противодавления)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РОУ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПВК	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность станции	294,71	290,31	290,31	290,42	290,50	288,30	288,30	288,30	288,30	288,30
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,60	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,60	9,13	8,40	8,65	8,01	8,01	8,01	8,01	8,05	8,05
Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	<b>177,52</b>	<b>177,03</b>	<b>179,09</b>	<b>187,03</b>	<b>174,52</b>	<b>174,47</b>	<b>174,47</b>	<b>174,47</b>	<b>175,37</b>	<b>175,37</b>
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе:	177,52	177,03	179,09	187,03	174,52	174,47	174,47	174,47	175,37	175,37
отопление и вентиляция	166,13	166,55	167,54	175,71	163,86	163,82	163,82	163,82	164,54	164,54
горячее водоснабжение	11,39	10,48	11,55	11,32	10,66	10,66	10,66	10,66	10,84	10,84
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	<b>172,23</b>	<b>175,25</b>	<b>170,55</b>	<b>175,23</b>	<b>168,54</b>	<b>168,50</b>	<b>168,50</b>	<b>168,50</b>	<b>169,40</b>	<b>169,40</b>

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
отопление и вентиляция	157,75	157,26	156,66	160,58	154,96	154,92	154,92	154,92	155,63	155,63
горячее водоснабжение	14,48	18,00	13,89	14,65	13,58	13,58	13,58	13,58	13,76	13,76
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	99,98	99,63	98,30	90,22	103,46	101,30	101,30	101,30	100,36	100,36
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	105,27	101,41	106,84	102,03	109,44	107,28	107,28	107,28	106,34	106,34
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	248,61	243,29	243,29	243,41	243,49	241,29	241,29	241,29	241,29	241,29
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	172,23	175,25	170,55	175,23	168,54	168,50	168,50	168,50	169,40	169,40
Зона действия источника тепловой мощности, га	381,61	381,61	381,61	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,47	0,46	0,47	0,49	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46

**Табл. 2.4 - Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, котельных, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1", Гкал/ч**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>ОК-37</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	212,24	212,24	212,24	212,24	212,24	214,29	214,29	214,29	214,29	214,29
Располагаемая тепловая мощность станции	185,50	184,27	184,77	184,27	188,20	190,25	190,25	190,25	190,25	190,25
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,08	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Потери в тепловых сетях в горячей воде	8,84	5,65	5,00	5,06	5,05	5,05	5,13	5,21	5,85	7,06
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	137,15	129,11	127,44	128,00	125,79	125,79	127,58	129,36	144,14	171,56
отопление	111,06	106,20	106,50	107,71	105,64	105,64	107,07	108,52	121,20	146,21
вентиляция		7,25	6,01	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,86	5,98
горячее водоснабжение	26,09	15,67	14,92	14,92	14,80	14,80	15,16	15,48	17,08	19,37
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	125,68	129,11	127,45	115,47	116,00	116,00	117,79	119,57	134,29	162,06
отопление	105,86	106,20	106,50	95,19	95,19	95,19	96,62	98,07	110,30	135,55
вентиляция	7,25	7,25	6,01	5,36	6,01	6,01	6,01	6,01	6,51	6,51
горячее водоснабжение	12,57	15,67	14,93	14,92	14,80	14,80	15,16	15,48	17,48	20,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	36,43	46,39	49,22	48,10	54,23	56,28	54,42	52,56	37,15	8,51
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	47,90	46,39	49,22	60,63	64,03	66,08	64,22	62,36	46,99	18,01
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	136,52	135,26	135,76	135,76	138,18	140,23	140,23	140,23	140,23	140,23



Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	136,52	129,11	127,44	128,00	125,79	125,79	127,58	129,36	140,23	140,23
Зона действия источника тепловой мощности, га	268,35	268,35	273,83	274,21	275,53	275,53	275,53	275,53	316,13	389,85
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,51	0,48	0,47	0,47	0,46	0,46	0,46	0,47	0,46	0,44
<b>ОК-3</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	Перевод тепловой нагрузки на котельную ОК-37 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	
Располагаемая тепловая мощность станции	25,69	25,69	24,85	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95		
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,37	0,35	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,76	1,76	1,62	1,55	1,54	1,54	1,54	1,54		
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	12,69	12,46	12,34	12,57	13,09	13,09	13,09	13,09		
отопление	11,04	11,09	10,99	11,00	11,49	11,49	11,49	11,49		
вентиляция	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50		
горячее водоснабжение	1,15	0,87	0,85	1,07	1,10	1,10	1,10	1,10		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	14,19	13,49	13,12	13,05	13,04	13,04	13,04	13,04		
отопление	11,14	11,14	11,11	11,05	11,04	11,04	11,04	11,04		
вентиляция	0,51	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50		
горячее водоснабжение	2,54	1,85	1,51	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	10,87	11,12	10,55	10,49	9,98	9,98	9,98	9,98		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	9,37	10,09	9,78	10,01	10,03	10,03	10,03	10,03		

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	16,63	16,65	15,82	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92		
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	12,69	12,46	12,34	12,57	13,09	13,09	13,09	13,09		
Зона действия источника тепловой мощности, га	40,60	40,60	40,60	40,60	40,60	40,60	40,60	40,60		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,31	0,31	0,30	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32		
ОК-4										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	Перевод теплого нагрузк и на котельн ую ОК- 37 в зоне деятель ности ЕТО МУП "Йошка р- Олинск ая ТЭЦ- 1"
Располагаемая тепловая мощность станции	37,50	37,50	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32	
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,73	0,67	0,71	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,42	1,42	1,56	1,39	1,38	1,38	1,38	1,38	1,41	
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	27,33	29,15	27,44	27,42	26,83	26,83	26,83	26,83	27,42	
отопление	23,59	24,21	25,17	25,28	24,64	24,64	24,64	24,64	25,01	
вентиляция	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	
горячее водоснабжение	2,04	2,15	2,15	2,02	2,08	2,08	2,08	2,08	2,29	
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	28,29	26,00	27,36	27,16	27,18	27,18	27,18	27,18	27,77	
отопление	23,40	23,40	24,89	24,85	24,88	24,88	24,88	24,88	25,25	
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
горячее водоснабжение	4,89	2,60	2,47	2,31	2,30	2,30	2,30	2,30	2,52	
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,01	6,25	6,61	6,81	7,41	7,41	7,41	7,41	6,79	

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	7,06	9,40	6,69	7,07	7,06	7,06	7,06	7,06	6,45	
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	27,74	27,80	26,58	26,59	26,59	26,59	26,59	26,59	26,59	
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	27,33	27,80	26,58	26,59	26,59	26,59	26,59	26,59	26,59	
Зона действия источника тепловой мощности, га	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,37	0,40	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	
ОК-6										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,80	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Располагаемая тепловая мощность станции	0,69	0,69	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,28	0,28	0,28	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
отопление	0,28	0,28	0,28	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
отопление	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,38	0,38	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,38	0,38	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,29	0,29	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,28	0,28	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,34	0,34	0,34	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
<b>ОК-9</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,52	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Располагаемая тепловая мощность станции	5,51	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,38	0,38	0,33	0,30	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,28	3,29	3,28	3,29	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
отопление	3,07	3,07	3,07	3,07	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,21	0,22	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,41	3,22	3,22	2,86	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
отопление	2,99	2,99	2,99	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,42	0,23	0,23	0,19	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,75	0,35	0,41	0,44	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	1,62	0,42	0,47	0,87	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,26	1,87	1,87	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,26	1,87	1,87	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Зона действия источника тепловой мощности, га	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
<b>ОК-10</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Располагаемая тепловая мощность станции	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,26	0,26	0,26	0,26	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
<b>ОК-14</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Располагаемая тепловая мощность станции	0,32	0,32	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,21	0,21	0,22	0,22	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
отопление	0,20	0,20	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
отопление	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,10	0,10	0,10	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,09	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,23	0,23	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,21	0,21	0,22	0,22	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,37	1,37	1,44	1,44	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
<b>ОК-15</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Располагаемая тепловая мощность станции	0,23	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
нагрузка в горячей воде										
отопление	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
отопление	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,08	0,06	0,06	0,06	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,08	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,15	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,29	0,29	0,29	0,29	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
<b>ОК-16</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,75	10,95	10,95	10,95	10,95	10,95	Перевод тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии			
Располагаемая тепловая мощность станции	8,47	8,45	8,27	8,27	8,28	8,28				
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,18	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15				
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,28	0,28	0,35	0,27	0,27	0,27				



Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	6,27	6,22	6,28	6,26	6,21	6,21				
отопление	5,33	5,34	5,34	5,35	5,26	5,26				
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
горячее водоснабжение	0,94	0,88	0,94	0,91	0,95	0,95				
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	7,34	6,26	6,26	6,10	6,28	6,28				
отопление	5,30	5,30	5,30	5,34	5,34	5,34				
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
горячее водоснабжение	2,04	0,96	0,96	0,76	0,94	0,94				
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,75	1,80	1,49	1,59	1,65	1,65				
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,68	1,76	1,51	1,75	1,57	1,57				
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	6,69	6,70	6,52	6,52	6,53	6,53				
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	6,27	6,22	6,28	6,26	6,21	6,21				
Зона действия источника тепловой мощности, га	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92				
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70				
ОК-24										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,11	0,11	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность станции	0,09	0,09	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Затраты тепла на собственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
станции в горячей воде										
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,00	0,00	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,01	0,01	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,04	0,02	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,04	0,02	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,38	0,38	0,38	0,38	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
<b>ОК-25</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Располагаемая тепловая мощность станции	0,28	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
отопление	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,33	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
отопление	0,33	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,70	0,70	0,70	0,70	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
ОК-27										

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,75	2,75	2,75	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Располагаемая тепловая мощность станции	2,15	2,11	2,11	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,16	0,16	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,65	0,65	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
отопление	0,60	0,60	0,60	0,62	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,63	0,63	0,63	0,62	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
отопление	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,32	1,28	1,32	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	1,35	1,31	1,35	0,56	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,60	1,56	1,42	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,65	0,65	0,65	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
<b>ОК-28</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
Располагаемая тепловая мощность станции	1,39	1,39	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,85	0,85	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
отопление	0,85	0,85	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
отопление	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,48	0,48	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,48	0,48	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,88	0,98	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,85	0,85	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
<b>ОК-29</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность станции	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,18	0,18	0,18	0,18	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
отопление	0,18	0,18	0,18	0,18	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
отопление	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,68	0,68	0,68	0,68	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
<b>ОК-32</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Располагаемая тепловая мощность станции	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,37	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
<b>ОК-34</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	Перевод тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии		
Располагаемая тепловая мощность станции	16,33	16,51	16,51	16,51	16,56	16,56	16,56			
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12			
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15			
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,28	1,27	1,27	1,27	1,23	1,23	1,23			
отопление	1,12	1,12	1,12	1,12	1,10	1,10	1,10			
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
горячее водоснабжение	0,16	0,15	0,15	0,15	0,13	0,13	0,13			
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,44	1,28	1,28	1,25	1,27	1,27	1,27			
отопление	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12			
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
горячее водоснабжение	0,32	0,16	0,16	0,13	0,15	0,15	0,15			
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	14,77	14,96	14,96	14,96	15,05	15,05	15,05			



Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	14,62	14,96	14,96	14,99	15,02	15,02	15,02			
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	10,35	10,53	10,52	10,53	10,58	10,58	10,58			
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,28	1,27	1,27	1,27	1,23	1,23	1,23			
Зона действия источника тепловой мощности, га	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31			
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20			
ОК-35										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	Перевод тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии	
Располагаемая тепловая мощность станции	4,46	4,46	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43		
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,33	0,33	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32		
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,22	1,37	1,37	1,37	1,35	1,35	1,35	1,35		
отопление	1,22	1,37	1,37	1,37	1,35	1,35	1,35	1,35		
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,14	1,13	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36		
отопление	1,14	1,13	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36		
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,86	2,71	2,69	2,68	2,71	2,71	2,71	2,71		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	2,94	2,95	2,71	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69		
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,16	2,18	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15		
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,22	1,37	1,37	1,37	1,35	1,35	1,35	1,35		
Зона действия источника тепловой мощности, га	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,15	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17		
ОК-38										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35
Располагаемая тепловая мощность станции	7,22	7,13	7,13	7,13	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,17	3,16	3,16	3,15	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
отопление	2,70	2,70	2,70	2,70	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,47	0,46	0,46	0,45	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,73	3,17	3,16	3,07	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16
отопление	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	1,03	0,47	0,46	0,37	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,72	3,66	3,66	3,69	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	3,16	3,65	3,66	3,76	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,52	3,45	3,45	3,45	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,17	3,16	3,16	3,15	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Зона действия источника тепловой мощности, га	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
<b>Итого по ОК в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	331,92	333,16	333,22	331,96	331,96	334,02	323,07	306,11	271,58	233,13
Располагаемая тепловая мощность станции	296,24	293,63	291,38	290,20	294,24	296,30	288,02	271,45	242,07	205,75
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	4,80	4,70	4,73	4,70	4,71	4,71	4,56	4,43	4,04	3,34
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,65	10,47	9,77	9,48	9,45	9,45	9,26	9,18	7,99	7,79
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	195,23	188,88	185,43	186,21	183,63	183,63	179,20	179,75	180,68	180,68
отопление	161,91	157,88	159,04	160,42	157,84	157,84	154,01	154,37	154,58	154,58
вентиляция	0,62	7,87	6,63	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
горячее водоснабжение	31,12	20,46	19,75	19,80	19,81	19,81	19,21	19,41	20,12	20,12

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	188,07	186,42	185,95	173,06	173,95	173,95	169,45	169,96	170,88	170,88
отопление	156,42	156,67	158,65	146,96	146,98	146,98	143,07	143,41	143,61	143,61
вентиляция	7,76	7,76	6,51	5,86	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51
горячее водоснабжение	23,89	22,00	20,78	20,24	20,45	20,45	19,87	20,04	20,75	20,75
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	82,56	89,58	91,45	89,80	96,45	98,51	95,00	78,08	49,36	13,93
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	89,72	92,04	90,94	102,95	106,14	108,19	104,75	87,87	59,16	23,74
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	210,46	208,04	205,62	204,97	207,51	209,56	203,03	192,45	174,38	147,79
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	194,29	185,79	182,47	183,23	181,37	181,37	176,94	177,49	173,93	147,34
Зона действия источника тепловой мощности, га	432,50	432,50	437,98	438,36	439,68	439,68	430,76	424,45	416,46	416,46
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,45	0,44	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,43	0,43

**Табл. 2.5 - Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, котельных, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго", Гкал/ч**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>котельная №0101 г. Йошкар-Ола ул. Мышино</b>										
Установленная тепловая мощность	0,69	0,69	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Располагаемая тепловая мощность	0,50	0,50	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
отопление и вентиляция	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
отопление и вентиляция	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,20	0,21	-0,03	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,20	0,21	-0,03	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,25	0,25	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,25	0,25	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
<b>котельная №0102 г. Йошкар-Ола ул. Кирпичная,58</b>										
Установленная тепловая мощность	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Располагаемая тепловая мощность	1,82	1,52	1,52	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,13	0,14	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Потери в тепловых сетях в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
отопление и вентиляция	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
отопление и вентиляция	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,69	0,38	0,41	0,45	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,69	0,38	0,41	0,45	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,20	0,98	0,98	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,72	1,72	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
<b>кот.№0104 д. Шоя-Кузнецово, ул. Ветеранов, 1</b>										
Установленная тепловая мощность	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Располагаемая тепловая мощность	1,71	1,74	1,74	1,74	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,11	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Потери в тепловых сетях в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
отопление и вентиляция	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
горячее водоснабжение	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
отопление и вентиляция	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
горячее водоснабжение	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,48	0,48	0,48	0,49	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,48	0,48	0,48	0,49	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,11	1,14	1,14	1,14	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Зона действия источника тепловой мощности, га	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
<b>Итого по котельным ООО "Марикоммунэнерго"</b>										
Установленная тепловая мощность	5,07	5,07	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98
Располагаемая тепловая мощность	4,03	3,76	3,52	3,56	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,27	0,31	0,29	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Потери в тепловых сетях в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
отопление и вентиляция	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
горячее водоснабжение	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
отопление и вентиляция	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18



Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
горячее водоснабжение	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,37	1,07	0,86	0,91	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	1,37	1,07	0,86	0,91	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,56	2,37	2,25	2,29	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,33	2,33	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92

Анализ Табл. 2.2 - Табл. 2.5 показывает, что прирост тепловых нагрузок будет наблюдаться на ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и на котельных ОК-3, ОК-4, ОК-37 .

Представленные данные позволяют выполнить прогноз резервов (дефицитов) располагаемой мощности источников тепловой энергии. На 2027 г. источники с дефицитом располагаемой тепловой мощности выявлены по котельной ОК-29 зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1.

В существующих тепловых сетях г. Йошкар-Ола предусмотрены камеры переключения и перемычки, которые дают возможность поставки тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии. В случае необходимости переключение тепловой нагрузки (части нагрузки) производится путем открытия запорной арматуры в камерах переключения и перемычках по соглашению сторон.

При выполнении мероприятий по поддержанию существующего оборудования в рабочем состоянии, можно сделать вывод о достаточности располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, для покрытия нагрузок города на период до 2027 года. Из представленных данных, по балансам тепловой мощности и перспективным тепловым нагрузкам, можно сделать вывод что для покрытия нагрузок города достаточно тепловой мощности МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1", ТЭЦ-2 ПАО Т Плюс филиал Марий Эл и Чувашии (с учетом расконсервации водогрейных котлов).

Результаты гидравлического расчета показали, что магистральные трубопроводы при подключении перспективных потребителей имеют достаточную пропускную способность, потери напора по всей длине являются допустимыми, а запас напора у конечных потребителей является достаточным.

**2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения**

Теплоснабжение части соседнего поселения г. Йошкар-Ола - п. Медведево - осуществляется от ТЭЦ-2.

## 2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

При определении эффективного радиуса теплоснабжения используется методика, приведенная в Приложении №40 Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. N 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Для определения радиуса эффективного теплоснабжения должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

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

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле, руб./Гкал:

$$T_i^{отз} = \frac{HBB_i^{отз}}{Q_i},$$

где  $HBB_i^{отз}$  - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$Q_i$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в  $i$ -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал;

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал:

$$T_i^{пер} = \frac{HBB_i^{пер}}{Q_i^c},$$

где  $HBB_i^{пер}$  - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$Q_i^c$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал:

$$T_i^{кп} = T_i^{отз} + T_i^{пер} = \frac{HBB_i^{отз}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{пер}}{Q_i^c}$$

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал:

$$T_i^{кп,нп} = \frac{HBB_i^{отз} + \Delta HBB_i^{отз}}{Q_i + \Delta Q_i^{нп}} + \frac{HBB_i^{пер} + \Delta HBB_i^{пер}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{снп}}$$

$\Delta HBB_i^{отз}$  - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{нп}$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал;

$\Delta HBB_i^{пер}$  - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{снп}$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения

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

Радиус эффективного теплоснабжения — максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

Необходимо отметить, что методика определения радиуса эффективного теплоснабжения, приведенная в Приложении №40 Методических указаний в своей основе, содержит сравнение тарифных последствий для потребителей. Потребитель находится в радиусе эффективного теплоснабжения, «если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя». Ухудшение тарифных последствий возможно только в случае осуществления ЕТО

капитальных вложений в мероприятия по подключению потребителей за счет тарифа на тепловую энергию. Если подключение осуществляется за счет платы потребителя за технологическое присоединение, то любой потребитель оказывается в радиусе эффективного теплоснабжения, так как происходит увеличение объема реализации, при этом в затратной части увеличивается только расход энергоресурсов.

С учетом того, что все перспективные потребители подключаются за счет источника финансирования – плата за подключение, все перспективные площадки, отнесённые в Главе 2 к зоне деятельности централизованных источников тепловой энергии, попадают в радиус эффективного теплоснабжения ТЭЦ и котельных.

Оценка эффективности переключения котельных на ТЭЦ, основанная на методике расчета радиуса эффективного теплоснабжения, приведена в Табл. 2.6.

**Табл. 2.6 - Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения**

№ п/п	Мероприятие	Переключа емая нагрузка, Гкал/ч	Полезный отпуск, Гкал/год	Стоимость мероприят ия, тыс. руб. с НДС	Выручка, тыс. руб.	Стоимость выработки тепловой энергии, тыс. руб.	Увеличение стоимости эксплуатаци и тепловых сетей, тыс. руб.	Приток денежных средств , тыс. руб.	Простой срок окупаемости , лет	Дисконтир ованный срок окупаемост и, лет	Вывод
1	Переключение потребителей котельной ОК-16 на ТЭЦ-2	6,21	14 766	34 052	28 572	22 857	126	5 589	6,09	9,45	Переключение экономически эффективно
2	Переключение потребителей котельной ОК-34 на ТЭЦ-2	1,23	14 566	12 700	28 184	22 548	185	5 452	2,33	3,61	Переключение экономически эффективно
3	Переключение потребителей котельной ОК-35 на ТЭЦ-2	1,35	3 842	15 000	7 434	5 204	56	2 174	6,90	10,70	Переключение экономически эффективно



### **Раздел 3. Существующие и перспективные балансы теплоносителя**

#### **3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей**

Для определения перспективной проектной производительности установок тепловой сети на источниках тепловой энергии были рассчитаны среднечасовые расходы подпитки тепловой сети.

Согласно СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.16 Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения.

Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплоснабжения.

Среднегодовая утечка теплоносителя ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплоснабжения при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей.

В Табл. 3.1.-3.3 представлены существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола.

Из полученных показателей видно, что в период 2023-2027 гг. имеются резервы ВПУ для всех действующих источников тепловой энергии

Это говорит о том, что расширение ВПУ не требуется, необходимо лишь поддержание установок в работоспособном состоянии.

Существенных изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя не предвидится.

**Табл. 3.1 - Баланс производительности водоподготовительных установок (далее - ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии Филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" за 2022 год в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации Филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" за 2022 год**

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Производительность ВПУ	т/ч	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Срок службы	лет	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	131,44	133,37	145,15	145,40	149,29	149,37	151,92	152,49	155,41	155,41
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	380,57	368,69	355,17	311,33	306,98	307,09	312,09	313,02	320,90	320,90
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	43,81	44,46	48,38	48,47	49,76	49,79	50,64	50,83	51,80	51,80
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	336,76	324,23	306,78	262,87	257,21	257,30	261,45	262,20	269,09	269,09
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	350,51	355,67	387,06	387,75	398,12	398,31	405,12	406,63	414,42	414,42
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	419,43	431,31	444,83	488,67	493,02	492,91	487,91	486,98	479,10	479,10
Доля резерва	%	52%	54%	56%	61%	62%	62%	61%	61%	60%	60%

**Табл. 3.2 - Баланс производительности водоподготовительных установок (далее - ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источников тепловой энергии МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>ТЭЦ-1</b>											
Производительность ВПУ	т/ч	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
Срок службы	лет	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	28,97	33,99	34,01	35,11	33,93	33,92	33,92	33,92	34,07	34,07
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	124,41	123,32	115,06	118,95	107,06	107,02	107,02	107,02	108,70	108,70
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	9,66	11,33	11,34	11,70	11,31	11,31	11,31	11,31	11,36	11,36
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	102,44	101,65	100,06	107,25	95,74	95,71	95,71	95,71	97,34	97,34
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	77,25	90,64	90,70	93,61	90,49	90,47	90,47	90,47	90,86	90,86
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	625,59	626,68	634,94	631,05	642,94	642,98	642,98	642,98	641,30	641,30
Доля резерва	%	83%	84%	85%	84%	86%	86%	86%	86%	86%	86%
<b>ОК-37</b>											
Производительность ВПУ	т/ч	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Срок службы	лет	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	22,78	27,10	29,13	27,47	35,43	35,43	35,91	36,40	40,65	49,04
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	113,38	115,74	120,73	106,89	121,85	121,85	124,65	127,23	140,52	160,36
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,59	9,03	9,71	9,16	11,81	11,81	11,97	12,13	13,55	16,35
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	110,46	109,77	118,04	97,73	110,04	110,04	112,68	115,10	126,97	144,01
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	60,73	72,28	77,69	73,26	94,48	94,48	95,76	97,06	108,40	130,77
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	336,62	334,26	329,27	343,11	328,15	328,15	325,35	322,77	309,48	289,64
Доля резерва	%	75%	74%	73%	76%	73%	73%	72%	72%	69%	64%
<b>ОК-3</b>											
Производительность ВПУ	т/ч	160	160	160	160	160	160	160	160	Перевод тепловой нагрузки на котельную ОК-37	
Срок службы	лет	31	32	33	34	35	36	37	38		
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2		
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	600	600	600	600	600	600	600	600		
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,76	3,59	3,59	3,62	3,57	3,57	3,57	3,57		
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	8,56	8,54	7,82	7,61	7,46	7,46	7,46	7,46		
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,25	1,20	1,20	1,21	1,19	1,19	1,19	1,19		
сверхнормативные утечки	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
теплоносителя											
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	7,30	7,34	6,62	6,41	6,27	6,27	6,27	6,27		
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	10,02	9,58	9,56	9,64	9,53	9,53	9,53	9,53		
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	151,44	151,46	152,18	152,39	152,54	152,54	152,54	152,54		
Доля резерва	%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%		
ОК-4											
Производительность ВПУ	т/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	Перевод тепловой нагрузки на котельную ОК-37
Срок службы	лет	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	229	229	229	229	229	229	229	229	229	
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,53	2,32	2,51	2,39	2,47	2,47	2,47	2,47	2,51	
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	18,66	18,32	18,49	17,44	18,02	18,02	18,02	18,02	19,81	
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,84	0,77	0,84	0,80	0,82	0,82	0,82	0,82	0,84	
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	17,81	17,54	18,02	16,64	17,20	17,20	17,20	17,20	18,98	
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	6,76	6,18	6,70	6,36	6,58	6,58	6,58	6,58	6,68	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	81,34	81,68	81,51	82,56	81,98	81,98	81,98	81,98	80,19	
Доля резерва	%	81%	82%	82%	83%	82%	82%	82%	82%	80%	

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>ОК-9</b>											
Производительность ВПУ	т/ч	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Срок службы	лет	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,33	0,30	0,29	0,31	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	2,04	1,99	2,01	2,13	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1,93	1,89	1,92	2,02	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,89	0,81	0,78	0,83	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	7,96	8,01	7,99	7,87	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89
Доля резерва	%	80%	80%	80%	79%	79%	79%	79%	79%	79%	79%
<b>ОК-16</b>											
Производительность ВПУ	т/ч	60	60	60	60	60	60	Перевод тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии			
Срок службы	лет	35	36	37	38	39	40				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2				
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	400	400	400	400	400	400				

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,41	0,47	0,43	0,49	0,44	0,44				
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	7,13	7,28	6,65	6,37	6,16	6,16				
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,14	0,16	0,14	0,16	0,15	0,15				
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	6,99	7,13	6,51	6,20	6,01	6,01				
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1,09	1,24	1,14	1,32	1,17	1,17				
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	52,87	52,72	53,35	53,63	53,84	53,84				
Доля резерва	%	88%	88%	89%	89%	90%	90%				
ОК-27											
Производительность ВПУ	т/ч	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Срок службы	лет	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,03	0,03	0,07	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	0,29	0,28	0,34	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,28	0,27	0,32	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,08	0,09	0,18	0,09	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	9,71	9,72	9,66	9,70	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71
Доля резерва	%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
ОК-34											
Производительность ВПУ	т/ч	100	100	100	100	100	100	100	Перевод тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии		
Срок службы	лет	51	52	53	54	55	56	57			
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2			
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	325	325	325	325	325	325	325			
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,33	0,14	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13			
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	3,84	3,87	3,29	3,60	4,33	4,33	4,33			
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,11	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04			
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	3,73	3,83	3,25	3,56	4,28	4,28	4,28			
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,87	0,38	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34			
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	96,16	96,13	96,71	96,40	95,67	95,67	95,67			
Доля резерва	%	96%	96%	97%	96%	96%	96%	96%			
ОК-35											



Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Производительность ВПУ	т/ч	20	20	20	20	20	20	20	20	Перевод тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии	
Срок службы	лет	37	38	39	40	41	42	43	44		
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2		
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	50	50	50	50	50	50	50	50		
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,63	0,47	0,45	0,45	0,39	0,39	0,39	0,39		
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	0,27	0,16	0,15	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13		
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,21	0,16	0,15	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13		
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1,69	1,26	1,20	1,19	1,04	1,04	1,04	1,04		
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	19,73	19,84	19,85	19,85	19,87	19,87	19,87	19,87		
Доля резерва	%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%		
ОК-38											
Производительность ВПУ	т/ч	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Срок службы	лет	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,69	0,66	0,44	0,40	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	3,99	3,63	3,45	3,31	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,23	0,22	0,15	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	3,76	3,44	3,34	3,20	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1,84	1,76	1,17	1,07	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	76,01	76,37	76,55	76,69	76,82	76,82	76,82	76,82	76,82	76,82
Доля резерва	%	95%	95%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%

**Табл. 3.3 - Баланс производительности водоподготовительных установок (далее - ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источников тепловой энергии ООО "Марикоммунэнерго" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго"**

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58</b>											
Производительность ВПУ	т/ч	0,096	0,095	0,094	0,090	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	0,10	0,10	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,05	0,05	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,75	0,72	0,67	0,67	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля резерва	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово, ул.Ветеранов, 1</b>											
Производительность ВПУ	т/ч	0,114	0,113	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1,30	1,18	1,46	1,62	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля резерва	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино</b>											
Производительность ВПУ	т/ч	0,025	0,024	0,023	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	т/ч	0,025	0,024	0,023	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,015	0,013727	0,013	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля резерва	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

### **3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения**

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети путем использования связи между магистральными трубопроводами за счет использования существующих баков аккумуляторов. При серьезных авариях, в случае недостаточного объема подпитки химически обработанной воды, допускается использовать «сырую» воду согласно СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п.6.22 «Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей». В Табл. 3.4 представлены часовые расходы исходной воды, которые необходимо предусмотреть для аварийной подпитки тепловой сети, источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола.

**Табл. 3.4 - Часовые расходы исходной воды, которые необходимо предусмотреть для аварийной подпитки тепловой сети, т/ч**

<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
ТЭЦ-1 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	77,25	90,64	90,70	93,61	90,49	90,47	90,47	90,47	90,86	90,86
Котельная ОК-37 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	60,73	72,28	77,69	73,26	94,48	94,48	95,76	97,06	108,40	130,77
Котельная ОК-3 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	10,02	9,58	9,56	9,64	9,53	9,53	9,53	9,53	-	-
Котельная ОК-4 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	6,76	6,18	6,70	6,36	6,58	6,58	6,58	6,58	6,68	-
Котельная ОК-6 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ОК-9 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,89	0,81	0,78	0,83	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Котельная ОК-10 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Котельная ОК-14 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ОК-15 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ОК-16 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	1,09	1,24	1,14	1,32	1,17	1,17	-	-	-	-
Котельная ОК-24 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ОК-25 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ОК-27 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,08	0,09	0,18	0,09	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Котельная ОК-28 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Котельная ОК-29 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ОК-32 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ОК-34 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	0,87	0,38	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	-	-	-
Котельная ОК-35 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	1,69	1,26	1,20	1,19	1,04	1,04	1,04	1,04	-	-
Котельная ОК-38 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1	1,84	1,76	1,17	1,07	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
ТЭЦ-2 ПАО Т Плюс филиал Марий Эл и Чувашии	350,51	355,67	387,06	387,75	398,12	398,31	405,12	406,63	414,42	414,42
Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино ООО "Марикоммунэнерго"	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08



<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58 ООО "Марикоммунэнерго"	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово, ул.Ветеранов, 1 ООО "Марикоммунэнерго"	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56

## **Раздел 4. Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения г. Йошкар-Ола**

### **4.1. Общие положения**

Мастер-план в схеме теплоснабжения разработан в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (постановление Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 г. в редакции постановления Правительства Российской Федерации № 405 от 03.04.2018 г. и с учетом постановления Правительства Российской Федерации № 276 от 16.03.2019 г.) в целях обоснования выбора варианта развития городского округа «Город Йошкар-Ола».

Разработка вариантов развития систем теплоснабжения, включаемых в мастер – план в условиях обеспечения качественного и надежного теплоснабжения, основывается на следующих документах:

1. Указ Главы Республики Марий Эл от 29.04.2021 N 57 "Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Марий Эл на период 2022 - 2026 годов" (вместе со "Схемой перспективного развития электроэнергетики Республики Марий Эл на период 2021 - 2026 годов").
2. Указ Главы Республики Марий Эл от 19.04.2022 N 44 "Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Марий Эл на период 2023 - 2027 годов".
3. Индивидуальная программа социально-экономического развития Республики Марий Эл на 2020-2024 годы, утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 8 апреля 2020 года N 927-р, с учетом изменений согласно распоряжению Правительства РФ от 10.06.2021 N 1549-р, распоряжения Правительства РФ от 19.10.2021 N 2938-р.
4. Генеральный план городского округа «Город Йошкар-Ола» (с изменениями на 28.09.2016г) утвержденный Решением Собрания депутатов городского округа от 14.06.2009 №745-IV.
5. Заявление о разногласиях ПАО «Т Плюс» от 27.05.2022 №50500-08-01622 и Заявление ПАО «Т Плюс» «О разногласиях» от 30.05.2022 №50500-08-02679».
6. Письмо МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» от 22.06.2022 №7405-02 «О рассмотрении разногласий ПАО «Т Плюс».
7. Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 03.10.2022 №50861-ОЛ/04 «О направлении заключения экспертов по разногласиям согласно заявлению ПАО «Т Плюс».
8. Протокол Минстроя России от 06.10.2022 №1316-ПРМ-ОЛ

предварительного заседания по рассмотрению заявления ПАО «Т Плюс» о разногласиях по схеме теплоснабжения городского округа «Город Йошкар-Ола» на период до 2027 года (актуализация на 2023 год), утвержденной постановлением администрации городского округа «Город Йошкар-Ола» от 14.04.2022г. №385.

9. Протоколы заседаний рабочей группы по рассмотрению разногласий по схеме теплоснабжения г. Йошкар-Ола.

10. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы, утвержденная Приказом Минэнерго России от 28.02.2022 №146.

#### **4.2.Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В рамках актуализации настоящей главы рассмотрены материалы разногласий ПАО «Т Плюс» к актуализированной схеме теплоснабжения, утверждённой Постановлением администрации городского округа «Город Йошкар-Ола» от 14.04.2022г. №385, выполнен их анализ и отражение последствий применения.

#### **4.3. Анализ утвержденной Схемы и программы развития электроэнергетики Единой энергетической системы России на 2022-2028 гг.**

Основными целями разработки схемы и программы ЕЭС России являются развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Основными задачами схемы и программы являются обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

В таблице 4.1 приведена региональная структура перспективных балансов мощности

с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Марий-Эл на период до 2028 года.

В таблице 4.2 приведена региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Марий-Эл на период до 2028 года.

**Табл. 4.1 - Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Средней Волги с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации, МВт<sup>1</sup>**

ЭС Республики Марий-Эл	2021 (факт)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Потребность (собственный максимум)	489	495	503	504	504	505	506	506
Покрытие (установленная мощность) в том числе:	252,5	252,5	252,5	252,5	252,5	252,5	252,5	252,5
АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭС	252,5	252,5	252,5	252,5	252,5	252,5	252,5	252,5
ВИЭ	-	-	-	-	-	-	-	-

**Табл. 4.2 - Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учётом вводов с высокой вероятностью реализации, млрд. кВт\*ч <sup>2</sup>**

ЭС Республики Марий-Эл	2021 (факт)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Потребность (потребление электрической энергии)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Покрытие (производство электрической энергии) в том числе:	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭС	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
ВИЭ	-	-	-	-	-	-	-	-
Сальдо перетоков электрической энергии	1,8	1,9	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9

<sup>1</sup> Источник: «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы»

<sup>2</sup> Источник: «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы»

Из приведенных выше таблиц следует, что в энергосистеме Республике Марий-Эл период 2021-2028 годов прогнозируется дефицит собственной электрической мощности и электроэнергии. Покрытие указанного дефицита планируется осуществить за счет перетоков электрической мощности и электроэнергии из смежных энергосистем.

В схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы определены основные (с высокой долей вероятности) и дополнительные (в планах собственников не учитываемые в режимно-балансовой ситуации) объемы ввода и вывода генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2022-2028 гг. Применительно к энергосистеме Республики Марий-Эл в схеме и программе развития Единой энергетической системы России мероприятия по вводу-выводу генерирующего оборудования не предусмотрены.

Указом Главы Республики Марий Эл от 29.04.2021 N 57 утверждена "Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Марий Эл на период 2023 - 2027 годов" (вместе со "Схемой перспективного развития электроэнергетики Республики Марий Эл на период 2023 - 2027 годов"), в рамках которой мероприятия по вводу-выводу генерирующего оборудования не предусмотрены.

#### **4.4. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения города Йошкар-Ола**

##### **4.4.1. Описание вариантов развития систем теплоснабжения на территории городского округа Йошкар-Ола**

В утвержденной Постановлением администрации городского округа «Город Йошкар-Ола от 14.04.2022г. №385 Схеме теплоснабжения города рассматривалось несколько вариантов развития систем теплоснабжения.

Базовым сценарием развития в утвержденной схеме теплоснабжения на основе технико-экономического сравнения приняты следующие решения:

- Предлагаемые к реализации мероприятия по оптимизации расходов на производство тепловой энергии не оказывают негативного влияния на тарифные последствия для населения.
- Перераспределение тепловых нагрузок между ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1 нецелесообразно поскольку возникающий эффект от дополнительной загрузки водогрейных мощностей ТЭЦ-2 незначителен и обусловлен снижением доли условно постоянных расходов в тарифе. При этом снижение объема производимой продукции (тепловой энергии) на ТЭЦ-1 негативно сказывается на тарифе для населения (рост доли условно постоянных расходов).

Вместе с тем, согласно Заявлению о разногласиях и принятым протокольным решениям по их урегулированию в рамках настоящей актуализации вопрос переключения тепловых нагрузок рассматривается повторно.

##### **4.4.2. Описание разногласий к схеме теплоснабжения и мнение экспертного сообщества**

В целях объективного и всестороннего рассмотрения вопроса распределения тепловых нагрузок необходимо руководствоваться принципами, определенными в п.9 Постановления Правительства РТ от 22.02.2012 №154, являющимися самодостаточными и обладающими одинаковой правовой силой.

Проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается с соблюдением следующих принципов:

- а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;

б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;

г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

д) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;

е) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения.

Вместе с тем, по рекомендации экспертного сообщества в рамках настоящей актуализации будут рассмотрены следующие варианты распределения тепловых нагрузок:

- Вариант 1: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: №№ 16, 34, 35; сторонних потребителей ОАО «Марбиофарм» (базовый вариант утвержденной схемы теплоснабжения);

- Вариант 2: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: зона действия ТЭЦ-1;

- Вариант 3: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: ТЭЦ-1, №№ 16, 34, 35; сторонних потребителей ОАО «Марбиофарм».

**Правовая оговорка** о переключении тепловой нагрузки существующих потребителей на другой источник тепловой энергии: технологическое подключение к системам теплоснабжения осуществляется в соответствии с Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 №2115 (далее – Правила №2115).

Правилами №2115 предусмотрен порядок подключения к системе теплоснабжения, теплопотребляющих установок, тепловых сетей и источников тепловой энергии.

Согласно п.8 Правил №2115: «необходимость подключения к иной системе теплоснабжения ранее подключенных потребителей от источника тепловой энергии, тепловых сетей, планируемых или подлежащих к выводу из эксплуатации согласно схеме теплоснабжения или в порядке, установленном законодательством Российской



Федерации» является регулируемым видом деятельности - технологическим присоединением и осуществляется по договору о подключении на основании поданной заявителем заявки на подключение к системе теплоснабжения.

Стоимость подключения, определяется в соответствии с Разделом 5 Постановления Правительства РФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» (Определение платы за подключение).

В соответствии с вышеуказанным Постановлением технологическое присоединение, в том числе переключение существующих потребителей, может осуществляться как за счет платы за подключение, так и за счет тарифов на тепловую энергию (мощность), тарифов на услуги по передаче тепловой энергии, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации и государственных корпораций. Распределение источников финансирования должно быть учтено в инвестиционной программе регулируемой организации и утверждено органом регулирования при установлении платы за подключение.

На основании вышеизложенного, с учетом обеспечения соблюдения отраслевого законодательства, вопрос переключения тепловых нагрузок рассматривается в рамках настоящей главы оценочно. Стоимостные оценки не являются основанием для утверждения ставок платы для реализации переключения. В связи с отсутствием утверждённого органом регулирования распределения источников финансирования затрат по переключению потребителей при настоящей актуализации схемы теплоснабжения, в качестве источника финансирования принимается плата за подключение.

В соответствии с законодательством РФ для осуществления переключения потребителей необходимо:

- подача заявки на технологическое присоединение заявителем, то есть лицом, имеющим намерение подключить объект к системе теплоснабжения;
- установление органом регулирования платы за подключение;
- включение мероприятий по переключению потребителей в схему теплоснабжения.

#### **4.4.3. Базовые мероприятия, предусмотренные к реализации**

В утвержденной схеме теплоснабжения предусмотрен ряд мероприятий, направленных на оптимизацию производственных расходов и развитие системы теплоснабжения города Йошкар-Ола, в том числе реализация мероприятий по переключению убыточных котельных.

Состав мероприятий приведен в таблице 4.3. В соответствии с предоставленными

исходными данными актуализированы сроки реализации мероприятий и потребность в инвестициях.

**Табл. 4.3 - Переключение тепловых нагрузок в соответствии с базовым (утвержденным) вариантом**

<b>№</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Потребность в инвестициях, тыс. руб., с НДС</b>	<b>Актуализированный период реализации</b>	<b>Описание эффекта от реализации</b>
1	Переключение тепловой нагрузки потребителей котельной ОК-3 на котельную ОК-37	649 424,00	2026-2027	Оптимизация расходов на производство тепловой энергии
2	Переключение тепловой нагрузки потребителей котельной ОК-4 на котельную ОК-37			
3	Переключение тепловой нагрузки потребителей котельной ОК-34 на магистральный тепловод М-7 от источника ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс»	12 700,00	2025	Перевод тепловой нагрузки на источник комбинированной выработки тепловой энергии
4	Переключение тепловой нагрузки котельной ОК-35 на источник ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс»	15 000,00	2026	
5	Переключение тепловой нагрузки ОК-16 на источник ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс»	34 052,00	2024	
6	Переключение тепловой нагрузки потребителей ОАО «Марбиофарм» на источник ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс»	41 037,60	2024	

#### **4.4.4. Реализуемые мероприятия на источниках теплоснабжения МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» согласно утвержденному сценарию развития**

Мероприятия, которые предполагается осуществить в МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», влияющие на баланс тепловой мощности по котельной ОК-37 в целях реализации утвержденного варианта развития представлены в таблице 4.3.

Баланс тепловой мощности котельной ОК-37 по результатам переключения тепловых нагрузок котельных ОК-3 и ОК-4 сохранен без изменений и приведен в таблице 4.4.

Мероприятия, влияющие на баланс тепловой мощности ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс», представлены в таблице 4.3. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-2 по результатам переключения тепловых нагрузок котельных ОК-16, ОК-34 и ОК-35, потребителей ОАО «Марбиофарм» приведен в таблице 4.5. При формировании баланса учтены мероприятия по снятию ограничений в выдаче тепловой мощности, приведенные в разделе 4.4.5 настоящей главы.

Баланс тепловой мощности ТЭЦ-1 приведен в таблице 4.6.

**Табл. 4.4 - Баланс тепловой мощности котельной ОК-37 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1, Гкал/ч**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе:	212,24	212,24	212,24	212,24	212,24	214,29	214,29	214,29	214,29	214,29
Располагаемая тепловая мощность станции	185,50	184,27	184,77	184,27	188,20	190,25	190,25	190,25	190,25	190,25
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,08	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Потери в тепловых сетях в горячей воде	8,84	5,65	5,00	5,06	5,05	5,05	5,13	5,21	5,85	7,06
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	137,15	129,11	127,44	128,00	125,79	125,79	127,58	129,36	144,14	171,56
отопление	111,06	106,20	106,50	107,71	105,64	105,64	107,07	108,52	121,20	146,21
вентиляция		7,25	6,01	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,86	5,98
горячее водоснабжение	26,09	15,67	14,92	14,92	14,80	14,80	15,16	15,48	17,08	19,37
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	125,68	129,11	127,45	115,47	116,00	116,00	117,79	119,57	134,29	162,06
отопление	105,86	106,20	106,50	95,19	95,19	95,19	96,62	98,07	110,30	135,55
вентиляция	7,25	7,25	6,01	5,36	6,01	6,01	6,01	6,01	6,51	6,51
горячее водоснабжение	12,57	15,67	14,93	14,92	14,80	14,80	15,16	15,48	17,48	20,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	36,43	46,39	49,22	48,10	54,23	56,28	54,42	52,56	37,15	8,51
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	47,90	46,39	49,22	60,63	64,03	66,08	64,22	62,36	46,99	18,01
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	136,52	135,26	135,76	135,76	138,18	140,23	140,23	140,23	140,23	140,23
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	136,52	129,11	127,44	128,00	125,79	125,79	127,58	129,36	140,23	140,23
Зона действия источника тепловой мощности, га	268,35	268,35	273,83	274,21	275,53	275,53	275,53	275,53	316,13	389,85
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,51	0,48	0,47	0,47	0,46	0,46	0,46	0,47	0,46	0,44

**Табл. 4.5 - Баланс тепловой мощности ТЭЦ-2 ПАО "Т ПЛЮС" с учетом перевода тепловых нагрузок котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
отборы паровых турбин, в том числе	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
производственных показателей (с учетом противодавления)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВК*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Располагаемая тепловая мощность станции	380	380	380	380	380	380	380	380	580	660
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	28,55	20,96	28,55	61,06	2,71	2,71	2,77	2,78	2,83	2,83
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	45,34	30,53	33,23	33,29	34,18	34,25	34,93	35,06	35,77	35,77
Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
отопление и вентиляция	289,15	293,42	318,20	318,60	307,04	307,69	313,74	314,90	320,91	320,91
горячее водоснабжение	33,11	33,58	37,66	37,89	58,99	59,11	60,36	60,53	62,12	62,12
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	29,19	32,04	-4,41	-37,56	11,26	10,49	3,13	1,79	194,14	274,14
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	29,19	32,04	-4,41	-37,56	11,26	10,49	3,13	1,79	194,14	274,14
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	251,45	259,04	251,45	218,94	277,29	277,29	277,23	277,22	477,17	557,17

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	251,45	259,04	251,45	218,94	277,29	277,29	277,23	277,22	383,03	383,03

**Табл. 4.6 - Баланс тепловой мощности ТЭЦ-1МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе:	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05
отборы паровых турбин, в том числе:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
производственных показателей (с учетом противодействия)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РОУ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПВК	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность станции	294,71	290,31	290,31	290,42	290,50	290,50	290,50	290,50	290,50	290,50
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,60	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,60	9,13	8,40	8,65	8,01	8,01	8,01	8,01	8,05	8,05
Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	<b>177,52</b>	<b>177,03</b>	<b>179,09</b>	<b>187,03</b>	<b>174,52</b>	<b>174,47</b>	<b>174,47</b>	<b>174,47</b>	<b>175,37</b>	<b>175,37</b>
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе:	177,52	177,03	179,09	187,03	174,52	174,47	174,47	174,47	175,37	175,37
отопление и вентиляция	166,13	166,55	167,54	175,71	163,86	163,82	163,82	163,82	164,54	164,54
горячее водоснабжение	11,39	10,48	11,55	11,32	10,66	10,66	10,66	10,66	10,84	10,84
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	<b>172,23</b>	<b>175,25</b>	<b>170,55</b>	<b>175,23</b>	<b>168,54</b>	<b>168,50</b>	<b>168,50</b>	<b>168,50</b>	<b>169,40</b>	<b>169,40</b>
отопление и вентиляция	157,75	157,26	156,66	160,58	154,96	154,92	154,92	154,92	155,63	155,63
горячее водоснабжение	14,48	18,00	13,89	14,65	13,58	13,58	13,58	13,58	13,76	13,76

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	99,98	99,63	98,30	90,22	103,46	103,51	103,51	103,51	102,57	102,57
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	105,27	101,41	106,84	102,03	109,44	109,48	109,48	109,48	108,54	108,54
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	248,61	243,29	243,29	243,41	243,49	243,49	243,49	243,49	243,49	243,49
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	172,23	175,25	170,55	175,23	168,54	168,50	168,50	168,50	169,40	169,40
Зона действия источника тепловой мощности, га	381,61	381,61	381,61	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,47	0,46	0,47	0,49	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46



#### 4.4.5. Рассмотрение варианта развития в части переключения нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 (мероприятия на источнике тепловой энергии)

Актуализированные мероприятия, которые предполагается осуществить на Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс», создающие техническую возможность переключения тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1 приведены в таблице 4.5 на основании представленных сметных расчетов ПАО «Т Плюс». Перечень мероприятий обеспечивающих поддержание надежности теплоснабжения существующих потребителей приведены в Главе 7.

**Табл. 4.7 - Мероприятия, предлагаемые к реализации на ТЭЦ-2 в сфере теплоснабжения в целях создания технической возможности переключения**

№ п/п	Наименование	Год реализации	Инвестиции**, тыс. руб., с НДС	Источник финансирования**
1	Расконсервация двух водогрейных котлов КВГМ-100-150, ст.№№1,2	-*	187 200	плата за подключение
2	Реконструкция схемы выдачи тепловой мощности ТЭЦ-2;	-*	112 600	плата за подключение

*Примечание:*

\* в условиях отсутствия действующей заявки на подключение в соответствии с Правилами №2115 срок подключения не указывается;

\*\* - плата за подключение устанавливается органом регулирования в расчете на единицу подключаемой тепловой нагрузки.

В соответствии с представленной ПАО «Т Плюс» информацией по Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 обозначена невозможность использования тепловой мощности теплофикационного оборудования и водогрейной котельной в целях выдачи тепловыводов М-3 и М-7. Наличие ограничений обусловлено схемой распределения теплосетевой воды внутри станции.

*Справочно: теплосетевая вода, из обратного коллектора тепломагистрали М-3 может быть нагрета теплофикационными отборами и водогрейными котлами, при этом обратная сетевая вода тепломагистрали М-7 может быть нагрета только теплофикационными отборами.*

Работающий состав основного генерирующего оборудования в отопительный период 2022/2023 гг. состоит из двух котлоагрегатов ТПЕ-430А производительностью 500 т/ч с подачей острого пара в турбоагрегат Тп-115/125-130-1ТП ст.№2.

Турбоагрегат ПТ-80/100-130/13 ст. №1 находится в холодном резерве.

В отопительный период, при похолоданиях до -16 в целях покрытия пиковых тепловых нагрузок, возникает необходимость использовать РОУ-1. Производительность РОУ-1 ограничивается 120 т/ч при имеющемся запасе по пару около 400 т/ч. Вследствие этого, в дальнейшем приходится включать в работу ТГ ст. №1, либо ВК ст.№3, что приводит к снижению технико-экономических показателей станции. Станционная бойлерная установка имеет в своем составе пять бойлеров. При температуре сетевой воды на входе в пиковый бойлер после ПСГ ТГ-2 120 °С и расходе сетевой воды 1800 т/ч, тепловая мощность одного бойлера составит около 36 Гкал/ч. Суммарная мощность бойлерной установки должна составить 180 Гкал/ч. Расход пара на бойлерную установку составит 200 т/ч. Таким образом, ожидаемая тепловая мощность ТФУ ГК составит 360 Гкал/ч.

В случае включения ВК-3, согласно существующей схемы, водогрейный котел задействован только на М-3. При этом возникают разница по температуре сетевой воды в тепловыводах М-3 и М-7.

Для решения этих вопросов предлагается провести реконструкцию схемы выдачи тепловой мощности в два этапа:

- техническое перевооружение оборудования ТФУ ГК с изменением схемы в ГК;
- реконструкция тепловыводов для обеспечения возможности подачи сетевой воды после ВК в тепловывод М-7.

Этап 1			
	Существующая схема	Ограничения, недостатки существующей схемы	Предлагаемые мероприятия
1	Производительность РОУ-1 120 т/ч	Пропускная способность РОУ-1 (120т/ч) ограничивает загрузку ПБ-2,3,4,5,6	Увеличение производительности РОУ-1 до 160т/ч по согласованию с заводом-изготовителем
2	Отсутствие РОУ-2 (демонтирована, отрезана от коллектора острого пара).	Нет резерва РОУ-1, недостаточная производительность РОУ-1	Приобретение и установка РОУ-2 для резервирования РОУ-1, увеличения суммарной производительности РОУ для загрузки ПБ-2,3,4,5,6
3	РТ ПБ-5,6 врезан последовательно с задвижкой ПР-62 (Схема 1)	Пропускная способность РТ ПБ-5,6 ограничивает загрузку ПБ-5,6. Необходима замена РТ ПБ-5,6 для увеличения пропускной способности и ввиду износа.	Реконструкция схем узлов регулирования температуры ПБ-2,3,4 и ПБ-5,6 с разработкой проекта (Схема 2)
3.1	Отсутствуют электропривод задвижек ПР-55	На задвижке ПР-55 Ду 400, отсутствует электропривод.	Установить электропривод
3.2	Отсутствуют байпасы задвижек и ПР-62 и ПР-55	При небольших нагрузках ПБ, нецелесообразно использовать задвижки ПР-62 и ПР-55 Ду 400	Установить байпас задвижки ПР-62 Ду 150 и байпас задвижки ПР-55 Ду 200 с ручным приводом

Этап 1			
	Существующая схема	Ограничения, недостатки существующей схемы	Предлагаемые мероприятия
	(Схема 1)		(Схема 2)
4	Отсутствуют расходомеры по сетевой воде через ПБ	Нет возможности достоверно рассчитать тепловую нагрузку, оптимально распределить потоки через группы ПБ	Установка расходомеров через каждый ПБ
5	Разно температурные потоки после различных групп ПБ врезаются в общий коллектор и сразу распределяются на М-3 и М-7 без общей точки смешивания	Разница температур в подающих трубопроводах сетевой воды по тепломагистралям М-3 и М-7, влияющая на качественное выполнение теплового графика	Монтаж узла смешивания разно температурных потоков сетевой воды после ПБ в ГК для исключения разности температур при распределении потоков по магистралям М-3 и М-7 (необходим проект)
6	На группе ПБ-2,3,4 задействован только один насос - КНПБ-3. КНПБ-2 демонтирован.	Нет возможности загрузить ПБ-2,3,4 при одновременной работе с ПБ-5,6, когда всасывающий коллектор КНПБ разделен секционной задвижкой	Восстановить насос КНПБ-2 производительностью 80 т/ч. Изменить схему подключения КНПБ-4 для возможности использовать его с ПБ-2,3,4. Пересмотреть схему АВР КНПБ-4.

Этап 2			
	Существующая схема	Ограничения, недостатки существующей схемы	Предлагаемые мероприятия
1	ВК-3 включен в схему выдачи только на тепломагистраль М-3	При работе ВК-3 недопустимая разница температур по тепломагистралям М-3 и М-7	Разработка проекта для монтажа трубопровода Ду 600 после ВК-3 для подачи воды, нагретой в котле, в тепломагистраль М-7 от водогрейной котельной до ГК протяженностью около 500 м по существующей эстакаде. (Схема 3)
2	ВК-3 включен в схему выдачи последовательно с ПСГ и ПБ ТФУ ГК.	На вход ВК-3 поступает горячая вода, нагретая в ПСГ и ПБ. ВК-3 работает в ограниченном диапазоне.	Смонтировать байпас задвижки ОС-2Б Ду600 с регулятором и обратным клапаном для возможности подачи (подмеса) сетевой воды с обратного трубопровода теплосети на всасывающий коллектор СН ВК и далее на вход в ВК-3 (Схема 3)
3	Задвижка ОС-2Б Ду1000 без электропривода	При необходимости закрытия-открытия большие затраты времени.	Установить электропривод

Расконсервация двух водогрейных котлов КВГМ-100-150 суммарной тепловой мощностью 200 Гкал/ч обусловлена необходимостью покрытия подключенной нагрузки

переключением тепловых нагрузок источников МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1». Наряду с отборами паровых турбин, при температурах наружного воздуха ниже минус 5 °С, в работу будут включаться водогрейные котлы. Время работы водогрейных котлов составит порядка 2143 часов в год.

Оценка балансов тепловой мощности по ТЭЦ-2 в условиях перевода тепловой нагрузки котельных ОК-16, ОК-34 и ОК-35 и ТЭЦ-1 приведена в таблице 4.8.

**Табл. 4.8 - Баланс тепловой мощности ТЭЦ-2 ПАО "Т ПЛЮС" с учетом перевода тепловых нагрузок ТЭЦ-1 и котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
отборы паровых турбин, в том числе	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
производственных показателей (с учетом противодействия)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВК*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Располагаемая тепловая мощность станции	380	380	380	380	380	380	380	380	580	660
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	28,55	20,96	28,55	61,06	2,71	2,71	2,77	2,78	2,83	4,13
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	45,34	30,53	33,23	33,29	34,18	34,25	34,93	35,06	35,77	52,14
Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	558,40
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	558,40
отопление и вентиляция	289,15	293,42	318,20	318,60	307,04	307,69	313,74	314,90	320,91	485,45
горячее водоснабжение	33,11	33,58	37,66	37,89	58,99	59,11	60,36	60,53	62,12	72,95
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	558,40
Присоединенная договорная тепловая	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
нагрузка в паре										
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	29,19	32,04	-4,41	-37,56	11,26	10,49	3,13	1,79	194,14	97,47
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	29,19	32,04	-4,41	-37,56	11,26	10,49	3,13	1,79	194,14	97,47
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	251,45	259,04	251,45	218,94	277,29	277,29	277,23	277,22	477,17	555,87
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	251,45	259,04	251,45	218,94	277,29	277,29	277,23	277,22	383,03	555,87
Зона действия источника тепловой мощности, га	610,52	610,52	622,04	623,15	639,82	641,16	650,08	656,39	664,37	664,37
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,53	0,54	0,57	0,57	0,57	0,57	0,58	0,57	0,58	0,84

#### 4.4.6. Рассмотрение вариантов переключения тепловой нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 (мероприятия в тепловых сетях)

В целях рассмотрения возможности переключения тепловой нагрузки ТЭЦ-1 расположенной в центральной части города, ограниченная улицами К. Маркса, Машиностроителей, Водопроводная, Ленинский проспект, 431 здание, 36,5 тыс. чел, на ТЭЦ-2 в электронной модели системы теплоснабжения рассчитаны теплогидравлические режимы.

Описание существующей ситуации:

ТЭЦ-1 осуществляет теплоснабжение центральной части города Йошкар-Ола. (см. Рисунок 4.1).

Установленная тепловая мощность - 344,05 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность – 290,31 Гкал/ч.

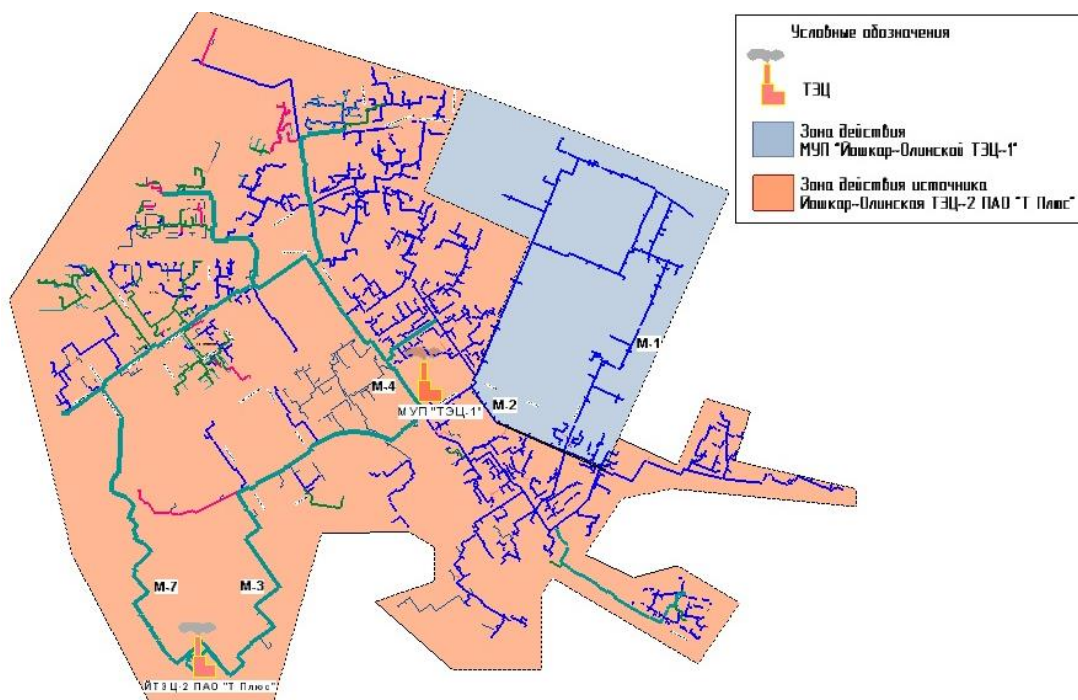
Суммарная присоединенная нагрузка составляет 174,87 Гкал/ч.

Давление в подающем трубопроводе от котельной 7,0 кгс/см<sup>2</sup>.

Давление в обратном трубопроводе до котельной 3,0 кгс/см<sup>2</sup>.

Температурный график системы теплоснабжения: 115/70 °С.

Годовой отпуск составляет 392,4 тыс. Гкал по итогам ОЗП 2021-2022, средний отпуск за 5 лет составляет 373,8 тыс. Гкал.



**Рис. 4.1 - Схема существующего положения.**

Расчеты выполнены с использованием программного комплекса ZuluGIS на базе

материалов полученных от Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» и МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» с последующим сопоставлением результатов.

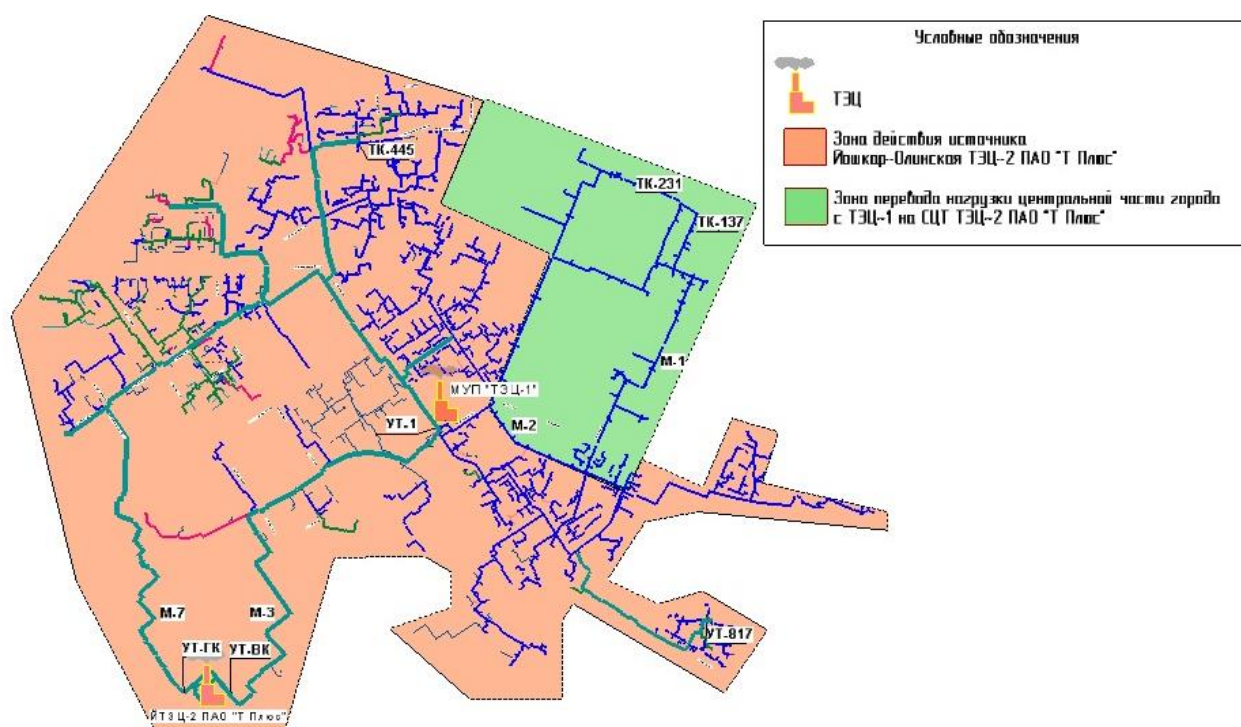
Исходные данные подключенных тепловых нагрузок к источникам тепла МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» и Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» приняты из Главы 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей» актуализации схемы теплоснабжения г. Йошкар-Ола на 2023 год на период до 2027 (утв. Постановлением Администрации городского округа «Город Йошкар-Ола» от 14.04.2022 № 385 «О внесении изменения в постановление администрации городского округа «Город Йошкар-Ола» от 22.08.2014 № 2131 «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа «Город Йошкар-Ола» до 2027 года).

Допустимое давление воды в обратном трубопроводе принято согласно п. 6.2.56 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики РФ от 24 марта 2003 г. № 115), п. 8.10 СП 124.13330.2012 Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП41-02-2003 (утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 № 280 ред. от 31.05.2022) и равно  $6 \text{ кгс/см}^2$ .

Разрешенное давление в тепловых сетях, находящихся в хозяйственном ведении и в эксплуатации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», согласно Заключению экспертизы промышленной безопасности и Паспорту трубопроводов составляет  $10 \text{ кгс/см}^2$ . Разрешенное давление в тепловых сетях, находящихся в хозяйственном ведении и в эксплуатации Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс», составляет  $13 \text{ кгс/см}^2$ .

Перевод нагрузки центральной части города в полном объеме с ТЭЦ-1 на СЦТ ТЭЦ-2 с последующим закрытием ТЭЦ-1 изображено на схеме Рисунок 4.2.





**Рис. 4.2 - Схема переключения тепловой нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2**

Для перераспределения нагрузок с тепломагистрали М-3 на М-7 и обеспечения расчетного гидравлического режима во всех точках СЦТ необходимо увеличить пропускную способность существующего участка тепломагистрали М-7 и выполнить перекладку на участке от УТ-6А до ТК-435, протяженностью 590 м (в двухтрубном исчислении), с увеличением диаметра с Ду500 до Ду700.

По результатам расчета выявлена необходимость в реализации дополнительных (кроме мероприятий на источнике ТЭЦ-2) технических мероприятий капитального характера. Вместе с тем, в случае поступления заявки на подключение указанные затраты требуется уточнить по результатам проектирования и учесть при формировании платы за подключение.

**Табл. 4.9 - Мероприятия по тепловым сетям**

№ п.п.	Наименование мероприятия	Ориентировочная стоимость, млн. руб.
1	Реконструкция с увеличением диаметра тепломагистрали М-7 на участке от УТ-6А до ТК-435, протяженностью 590 м (в двухтрубном исчислении), с увеличением диаметра с Ду500 до Ду700;	67,3
2	Перекладка тепловой сети (ориентировочно 10 м) от УТ-1 в сторону М-2 с увеличением диаметра с 2Ду600 до 2Ду800 и строительством участка тепловой сети к тепловыводу от ТЭЦ-1 (ориентировочно 150 м).	13,9
3	Перекладка тепловой сети от ТК-431 до УТ-2 тепломагистрали М-4 с увеличением диаметра с Ду 500 до Ду 700, протяженностью 450 м.	37,4
<b>Итого</b>		<b>118,6</b>

Мероприятия, указанные в таблице 4.9. относятся к деятельности по технологическому присоединению и планируются к выполнению за счет платы за подключение.

В случае реализации переключения нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 надежность теплоснабжения центральной части города в условиях дополнительной нагрузки магистральных тепловых сетей снизится. Источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии ТЭЦ-2 резервирует источник ТЭЦ-1, за счет технологических связей трубопроводами.

В случае отказа наиболее крупной единицы оборудования ТЭЦ-2, прогнозируется снижение температуры в подаче, в связи с дефицитом резервной (аварийной) мощности. И как следствие снижение температуры в системе отопления и температуры в помещениях ниже 16 °С.

Особое внимание следует уделить, вопросу резервирования головных участков магистральных тепловых сетей, а именно возможности ТЭЦ-2 подавать тепло по двум независимым магистральным выводам.

В результате выполненного гидравлического расчета, при переключении тепловой нагрузки ТЭЦ-1, выявлено, что давление в обратном трубопроводе тепловой сети на вводе в 40 зданиях ниже статического давления.

При переключении тепловых нагрузок потребителей ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 возникает необходимость решения вопроса с дальнейшим содержанием опасного производственного объекта ТЭЦ-1.

С учетом вышеизложенного, для переключения потребителей ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2, необходимо выполнение дополнительных мероприятий, приведенных в таблице 4.10.

**Табл. 4.10 - Дополнительные капитальные вложения, необходимые для переключения тепловой нагрузки ТЭЦ-1**

№ п.п.	Наименование мероприятия	Стоимость, млн. руб.
1	Реконструкция ИТП в 40 зданиях с целью обеспечения давления в обратном трубопроводе системы теплоснабжения выше статического	40,0
2	Переналадка тепловых узлов всех потребителей, подключенных к ТЭЦ-2	40,0
3	Реконструкция участка тепломатриалы от М1.УТ-3 до М1.ТК-3 и тепловой камеры М1.ТК-103 с установкой секционирующей запорной арматуры	113,2
	<b>Итого</b>	<b>193,2</b>

Капитальные вложения, приведенные в таблице 4.10, должны осуществляться за счет платы за подключение.

С учетом полного отключения потребителей от ТЭЦ-1 возможно:

- сохранение источника тепловой энергии в резерве;
- вывод источника тепловой энергии из эксплуатации. В редакции Постановления Правительства РФ от 06.09.2012 № 889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей»: "вывод из эксплуатации" - окончательная остановка работы источников тепловой энергии и тепловых сетей, которая осуществляется **в целях их ликвидации или консервации** на срок более 1 года.

При сохранении источника тепловой энергии ТЭЦ-1 в резерве, в соответствии со статьей 16 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», должна быть утверждена плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности.

Определение платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности осуществляется в соответствии с разделом 6 Постановления Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Расчет платы за поддержание резервной тепловой мощности, представленный в таблице 4.11., выполнен в соответствии с требованиями законодательства, но является ориентировочным и не может использоваться для утверждения платы. Расчет выполнен по данным 2022 года.

**Табл. 4.11 - Расчет платы за поддержание резервной тепловой мощности ТЭЦ-1**

Наименование	Единицы измерения	2022
Необходимая валовая выручка на производство тепловой энергии (НВВ)	тыс. руб.	614 659,09
Расходы на топливо	тыс. руб.	354 598,93
Установленная тепловая мощность в схеме теплоснабжения	Гкал/час	344,05
Суммарная договорная (заявленная) тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии	Гкал/час	0,00
Заявленная величина резервной тепловой мощности	Гкал/час	174,87
Суммарная договорная (заявленная) тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии с учетом мощности, поддерживаемой социально-значимых потребителей)	Гкал/час	174,87
Коэффициент соотношения установленной тепловой мощности и суммарной договорной (заявленной) тепловой нагрузки потребителей		1,97
Количество месяцев в расчетном периоде регулирования, мес.	мес.	12

Наименование	Единицы измерения	2022
Размер платы на услуги по поддержанию резервной тепловой мощности	тыс. руб./Гкал/ч в мес.	123,93
Размер платы (НВВ) на услуги по поддержанию резервной тепловой мощности за 174,87 Гкал/час	тыс. руб./Гкал/ч в мес.	21 671,68
Размер платы (НВВ) на услуги по поддержанию резервной тепловой мощности за 174,87 Гкал/час	тыс. руб. в год	260 060,16

Величина платы за поддержание резервной тепловой мощности значительно превышает экономический эффект от переключения потребителей, приведенный в п.5. Выполнение переключения потребителей ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 с сохранением ТЭЦ-1 в резерве экономически нецелесообразно, приводит к увеличению совокупных затрат в системе теплоснабжения города Йошкар-Ола. Вариант с сохранением ТЭЦ-1, после переключения потребителей, в резерве в дальнейшем в главе не рассматривается.

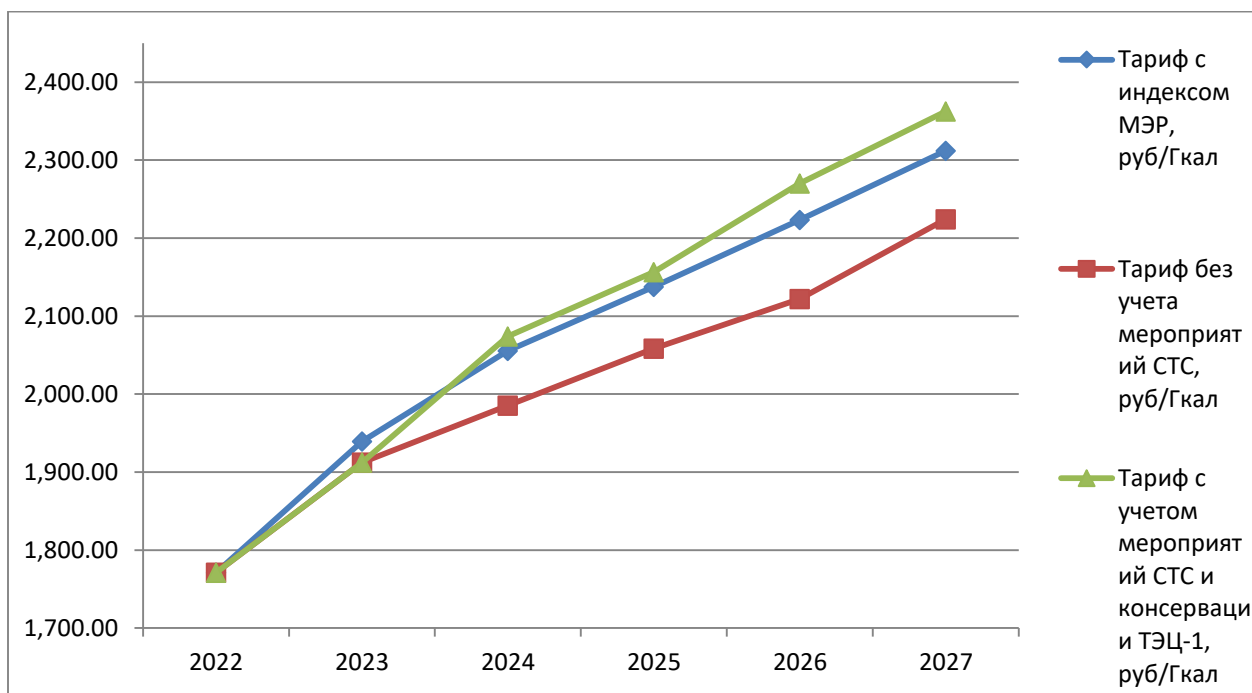
Вывод из эксплуатации опасного производственного объекта ТЭЦ-1 требует дополнительных капитальных вложений на ликвидацию/консервацию. Величина необходимых капитальных вложений принята по сметным расчетам, предоставленным МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» и приведена в таблице 4.12. В соответствии с пунктом 110 Постановления Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» затраты на ликвидацию (консервацию) источников тепловой энергии не включаются в плату за подключение. При условии реализации данных мероприятий – источник финансирования собственные средства МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1».

**Табл. 4.12 - Дополнительные капитальные вложения, необходимые для вывода из эксплуатации ТЭЦ-1**

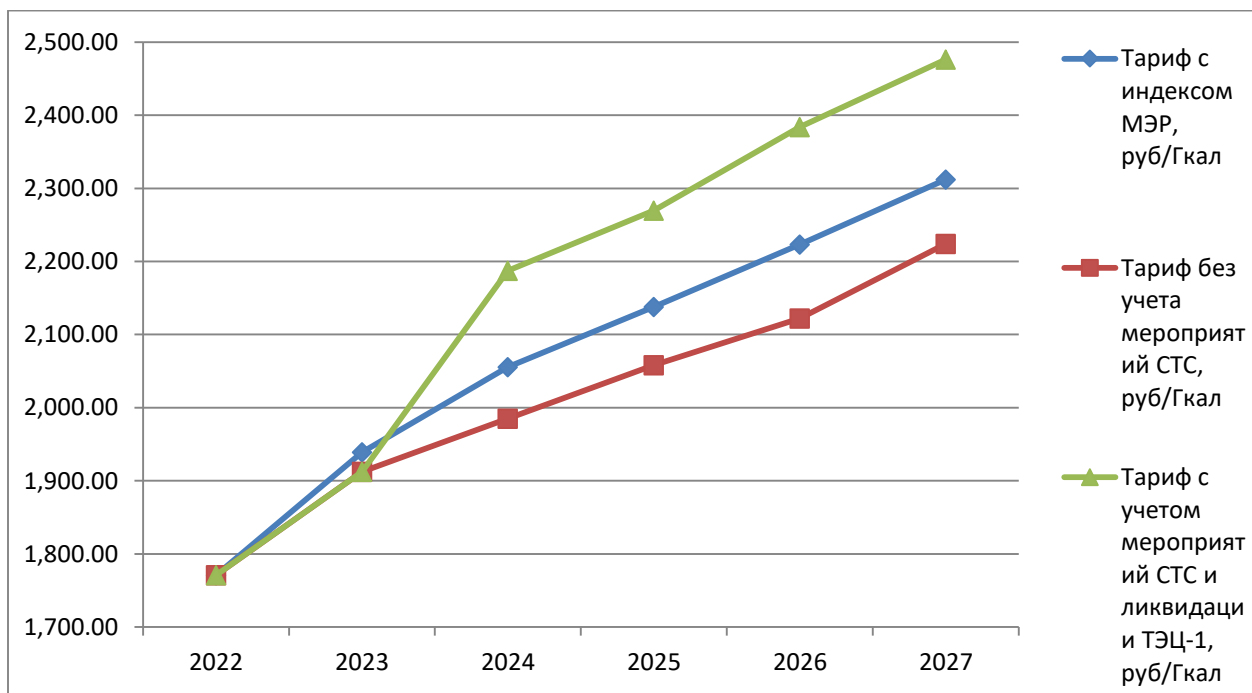
№ п.п.	Наименование мероприятия	Стоимость, млн. руб.
1	Ликвидация опасного производственного объекта ТЭЦ-1 (7 водогрейных и 3 паровых котла, мазутное и газовое хозяйство, трубопроводы, здания и сооружения).	709,7
2	Консервация ТЭЦ-1, содержание оборудования в течение 1 года и последующая расконсервация.	225,0

Включение данных затрат в тариф на тепловую энергию МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» приведет к негативным тарифным последствиям. Прогноз тарифных последствий при включении в тариф затрат на консервацию ТЭЦ-1 приведен на рисунке 4.3., при включении в тариф затрат на ликвидацию ТЭЦ-1 на рисунке 4.4. Принято, что мероприятие по консервации / ликвидации ТЭЦ-1 осуществляется в 2027 году,

капитальные вложения на реализацию мероприятия включаются в тариф на тепловую энергию равными долями в течение 2024-2027 годов.



**Рис. 4.3 - Тарифные последствия для МУП Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» при консервации ТЭЦ-1**



**Рис. 4.4 - Тарифные последствия для МУП Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» при ликвидации ТЭЦ-1**

Реализация данного мероприятия за счет тарифных источников финансирования приведет к превышению предельного индекса роста тарифа на тепловую энергию.

Переключение тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 требует

проведения анализа возможных изменений в зонах действия единых теплоснабжающих организаций (ЕТО).

При переключении тепловой нагрузки потребителей предполагается, что МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» продолжает эксплуатацию тепловых сетей от ТЭЦ-1, осуществляя передачу тепловой энергии.

В соответствии со статьей 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определенная схемой теплоснабжения единая теплоснабжающая организация обязана заключить договор теплоснабжения с любым обратившимся потребителем тепловой энергии, теплопотребляющие установки которого находятся в данной системе теплоснабжения. Таким образом, та организация, которой будет присвоен статус ЕТО в границах территории нахождения планируемых к переключению потребителей, должна будет осуществлять договорные отношения с потребителями.

Критерии присвоения статуса единой теплоснабжающей организации установлены Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системе теплоснабжения, в случае переключения тепловой нагрузки потребителей с ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2, приведен в таблице 4.13.

По критерию «владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации» ЕТО не определена по причине равенства параметров.

По критерию «размер собственного капитала» статус ЕТО в данной зоне деятельности необходимо присвоить филиалу «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс».

**Табл. 4.13 - Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системе теплоснабжения**

<b>№ системы теплоснабжения</b>	<b>Наименования источников в тепловой энергии в системе теплоснабжения</b>	<b>Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения</b>	<b>Размер собственного капитала теплоснабжающей (теплосетевой) организации, тыс. руб.</b>	<b>Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации</b>	<b>Вид имущественного права</b>	<b>Емкость тепловых сетей, м³</b>	<b>Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО</b>	<b>№ зоны деятельности</b>	<b>Утвержденная ЕТО</b>	<b>Основание для присвоения статуса ЕТО</b>
1	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2; Крылова ул., 47	660	Филиал «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»	6417819	Источник тепловой энергии	Собственность	-	не подавалась	1	Филиал «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»	Размер собственного капитала (п. 7 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)
		-	МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»	1762870	Тепловые сети	Оперативное управление	2728,83	не подавалась			

#### 4.5. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

Технико-экономическое сравнение вариантов развития систем теплоснабжения проведено в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

- Вариант 1: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: №№ 16, 34, 35; сторонних потребителей ОАО «Марбиофарм» (базовый вариант утвержденной схемы теплоснабжения);
- Вариант 2: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: зона действия ТЭЦ-1. При этом вариант 2.1. учитывает консервацию ТЭЦ-1, вариант 2.2. – ликвидацию ТЭЦ-1;
- Вариант 3: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: ТЭЦ-1, №№ 16, 34, 35; сторонних потребителей ОАО «Марбиофарм». При этом вариант 3.1. учитывает консервацию ТЭЦ-1, вариант 3.2. – ликвидацию ТЭЦ-1

**Табл. 4.14 - Технико-экономическое сравнение вариантов развития систем теплоснабжения**

Показатель	Варианты				
	1	2.1.	2.2.	3.1.	3.2.
Капитальные вложения, млн. руб.	102,79	836,60	1321,30	939,39	1424,09
Экономический эффект, млн. руб.	27,49	138,00	138,00	165,49	165,49
Простой срок окупаемости, лет	3,74	6,06	9,57	5,68	8,61
Дисконтированный срок окупаемости, лет	5,71	9,26	14,62	8,67	13,14

Необходимые капитальные вложения для реализации проектов по вариантам развития системы теплоснабжения приведены в данном разделе. В варианте 3 мероприятие по переключению тепловой нагрузки ТЭЦ-1 реализуется дополнительно к мероприятиям варианта 1.

Экономические эффекты от реализации мероприятий рассчитаны совокупно для системы теплоснабжения города Йошкар-Ола.

Для варианта 1 экономический эффект складывается из снижения себестоимости тепловой энергии для ТЭЦ-2, снижения убытков от эксплуатации неэффективных котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1». Эффективность проекта для ТЭЦ-2 составила 13,215 млн. руб. в год. Расчет выполнен в соответствии с требованиями Приказа Минэнерго № 212 по методике расчета радиуса эффективного теплоснабжения и приведен в Главе 7 (таблица 16.1.) обосновывающих материалов. Снижение величины убытков по



системе теплоснабжения МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» составило 14,278 млн. руб. в год, рассчитано от средней величины фактических убытков по котельным ОК-16, 34, 35 за последние 3 года.

Экономический эффект варианта 2 рассчитан по снижению себестоимости тепловой энергии для ТЭЦ-2, в результате переключения тепловой нагрузки ТЭЦ-1. Оценка величины эффекта выполнена в соответствии с методикой расчета радиуса эффективного теплоснабжения.

Экономический эффект варианта 3 рассчитан как сумма экономического эффекта вариантов 1 и 2.

**Табл. 4.15 - Результаты сравнения вариантов развития**

<b>Показатель</b>	<b>Вариант 1</b>	<b>Вариант 2</b>	<b>Вариант 3</b>
Эффективность проекта	+		
Надежность теплоснабжения	+		
Обеспеченность капитальных вложений источниками финансирования	+		
Приоритет комбинированной выработки		+	+
Экологичность		+	+
Тарифные последствия для потребителей	+	+/-	+/-

#### **4.6.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения**

На основании технико-экономического сравнения двух вариантов развития системы теплоснабжения, сделаны следующие выводы:

- По совокупности факторов рекомендуется к реализации вариант 1 развития системы теплоснабжения.
- Предлагаемые к реализации мероприятия варианта 1 по оптимизации расходов на производство тепловой энергии реализуются в пределах тарифных источников финансирования и не оказывают негативного влияния на тарифные последствия для населения.
- Реализация вариантов 2 и 3 нецелесообразна поскольку экономический эффект в виде экономии топлива на ТЭЦ-2 не обеспечивает возврат инвестиций в пределах ежегодного роста тарифа, кроме того, в настоящее время отсутствует механизм компенсации выпадающих доходов для ТЭЦ-1 в случае ее вывода из эксплуатации.
- Реализация вариантов 2 и 3 приведет к снижению надежности теплоснабжения города Йошкар-Ола. Источники ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1 взаимно резервируют друг друга за счет технологических связей трубопроводами. В случае отказа наиболее крупной единицы оборудования ТЭЦ-2, прогнозируется снижение температуры в подаче в связи с дефицитом резервной (аварийной) мощности.

## **Раздел 5. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии**

**5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях г. Йошкар-Олы, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей и радиуса эффективного теплоснабжения**

При текущей актуализации предложений по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку, не предусмотрено.

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

При текущей актуализации предложений по реконструкции источников тепловой энергии с увеличением тепловой мощности, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии не предусмотрено.

**5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения**

В Табл. 5.1 - Табл. 5.4 рассмотрены мероприятия по реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» и филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс", функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

**Табл. 5.1 - Мероприятия по реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Год (период) реализации</b>	<b>Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.</b>	<b>Источник финансирования</b>	<b>Обоснование необходимости реализации мероприятия</b>
1	Строительство пристроя к зданию котельной № 37 с установкой сетевого насоса № 4	2023	32 836,16	20% - собств. средства, 80% - ФНБ	Переоборудованию котельной в источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды, снижение затрат на покупку электрической энергии,
2	Строительство газопоршневой электростанции на территории котельной № 37	2023	134 035,86		
3	Техническое перевооружение отопительной котельной ОК-38 с заменой котельного оборудования с автоматизацией и диспетчеризацией котельной	2024	33 500,00	Прибыль	Замена морально и физически изношенного оборудования на современное энергоэффективное оборудование
4	Техническое перевооружение опасного производственного объекта «Площадка хранения мазутного топлива» рег. А42-00714-0032, расположенного по адресу: Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Лобачевского, 12	2024	22 000,00	Прибыль	Приведение резервного топливного (мазутного) хозяйства МУП "Йошкар-Олинской ТЭЦ-1" к требованиям ФНП
5	Приобретение оборудования, не требующего монтажа в целях обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры	2024	35 000,00	Прибыль	Защита объектов критической информационной инфраструктуры

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Год (период) реализации</b>	<b>Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.</b>	<b>Источник финансирования</b>	<b>Обоснование необходимости реализации мероприятия</b>
6	Техническое перевооружение отопительной котельной ОК-6 МУП "Йошкар-Олинской ТЭЦ-1" с заменой котельного оборудования с автоматизацией и диспетчеризацией котельной	2025	16 400,00	Прибыль	Замена морально и физически изношенного оборудования на современное энергоэффективное оборудование
7	Строительство газопоршневой электростанции мощностью 2.5 МВт на территории ТЭЦ-1 МУП "Йошкар-Олинской ТЭЦ-1"	2025	160 000,00	82,5% - федеральный бюджет, 0.83% - бюджет субъекта РФ, 16.67% - амортизация	Снижение эксплуатационных затрат на выработку электрической энергии, замена физически и морально изношенного энергетического оборудования
8	Реконструкция паровой котельной ТЭЦ-1 с заменой 2 котлов	2025	100 000,00		Замена морально и физически изношенного оборудования на современное энергоэффективное оборудование
<b>ИТОГО</b>			<b>533 772,02</b>		

**Табл. 5.2 - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
ПИР и ПСД	9 734,20	5 279,17	16 123,33	0,00	0,00
Оборудование	90 389,01	49 020,83	149 716,67	0,00	0,00
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	34 765,00	18 854,17	57 583,33	0,00	0,00
Всего капитальные затраты	134 888,22	73 154,17	223 423,33	0,00	0,00
Непредвиденные расходы	4 171,80	2 262,50	6 910,00	0,00	0,00
НДС	27 812	15 083	46 067	0	0
<b>Всего стоимость проекта</b>	<b>166 872,02</b>	<b>90 500,00</b>	<b>276 400,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

**Табл. 5.3 - Мероприятия по реконструкции источника тепловой энергии ТЭЦ-2, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 2 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Год (период) реализации</b>	<b>Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.</b>	<b>Источник финансирования</b>
1	Приведение Мазутного и масляного хозяйства в соответствие с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности для нужд Йошкар-Олинской ТЭЦ-2	2023	25 738,98	Собственные средства
2	Техническое перевооружение аккумуляторной батареи Главного Щита Управления Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 с заменой батарей АБ-2 типа СК-16 на батареи типа 6OPzS 600	2025	391,00	Собственные средства
3	Техническое перевооружение водогрейного котла ВК-3	2024	1 500,00	Собственные средства
4	Монтаж оборудования к установке ЙТЭЦ-2 2023	2023	680,62	Собственные средства



<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Год (период) реализации</b>	<b>Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.</b>	<b>Источник финансирования</b>
5	Монтаж оборудования к установке ЙТЭЦ-2 2025	2025	1 051,06	Собственные средства
6	Техническое перевооружение системы вибромониторинга ТГ ст №2	2023-2024	5 700,00	Собственные средства
7	Техническое перевооружение схемы выдачи тепловой мощности ТЭЦ в части организации общего напорного коллектора т/м М-3,М-7 с узлами регулирования	2025	1 000,00	Собственные средства
8	Техническое перевооружение отстойника шламонакопителя	2025	554,39	Собственные средства
9	Оборудование не требующее монтажа	2023-2027	5 797,91	Собственные средства
10	Оборудование не требующее монтажа	2025	308,94	Собственные средства
11	Реконструкция ж/д путей Йошкар-Олинской ТЭЦ-2	2024-2025	21 422,51	Собственные средства
12	Реконструкция СТМ Йошкар-Олинской ТЭЦ-2. Организация передачи в филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ недостающих параметров телеизмерений и телесигнализации.	2023	10 015,73	Собственные средства
13	Реконструкция градирни БГ-1200 ст. №1 Йошкар-Олинской ТЭЦ-2	2024-2025	77 632,69	Собственные средства
14	Реконструкция кровли производственных корпусов Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 (СМР)	2025-2026	26 261,99	Собственные средства
15	Реконструкция схемы выдачи тепловой мощности ТЭЦ (ПИР)	2025-2027	43 200,00	Собственные средства
16	Реконструкция отстойника шламонакопителя (ПИР и СМР)	2025-2026	15 075,05	Собственные средства
17	Модернизация башенной градирни типа БГ-1200 ст.№2 (ПИР)	2026	1 200,00	Собственные средства
18	Техническое перевооружение водогрейного котла ВК-3 (ПИР и СМР)	2026	36 000,00	Собственные средства

№ п/п	Наименование мероприятия	Год (период) реализации	Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
19	Расконсервация КВГМ-100 ст.№№1, 2 ТЭЦ-2	2024-2025	187 200,00	Собственные средства
20	Реконструкция схемы выдачи тепловой мощности ТЭЦ-2	2024-2025	69 400,00	Собственные средства
<b>ИТОГО</b>			<b>530 130,86</b>	

**Табл. 5.4 - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции источника тепловой энергии ТЭЦ-2, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 2 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД	2 593,75	10 494,03	10 812,66	4 460,76	2 563,11
Оборудование	24 084,82	97 444,53	100 403,25	41 421,35	23 800,27
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	9 263,39	37 478,67	38 616,63	15 931,29	9 153,95
Всего капитальные затраты	35 941,96	145 417,23	149 832,54	61 813,40	35 517,32
Непредвиденные расходы	1 111,61	4 497,44	4 634,00	1 911,75	1 098,47
НДС	7 410,71	29 982,93	30 893,31	12 745,03	7 323,16
<b>Всего стоимость проекта</b>	<b>44 464,28</b>	<b>179 897,60</b>	<b>185 359,84</b>	<b>76 470,19</b>	<b>43 938,95</b>

#### **5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных**

При текущей актуализации совместная работа источников тепловой энергии на единую тепловую сеть без рассечек не предусмотрена.

**5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно**

Перечень котельных, предлагаемых для вывода из эксплуатации при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии, приводится в Табл. 5.5.

Информация по необходимым для переключения мероприятиям по тепловым сетям приведена в разделе 6.

**Табл. 5.5 - Перечень мероприятий по ликвидации котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», а также переключению потребителей котельной Республиканской ветеринарной лаборатории, с переводом потребителей на источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" и на котельные МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

№ п/п	Мероприятие	Год реализации
1	Переключение потребителей котельной МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» ОК-16 на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2024
2	Переключение потребителей котельной МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» ОК-35 на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2026
3	Переключение потребителей котельной ОК-4 на ОК-37 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»	2027
4	Переключение потребителей котельной ОК-3 на ОК-37 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»	2026
5	Переключение потребителей котельной МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» ОК-34 на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2025
6	Переключение потребителей котельной Республиканской ветеринарной лаборатории (ул. Машиностроителей, 1196) на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2023

При настоящей актуализации схемы теплоснабжения также рассмотрено переключение жилых домов ул. К. Маркса 115, 117, 119, 119а, 123, 134, 136, Панфилова, 1,

3, подключенных к тепловым сетям от котельной ОАО "Марбиофарм", на тепловые сети филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО Т Плюс". Мероприятия по переключению приведены в разделе 6.

Переключение потребителей котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии приведет к сокращению затрат на оплату труда, сокращению платы за выбросы, снижению затрат на топливо, снижению цеховых и общехозяйственных расходов.

Таким образом, перевод потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ позволит снизить совокупный объем сжигаемого топлива и повысить качество и надежность теплоснабжения потребителей.

В результате переключения котельных ОК-3, ОК-4 на котельную ОК-37 будут достигнуты показатели энергетической эффективности и надёжности. Переключение осуществляется на котельную с более низким удельным расходом топлива на выработку тепловой энергии. Установленное в ОК-37 основное оборудование имеет меньший средневзвешенный срок службы, чем оборудование ОК-3 и аналогичный средневзвешенный срок службы по отношению к ОК-4.

#### **5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Предложения по переоборудованию котельной ОК-37 в источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии рассмотрено в п. 5.3.

**5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации**

Расширение зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии будет осуществляться путем прироста тепловой нагрузки согласно потребностям перспективных площадок строительства и переключения потребителей котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» ОК-16, ОК-35, ОК-34, ОАО "Марбиофарм" (ул. Карла Маркса,121), Республиканской ветеринарной лаборатории (ул. Машиностроителей,1196) на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс". Мероприятие обеспечит экономию топлива за счет снижения ТЭР на собственные нужды выводимых из эксплуатации котельных, а также снижение удельных расходов топлива в связи с дозагрузкой основного оборудования базовых источников тепловой энергии. Данные мероприятия подробнее рассмотрены в п. 5.5.

**5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения**

Система централизованного теплоснабжения от источника Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» в осенне-зимний период работает в соответствии с «Отопительным графиком температур 150/70°C со «срезкой» 115°C, предусматривающий качественно-количественный метод регулирования отпуска тепловой энергии для системы теплоснабжения г. Йошкар-Олы от Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» - табл. 5.6.

При наличии срезки при температуре наружного воздуха -18 °C и ниже, ТЭЦ-2, с целью обеспечения потребителей расчетным количеством тепловой энергии должна переходить на количественное регулирование отпуска тепла с увеличением расхода теплоносителя.

Произведен анализ данных коммерческих приборов учета тепловой энергии за январь 2023 года, установленных в точках покупки тепловой энергии МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1" у ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (см. рисунок 5.1). По результатам анализа выявлен недоотпуск тепловой энергии потребителям ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1". Следовательно, можно сделать вывод о том, что ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» не переходит на количественное регулирование при низких температурах наружного воздуха.

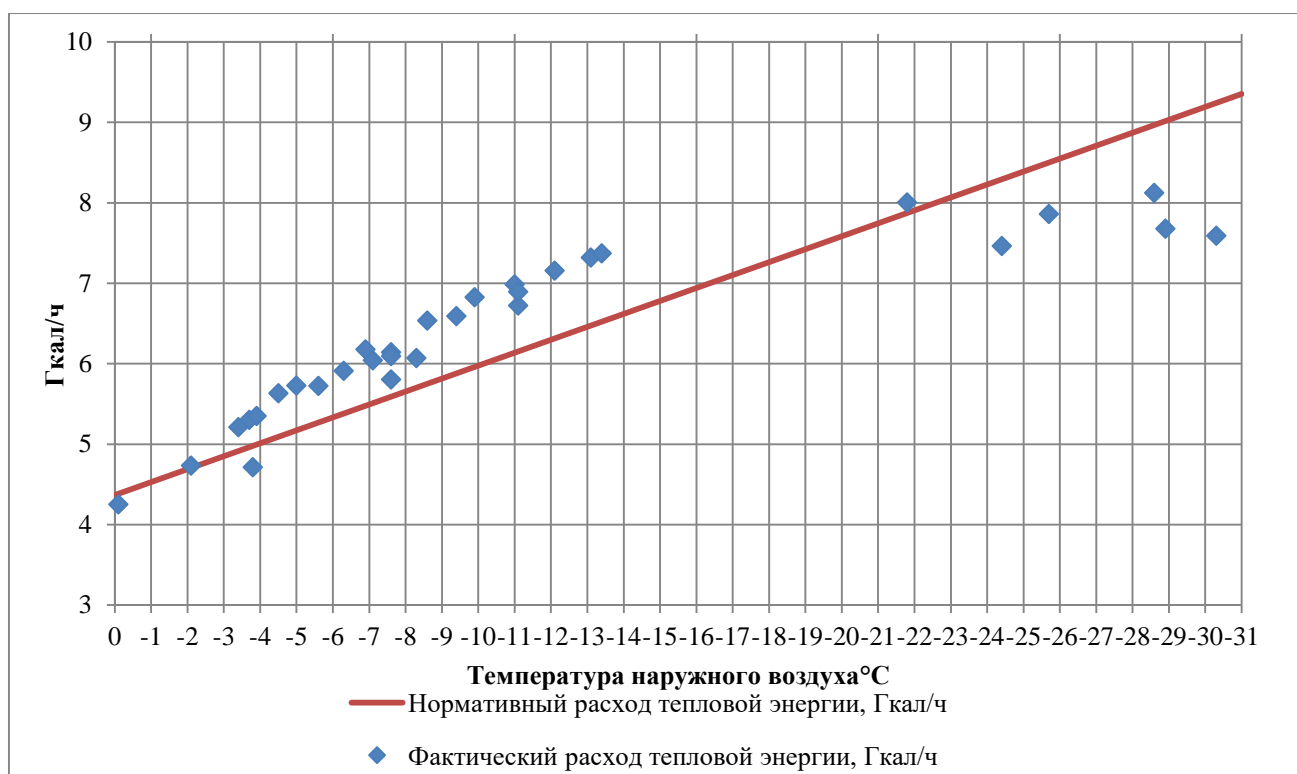
Филиалу «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» рекомендуется рассмотреть переход на температурный график 150-70 °C с качественным регулированием отпуска тепловой энергии, представленный в таблице 5.7.

**Табл. 5.6 - Температурный график отпуска тепловой энергии потребителям ТЭЦ-2 по состоянию на 2022 год**

<b>Температура наружного воздуха, °C</b>	<b>Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе, °C</b>	<b>Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе, °C</b>	<b>Температура теплоносителя после смесительного устройства системы отопления потребителя, °C</b>
8	70	52,1	58,2
7	70	50,6	57,3
6	70	49,1	56,3
5	70	47,6	55,3
4	70	46,2	54,3



<b>Температура наружного воздуха, °С</b>	<b>Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе, °С</b>	<b>Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе, °С</b>	<b>Температура теплоносителя после смесительного устройства системы отопления потребителя, °С</b>
3	70	44,7	53,3
2	70	43,2	52,4
1	71,6	43,3	53,0
0	74,0	44,2	54,4
-1	76,4	45,1	55,8
-2	78,8	46,0	57,3
-3	81,2	46,9	58,7
-4	83,6	47,8	60,0
-5	85,9	48,7	61,4
-6	88,3	49,5	62,8
-7	90,6	50,4	64,2
-8	93,0	51,2	65,5
-9	95,3	52,1	66,9
-10	97,6	52,9	68,2
-11	99,9	53,7	69,5
-12	102,2	54,5	70,9
-13	104,5	55,4	72,2
-14	106,8	56,2	73,5
-15	109,1	57,0	74,8
-16	111,4	57,7	76,1
-17	113,7	58,5	77,4
-18	115	58,8	78,0
-19	115	58,2	77,7
-20	115	57,7	77,3
-21	115	57,2	77,0
-22	115	56,7	76,6
-23	115	56,1	76,3
-24	115	55,6	75,9
-25	115	55,1	75,6
-26	115	54,6	75,2
-27	115	54,0	74,9
-28	115	53,5	74,5
-29	115	53,0	74,2
-30	115	52,5	73,9
-31	115	52,0	73,5



**Рис. 5.1 - Нормативный и фактический расход тепловой энергии за январь 2023 года, отпускаемой ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» с УТ-3 М-3 по ул. Подольских курсантов, д. 12 М-3 потребителям МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"**

**Табл. 5.7 - Отопительный график температур 150-70 °С с качественным регулированием отпуска тепловой энергии для системы теплоснабжения г. Йошкар-Олы от Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»**

Т <sub>нв</sub> , °С	Т <sub>1</sub> , °С	Т <sub>3</sub> , °С	Т <sub>2</sub> , °С	Т <sub>нв</sub> , °С	Т <sub>1</sub> , °С	Т <sub>3</sub> , °С	Т <sub>2</sub> , °С
8	70,0	53,1	45,4	-12	105,4	70,9	55,2
7	70,0	52,7	44,9	-13	107,8	72,2	56,0
6	70,0	52,4	44,3	-14	110,2	73,5	56,9
5	70,0	52,0	43,8	-15	112,6	74,8	57,7
4	70,0	51,6	43,2	-16	114,9	76,1	58,5
3	70,0	51,2	42,7	-17	117,3	77,4	59,3
2	71,0	51,6	42,8	-18	119,7	78,7	60,1
1	73,5	53,0	43,7	-19	122,0	80,0	60,9
0	76,0	54,5	44,7	-20	124,4	81,3	61,7
-1	78,5	55,9	45,6	-21	126,8	82,5	62,4
-2	81,0	57,3	46,5	-22	129,1	83,8	63,2
-3	83,5	58,7	47,4	-23	131,4	85,1	64,0
-4	86,0	60,1	48,3	-24	133,8	86,3	64,8
-5	88,4	61,5	49,2	-25	136,1	87,6	65,5
-6	90,9	62,8	50,1	-26	138,4	88,8	66,3
-7	93,3	64,2	51,0	-27	140,8	90,1	67,0
-8	95,7	65,5	51,8	-28	143,1	91,3	67,8
-9	98,2	66,9	52,7	-29	145,4	92,5	68,5
-10	100,6	68,2	53,5	-30	147,7	93,8	69,3

-11	103,0	69,6	54,4	-31	150,0	95,0	70,0
-----	-------	------	------	-----	-------	------	------

Существующие на сегодняшний день температурные графики отпуска тепловой энергии для каждого источника теплоснабжения МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» представлены в п. 2.1.11 Главы 1 Обосновывающих материалов.

Пересмотр температурных графиков центрального качественного регулирования обусловлен введением в действие с 25 июня 2021 года СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99\* Строительная климатология» с изменением расчётной температуры наружного воздуха для отопления с -33 °С на -31°С для г. Йошкар-Ола.

Отопительные графики центрального качественного регулирования рассчитаны по справочно-методическим пособиям:

- В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж, А.И. Манюк, В.К. Ильин. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник. 3-е изд., переработанное и дополненное. Москва, Стройиздат, 1988. с. 155.
- М.М. Апарцев. Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения. Справочное пособие. Москва, Энергоатомиздат, 1983. с. 33.
- Е.Я. Соколов. Теплофикация и тепловые сети. 7-е издание, стереотипное. Москва, издательство МЭИ, 2001. с. 132.

Теплоснабжающим и теплосетевым организациям необходимо:

- провести наладочные расчеты тепловых сетей и систем теплопотребления с корректировкой дроссельных и смесительных устройств;
- совместно с потребителями тепловой энергии выполнить наладочные мероприятия.

Отопительные графики центрального качественного регулирования для системы теплоснабжения г. Йошкар-Ола от источников МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» представлены в таблицах ниже.

**Табл. 5.8 - Отопительные графики центрального качественного регулирования для системы теплоснабжения г. Йошкар-Ола от источников МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» представлен в таблицах ниже.**

Т <sub>нв</sub> , °С	Т1, °С	Т3, °С	Т2, °С	Т <sub>нв</sub> , °С	Т1, °С	Т3, °С	Т2, °С
<b>Температурный график отпуска тепла 115-70 0С ТЭЦ-1, ОК-37, ОК-3</b>							
8	65,0	58,2	49,6	-12	83,4	70,9	55,2
7	65,0	58,0	49,2	-13	85,1	72,2	56,0
6	65,0	57,8	48,9	-14	86,9	73,5	56,9
5	65,0	57,7	48,5	-15	88,6	74,8	57,7

<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T3, °C</b>	<b>T2, °C</b>	<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T3, °C</b>	<b>T2, °C</b>
4	65,0	57,5	48,1	-16	90,2	76,1	58,5
3	65,0	57,3	47,7	-17	91,9	77,4	59,3
2	65,0	57,1	47,3	-18	93,6	78,7	60,1
1	65,0	57,0	47,0	-19	95,3	80,0	60,9
0	65,0	56,8	46,6	-20	97,0	81,3	61,7
-1	65,0	56,7	46,2	-21	98,6	82,5	62,4
-2	65,9	57,3	46,5	-22	100,3	83,8	63,2
-3	67,7	58,7	47,4	-23	101,9	85,1	64,0
-4	69,5	60,1	48,3	-24	103,6	86,3	64,8
-5	71,3	61,5	49,2	-25	105,2	87,6	65,5
-6	73,0	62,8	50,1	-26	106,9	88,8	66,3
-7	74,8	64,2	51,0	-27	108,5	90,1	67,0
-8	76,5	65,5	51,8	-28	110,1	91,3	67,8
-9	78,3	66,9	52,7	-29	111,8	92,5	68,5
-10	80,0	68,2	53,5	-30	113,4	93,8	69,3
-11	81,7	69,6	54,4	-31	115,0	95,0	70,0
<b>Температурный график отпуска тепла 115-70 °C ОК-4</b>							
8	70,0	62,6	53,3	-12	83,4	70,9	55,2
7	70,0	62,4	52,9	-13	85,1	72,2	56,0
6	70,0	62,2	52,5	-14	86,9	73,5	56,9
5	70,0	62,0	52,1	-15	88,6	74,8	57,7
4	70,0	61,9	51,7	-16	90,2	76,1	58,5
3	70,0	61,7	51,3	-17	91,9	77,4	59,3
2	70,0	61,5	50,9	-18	93,6	78,7	60,1
1	70,0	61,4	50,6	-19	95,3	80,0	60,9
0	70,0	61,2	50,2	-20	97,0	81,3	61,7
-1	70,0	61,0	49,8	-21	98,6	82,5	62,4
-2	70,0	60,9	49,4	-22	100,3	83,8	63,2
-3	70,0	60,7	49,0	-23	101,9	85,1	64,0
-4	70,0	60,5	48,7	-24	103,6	86,3	64,8
-5	71,3	61,5	49,2	-25	105,2	87,6	65,5
-6	73,0	62,8	50,1	-26	106,9	88,8	66,3
-7	74,8	64,2	51,0	-27	108,5	90,1	67,0
-8	76,5	65,5	51,8	-28	110,1	91,3	67,8
-9	78,3	66,9	52,7	-29	111,8	92,5	68,5
-10	80,0	68,2	53,5	-30	113,4	93,8	69,3
-11	81,7	69,6	54,4	-31	115,0	95,0	70,0
<b>Температурный график отпуска тепла 115-70 °C ОК-34</b>							
8	47,3	42,6	36,7	-12	83,4	70,9	55,2
7	49,2	44,1	37,8	-13	85,1	72,2	56,0
6	51,1	45,7	38,8	-14	86,9	73,5	56,9
5	53,0	47,2	39,8	-15	88,6	74,8	57,7
4	54,9	48,6	40,8	-16	90,2	76,1	58,5
3	56,8	50,1	41,8	-17	91,9	77,4	59,3
2	58,6	51,6	42,8	-18	93,6	78,7	60,1

<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T3, °C</b>	<b>T2, °C</b>	<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T3, °C</b>	<b>T2, °C</b>
1	60,5	53,0	43,7	-19	95,3	80,0	60,9
0	62,3	54,5	44,7	-20	97,0	81,3	61,7
-1	64,1	55,9	45,6	-21	98,6	82,5	62,4
-2	65,9	57,3	46,5	-22	100,3	83,8	63,2
-3	67,7	58,7	47,4	-23	101,9	85,1	64,0
-4	69,5	60,1	48,3	-24	103,6	86,3	64,8
-5	71,3	61,5	49,2	-25	105,2	87,6	65,5
-6	73,0	62,8	50,1	-26	106,9	88,8	66,3
-7	74,8	64,2	51,0	-27	108,5	90,1	67,0
-8	76,5	65,5	51,8	-28	110,1	91,3	67,8
-9	78,3	66,9	52,7	-29	111,8	92,5	68,5
-10	80,0	68,2	53,5	-30	113,4	93,8	69,3
-11	81,7	69,6	54,4	-31	115,0	95,0	70,0
<b>Температурный график отпуска тепла 115-70 °C ОК-34 (в сторону ул.Маш.129)</b>							
8	65,0	58,2	49,6	-12	83,4	70,9	55,2
7	65,0	58,0	49,2	-13	85,1	72,2	56,0
6	65,0	57,8	48,9	-14	86,9	73,5	56,9
5	65,0	57,7	48,5	-15	88,6	74,8	57,7
4	65,0	57,5	48,1	-16	90,2	76,1	58,5
3	65,0	57,3	47,7	-17	91,9	77,4	59,3
2	65,0	57,1	47,3	-18	93,6	78,7	60,1
1	65,0	57,0	47,0	-19	95,3	80,0	60,9
0	65,0	56,8	46,6	-20	97,0	81,3	61,7
-1	65,0	56,7	46,2	-21	98,6	82,5	62,4
-2	65,9	57,3	46,5	-22	100,3	83,8	63,2
-3	67,7	58,7	47,4	-23	101,9	85,1	64,0
-4	69,5	60,1	48,3	-24	103,6	86,3	64,8
-5	71,3	61,5	49,2	-25	105,2	87,6	65,5
-6	73,0	62,8	50,1	-26	106,9	88,8	66,3
-7	74,8	64,2	51,0	-27	108,5	90,1	67,0
-8	76,5	65,5	51,8	-28	110,1	91,3	67,8
-9	78,3	66,9	52,7	-29	111,8	92,5	68,5
-10	80,0	68,2	53,5	-30	113,4	93,8	69,3
-11	81,7	69,6	54,4	-31	115,0	95,0	70,0

**Табл. 5.9 - Отопительные графики центрального качественного регулирования для системы теплоснабжения г. Йошкар-Ола от источников МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» представлен в таблицах ниже.**

<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T2, °C</b>	<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T2, °C</b>
<b>Температурный график отпуска тепла 95-70 °C ОК-4 (в сторону бывшей ОК-7)</b>					
8	42,6	36,7	-12	70,9	55,2
7	44,1	37,8	-13	72,2	56,0
6	45,7	38,8	-14	73,5	56,9
5	47,2	39,8	-15	74,8	57,7

<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T2, °C</b>	<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T2, °C</b>
4	48,6	40,8	-16	76,1	58,5
3	50,1	41,8	-17	77,4	59,3
2	51,6	42,8	-18	78,7	60,1
1	53,0	43,7	-19	80,0	60,9
0	54,5	44,7	-20	81,3	61,7
-1	55,9	45,6	-21	82,5	62,4
-2	57,3	46,5	-22	83,8	63,2
-3	58,7	47,4	-23	85,1	64,0
-4	60,1	48,3	-24	86,3	64,8
-5	61,5	49,2	-25	87,6	65,5
-6	62,8	50,1	-26	88,8	66,3
-7	64,2	51,0	-27	90,1	67,0
-8	65,5	51,8	-28	91,3	67,8
-9	66,9	52,7	-29	92,5	68,5
-10	68,2	53,5	-30	93,8	69,3
-11	69,6	54,4	-31	95,0	70,0
<b>Температурный график отпуска тепла 95-70 0С ОК-6, 16, 35, 38</b>					
8	42,6	36,7	-12	70,9	55,2
7	44,1	37,8	-13	72,2	56,0
6	45,7	38,8	-14	73,5	56,9
5	47,2	39,8	-15	74,8	57,7
4	48,6	40,8	-16	76,1	58,5
3	50,1	41,8	-17	77,4	59,3
2	51,6	42,8	-18	78,7	60,1
1	53,0	43,7	-19	80,0	60,9
0	54,5	44,7	-20	81,3	61,7
-1	55,9	45,6	-21	82,5	62,4
-2	57,3	46,5	-22	83,8	63,2
-3	58,7	47,4	-23	85,1	64,0
-4	60,1	48,3	-24	86,3	64,8
-5	61,5	49,2	-25	87,6	65,5
-6	62,8	50,1	-26	88,8	66,3
-7	64,2	51,0	-27	90,1	67,0
-8	65,5	51,8	-28	91,3	67,8
-9	66,9	52,7	-29	92,5	68,5
-10	68,2	53,5	-30	93,8	69,3
-11	69,6	54,4	-31	95,0	70,0
<b>Температурный график отпуска тепла 95-70 0С ОК-9, 10, 14, 15, 24, 25, 27, 28, 29, 32</b>					
14	32,8	29,8	-9	66,9	52,7
13	34,5	31,0	-10	68,2	53,5
12	36,2	32,2	-11	69,6	54,4
11	37,8	33,4	-12	70,9	55,2
10	39,4	34,5	-13	72,2	56,0
9	41,0	35,6	-14	73,5	56,9
8	42,6	36,7	-15	74,8	57,7

<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T2, °C</b>	<b>T<sub>нв</sub>, °C</b>	<b>T1, °C</b>	<b>T2, °C</b>
7	44,1	37,8	-16	76,1	58,5
6	45,7	38,8	-17	77,4	59,3
5	47,2	39,8	-18	78,7	60,1
4	48,6	40,8	-19	80,0	60,9
3	50,1	41,8	-20	81,3	61,7
2	51,6	42,8	-21	82,5	62,4
1	53,0	43,7	-22	83,8	63,2
0	54,5	44,7	-23	85,1	64,0
-1	55,9	45,6	-24	86,3	64,8
-2	57,3	46,5	-25	87,6	65,5
-3	58,7	47,4	-26	88,8	66,3
-4	60,1	48,3	-27	90,1	67,0
-5	61,5	49,2	-28	91,3	67,8
-6	62,8	50,1	-29	92,5	68,5
-7	64,2	51,0	-30	93,8	69,3
-8	65,5	51,8	-31	95,0	70,0
<b>Температурный график отпуска тепла 95-70 °C ЦТП</b>					
14	32,8	29,8	-9	66,9	52,7
13	34,5	31,0	-10	68,2	53,5
12	36,2	32,2	-11	69,6	54,4
11	37,8	33,4	-12	70,9	55,2
10	39,4	34,5	-13	72,2	56,0
9	41,0	35,6	-14	73,5	56,9
8	42,6	36,7	-15	74,8	57,7
7	44,1	37,8	-16	76,1	58,5
6	45,7	38,8	-17	77,4	59,3
5	47,2	39,8	-18	78,7	60,1
4	48,6	40,8	-19	80,0	60,9
3	50,1	41,8	-20	81,3	61,7
2	51,6	42,8	-21	82,5	62,4
1	53,0	43,7	-22	83,8	63,2
0	54,5	44,7	-23	85,1	64,0
-1	55,9	45,6	-24	86,3	64,8
-2	57,3	46,5	-25	87,6	65,5
-3	58,7	47,4	-26	88,8	66,3
-4	60,1	48,3	-27	90,1	67,0
-5	61,5	49,2	-28	91,3	67,8
-6	62,8	50,1	-29	92,5	68,5
-7	64,2	51,0	-30	93,8	69,3
-8	65,5	51,8	-31	95,0	70,0

**5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей**

В данном пункте представлены перспективные балансы производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа, с учетом предлагаемых мероприятий - Табл. **5.10** - Табл. **5.13**.



**Табл. 5.10 - Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии ТЭЦ-2, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения города Йошкар-Ола, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 2 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс", Гкал/ч**

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
отборы паровых турбин, в том числе	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
производственных показателей (с учетом противодавления)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВК*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Располагаемая тепловая мощность станции	380	380	380	380	380	380	380	380	580	660
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	28,55	20,96	28,55	61,06	2,71	2,71	2,77	2,78	2,83	2,83
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	45,34	30,53	33,23	33,29	34,18	34,25	34,93	35,06	35,77	35,77
Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
отопление и вентиляция	289,15	293,42	318,20	318,60	307,04	307,69	313,74	314,90	320,91	320,91
горячее водоснабжение	33,11	33,58	37,66	37,89	58,99	59,11	60,36	60,53	62,12	62,12

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	29,19	32,04	-4,41	-37,56	11,26	10,49	3,13	1,79	194,14	274,14
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	29,19	32,04	-4,41	-37,56	11,26	10,49	3,13	1,79	194,14	274,14
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	251,45	259,04	251,45	218,94	277,29	277,29	277,23	277,22	477,17	557,17
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	251,45	259,04	251,45	218,94	277,29	277,29	277,23	277,22	383,03	383,03
Зона действия источника тепловой мощности, га	610,52	610,52	622,04	623,15	639,82	641,16	650,08	656,39	664,37	664,37
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,53	0,54	0,57	0,57	0,57	0,57	0,58	0,57	0,58	0,58

**Табл. 5.11 - Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии ТЭЦ-1, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения города Йошкар-Ола, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», Гкал/ч**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе:	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05	339,05	339,05	339,05	339,05	339,05
отборы паровых турбин, в том числе:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
производственных показателей (с учетом противодавления)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РОУ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПВК	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность станции	294,71	290,31	290,31	290,42	290,50	288,30	288,30	288,30	288,30	288,30
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,60	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,60	9,13	8,40	8,65	8,01	8,01	8,01	8,01	8,05	8,05
Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	<b>177,52</b>	<b>177,03</b>	<b>179,09</b>	<b>187,03</b>	<b>174,52</b>	<b>174,47</b>	<b>174,47</b>	<b>174,47</b>	<b>175,37</b>	<b>175,37</b>
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе:	177,52	177,03	179,09	187,03	174,52	174,47	174,47	174,47	175,37	175,37
отопление и вентиляция	166,13	166,55	167,54	175,71	163,86	163,82	163,82	163,82	164,54	164,54
горячее водоснабжение	11,39	10,48	11,55	11,32	10,66	10,66	10,66	10,66	10,84	10,84
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	<b>172,23</b>	<b>175,25</b>	<b>170,55</b>	<b>175,23</b>	<b>168,54</b>	<b>168,50</b>	<b>168,50</b>	<b>168,50</b>	<b>169,40</b>	<b>169,40</b>

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
отопление и вентиляция	157,75	157,26	156,66	160,58	154,96	154,92	154,92	154,92	155,63	155,63
горячее водоснабжение	14,48	18,00	13,89	14,65	13,58	13,58	13,58	13,58	13,76	13,76
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	99,98	99,63	98,30	90,22	103,46	101,30	101,30	101,30	100,36	100,36
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	105,27	101,41	106,84	102,03	109,44	107,28	107,28	107,28	106,34	106,34
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	248,61	243,29	243,29	243,41	243,49	241,29	241,29	241,29	241,29	241,29
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	172,23	175,25	170,55	175,23	168,54	168,50	168,50	168,50	169,40	169,40
Зона действия источника тепловой мощности, га	381,61	381,61	381,61	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23	382,23
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,47	0,46	0,47	0,49	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46

**Табл. 5.12 - Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, котельных, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», Гкал/ч**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>ОК-37</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	212,24	212,24	212,24	212,24	212,24	214,29	214,29	214,29	214,29	214,29
Располагаемая тепловая мощность станции	185,50	184,27	184,77	184,27	188,20	190,25	190,25	190,25	190,25	190,25
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,08	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Потери в тепловых сетях в горячей воде	8,84	5,65	5,00	5,06	5,05	5,05	5,13	5,21	5,85	7,06
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	137,15	129,11	127,44	128,00	125,79	125,79	127,58	129,36	144,14	171,56
отопление	111,06	106,20	106,50	107,71	105,64	105,64	107,07	108,52	121,20	146,21
вентиляция		7,25	6,01	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,86	5,98
горячее водоснабжение	26,09	15,67	14,92	14,92	14,80	14,80	15,16	15,48	17,08	19,37
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	125,68	129,11	127,45	115,47	116,00	116,00	117,79	119,57	134,29	162,06
отопление	105,86	106,20	106,50	95,19	95,19	95,19	96,62	98,07	110,30	135,55
вентиляция	7,25	7,25	6,01	5,36	6,01	6,01	6,01	6,01	6,51	6,51
горячее водоснабжение	12,57	15,67	14,93	14,92	14,80	14,80	15,16	15,48	17,48	20,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	36,43	46,39	49,22	48,10	54,23	56,28	54,42	52,56	37,15	8,51
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	47,90	46,39	49,22	60,63	64,03	66,08	64,22	62,36	46,99	18,01
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	136,52	135,26	135,76	135,76	138,18	140,23	140,23	140,23	140,23	140,23

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	136,52	129,11	127,44	128,00	125,79	125,79	127,58	129,36	140,23	140,23
Зона действия источника тепловой мощности, га	268,35	268,35	273,83	274,21	275,53	275,53	275,53	275,53	316,13	389,85
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,51	0,48	0,47	0,47	0,46	0,46	0,46	0,47	0,46	0,44
<b>ОК-3</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	Перевод тепловой нагрузки на котельную ОК-37 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	
Располагаемая тепловая мощность станции	25,69	25,69	24,85	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95		
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,37	0,35	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,76	1,76	1,62	1,55	1,54	1,54	1,54	1,54		
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	12,69	12,46	12,34	12,57	13,09	13,09	13,09	13,09		
отопление	11,04	11,09	10,99	11,00	11,49	11,49	11,49	11,49		
вентиляция	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50		
горячее водоснабжение	1,15	0,87	0,85	1,07	1,10	1,10	1,10	1,10		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	14,19	13,49	13,12	13,05	13,04	13,04	13,04	13,04		
отопление	11,14	11,14	11,11	11,05	11,04	11,04	11,04	11,04		
вентиляция	0,51	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50		
горячее водоснабжение	2,54	1,85	1,51	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	10,87	11,12	10,55	10,49	9,98	9,98	9,98	9,98		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	9,37	10,09	9,78	10,01	10,03	10,03	10,03	10,03		

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	16,63	16,65	15,82	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92		
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	12,69	12,46	12,34	12,57	13,09	13,09	13,09	13,09		
Зона действия источника тепловой мощности, га	40,60	40,60	40,60	40,60	40,60	40,60	40,60	40,60		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,31	0,31	0,30	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32		
ОК-4										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	38,46	Перевод тепловой нагрузки и на котельную ОК-37 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"
Располагаемая тепловая мощность станции	37,50	37,50	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32	
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,73	0,67	0,71	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,42	1,42	1,56	1,39	1,38	1,38	1,38	1,38	1,41	
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	27,33	29,15	27,44	27,42	26,83	26,83	26,83	26,83	27,42	
отопление	23,59	24,21	25,17	25,28	24,64	24,64	24,64	24,64	25,01	
вентиляция	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	
горячее водоснабжение	2,04	2,15	2,15	2,02	2,08	2,08	2,08	2,08	2,29	
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	28,29	26,00	27,36	27,16	27,18	27,18	27,18	27,18	27,77	
отопление	23,40	23,40	24,89	24,85	24,88	24,88	24,88	24,88	25,25	
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
горячее водоснабжение	4,89	2,60	2,47	2,31	2,30	2,30	2,30	2,30	2,52	

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,01	6,25	6,61	6,81	7,41	7,41	7,41	7,41	6,79	
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	7,06	9,40	6,69	7,07	7,06	7,06	7,06	7,06	6,45	
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	27,74	27,80	26,58	26,59	26,59	26,59	26,59	26,59	26,59	
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	27,33	27,80	26,58	26,59	26,59	26,59	26,59	26,59	26,59	
Зона действия источника тепловой мощности, га	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	73,72	
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,37	0,40	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	
<b>ОК-6</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,80	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Располагаемая тепловая мощность станции	0,69	0,69	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,28	0,28	0,28	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
отопление	0,28	0,28	0,28	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28



Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
отопление	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,38	0,38	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,38	0,38	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,29	0,29	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,28	0,28	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,34	0,34	0,34	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
<b>ОК-9</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,52	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Располагаемая тепловая мощность станции	5,51	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,38	0,38	0,33	0,30	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,28	3,29	3,28	3,29	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
отопление	3,07	3,07	3,07	3,07	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
горячее водоснабжение	0,21	0,22	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,41	3,22	3,22	2,86	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
отопление	2,99	2,99	2,99	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,42	0,23	0,23	0,19	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,75	0,35	0,41	0,44	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	1,62	0,42	0,47	0,87	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,26	1,87	1,87	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,26	1,87	1,87	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Зона действия источника тепловой мощности, га	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64	12,64
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
<b>ОК-10</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Располагаемая тепловая мощность станции	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,26	0,26	0,26	0,26	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
<b>ОК-14</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Располагаемая тепловая мощность станции	0,32	0,32	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Затраты тепла на собственные нужды	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
станции в горячей воде										
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,21	0,21	0,22	0,22	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
отопление	0,20	0,20	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
отопление	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,10	0,10	0,10	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,09	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,23	0,23	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,21	0,21	0,22	0,22	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,37	1,37	1,44	1,44	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
<b>ОК-15</b>										
Установленная тепловая мощность, в том	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
числе:										
Располагаемая тепловая мощность станции	0,23	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
отопление	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
отопление	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,08	0,06	0,06	0,06	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,08	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,15	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Зона действия источника тепловой	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
мощности, га										
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,29	0,29	0,29	0,29	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
<b>ОК-16</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,75	10,95	10,95	10,95	10,95	10,95	Перевод тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии			
Располагаемая тепловая мощность станции	8,47	8,45	8,27	8,27	8,28	8,28				
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,18	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15				
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,28	0,28	0,35	0,27	0,27	0,27				
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	6,27	6,22	6,28	6,26	6,21	6,21				
отопление	5,33	5,34	5,34	5,35	5,26	5,26				
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
горячее водоснабжение	0,94	0,88	0,94	0,91	0,95	0,95				
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	7,34	6,26	6,26	6,10	6,28	6,28				
отопление	5,30	5,30	5,30	5,34	5,34	5,34				
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
горячее водоснабжение	2,04	0,96	0,96	0,76	0,94	0,94				
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,75	1,80	1,49	1,59	1,65	1,65				
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,68	1,76	1,51	1,75	1,57	1,57				
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	6,69	6,70	6,52	6,52	6,53	6,53				

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	6,27	6,22	6,28	6,26	6,21	6,21				
Зона действия источника тепловой мощности, га	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92				
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70				
ОК-24										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,11	0,11	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность станции	0,09	0,09	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,00	0,00	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,01	0,01	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,04	0,02	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,04	0,02	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,38	0,38	0,38	0,38	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
<b>ОК-25</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Располагаемая тепловая мощность станции	0,28	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
отопление	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,33	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
отопление	0,33	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,70	0,70	0,70	0,70	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
<b>ОК-27</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,75	2,75	2,75	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Располагаемая тепловая мощность станции	2,15	2,11	2,11	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,16	0,16	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,65	0,65	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
отопление	0,60	0,60	0,60	0,62	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,63	0,63	0,63	0,62	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
отопление	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,32	1,28	1,32	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	1,35	1,31	1,35	0,56	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,60	1,56	1,42	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,65	0,65	0,65	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
<b>ОК-28</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
Располагаемая тепловая мощность станции	1,39	1,39	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,85	0,85	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
отопление	0,85	0,85	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
отопление	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,48	0,48	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,48	0,48	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,88	0,98	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,85	0,85	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
<b>ОК-29</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность станции	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,18	0,18	0,18	0,18	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
отопление	0,18	0,18	0,18	0,18	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
отопление	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,68	0,68	0,68	0,68	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
<b>ОК-32</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Располагаемая тепловая мощность станции	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Затраты тепла на собственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
станции в горячей воде										
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
отопление	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,37	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
<b>ОК-34</b>										
Установленная тепловая мощность, в том	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	Перевод тепловой нагрузки		

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
числе:								на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии		
Располагаемая тепловая мощность станции	16,33	16,51	16,51	16,51	16,56	16,56	16,56			
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12			
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15			
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,28	1,27	1,27	1,27	1,23	1,23	1,23			
отопление	1,12	1,12	1,12	1,12	1,10	1,10	1,10			
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
горячее водоснабжение	0,16	0,15	0,15	0,15	0,13	0,13	0,13			
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,44	1,28	1,28	1,25	1,27	1,27	1,27			
отопление	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12			
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
горячее водоснабжение	0,32	0,16	0,16	0,13	0,15	0,15	0,15			
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	14,77	14,96	14,96	14,96	15,05	15,05	15,05			
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	14,62	14,96	14,96	14,99	15,02	15,02	15,02			
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	10,35	10,53	10,52	10,53	10,58	10,58	10,58			
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,28	1,27	1,27	1,27	1,23	1,23	1,23			
Зона действия источника тепловой	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31			

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
мощности, га										
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20			
ОК-35										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	Перевод тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии	
Располагаемая тепловая мощность станции	4,46	4,46	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43		
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,33	0,33	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32		
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,22	1,37	1,37	1,37	1,35	1,35	1,35	1,35		
отопление	1,22	1,37	1,37	1,37	1,35	1,35	1,35	1,35		
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,14	1,13	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36		
отопление	1,14	1,13	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36		
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,86	2,71	2,69	2,68	2,71	2,71	2,71	2,71		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	2,94	2,95	2,71	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69		
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,16	2,18	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15		

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,22	1,37	1,37	1,37	1,35	1,35	1,35	1,35		
Зона действия источника тепловой мощности, га	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,15	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17		
ОК-38										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35
Располагаемая тепловая мощность станции	7,22	7,13	7,13	7,13	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,17	3,16	3,16	3,15	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
отопление	2,70	2,70	2,70	2,70	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,47	0,46	0,46	0,45	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,73	3,17	3,16	3,07	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16
отопление	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	1,03	0,47	0,46	0,37	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,72	3,66	3,66	3,69	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	3,16	3,65	3,66	3,76	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72



Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,52	3,45	3,45	3,45	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,17	3,16	3,16	3,15	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Зона действия источника тепловой мощности, га	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
<b>Итого по ОК в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"</b>										
Установленная тепловая мощность, в том числе:	331,92	333,16	333,22	331,96	331,96	334,02	323,07	306,11	271,58	233,13
Располагаемая тепловая мощность станции	296,24	293,63	291,38	290,20	294,24	296,30	288,02	271,45	242,07	205,75
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	4,80	4,70	4,73	4,70	4,71	4,71	4,56	4,43	4,04	3,34
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,65	10,47	9,77	9,48	9,45	9,45	9,26	9,18	7,99	7,79
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	195,23	188,88	185,43	186,21	183,63	183,63	179,20	179,75	180,68	180,68
отопление	161,91	157,88	159,04	160,42	157,84	157,84	154,01	154,37	154,58	154,58
вентиляция	0,62	7,87	6,63	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
горячее водоснабжение	31,12	20,46	19,75	19,80	19,81	19,81	19,21	19,41	20,12	20,12
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	188,07	186,42	185,95	173,06	173,95	173,95	169,45	169,96	170,88	170,88
отопление	156,42	156,67	158,65	146,96	146,98	146,98	143,07	143,41	143,61	143,61
вентиляция	7,76	7,76	6,51	5,86	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
горячее водоснабжение	23,89	22,00	20,78	20,24	20,45	20,45	19,87	20,04	20,75	20,75
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	82,56	89,58	91,45	89,80	96,45	98,51	95,00	78,08	49,36	13,93
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	89,72	92,04	90,94	102,95	106,14	108,19	104,75	87,87	59,16	23,74
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	210,46	208,04	205,62	204,97	207,51	209,56	203,03	192,45	174,38	147,79
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	194,29	185,79	182,47	183,23	181,37	181,37	176,94	177,49	173,93	147,34
Зона действия источника тепловой мощности, га	432,50	432,50	437,98	438,36	439,68	439,68	430,76	424,45	416,46	416,46
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,45	0,44	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,43	0,43

**Табл. 5.13 - Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, котельных, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Марикоммунэнерго», Гкал/ч**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино</b>										
Установленная тепловая мощность	0,69	0,69	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Располагаемая тепловая мощность	0,50	0,50	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
отопление и вентиляция	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
отопление и вентиляция	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,20	0,21	-0,03	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,20	0,21	-0,03	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,25	0,25	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,25	0,25	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
<b>котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58</b>										
Установленная тепловая мощность	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Располагаемая тепловая мощность	1,82	1,52	1,52	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,13	0,14	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Потери в тепловых сетях в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
отопление и вентиляция	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
отопление и вентиляция	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,69	0,38	0,41	0,45	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,69	0,38	0,41	0,45	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,20	0,98	0,98	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Зона действия источника тепловой мощности, га	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,72	1,72	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
кот.№0104 д.Шоя-Кузнецово, ул.Ветеранов, 1										

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Располагаемая тепловая мощность	1,71	1,74	1,74	1,74	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,11	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Потери в тепловых сетях в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
отопление и вентиляция	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
горячее водоснабжение	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
отопление и вентиляция	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
горячее водоснабжение	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,48	0,48	0,48	0,49	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0,48	0,48	0,48	0,49	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,11	1,14	1,14	1,14	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Зона действия источника тепловой мощности, га	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
<b>Итого по котельным ООО "Марикоммунэнерго"</b>										
Установленная тепловая мощность	5,07	5,07	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98
Располагаемая тепловая мощность	4,03	3,76	3,52	3,56	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,27	0,31	0,29	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Потери в тепловых сетях в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
отопление и вентиляция	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
горячее водоснабжение	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
отопление и вентиляция	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
горячее водоснабжение	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,37	1,07	0,86	0,91	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	1,37	1,07	0,86	0,91	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,56	2,37	2,25	2,29	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,33	2,33	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92

#### **5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Географическое положение и природно-климатические условия Республики Марий Эл не способствуют развитию возобновляемых источников энергии на ее территории.

Ввиду незначительного объема биомассы (отходов древесины, отходов растениеводства и животноводства, канализационных стоков) получение органической субстанции на территории Республики Марий Эл не представляется возможным.

Ограниченный ветроэнергетический ресурс Республики Марий Эл (на большей части территории скорость ветра достигает 4,5 м/с) не позволяет использовать ветрогенератор в качестве альтернативного источника энергии. Для выработки электроэнергии с применением ветроустановок необходима скорость ветра 6,5 – 14,0 м/с.

Анализ распределения гидрологических характеристик по территории Республики Марий Эл показал, что средний коэффициент обводнения (отношение протяженности рек к площади водосбора) составил всего 0,313, так как подавляющее число рек имеют незначительную протяженность и малую водосборную площадь (менее 100 кв.км), что не позволяет осуществлять выработку электрической энергии в достаточных объемах и более дешевую по себестоимости. Для развития малых ГЭС необходимо иметь напор воды высотой 3 метра со скоростью стока 3,87 л/сек. Программы развития малой гидроэнергетики имеют экономическую эффективность лишь в регионах Российской Федерации с высоким потенциалом водных ресурсов.

Исследования по определению годового валового прихода солнечной радиации в Республики Марий Эл показали низкую эффективность использования солнечного модуля (установки, преобразующей солнечную энергию в электрическую) даже при оптимальной ориентации под углом 41 градус с направлением на юг.

Ввиду ограниченности ресурсов возобновляемых источников (ветер, вода, солнце, биомасса) и отсутствия приливных и геотермальных источников в Республике Марий Эл развитие возобновляемых источников энергии в настоящее время не представляется возможным.



**5.11. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Йошкар-Ола**

Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии г. Йошкар-Олы составили 1 062,903 млн. руб. с НДС.

**Табл. 5.14 - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии ЕТО № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» тыс. руб. (с НДС)**

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>Проекты ЕТО N 001 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»</b>					
Всего стоимость проектов	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	166 872,02	257 372,02	533 772,02	533 772,02	533 772,02
<b>Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	166 872,02	257 372,02	533 772,02	533 772,02	533 772,02
<b>Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	166 872,02	257 372,02	533 772,02	533 772,02	533 772,02

**Табл. 5.15 - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 2 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Проекты ЕТО N 002 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"</b>					
Всего стоимость проектов	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Всего стоимость проектов накопленным итогом	44 464,28	224 361,88	409 721,72	486 191,91	530 130,86
<b>Группа проектов 002.01.00.000 "Источники теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	44 464,28	224 361,88	409 721,72	486 191,91	530 130,86
<b>Подгруппа проектов 002.01.01.000 "Строительство новых источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 002.01.02.000 "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	44 464,28	224 361,88	409 721,72	486 191,91	530 130,86

## **Раздел 6. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей**

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

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

## **6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах г. Йошкар-Ола**

Объемы нового строительства реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии) приведены в Табл. 6.1.-6.2.

Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки запланированы в соответствии с анализом возможности их обеспечения:

- в Главе 4 Обосновывающих материалов по наличию резерва/дефицита установленной мощности источника тепловой энергии;
- в электронной модели и Главе 3 Обосновывающих материалов по возможности обеспечения гидравлических режимов тепловых сетей;
- по нахождению перспективной зоны застройки в радиусе эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии.

**Табл. 6.1 - Объемы нового строительства тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации N 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)**

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ОК-37	УТ.Б24	Школа 825 учащихся м-н Юбилей	Средняя общеобразовательная школа на 825 учащихся, расположенной на земельном участке с кадастровым номером 12:05:0701007:5230 по адресу: РМЭ, ГО "Город Йошкар-Ола, микрорайон "Юбилейный"	93	2024	200	подземная бесканальная	ППУ	5 954,51	Средства за присоединение потребителей
ОК-37	ТК-2	Школа	Средняя общеобразовательная школа в микрорайоне «Восточный» г Йошкар-Олы.	111	2024-2025	200	подземная бесканальная	ППУ	7 106,99	Средства за присоединение потребителей
ТЭЦ-1	ТК511	ФГБОУ ВО "Марийский государственный университет"	Учебный корпус ФГБОУ ВО "Марийский государственный университет" на пл. Никонова	132	2026	150	подземная бесканальная	ППУ	6 873,63	Средства за присоединение потребителей
Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 (тепломагистраль М-5)	М5.ТК501	МКД жилой дом 32 квартал	Жилой дом поз. 32 в квартале, ограниченном улицами Суворова, Рябинина, Зарубина и Лобачевского в городе Йошкар-Оле;	51	2026	200	подземная бесканальная	ППУ	3 265,37	Средства за присоединение потребителей
Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 (тепломагистраль М-5)	М5.ТК501	МКД жилой дом 33 квартал	Жилой дом поз. 33 в квартале, ограниченном улицами Суворова, Рябинина, Зарубина и Лобачевского в городе Йошкар-Оле;	45	2026	150	подземная бесканальная	ППУ	2 343,28	Средства за присоединение потребителей
ОК-37	ТК9	МКД Черновка,7	Многоквартирный жилой дом (поз.1) по адресу: РМЭ, г. Йошкар-Ола, ул. Черновка	48	2026	125	подземная бесканальная	ППУ	2 209,44	Средства за присоединение потребителей
ОК-3	ТК5	Детский сад №1	Детский сад по адресу: Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, с. Семеновка, ул. Молодежная	113	2026	125	подземная бесканальная	ППУ	5 201,40	Средства за присоединение потребителей
ОК-3	ТК5	Детский сад №2	Детский сад по адресу: Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, с. Семеновка, ул. Молодежная	91	2026	125	подземная бесканальная	ППУ	4 188,74	Средства за присоединение потребителей
Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 (тепломагистраль М-2)	М1.ТК127	Инновационно-деловой центр	Инновационно-деловой центр» по адресу: г. Йошкар-Ола, ул. Волкова, д. 208 (земельный участок под бывшим кинотеатром «Эрвий").	39	2026	125	подземная бесканальная	ППУ	1 795,17	Средства за присоединение потребителей

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 (тепломагистраль М-1 через М-5)	ТК772	Детский сад 60 мест квартал 77	Детский сад на 60 мест поз. 15 в составе «Проекта планировки территории части квартала 77, ограниченного улицами Машиностроителей, Рябинина, бульваром Победы и Ленинским проспектом в городе Йошкар-Оле	53	2026	80	подземная бесканальная	ППУ	1 917,58	Средства за присоединение потребителей
ОК-4	ТК66	Детский сад	Детский сад по проекту планировки территории, ограниченной улицами Карла Либкнехта, Героев Сталинградской битвы, Лебедева, а также бульваром Данилова в г. Йошкар-Оле	18,5	2026	125	подземная бесканальная	ППУ	851,56	Средства за присоединение потребителей
Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 от ЦТП-15 ТЭЦ-1	ТК5	Детский сад встроенно-пристроенный	Встроенно-пристроенный детский сад (поз.14) по ул. Архипово-Шкетана в МКД (поз.13)	20,6	2025	70	подземная бесканальная	ППУ	745,32	Средства за присоединение потребителей
Итого:									<b>42 453,01</b>	

**Табл. 6.2 - Объемы нового строительства тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации N 2 Филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)**

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ТЭЦ-2	ТК-420	До границы земельного участка	Предприятие быстрого питания	38	2023	70	бесканальная	ППУ	1 374,87	Средства за присоединение потребителей
Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 от ЦТП-3 ТЭЦ-2	ТК2	Детский сад 320 мест	Детский сад на 320 мест (поз. 37) в квартале, ограниченном улицей Луначарского, проездом Какшан, рекой Малая Кокшага и проектируемым проездом Какшан в городе Йошкар-Оле	32	2026	150	подземная бесканальная	ППУ	1 666,34	Средства за присоединение потребителей

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 (тепломагистраль М-8)	ТК7	Школа (реконструкция с пристроем)	Школа (реконструкция с пристроем) поз. 13 в квартале, ограниченном улицей Луначарского, проездом Какшан, рекой Малая Кокшага и проектируемым проездом Какшан в городе Йошкар-Оле	24,4	2026	200	подземная бесканальная	ППУ	1 562,26	Средства за присоединение потребителей
Итого:									4 603,46	

**6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей систем теплоснабжения, которые обеспечивают поставку тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при выполнении условий надёжности теплоснабжения, в настоящей схеме теплоснабжения не предусмотрены.



**6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных**

Мастер-планом схемы теплоснабжения определен вариант развития систем теплоснабжения на территории города Йошкар-Ола. Мероприятия на тепловых сетях соответствуют рекомендуемым техническим и технологическим решениям в части развития источников тепловой энергии. Поскольку для локальных котельных характерны большие затраты на выработку тепловой энергии по сравнению с крупными источниками с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, для повышения эффективности системы теплоснабжения г. Йошкар-Ола при минимизации затрат было сделано технико-экономическое обоснование вывода из эксплуатации локальных котельных ОК-16, ОК-34 и ОК-35 с передачей тепловых нагрузок на централизованный источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" ТЭЦ-2.

Перечень мероприятий по ликвидации котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» с переводом потребителей на другую котельную и источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии представлен в Табл. 6.3

№ п/п	Наименование мероприятия	Год (период) реализации	Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования	Обоснование необходимости и реализации мероприятия
1	Реконструкция участка тепловой сети ОК-37 - М2А.УТ.Б-48	2023	8 383,33	20% - собств. средства, 80% - ФНБ	Оптимизация загрузки тепловых источников, снижение эксплуатационных затрат
2	Реконструкция объектов теплоснабжения МУП "Йошкар-Олинской ТЭЦ-1" в г. Йошкар-Оле Республики Марий Эл (2 этап). Перевод тепловой нагрузки ОК-3 на ОК-37	2026	118 748,00	82,5% - федеральный бюджет, 0.83% - бюджет субъекта РФ, 16.67% - амортизация	

№ п/п	Наименование мероприятия	Год (период) реализации	Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.	Источник финансирова ния	Обоснование необходимост и реализации мероприятия
3	Реконструкция объектов теплоснабжения МУП "Йошкар-Олинской ТЭЦ-1" в г. Йошкар-Оле Республики Марий Эл (2 этап). Перевод тепловой нагрузки ОК-4 на ОК-37	2027	528 676,00		
<b>Итого</b>			<b>655 807,33</b>		

**Табл. 6.4.**

**Табл. 6.3 - Перечень мероприятий по ликвидации котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» с переводом потребителей на ОК-37 в зоне деятельности ЕТО №1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

№ п/п	Наименование мероприятия	Год (период) реализации	Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.	Источник финансирова ния	Обоснование необходимост и реализации мероприятия
1	Реконструкция участка тепловой сети ОК-37 - М2А.УТ.Б-48	2023	8 383,33	20% - собств. средства, 80% - ФНБ	Оптимизация загрузки тепловых источников, снижение эксплуатационных затрат
2	Реконструкция объектов теплоснабжения МУП "Йошкар-Олинской ТЭЦ-1" в г. Йошкар-Оле Республики Марий Эл (2 этап). Перевод тепловой нагрузки ОК-3 на ОК-37	2026	118 748,00	82,5% - федеральный бюджет, 0.83% - бюджет субъекта РФ, 16.67% - амортизация	
3	Реконструкция объектов теплоснабжения МУП "Йошкар-Олинской ТЭЦ-1" в г. Йошкар-	2027	528 676,00		

№ п/п	Наименование мероприятия	Год (период) реализации	Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.	Источник финансирова ния	Обоснование необходимост и реализации мероприятия
	Оле Республики Марий Эл (2 этап). Перевод тепловой нагрузки ОК-4 на ОК-37				
<b>Итого</b>			<b>655 807,33</b>		

**Табл. 6.4 - Перечень мероприятий по ликвидации котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» с переводом потребителей на источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в зоне деятельности ЕТО №2 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Стоимость мероприятия с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
1	Перевод тепловой нагрузки отопительной котельной ОК-16 на Йошкар-Олинскую ТЭЦ-2 (ПИР и СМР)	2024	34 052,00	Средства за присоединение потребителей
2	Переключение тепловой нагрузки ОК-34 на систему централизованного теплоснабжения Йошкар-Олинская ТЭЦ-2	2025	12 700,00	Средства за присоединение потребителей
3	Переключение потребителей ОК-35 с ликвидацией котельной на централизованное теплоснабжение от ЦТП-3 тепломагистрали М-8 ТЭЦ-2	2026	15 000,00	Средства за присоединение потребителей
4	Переключение жилых домов ул. К. Маркса 115, 117, 119, 119а, 123, 134, 136, Панфилова, 1, 3, подключенных к тепловым сетям от котельной ОАО "Марбиофарм", на тепловые сети филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО Т Плюс"	2023	41 037,60	Средства за присоединение потребителей
<b>ИТОГО</b>			<b>102 789,60</b>	

### **6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса представлены в Табл.6.5 – 6/7

В Табл. 6.6 представлены мероприятия по реконструкции тепловых сетей МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», которые необходимы для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей, но не обеспеченные тарифными источниками финансирования. Для реализации данных мероприятий рекомендуется обращение за финансированием в Фонд развития территорий. МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» соответствует основным критериям для подачи заявки: население города менее 500 тыс. человек, муниципальная собственность.

В перечень мероприятий включены участки тепловых сетей, имеющих наибольший срок службы и повреждаемость в процессе эксплуатации. Необходимость реконструкции подтверждена расчетами надёжности Главы 11 Обосновывающих материалов.

Стоит отметить о необходимости реализации мероприятий по установке автоматизированных узлов погодного регулирования у потребителей для повышения надежности и качества теплоснабжения, а также для недопущения перетопов в переходные периоды. Также необходимо автоматизировать процесс приготовления горячей воды. Данные мероприятия рекомендуется реализовать за счет средств фонда капитального ремонта жилых домов. Ориентировочная стоимость мероприятий при минимальной комплектации, обеспечивающей автоматизацию процесса, составляет 264 млн. рублей.

В целях повышения надежности теплоснабжения потребителей рекомендуется ООО «Марикоммунэнерго» предусмотреть мероприятия по модернизации тепловых сетей и сетей ГВС от котельных №0101 ул.Мышино, №0102 ул.Кирпичная, №0104 д.Шоя-Кузнецово с применением современных теплоизоляционных материалов (скорлупа ППУ и оцинкованный кожух).

**Табл. 6.5 - Реконструкция тепловых сетей МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

Источн ик	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год реконструк ции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизол яционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансиров ания
ТЭЦ-1	М2.ТК-11	М2.ТК-13	440,5	2023	700	бесканальная	ППУ	70 336,98	20% - собств. средства, 80% - ФНБ
ОК-37	М2.ТК-31	ТК-1	62	2025	250	Канальная	ППУ	9 461,00	Собств.средс тва
ОК-37	ТК-1	ТК-2	171	2025	250	Канальная	ППУ	26 094,00	Собств.средс тва
ОК-37	ТК-2	ТК-3	33	2025	250	Канальная	ППУ	5 036,00	Собств.средс тва
ОК-37	ТК-3	Чавайна, 18а(вход)	19	2026	200	Канальная	ППУ	2 633,00	Собств.средс тва
ОК-37	б.Чавайна, 18а	вр.1	6	2026	200	подвальная транзит	ППУ	582,00	Собств.средс тва
ОК-37	вр.1	вр. 2	40	2026	200	подвальная транзит	ППУ	3 880,00	Собств.средс тва
ОК-37	переход диаметра	б. Чавайна, 18а	29	2026	150	подвальная транзит	ППУ	1 636,00	Собств.средс тва
ОК-37	б. Чавайна, 18а	б. Чавайна, 20	38	2026	150	канальная	ППУ	3 062,00	Собств.средс тва
ОК-37	ТК-3	б. Чавайна, 18	68	2026	125	канальная	ППУ	4 813,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	кв.53 ТК-531	ТК-532	23	2026	125	бесканальная	ППУ	1 267,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	кв.53 ТК-532	ТК-533	46	2026	125	бесканальная	ППУ	2 534,00	Собств.средс

Источн ик	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год реконструк ции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансиров ания
									тва
ТЭЦ-1	кв.53 ТК-533	Первомайская, 180	22	2026	80	бесканальная	ППУ	967,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	кв. 7 ТК-79	ТК-710	82	2026	150	бесканальная	ППУ	4 992,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	кв.7 Вознесенская, 108	переход диаметра в сторону УТ.Б- 717	27,5	2026	100	бесканальная	ППУ	1 615,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	кв. 44 ТК-441	ТК-447	48	2026	250	бесканальная	ППУ	5 384,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	кв. 44 ТК-447	ТК-448	28	2026	250	бесканальная	ППУ	3 141,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	кв. 41 ТК-411	ТК-412	39,5	2027	200	бесканальная	ППУ	3 668,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	кв. 6 УТ-624	ТК-617	37	2027	150	бесканальная	ППУ	2 252,00	Собств.средс тва
ТЭЦ-1	М1.ТК-2	М1.ТК-3	133	2027	800	бесканальная	ППУ	48 856,00	Собств.средс тва
Итого:								<b>202 209,98</b>	

**Табл. 6.6 - Реконструкция тепловых сетей МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» в случае финансирования Фондом развития территорий**

№ п/п	Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.
1	ТЭЦ-1	ТК-91	ТК-94	26,5	250	1 159,44
2	ТЭЦ-1	ТК-531	ТК-5310	7	150	265,94
3	ТЭЦ-1	М-2.ТК-94	ТК-95	7,8	200	339,08
4	ТЭЦ-1	ТК-351	Пролетарская, 21А	4,5	150	170,96
5	ТЭЦ-1	ТК-351	ТК-352	52,5	150	1 994,54
6	ТЭЦ-1	ТК-352	Пролетарская, 23А	3	80	85,48
7	ТЭЦ-1	ТК-352	ТК-353	35	150	1 329,70
8	ТЭЦ-1	ТК-353	Пролетарская, 25	12,5	150	474,89
9	ТЭЦ-1	ТК-353	Пролетарская, 23	9,5	80	270,69
10	ТЭЦ-1	ТК-354	Пролетарская, 21А	9,5	150	360,92
11	ТЭЦ-1	ТК-354	Пролетарская, 19А	10	150	379,91
12	ТЭЦ-1	ТК-354	ТК-357	34	150	645,85
13	ТЭЦ-1	ТК-357	Пролетарская, 21	27	70	351,97
14	ТЭЦ-1	ТК-357	Пролетарская, 19	12	70	156,43
15	ТЭЦ-1	ТК-352	Пролетарская, 25-а	32	80	455,9
16	ТЭЦ-1	ТК-351	ж/д Чехова, 52	21	200	476,89
17	ОК-37	ТК-21	ж/д Чавайна	192,5	150	6 306,03
				192,5	100/70	
18	ОК-37	ТК-3	ж/д Ураева, 7	80	300	4 422,70
				80	200/150	
19	ОК-37	ТК-4	Ураева, 7	26	300	1 437,38
				26	200/150	
20	ОК-37	ТК-4	ТК-5	85	250	3 841,13
				85	150/100	
21	ОК-37	ТК-5 - ТК-6	ж/д Ураева	61	200	2 424,03

№ п/п	Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.
				61	150/100	
22	ОК-37	ТК-5	ж/д Ураева, 5-а	36	100	999,61
				36	70	
23	ОК-4	ТК-48	ТК-49	84	250	2 365,50
24	ТЭЦ-1	М1.ТК-106	М1.ТК-126	99	250	2 787,91
25	ТЭЦ-1	М1.ТК-126	М1.ТК-127	84	250	2 365,50
26	ТЭЦ-1	М1.ТК-113А	М1.ТК-113Б	72,5	500	5 744,17
27	ТЭЦ-1	М1.ТК-113Б	ТК-234	138	150	2 604,77
28	ТЭЦ-1	М2.ТК-1	М2.ТК-2	40	700	4 611,04
29	ТЭЦ-1	М2.ТК-3	М2.ТК-4	52	700	5 994,35
30	ТЭЦ-1	М2.ТК-4	М2.ТК-5	62	700	7 147,11
31	ТЭЦ-1	М2.ТК-5	М2.ТК-5А	25,5	700	2 939,54
32	ТЭЦ-1	М2.ТК-5А	М2.ТК-6	132,5	700	15 274,07
33	ТЭЦ-1	М2.ТК-6	М2.ТК-6А	59,5	700	6 858,92
34	ТЭЦ-1	М2.ТК-6А	М2.ТК-6Б	75	700	8 645,70
35	ТЭЦ-1	М2.ТК-6Б	М2.ТК-7	82,5	700	9 510,27
36	ТЭЦ-1	М2.ТК-7	М2.ТК-7Б	26	700	2 997,18
37	ТЭЦ-1	М2.ТК-7Б	М2.ТК-7В	63	700	7 262,39
38	ТЭЦ-1	М2.ТК-7В	М2.ТК-7А	26	700	2 997,18
39	ТЭЦ-1	М2.ТК-7А	М2.ТК-8	122	700	14 063,67
40	ТЭЦ-1	М2.ТК-8	М2.ТК-9	126	700	14 524,78
41	ТЭЦ-1	М2.ТК-9	М2.ТК-10	146	700	16 830,30
42	ТЭЦ-1	М2.ТК-10	М2.ТК-11	84,5	700	9 740,82
43	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-8	Красноармейская, 105	20	100	555,33
				20	70/50	



№ п/п	Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.
44	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-9	Красноармейская, 107	127	150	4 143,77
				127	80/70	
45	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-16	ТК-17	79	200	3 285,16
				79	150/100	
46	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-17	Свердлова, 52	25	150	851,45
				25	100/70	
47	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-17	Свердлова, 50	11	150	358,91
				11	80	
48	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-17	ТК-19	37,5	100	1 041,26
				37,5	70/50	
49	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-19	ТК-20	127	100	3 526,38
				127	70/50	
50	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-20	Свердлова 54	35,5	100	985,72
				35,5	70/50	
51	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-12	ТК-13	88	200	3 659,42
				88	150/100	
52	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-12	ТК-13	96	200	3 269,57
				96	150/80	
53	ТЭЦ-2	ЦТП-5 ТК-13	ТК-14	80	200	2 724,64
				80	150/80	
54	ТЭЦ-1	ЦТП-5 ТК-14	Ползунова, 25	65	150	2 120,83
				65	100/70	
55	ТЭЦ-1	ТК-5115	ТК-5121	37	150	698,38
56	ТЭЦ-1	ТК-5121	ТК-5122	24	150	453
57	ТЭЦ-1	ТК-5122	ТК-5123	44,5	80	612,01
58	ТЭЦ-1	ТК-5121	ТК-5124	37,5	100	569,36

№ п/п	Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный диаметр, мм	Затраты с НДС, тыс. руб.
59	ТЭЦ-1	ТК-5124	Первомайская, 158	87	70	1 094,80
60	ТЭЦ-1	М4.ТК-442	подъем на надз. т/с	417,5	150	7 880,39
61	ТЭЦ-1	М1.ТК-29	ТК-854	220	300	7 588,15
62	ТЭЦ-1	ТК-854	ТК-855	26	300	896,78
63	ТЭЦ-1	ТК-855	ТК-801	224,5	150	4 237,48
64	ТЭЦ-1	ТК-854	ТК-1	129	250	3 632,73
65	ТЭЦ-1	ТК-1	ТК-2	140,5	250	3 956,58
66	ТЭЦ-1	ТК-2	ТК-3	62	250	1 745,96
67	ТЭЦ-1	ТК-3	ТК-6	118	250	3 322,97
68	ТЭЦ-1	ТК-6	ТК-22	42	250	1 182,75
69	ТЭЦ-1	ТК-43	ТК-47	112,5	200	2 554,77
70	ТЭЦ-1	ТК-54	ТК-56	82,5	250	2 323,26
71	ТЭЦ-1	ТК-43	ТК-44	7,5	150	141,56
72	ТЭЦ-1	ТК-44	Красноармейская, 97	10	70	125,84
73	ТЭЦ-1	М4.ТК-406	ТК-807	90	150	1 698,77
74	ТЭЦ-1	ТК-801	ТК-8018	49	150	924,88
75	ТЭЦ-1	ТК-8018	Зарубина, 57	6	150	113,25
76	ТЭЦ-1	ЦТП-4 М4.ТК-445	ТК-1	42	250	1 182,75
77	ТЭЦ-1	ЦТП-4 ТК-1	ТК-2	10	250	281,61
<b>ИТОГО</b>						<b>247 355,11</b>

**Табл. 6.7 – Реконструкция тепловых сетей филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

<b>Источник</b>	<b>Наименование начала участка</b>	<b>Наименование конца участка</b>	<b>Длина участка, м</b>	<b>Год реконструкции</b>	<b>Условный диаметр, мм</b>	<b>Вид прокладки тепловой сети</b>	<b>Теплоизоляционный материал</b>	<b>Затраты с НДС, тыс. руб.</b>	<b>Источник финансирования</b>
ИТЭЦ-2	ТК-431 (тепломагистраль М-4)	ТК-428а (тепломагистраль М-4)	524	2023	Ду700	Подземная	ППУ	63 717,43	Собственные средства

**6.6. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них г. Йошкар-Ола**

Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них по МО г. Йошкар-Ола составили 1 071,581 млн. руб. с НДС.

**Табл. 6.8 - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей ЕТО № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» тыс. руб. (с НДС)**

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Группа проектов 001-02 "Тепловые сети и сооружения на них" ЕТО № 1 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»</b>					
Всего капитальные затраты, без НДС	63 632,25	7 685,64	36 285,94	148 652,65	471 623,70
Непредвиденные расходы	1 968,01	237,70	1 122,25	4 597,50	14 586,30
НДС	13 120,05	1 584,67	7 481,64	30 650,03	97 242,00
Всего стоимость группы проектов	78 720,31	9 508,00	44 889,82	183 900,18	583 452,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	78 720,31	88 228,31	133 118,13	317 018,32	900 470,32
<b>Подгруппа проектов 001-02.01 "Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"</b>					
Всего капитальные затраты, без НДС	0,00	7 685,64	3 474,88	23 155,67	0,00
Непредвиденные расходы	0,00	237,70	107,47	716,15	0,00
НДС	0,00	1 584,67	716,47	4 774,36	0,00
Всего стоимость подгруппы проектов	0,00	9 508,00	4 298,82	28 646,18	0,00
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,00	9 508,00	13 806,82	42 453,01	42 453,01
<b>Подгруппа проектов 001-02.03 "Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных"</b>					
Всего капитальные затраты, без НДС	6 776,53	0,00	0,00	95 987,97	427 346,43
Непредвиденные расходы	209,58	0,00	0,00	2 968,70	13 216,90
НДС	1 397,22	0,00	0,00	19 791,33	88 112,67
Всего стоимость подгруппы	8 383,33	0,00	0,00	118 748,00	528 676,00

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027
проектов					
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	8 383,33	8 383,33	8 383,33	127 131,33	655 807,33
<b>Подгруппа проектов 001-02.06 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса"</b>					
Всего капитальные затраты, без НДС	56 855,73	0,00	32 811,06	29 509,02	44 277,27
Непредвиденные расходы	1 758,42	0,00	1 014,78	912,65	1 369,40
НДС	11 722,83	0,00	6 765,17	6 084,33	9 129,33
Всего стоимость подгруппы проектов	70 336,98	0,00	40 591,00	36 506,00	54 776,00
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	70 336,98	70 336,98	110 927,98	147 433,98	202 209,98

**Табл. 6.9 - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей ЕТО № 2 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" тыс. руб. (с НДС)**

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Группа проектов 001-02 "Тепловые сети и сооружения на них" ЕТО № 2 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"</b>					
Всего капитальные затраты, без НДС	85 788,34	27 525,37	10 265,83	14 734,78	0,00
Непредвиденные расходы	2 653,25	851,30	317,50	455,71	0,00
НДС	17 688,32	5 675,33	2 116,67	3 038,10	0,00
Всего стоимость группы проектов	106 129,90	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	106 129,90	140 181,90	152 881,90	171 110,49	171 110,49
<b>Подгруппа проектов 001-02.01 "Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"</b>					
Всего капитальные затраты, без НДС	1 111,35	0,00	0,00	2 609,78	0,00
Непредвиденные расходы	34,37	0,00	0,00	80,71	0,00
НДС	229,14	0,00	0,00	538,10	0,00
Всего стоимость подгруппы	1 374,87	0,00	0,00	3 228,59	0,00

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027
проектов					
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	1 374,87	1 374,87	1 374,87	4 603,46	4 603,46
<b>Подгруппа проектов 001-02.02 "Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных"</b>					
Всего капитальные затраты, без НДС	33 172,06	27 525,37	10 265,83	12 125,00	0,00
Непредвиденные расходы	1 025,94	851,30	317,50	375,00	0,00
НДС	6 839,60	5 675,33	2 116,67	2 500,00	0,00
Всего стоимость подгруппы проектов	41 037,60	34 052,00	12 700,00	15 000,00	0,00
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	41 037,60	75 089,60	87 789,60	102 789,60	102 789,60
<b>Подгруппа проектов 001-02.03 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса"</b>					
Всего капитальные затраты, без НДС	51 504,92	0,00	0,00	0,00	0,00
Непредвиденные расходы	1 592,94	0,00	0,00	0,00	0,00
НДС	10 619,57	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость подгруппы проектов	63 717,43	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	63 717,43	63 717,43	63 717,43	63 717,43	63 717,43

**Раздел 7. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения**

В соответствии со статьёй 29 федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями на 30.12.2021):

- С 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Перечень источников теплоснабжения и характеристики систем теплопотребления приведены в Табл. 7.1.

**Табл. 7.1 – Перечень источников тепловой энергии, осуществляющих теплоснабжение потребителей по открытой схеме горячего водоснабжения**

№ системы теплоснабжения	№ ист.	Наименование источника	Адрес источника	Направление	Температурный график	Система теплоснабжения (2-х трубная, 4-х трубная)	Система теплоснабжения (открытая, закрытая)
3	3	Овощевод	с. Семеновка, ул. Садовая, 6б	вывод 115/70	115-70	2	открытая
				ЦТП-23	95-70 60-50	4	открытая
4	4	Дубки	ул. Мира, 39А	вывод 115/70	115-70	2	открытая
				ЦТП-19	95-70	4	закрытая (с ГВС)
					60-50		
				вывод 95/70	95-70 60-50	4	открытая
9	9	Савино	д. Савино , ул. Школьная, 3а	-	95-70	4	открытая
				-	60-50		
14	14	Ул. Машиностроителей	ул. Машиностроителей, 124А	-	95-70	4	открытая
				-	60-50		
16	16	Микрорайон 9А	ул. Прохорова, 34	-	95-70	4	открытая
				-	60-50		
27	27	Школа-интернат	ул. Советская, 20А	-	95-70	4	открытая
				-	60-50		
34	34	Хлебозавод № 3	ул. Машиностроителей, 128	-	115-70	2	закрытая
				-	115-70 (в стор. Маш.129)	2	закрытая (с ГВС)
				-	пар	2	открытая
				-	60-50	2	открытая
35	35	Очистные сооружения	ул. Луначарского, 41	-	95-70	2	закрытая
				-	пар (БСУ)	2	открытая
38	38	Звездный	ул.ген.Петропавловского, 14	-	95-70	4	открытая
				-	60-50		
37	37	Заречная	ул. Мира, 70А	вывод 115/70	115-70	2	открытая
				ЦТП-3	95-70 60-50	4	открытая



№ системы теплоснабжения	№ ист.	Наименование источника	Адрес источника	Направление	Температурный график	Система теплоснабжения (2-х трубная, 4-х трубная)	Система теплоснабжения (открытая, закрытая)
				ЦТП-8	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-9	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-10	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-12	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-13	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-14	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-16	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-17	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-20	95-70	4	открытая
					60-50		
1	-	ТЭЦ-1	ул. Лобачевского, 12	вывод 115/70	115-70	2	открытая
				ЦТП-2	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-6	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-18	95-70	4	открытая
					60-50		
				Источники сторонних организаций по сетям МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"			
102	-	ОК № 0102 ООО "Марикоммунэнерго" - покупная тепловая энергия	-	95-70	4	открытая	
-			60-50				
104		ОК № 0104 ООО "Марикоммунэнерго" - покупная тепловая энергия	-	95-70	4	открытая	
-			60-50				
206		ОК в/ч № 95504 - покупная тепловая энергия	-	95-70	4	открытая	

№ системы теплоснаб- жения	№ ист.	Наименование источника	Адрес источника	Направление	Температурный график	Система теплоснабжения (2-х трубная, 4-х трубная)	Система теплоснабжения (открытая, закрытая)
2		ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» по сетям МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"		вывод 150/70	150-70	2	открытая
				ЦТП-1	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-4	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-5	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-7	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-11	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-15	95-70	4	открытая
					60-50		
				ЦТП-21	95-70	4	открытая
					60-50		

При переводе на закрытую схему ГВС с установкой водоподогревателей в ИТП планируется также замена элеваторных узлов на автоматизированные узлы с насосным смешением, с помощью которых будет осуществляться количественное регулирование подачи на ввод сетевой воды на нужды отопления при сохранении расхода воды в системе отопления.

Такое решение предполагает необходимость применения количественного регулирования в переходный период на ИТП и источниках.

Таким образом, выполненный анализ методов регулирования при переходе на закрытую схему ГВС позволяет сделать следующие выводы.

На источниках целесообразно применять центральное качественное регулирование по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Центральное качественное регулирование на источнике в переходный период (в диапазоне излома температурного графика) необходимо дополнять количественным регулированием с помощью насосных узлов смешения на ИТП.

Температурные графики для каждого источника должны корректироваться с учетом соотношения фактических тепловых нагрузок ГВС и отопления.

Основными потребителями в городской застройке являются многоквартирные дома с централизованным горячим водоснабжением, для которых соотношение максимальных нагрузок ГВС и отопления находится в пределах 0,2-1,0, при этом рекомендуются двухступенчатые схемы подключения теплообменников ГВС.

По сравнению с параллельной двухступенчатая смешанная схема позволяет частично использовать потенциал обратной воды из системы отопления и на 20-40% сократить расход сетевой воды на нужды ГВС. При этом уменьшаются диаметры теплопроводов сетей и затраты на перекачку теплоносителя. Тепловые пункты с такими схемами дороже из-за наличия двух подогревателей.

Более совершенной является двухступенчатая последовательная схема присоединения водонагревателей. Её преимущества заключаются в следующем:

- полное использование потенциала обратной воды из системы отопления;
- возможность применения регулирования по совместной нагрузке, при котором не учитывается расход сетевой воды на нужды ГВС;
- использование аккумулирующей способности здания для компенсации недотопа помещений в период максимального разбора горячей воды.

Для таких схем для каждого источника должны разрабатываться скорректированные (повышенные) графики качественно-количественного регулирования теплоотпуска по суммарной тепловой нагрузке. Параметры графиков определяются в

зависимости от расчетного температурного графика регулирования по отопительной нагрузке и соотношения средненедельной нагрузки ГВС и расчетной отопительной нагрузки.

Перевод потребителей с открытой системой ГВС на закрытую предлагается осуществить при сохранении действующих схем присоединения системы отопления абонентов с установкой в зданиях абонентов блочных тепловых пунктов (далее – БТП) с теплообменниками ГВС.

Для упрощения процесса проектирования, комплектации и монтажа ИТП могут изготавливаться в заводских условиях и поставляться на объект строительства в виде готовых БТП, представляющих собой собранные на раме в общую конструкцию отдельные функциональные узлы (как правило, в комплекте с приборами и устройствами контроля, автоматического регулирования и управления).

При определении необходимых затрат в первую очередь были определены расходы на оборудование тепловых пунктов зданий на основании базы данных абонентов и данных о стоимости стандартных тепловых пунктов в зависимости от необходимой тепловой нагрузки. Для расчета стоимости мероприятий приняты максимальные договорные нагрузки отопления и ГВС потребителей.

При переводе системы горячего водоснабжения на закрытую схему следует учитывать, что холодная вода, подогреваемая в теплообменниках ГВС, содержит растворенный кислород, который при нагреве способствует увеличению скорости коррозии металлических трубопроводов системы ГВС. Поэтому при установке теплообменников, необходимо учитывать из какого материала выполнена система горячего водоснабжения и при необходимости совмещать работы по закрытию системы ГВС с реконструкцией внутридомовой системы ГВС. Поэтому затраты на замену трубопроводов системы ГВС также включены в расчет стоимости перевода системы теплоснабжения городского округа на закрытую схему.

Потребности в инвестициях при переходе с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения в г. Йошкар-Оле приведены в Табл. 7.2. Таким образом, суммарные капитальные затраты в реализацию данного мероприятия составят 1,309 млрд. руб. с НДС.

**Табл. 7.2 – Оценка потребности в инвестициях при переходе с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения в г. Йошкар-Ола**

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
Д/с№72 ул.Кырли,16б	ТЭЦ-2	0,093	0,0014	0,0033	1 020,14
Д/сад №65 ул.Прохорова,14а	ТЭЦ-2	0,126	0,0018	0,0043	1 026,69
Поликлиника№4 ул.Прохорова,18	ТЭЦ-2	0,2498	0,0162	0,0389	1 256,96
Прохорова,31	ТЭЦ-2	0,5631	0,001	0,0024	1 014,07
ПТУ-6 ул.Краснофлотская,15	ТЭЦ-2	0,2274	0,007	0,0168	1 109,89
Трапезная	ТЭЦ-2	0,1264	0,0335	0,0805	1 533,56
ул Анникова, 1	ТЭЦ-2	0,3476	0,0759	0,1822	2 210,19
ул Анникова, 10	ТЭЦ-2	0,3978	0,0326	0,0782	1 518,71
ул Анникова, 12	ТЭЦ-2	0,2425	0,0613	0,1471	1 977,04
ул Анникова, 2	ТЭЦ-2	0,8103	0,0788	0,1891	2 256,50
ул Анникова, 3	ТЭЦ-2	0,2964	0,0604	0,145	1 962,66
ул Анникова, 4	ТЭЦ-2	0,6232	0,0768	0,1843	2 224,57
ул Анникова, 7	ТЭЦ-2	0,1721	0,044	0,1056	1 700,76
ул Анникова, 9	ТЭЦ-2	0,4938	0,0747	0,1793	2 191,03
ул Анникова, 9а	ТЭЦ-2	0,2182	0,0502	0,1205	1 799,77
ул Анциферова, 10а	ТЭЦ-2	0,207	0,0266	0,0638	1 422,89
ул Баумана, 10а	ТЭЦ-2	0,303	0,0498	0,1195	1 793,39
ул Баумана, 10б	ТЭЦ-2	0,1568	0,0147	0,0353	1 232,85
ул Баумана, 11	ТЭЦ-2	0,588	0,066	0,1584	2 052,09
ул Баумана, 11а	ТЭЦ-2	0,1994	0,0398	0,0955	1 633,69

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул Баумана, 12	ТЭЦ-2	0,2054	0,0482	0,1157	1 767,83
ул Баумана, 12а	ТЭЦ-2	0,2054	0,039	0,0936	1 620,91
ул Баумана, 14	ТЭЦ-2	0,3765	0,0963	0,2311	2 535,97
ул Баумана, 18	ТЭЦ-2	0,2429	0,0488	0,1171	1 777,42
ул Баумана, 18а	ТЭЦ-2	0,1843	0,0679	0,163	2 082,44
ул Баумана, 20а	ТЭЦ-2	0,2946	0,05	0,12	1 796,58
ул Баумана, 21	ТЭЦ-2	0,0404	0,0015	0,0036	1 022,05
ул Баумана, 22а	ТЭЦ-2	0,3333	0,0001	0,0002	999,70
ул Баумана, 26	ТЭЦ-2	0,156	0,0195	0,0468	1 309,51
ул Васильева, 4	ТЭЦ-2	0,0925	0,0277	0,0665	1 440,46
ул Васильева, 4	ТЭЦ-2	0,1162	0,0168	0,0403	1 266,39
ул Димитрова, 57	ТЭЦ-2	0	0,0027	0,0065	1 041,22
ул Зеленая, 10	ТЭЦ-2	0,0599	0,0087	0,0209	1 137,04
ул Зеленая, 12	ТЭЦ-2	0,0587	0,0089	0,0214	1 140,23
ул Зеленая, 14	ТЭЦ-2	0,0944	0,0044	0,0106	1 068,37
ул Зеленая, 2	ТЭЦ-2	0,1166	0,0144	0,0346	1 228,06
ул Зеленая, 2а	ТЭЦ-2	0,1789	0,0186	0,0446	1 295,13
ул Зеленая, 4	ТЭЦ-2	0,1159	0,0217	0,0521	1 344,64
ул Зеленая, 6	ТЭЦ-2	0,0598	0,0099	0,0238	1 156,20
ул Зеленая, 8	ТЭЦ-2	0,0587	0,0091	0,0218	1 143,42
ул Й.Кырли, 1	ТЭЦ-2	0,4554	0,0634	0,1522	2 010,57
ул Й.Кырли, 10	ТЭЦ-2	0,3039	0,0342	0,0821	1 544,26
ул Й.Кырли, 12	ТЭЦ-2	0,2004	0,0303	0,0727	1 481,98
ул Й.Кырли, 14	ТЭЦ-2	0,2937	0,0585	0,1404	1 932,32
ул Й.Кырли, 15	ТЭЦ-2	0,5314	0,1069	0,2566	2 705,25
ул Й.Кырли, 16	ТЭЦ-2	0,3171	0,0602	0,1445	1 959,47

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул Й.Кырли, 17	ТЭЦ-2	0,305	0,0634	0,1522	2 010,57
ул Й.Кырли, 17а	ТЭЦ-2	0,2769	0,0501	0,1202	1 798,18
ул Й.Кырли, 18	ТЭЦ-2	0,3019	0,0616	0,1478	1 981,83
ул Й.Кырли, 19	ТЭЦ-2	0,62	0,1048	0,2515	2 671,71
ул Й.Кырли, 19б	ТЭЦ-2	0,5952	0,0253	0,0607	1 402,13
ул Й.Кырли, 19в	ТЭЦ-2	0,4345	0,0616	0,1478	1 981,83
ул Й.Кырли, 20	ТЭЦ-2	0,2865	0,0561	0,1346	1 893,99
ул Й.Кырли, 21	ТЭЦ-2	0,5113	0,0921	0,221	2 468,90
ул Й.Кырли, 22	ТЭЦ-2	0,2278	0,0349	0,0838	1 555,44
ул Й.Кырли, 24	ТЭЦ-2	0,1954	0,0369	0,0886	1 587,38
ул Й.Кырли, 26	ТЭЦ-2	0,1959	0,0309	0,0742	1 491,56
ул Й.Кырли, 28	ТЭЦ-2	0,2822	0,0409	0,0982	1 651,26
ул Й.Кырли, 3	ТЭЦ-2	0,2173	0,0342	0,0821	1 544,26
ул Й.Кырли, 30	ТЭЦ-2	0,2918	0,0498	0,1195	1 793,39
ул Й.Кырли, 32	ТЭЦ-2	0,2249	0,045	0,108	1 716,73
ул Й.Кырли, 34	ТЭЦ-2	0,1993	0,025	0,06	1 397,34
ул Й.Кырли, 38а	ТЭЦ-2	0,089	0,0018	0,0043	1 026,69
ул Й.Кырли, 42	ТЭЦ-2	0,3958	0,0444	0,1066	1 707,15
ул Й.Кырли, 5	ТЭЦ-2	0,5548	0,0844	0,2026	2 345,93
ул Й.Кырли, 8	ТЭЦ-2	0,2002	0,0296	0,071	1 470,80
ул Красноармейская, 100	ТЭЦ-2	0,3186	0,051	0,1224	1 812,55
ул Красноармейская, 102	ТЭЦ-2	0,2989	0,0479	0,115	1 763,04

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул Красноармейская, 104	ТЭЦ-2	0,3424	0,0408	0,0979	1 649,66
ул Красноармейская, 108	ТЭЦ-2	0,2988	0,0438	0,1051	1 697,57
ул Красноармейская, 110	ТЭЦ-2	0,3109	0,0384	0,0922	1 611,33
ул Красноармейская, 112	ТЭЦ-2	0,3144	0,0462	0,1109	1 735,90
ул Красноармейская, 112а	ТЭЦ-2	0,2341	0,036	0,0864	1 573,01
ул Красноармейская, 114	ТЭЦ-2	0,3162	0,0353	0,0847	1 561,83
ул Красноармейская, 116	ТЭЦ-2	0,3006	0,0419	0,1006	1 667,23
ул Красноармейская, 98	ТЭЦ-2	0,2912	0,0366	0,0878	1 582,59
ул Красноармейская, 98а	ТЭЦ-2	0,266	0,0288	0,0691	1 458,02
ул Красноармейская, 98в	ТЭЦ-2	0,4057	0,0027	0,0065	1 041,22



<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул Краснофлотская, 24а	ТЭЦ-2	0,1605	0,0135	0,0324	1 213,69
ул Крастыня, 46	ТЭЦ-2	0,4618	0,0708	0,1699	2 128,75
ул Маркса, 101а	ТЭЦ-2	0,4693	0,0146	0,035	1 231,26
ул Маркса, 109	ТЭЦ-2	0,5717	0,0885	0,2124	2 411,41
ул Маркса, 109б	ТЭЦ-2	0,6119	0,0109	0,0262	1 172,17
ул Маркса, 120	ТЭЦ-2	0,8466	0,1609	0,3862	3 567,61
ул Машиностроителей, 32	ТЭЦ-2	0,294	0,0216	0,0518	1 343,04
ул Молодежная, 16	ТЭЦ-2	0,0808	0,0294	0,0706	1 467,61
ул Панфилова, 15	ТЭЦ-2	0,4944	0,0409	0,0982	1 651,26
ул Панфилова, 15в	ТЭЦ-2	0,226	0,0292	0,0701	1 464,41
ул Панфилова, 17	ТЭЦ-2	0,8643	0,021	0,0504	1 333,46
ул Петрова, 10	ТЭЦ-2	0,168	0,0002	0,0005	1 001,29
ул Подольских Курсантов, 13	ТЭЦ-2	0,1683	0,0659	0,1582	2 050,50
ул Подольских Курсантов, 15	ТЭЦ-2	0,2175	0,0123	0,0295	1 194,53
ул Подольских Курсантов, 15а	ТЭЦ-2	0,2025	0,0125	0,03	1 197,72
ул Подольских Курсантов, 17	ТЭЦ-2	0,1198	0,0508	0,1219	1 809,36
ул Подольских Курсантов, 19	ТЭЦ-2	0,1136	0,0386	0,0926	1 614,53
ул Подольских Курсантов, 21	ТЭЦ-2	0,1966	0,0682	0,1637	2 087,23

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул Подольских Курсантов, 7	ТЭЦ-2	0,2449	0,0282	0,0677	1 448,44
ул Прохорова, 12	ТЭЦ-2	0,3449	0,0416	0,0998	1 662,44
ул Прохорова, 12а	ТЭЦ-2	0,2116	0,0363	0,0871	1 577,80
ул Прохорова, 16	ТЭЦ-2	0,2512	0,0529	0,127	1 842,89
ул Прохорова, 16а	ТЭЦ-2	0,1846	0,0217	0,0521	1 344,64
ул Прохорова, 20	ТЭЦ-2	0,2103	0,0154	0,037	1 244,03
ул Прохорова, 21	ТЭЦ-2	0,4673	0,0752	0,1805	2 199,01
ул Прохорова, 22	ТЭЦ-2	0,2441	0,0655	0,1572	2 044,11
ул Прохорова, 24	ТЭЦ-2	0,2662	0,0395	0,0948	1 628,90
ул Прохорова, 38	ТЭЦ-2	0,5045	0,0681	0,1635	2 085,79
ул Прохорова, 44а	ТЭЦ-2	0,4266	0,0515	0,1236	1 820,53
ул Садовая, 24	ТЭЦ-2	0,17	0,0466	0,1118	1 742,28
ул Садовая, 3	ТЭЦ-2	0,0341	0,0101	0,0242	1 159,39
ул Соловьева, 16 а	ТЭЦ-2	0,1214	0,031	0,0744	1 493,16
ул Строителей, 11	ТЭЦ-2	0,2825	0,0419	0,1006	1 667,23
ул Строителей, 11а	ТЭЦ-2	0,2941	0,0534	0,1282	1 850,88
ул Строителей, 13	ТЭЦ-2	0,294	0,0395	0,0948	1 628,90
ул Строителей, 15	ТЭЦ-2	0,2769	0,0501	0,1202	1 798,18
ул Строителей, 17	ТЭЦ-2	0,3038	0,0551	0,1322	1 878,02
ул Строителей, 17а	ТЭЦ-2	0,301	0,0568	0,1363	1 905,17
ул Строителей, 19	ТЭЦ-2	0,2289	0,0378	0,0907	1 601,75
ул Строителей, 21	ТЭЦ-2	0,2844	0,0551	0,1322	1 878,02
ул Строителей, 23	ТЭЦ-2	0,2786	0,0532	0,1277	1 847,68
ул Строителей, 23а	ТЭЦ-2	0,2125	0,0337	0,0809	1 536,28
ул Строителей, 34	ТЭЦ-2	0	0,1639	0,3934	3 615,52

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул Строителей, 34а	ТЭЦ-2	0,1679	0,0136	0,0326	1 215,29
ул Строителей, 36	ТЭЦ-2	0,2905	0,1227	0,2945	2 957,57
ул Строителей, 38	ТЭЦ-2	0,5236	0,0514	0,1234	1 818,94
ул Строителей, 42	ТЭЦ-2	0,2738	0,0467	0,1121	1 743,88
ул Строителей, 42а	ТЭЦ-2	0,2956	0,0186	0,0446	1 295,13
ул Строителей, 44а	ТЭЦ-2	0,2468	0,0379	0,091	1 603,35
ул Строителей, 46	ТЭЦ-2	0,3064	0,0414	0,0994	1 659,24
ул Строителей, 7	ТЭЦ-2	0,1958	0,0318	0,0763	1 505,93
ул Строителей, 9	ТЭЦ-2	0,2907	0,059	0,1416	1 940,31
ул Строителей, 9а	ТЭЦ-2	0,2289	0,0448	0,1075	1 713,54
ул Фестивальная, 69	ТЭЦ-2	0,3726	0,0881	0,2114	2 405,02
ул Фестивальная, 75	ТЭЦ-2	0,3549	0,0519	0,1246	1 826,92
ул Фестивальная, 77	ТЭЦ-2	0,5043	0,0582	0,1397	1 927,53
ул Фестивальная, 77а	ТЭЦ-2	0,4033	0,0466	0,1118	1 742,28
ул.Анникова,10	ТЭЦ-2	0,7287	0,0563	0,1351	1 897,19
ул.Анникова,10а	ТЭЦ-2	0,4149	0,0053	0,0127	1 082,74
ул.Анциферова,8б	ТЭЦ-2	0,2316	0,0236	0,0566	1 374,98
ул.Баумана,24	ТЭЦ-2	0,2849	0,0198	0,0475	1 314,30
ул.Гагарина,44а	ТЭЦ-2	0,02	0,0041	0,0098	1 063,58
ул.Гагарина,46а	ТЭЦ-2	0,0281	0,0048	0,0115	1 074,75
ул.Гагарина,47а	ТЭЦ-2	0,0198	0,0045	0,0108	1 069,96
ул.Дружбы,2	ТЭЦ-2	1,7556	0,0371	0,089	1 590,57
ул.Зеленая,1а	ТЭЦ-2	1,0397	0,1687	0,4049	3 692,17
ул.Зеленая,3 Служба приставов	ТЭЦ-2	0,2329	0,009	0,0216	1 141,83

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Й.Кырли,16а	ТЭЦ-2	0,0899	0,0343	0,0823	1 545,86
ул.Й.Кырли,16а Дом ребенка	ТЭЦ-2	0,0899	0,0344	0,0824	1 546,66
ул.Й.Кырли,21а	ТЭЦ-2	0,0793	0,0008	0,0019	1 010,88
ул.К.Маркса, 109в ФОК	ТЭЦ-2	0,3295	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Кырля,23	ТЭЦ-2	0,3376	0,252	0,6048	5 022,44
ул.Панфилова,37а	ТЭЦ-2	0,0568	0,0008	0,0019	1 010,88
ул.Панфилова,39	ТЭЦ-2	0,1621	0,0711	0,1706	2 133,54
ул.Панфилова,39а	ТЭЦ-2	0,5903	0,0314	0,0754	1 499,55
ул.Панфилова,39г	ТЭЦ-2	0,1688	0,0016	0,0038	1 023,65
ул.Панфилова,41	ТЭЦ-2	0,3459	0,024	0,0576	1 381,37
ул.Прохорова,18б	ТЭЦ-2	0,0267	0,0001	0,0002	999,70
ул.Прохорова,28	ТЭЦ-2	0,4389	0,0103	0,0247	1 162,59
ул.Прохорова,48	ТЭЦ-2	0,958	0,0823	0,1975	2 312,40
ул.Прохорова,9	ТЭЦ-2	0,3855	0,021	0,0504	1 333,46
ул.Прохорова,поз.1	ТЭЦ-2	0,3732	0,0896	0,215	2 428,98
ул.Строителей,17б	ТЭЦ-2	0,173	0,04	0,096	1 636,88
ул.Строителей,44	ТЭЦ-2	0,2526	0,0155	0,0372	1 245,63
ул.Строителей,79в	ТЭЦ-2	0,373	0,215	0,516	4 431,56
ул.Суворова,26а	ТЭЦ-2	0,0501	0,0004	0,001	1 004,49
ул.Фестивальная,73	ТЭЦ-2	0,4632	0,044	0,1056	1 700,76
ул.Я.Крастыня,6б	ТЭЦ-2	1,0181	0,0999	0,2398	2 593,46
Храм Благовещения	ТЭЦ-2	0,5761	0,0335	0,0804	1 533,08
Школа №23 ул.Баумана,20	ТЭЦ-2	0,3616	0,0073	0,0175	1 114,68

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
Школа №27 ул.Строителей,13а	ТЭЦ-2	0,5016	0,0099	0,0238	1 156,20
Административное зд. по ул.Вознесенская,75	ТЭЦ-1	0,5283	0,002	0,0048	1 030,04
б.Победы,10а	ТЭЦ-1	0,0308	0,001	0,0024	1 014,07
б.Победы,12а	ТЭЦ-1	0,1005	0,001	0,0024	1 014,07
б.Победы,15а ТЦ "Аврора"	ТЭЦ-1	0,025	0,003	0,0072	1 046,01
б.Победы,2а	ТЭЦ-1	0,1738	0,001	0,0024	1 014,07
б.Победы,4а	ТЭЦ-1	0	0,017	0,0408	1 269,58
б.Победы,5	ТЭЦ-1	0,2054	0,056	0,1344	1 892,40
б.Победы,5а	ТЭЦ-1	0,1563	0,007	0,0168	1 109,89
б.Чавайна,32	ТЭЦ-1	0,3373	0,007	0,0168	1 109,89
б.Чавайна,33 ТЦ	ТЭЦ-1	0,1671	0,007	0,0168	1 109,89
б.Чавайна,35	ТЭЦ-1	0,0538	0,001	0,0024	1 014,07
б.Чавайна,41	ТЭЦ-1	1,3239	0,013	0,0312	1 205,70
б.Чавайна,42	ТЭЦ-1	0,6943	0,05	0,12	1 796,58
б.Чавайна,43	ТЭЦ-1	0,1348	0,005	0,012	1 077,95
б.Чавайна,44	ТЭЦ-1	0,1578	0,003	0,0072	1 046,01
б.Чавайна,45	ТЭЦ-1	0,9379	0,11	0,264	2 754,76
б.Чавайна,45а	ТЭЦ-1	0,0383	0,001	0,0024	1 014,07
Больничная, 18б патолог-кий корпус	ТЭЦ-1	0,2278	0,035	0,084	1 557,04
Воскресенская наб.,4	ТЭЦ-1	0,1409	0,02	0,048	1 317,49
Ленинский пр.,17	ТЭЦ-1	0,5905	0,034	0,0816	1 541,07

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
Ленинский пр.,19	ТЭЦ-1	0,8904	0,058	0,1392	1 924,34
Ленинский пр.,21	ТЭЦ-1	0,4553	0,013	0,0312	1 205,70
Ленинский пр.,23	ТЭЦ-1	0,1819	0,004	0,0096	1 061,98
Ленинский пр.,24 национ.худож.галерея	ТЭЦ-1	0,2348	0,028	0,0672	1 445,25
Ленинский пр.,24а	ТЭЦ-1	0,1626	0,004	0,0096	1 061,98
Ленинский пр.,24б	ТЭЦ-1	0,21	0,03	0,072	1 477,19
Ленинский пр.,24в Литер А1 (админ здание)	ТЭЦ-1	0,2214	0,036	0,0864	1 573,01
Ленинский пр.,25 салон красоты "Ультрамарин"	ТЭЦ-1	0,3401	0,004	0,0096	1 061,98
Ленинский пр.,26а общ.здание многофункц.назначения	ТЭЦ-1	0,6363	0,002	0,0048	1 030,04
Ленинский пр.,27	ТЭЦ-1	0,3178	0,003	0,0072	1 046,01
Ленинский пр.,27а	ТЭЦ-1	1,0852	0,004	0,0096	1 061,98
Ленинский пр.,28	ТЭЦ-1	0,7653	0,091	0,2184	2 451,33
Ленинский пр.,30а	ТЭЦ-1	0,1814	0,01	0,024	1 157,80
Ленинский пр.,30б	ТЭЦ-1	0,1924	0,017	0,0408	1 269,58
Ленинский пр.,32	ТЭЦ-1	0,5664	0,071	0,1704	2 131,94
Ленинский пр.,36 неж.встр.пом.П	ТЭЦ-1	0,4178	0,051	0,1224	1 812,55
Ленинский пр.,37	ТЭЦ-1	1,0864	0,017	0,0408	1 269,58
Ленинский пр.,39	ТЭЦ-1	0,2307	0,018	0,0432	1 285,55

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
Ленинский пр.,41	ТЭЦ-1	0	0,001	0,0024	1 014,07
Ленинский пр.,45 неж.пом. II, III, 1 эт., подвал	ТЭЦ-1	0,023	0,002	0,0048	1 030,04
Ленинский пр.,45а	ТЭЦ-1	0,1398	0,001	0,0024	1 014,07
Ленинский пр.,47	ТЭЦ-1	0,629	0,007	0,0168	1 109,89
Ленинский пр.,53а	ТЭЦ-1	0,1145	0,002	0,0048	1 030,04
пер.Первомайский,3	ТЭЦ-1	0,0745	0,002	0,0048	1 030,04
пер.Первомайский,3а	ТЭЦ-1	0,0064	0,001	0,0024	1 014,07
пер.Первомайский,4	ТЭЦ-1	0,0086	0,001	0,0024	1 014,07
пер.Первомайский,5	ТЭЦ-1	0,2646	0,007	0,0168	1 109,89
пл.Ленина,1 корпус А	ТЭЦ-1	0,3155	0,019	0,0456	1 301,52
пл.Ленина,2	ТЭЦ-1	0,1204	0,002	0,0048	1 030,04
пл.Ленина,3 корпус N 1	ТЭЦ-1	0,2088	0,006	0,0144	1 093,92
пл.Никонова,1	ТЭЦ-1	0,1893	0,006	0,0144	1 093,92
пл.Революции,5	ТЭЦ-1	0,1342	0,004	0,0096	1 061,98
пр.Гагарина,11	ТЭЦ-1	1,5297	0,007	0,0168	1 109,89
пр.Гагарина,11а	ТЭЦ-1	0,1831	0,006	0,0144	1 093,92
пр.Гагарина,13	ТЭЦ-1	0,5785	0,044	0,1056	1 700,76
пр.Гагарина,13а	ТЭЦ-1	0,1859	0,022	0,0528	1 349,43
пр.Гагарина,15 Центральн.филиал	ТЭЦ-1	0,3246	0,046	0,1104	1 732,70

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
пр.Гагарина,3	ТЭЦ-1	0,2207	0,017	0,0408	1 269,58
пр.Гагарина,5	ТЭЦ-1	0,1003	0,001	0,0024	1 014,07
пр.Гагарина,6	ТЭЦ-1	0,3835	0,002	0,0048	1 030,04
пр.Гагарина,7	ТЭЦ-1	0,5235	0,014	0,0336	1 221,67
пр.Гагарина,9	ТЭЦ-1	0,0907	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Больничная,18 морг суд.мед.экспертизы	ТЭЦ-1	0,025	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Больничная,20 инф.больница	ТЭЦ-1	0,0339	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Больничная,22	ТЭЦ-1	0,0477	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Больничная,33	ТЭЦ-1	0,2139	0,032	0,0768	1 509,13
ул.Больничная,35	ТЭЦ-1	0,4942	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Вавилова,26	ТЭЦ-1	0,2831	0,032	0,0768	1 509,13
ул.Вавилова,28	ТЭЦ-1	0,2856	0,029	0,0696	1 461,22
ул.Вавилова,30	ТЭЦ-1	0,6712	0,043	0,1032	1 684,79
ул.Вашская,7	ТЭЦ-1	0,2537	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Вашская,8 лит.А1,поз.30 1 этажа	ТЭЦ-1	0,125	0,025	0,06	1 397,34
ул.Водопроводная,41 новое здание	ТЭЦ-1	0,2925	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Водопроводная,44б Админ. здание	ТЭЦ-1	0,5166	0,023	0,0552	1 365,40
ул.Водопроводная,83б	ТЭЦ-1	0,1012	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Водопроводная,89	ТЭЦ-1	0,2468	0,03	0,072	1 477,19



Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Водопроводная,91	ТЭЦ-1	0,0614	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Вознесенская,108	ТЭЦ-1	0	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Вознесенская,27	ТЭЦ-1	0,1038	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Вознесенская,29 гостиница	ТЭЦ-1	0,1342	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Вознесенская,32	ТЭЦ-1	0,2588	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Вознесенская,34	ТЭЦ-1	0,2425	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Вознесенская,36	ТЭЦ-1	0,2107	0,008	0,0192	1 125,86
ул.Вознесенская,43	ТЭЦ-1	0,1575	0,014	0,0336	1 221,67
ул.Вознесенская,45 Воскресенский Собор	ТЭЦ-1	0,2299	0,016	0,0384	1 253,61
ул.Вознесенская,49	ТЭЦ-1	0	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Вознесенская,60	ТЭЦ-1	0,3131	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Вознесенская,71	ТЭЦ-1	0,1262	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Вознесенская,74	ТЭЦ-1	0,2223	0,005	0,012	1 077,95
ул.Вознесенская,74а	ТЭЦ-1	0	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Вознесенская,76	ТЭЦ-1	0,2409	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Вознесенская,78	ТЭЦ-1	0,0342	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Вознесенская,80	ТЭЦ-1	0,6941	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Вознесенская,81	ТЭЦ-1	0,1656	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Вознесенская,82а	ТЭЦ-1	0,2105	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Вознесенская,84	ТЭЦ-1	0,1139	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Вознесенская,85	ТЭЦ-1	0,0081	0,001	0,0024	1 014,07

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Вознесенская,86	ТЭЦ-1	0,0132	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Вознесенская,87	ТЭЦ-1	0,0227	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Вознесенская,89	ТЭЦ-1	0,0166	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Волкова,103 литер А	ТЭЦ-1	0,7798	0,065	0,156	2 036,12
ул.Волкова,104	ТЭЦ-1	0,5863	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Волкова,105	ТЭЦ-1	0,3836	0,005	0,012	1 077,95
ул.Волкова,107 адм.здание	ТЭЦ-1	0,5385	0,016	0,0384	1 253,61
ул.Волкова,108	ТЭЦ-1	0,1576	0,017	0,0408	1 269,58
ул.Волкова,109 ВМС	ТЭЦ-1	0,1875	0,014	0,0336	1 221,67
ул.Волкова,110 (учебное здание)	ТЭЦ-1	0,065	0,005	0,012	1 077,95
ул.Волкова,116	ТЭЦ-1	0,5719	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Волкова,118	ТЭЦ-1	0,1284	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Волкова,126 школа № 5	ТЭЦ-1	0,127	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Волкова,131	ТЭЦ-1	0	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,134	ТЭЦ-1	0,0119	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,136	ТЭЦ-1	0,0029	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,141	ТЭЦ-1	0,2377	0,025	0,06	1 397,34
ул.Волкова,143 общежитие 1	ТЭЦ-1	0,2631	0,008	0,0192	1 125,86
ул.Волкова,149 общежитие 5	ТЭЦ-1	0,2655	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Волкова,164	ТЭЦ-1	1,0823	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Волкова,166	ТЭЦ-1	0,4723	0,014	0,0336	1 221,67

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Волкова,196	ТЭЦ-1	0,1734	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Волкова,198	ТЭЦ-1	0,003	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,198а	ТЭЦ-1	0,0605	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Волкова,200	ТЭЦ-1	0,1352	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,61	ТЭЦ-1	0,3616	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Волкова,62	ТЭЦ-1	0,0084	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,63	ТЭЦ-1	0,0184	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,64	ТЭЦ-1	0	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,65	ТЭЦ-1	0,0202	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Волкова,65а	ТЭЦ-1	0,8614	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Волкова,66	ТЭЦ-1	0,0752	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Волкова,68	ТЭЦ-1	0,0257	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Волкова,89	ТЭЦ-1	0,2686	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Волкова,93	ТЭЦ-1	0,0409	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Волкова,95 гараж МВД	ТЭЦ-1	0,022	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Гоголя,10	ТЭЦ-1	0,0014	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Гоголя,3 неж. админ. здание с автостоянкой	ТЭЦ-1	0,0075	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Данилина,71	ТЭЦ-1	0,3332	0,046	0,1104	1 732,70
ул.Зарубина,17	ТЭЦ-1	0,0559	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Зарубина,19	ТЭЦ-1	0,0957	0,005	0,012	1 077,95
ул.Зарубина,20а	ТЭЦ-1	0,1019	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Зарубина,22	ТЭЦ-1	0,0558	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Зарубина,26	ТЭЦ-1	0,0094	0,001	0,0024	1 014,07

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул.Зарубина,32а баня № 3	ТЭЦ-1	0,0541	0,002	0,0048	1 030,04
ул.К.Маркса,112	ТЭЦ-1	0,1852	0,001	0,0024	1 014,07
ул.К.Маркса,114	ТЭЦ-1	0,1018	0,001	0,0024	1 014,07
ул.К.Маркса,116	ТЭЦ-1	0,1582	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Комсомольская,112	ТЭЦ-1	0,2474	0,042	0,1008	1 668,82
ул.Комсомольская,114 Админ.здание УМВД	ТЭЦ-1	0,1118	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Комсомольская,117	ТЭЦ-1	0,0064	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Комсомольская,119	ТЭЦ-1	0,0601	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,121	ТЭЦ-1	0,0718	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,123	ТЭЦ-1	0,0919	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Комсомольская,125	ТЭЦ-1	0,0065	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,125а	ТЭЦ-1	0,0205	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,130	ТЭЦ-1	0,0118	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,132	ТЭЦ-1	0	0,027	0,0648	1 429,28
ул.Комсомольская,135 административное здание	ТЭЦ-1	0,3493	0,003	0,0072	1 046,01

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул.Комсомольская,139 адм.здание № 1	ТЭЦ-1	0,2307	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Комсомольская,139а	ТЭЦ-1	0,0103	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,145	ТЭЦ-1	0,0063	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,147 баня № 2	ТЭЦ-1	1,0331	0,078	0,1872	2 243,73
ул.Комсомольская,147а	ТЭЦ-1	0,1813	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Комсомольская,149	ТЭЦ-1	0,0173	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,155	ТЭЦ-1	0,0378	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,157	ТЭЦ-1	0,0449	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,38 баня N 5	ТЭЦ-1	0,004	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Комсомольская,42	ТЭЦ-1	0,0491	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Комсомольская,77	ТЭЦ-1	0,0282	0,005	0,012	1 077,95
ул.Комсомольская,81	ТЭЦ-1	0,1288	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Комсомольская,83	ТЭЦ-1	0,2293	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Комсомольская,85	ТЭЦ-1	0,1698	0,028	0,0672	1 445,25
ул.Комсомольская,88	ТЭЦ-1	0,134	0,02	0,048	1 317,49

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул.Комсомольская,90	ТЭЦ-1	0,2231	0,033	0,0792	1 525,10
ул.Комсомольская,92	ТЭЦ-1	0,1074	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Комсомольская,92а	ТЭЦ-1	0,1112	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Комсомольская,94	ТЭЦ-1	0,1846	0,021	0,0504	1 333,46
ул.Комсомольская,96	ТЭЦ-1	0,1716	0,029	0,0696	1 461,22
ул.Конакова,73	ТЭЦ-1	0,2925	0,038	0,0912	1 604,94
ул.Конакова,73а	ТЭЦ-1	0,3579	0,044	0,1056	1 700,76
ул.Красноармейская, 44а	ТЭЦ-1	0,2253	0,037	0,0888	1 588,98
ул.Красноармейская,12	ТЭЦ-1	0,1555	0,035	0,084	1 557,04
ул.Красноармейская,14	ТЭЦ-1	0,0054	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Красноармейская,17	ТЭЦ-1	0,0138	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Красноармейская,40	ТЭЦ-1	0,0031	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Красноармейская,41	ТЭЦ-1	0,3534	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Красноармейская,42	ТЭЦ-1	0,4931	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Красноармейская,43	ТЭЦ-1	0,8784	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Красноармейская,44	ТЭЦ-1	0,0371	0,002	0,0048	1 030,04

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул.Красноармейская,45	ТЭЦ-1	0,0037	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Красноармейская,46	ТЭЦ-1	0,0717	0,005	0,012	1 077,95
ул.Красноармейская,46а	ТЭЦ-1	0,0098	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Красноармейская,47	ТЭЦ-1	0,1229	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Красноармейская,48	ТЭЦ-1	0,1062	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Красноармейская,48а	ТЭЦ-1	0,0564	0,005	0,012	1 077,95
ул.Красноармейская,48б	ТЭЦ-1	0,0831	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Красноармейская,49	ТЭЦ-1	0,0711	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Красноармейская,49а	ТЭЦ-1	0,1451	0,01	0,024	1 157,80
ул.Красноармейская,50	ТЭЦ-1	0,0763	0,005	0,012	1 077,95
ул.Красноармейская,51	ТЭЦ-1	0,0889	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Красноармейская,55	ТЭЦ-1	0,1742	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Красноармейская,57	ТЭЦ-1	0,0788	0,008	0,0192	1 125,86
ул.Красноармейская,59	ТЭЦ-1	0,0096	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Красноармейская,61	ТЭЦ-1	0,125	0,001	0,0024	1 014,07

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Красноармейская,61а неж.пом.поз.1-35 2 эт.	ТЭЦ-1	0,0145	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Красноармейская,65 общ-е N 5	ТЭЦ-1	0,3954	0,045	0,108	1 716,73
ул.Красноармейская,67 общ-е N 4	ТЭЦ-1	0,0053	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Красноармейская,78а	ТЭЦ-1	0,219	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Красноармейская,78б общежитие	ТЭЦ-1	0,155	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Кремлевская,13 админ.здание	ТЭЦ-1	0	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Кремлевская,14	ТЭЦ-1	0	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Кремлевская,22 корпус N 2	ТЭЦ-1	0	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Кремлевская,22 корпус N 1	ТЭЦ-1	0,2612	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Кремлевская,22а мастерские	ТЭЦ-1	0,1137	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Кремлевская,23	ТЭЦ-1	0,0163	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Кремлевская,24 общеж-е	ТЭЦ-1	0,0042	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Кремлевская,26	ТЭЦ-1	0,2473	0,035	0,084	1 557,04
ул.Кремлёвская,26а	ТЭЦ-1	0,2029	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Кремлевская,26б	ТЭЦ-1	0,1502	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Кремлёвская,27	ТЭЦ-1	0,0991	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Кремлевская,27а	ТЭЦ-1	0,0299	0,001	0,0024	1 014,07



Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Кремлёвская,28	ТЭЦ-1	2,5289	0,008	0,0192	1 125,86
ул.Кремлевская,3	ТЭЦ-1	0,6809	0,017	0,0408	1 269,58
ул.Кремлевская,30 общежитие N1	ТЭЦ-1	0,008	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Кремлевская,31	ТЭЦ-1	0,0382	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Кремлевская,31б (неж.контор.пом. цок.1,2 этажи)	ТЭЦ-1	0,2446	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Кремлевская,32а уч.корпус N2	ТЭЦ-1	0,0274	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Кремлёвская,36	ТЭЦ-1	0,9164	0,106	0,2544	2 690,88
ул.Кремлевская,4 спортзал	ТЭЦ-1	0,1119	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Кремлёвская,42	ТЭЦ-1	0,2052	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Кремлёвская,42а	ТЭЦ-1	0,7239	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Кремлевская,44	ТЭЦ-1	0,3818	0,005	0,012	1 077,95
ул.Кремлевская,46 общежитие № 7	ТЭЦ-1	0,778	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Л.Толстого,14	ТЭЦ-1	0,0376	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Л.Толстого,23	ТЭЦ-1	0,0129	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Л.Толстого,45	ТЭЦ-1	0,0059	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Л.Толстого,47	ТЭЦ-1	0,1354	0,025	0,06	1 397,34
ул.Л.Толстого,47а	ТЭЦ-1	2,0366	0,048	0,1152	1 764,64
ул.Л.Толстого,51	ТЭЦ-1	0,0705	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Л.Толстого,70	ТЭЦ-1	0,0106	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Л.Толстого,80	ТЭЦ-1	0,0065	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Лазо,18	ТЭЦ-1	0,0646	0,004	0,0096	1 061,98

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Лазо,1а	ТЭЦ-1	0,2128	0,017	0,0408	1 269,58
ул.Лазо,20	ТЭЦ-1	0,0452	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Лобачевского,10	ТЭЦ-1	1,1592	0,021	0,0504	1 333,46
ул.Лобачевского,3	ТЭЦ-1	0,0156	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Машиностроителей,11 неж.пом.поз.3,4,8-18,20-26	ТЭЦ-1	0,0187	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Машиностроителей,5	ТЭЦ-1	0,1263	0,015	0,036	1 237,64
ул.Маяковского,75	ТЭЦ-1	0,084	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Орая,51	ТЭЦ-1	0,1602	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Орая,68	ТЭЦ-1	0,3802	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Осипенко,22 новый онкологический корпус	ТЭЦ-1	0	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Осипенко,24	ТЭЦ-1	0,5262	0,023	0,0552	1 365,40
ул.Осипенко,33а	ТЭЦ-1	0,3245	0,043	0,1032	1 684,79
ул.Осипенко,36	ТЭЦ-1	0,5494	0,021	0,0504	1 333,46
ул.Осипенко,37	ТЭЦ-1	0,0706	0,025	0,06	1 397,34
ул.Осипенко,44	ТЭЦ-1	0,0579	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Осипенко,46 школа	ТЭЦ-1	0,0674	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Осипенко,46а	ТЭЦ-1	0,0093	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Осипенко,53а	ТЭЦ-1	0,1014	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Палантая,112в	ТЭЦ-1	0,2989	0,003	0,0072	1 046,01

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Палантая,1146 ТЦ "Гостиный двор"	ТЭЦ-1	0,0025	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Палантая,63а общежитие №1	ТЭЦ-1	0	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Палантая,63б салон "Лайт"	ТЭЦ-1	0,0024	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Палантая,65	ТЭЦ-1	0,0073	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Палантая,67	ТЭЦ-1	0,1689	0,016	0,0384	1 253,61
ул.Палантая,77	ТЭЦ-1	0,5847	0,069	0,1656	2 100,00
ул.Пархоменко,4	ТЭЦ-1	0,2202	0,015	0,036	1 237,64
ул.Пархоменко,6	ТЭЦ-1	0,0978	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Первомайская,100	ТЭЦ-1	0,5557	0,059	0,1416	1 940,31
ул.Первомайская,101	ТЭЦ-1	0,3117	0,029	0,0696	1 461,22
ул.Первомайская,101а	ТЭЦ-1	0,2481	0,024	0,0576	1 381,37
ул.Первомайская,102	ТЭЦ-1	0,1198	0,015	0,036	1 237,64
ул.Первомайская,105а	ТЭЦ-1	0,1152	0,019	0,0456	1 301,52
ул.Первомайская,106	ТЭЦ-1	0,0794	0,01	0,024	1 157,80
ул.Первомайская,108	ТЭЦ-1	0,1686	0,027	0,0648	1 429,28
ул.Первомайская,109	ТЭЦ-1	0,4273	0,044	0,1056	1 700,76
ул.Первомайская,111	ТЭЦ-1	0,1058	0,012	0,0288	1 189,74

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Первомайская,112а	ТЭЦ-1	0,1156	0,01	0,024	1 157,80
ул.Первомайская,113	ТЭЦ-1	0,4909	0,038	0,0912	1 604,94
ул.Первомайская,114	ТЭЦ-1	0,0574	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Первомайская,115	ТЭЦ-1	0,0295	0,005	0,012	1 077,95
ул.Первомайская,115а	ТЭЦ-1	0,0831	0,008	0,0192	1 125,86
ул.Первомайская,115е неж.здание (торговый центр)	ТЭЦ-1	0,0748	0,01	0,024	1 157,80
ул.Первомайская,116	ТЭЦ-1	0,0738	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Первомайская,118	ТЭЦ-1	0,0436	0,005	0,012	1 077,95
ул.Первомайская,120	ТЭЦ-1	0,1067	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Первомайская,136а	ТЭЦ-1	0,0576	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Первомайская,140 общежитие №2	ТЭЦ-1	0,0677	0,005	0,012	1 077,95
ул.Первомайская,152 гриль- бар	ТЭЦ-1	0,0122	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Первомайская,154	ТЭЦ-1	0,0383	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Первомайская,164	ТЭЦ-1	0,1921	0,026	0,0624	1 413,31
ул.Первомайская,166	ТЭЦ-1	0,2075	0,017	0,0408	1 269,58

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул.Первомайская,178	ТЭЦ-1	0,0781	0,01	0,024	1 157,80
ул.Первомайская,178а	ТЭЦ-1	0,0451	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Первомайская,180	ТЭЦ-1	0,0765	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Первомайская,180а	ТЭЦ-1	0,0429	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Первомайская,182	ТЭЦ-1	0,0378	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Первомайская,76	ТЭЦ-1	0,1534	0,021	0,0504	1 333,46
ул.Первомайская,78	ТЭЦ-1	0,0787	0,005	0,012	1 077,95
ул.Первомайская,79	ТЭЦ-1	0,1265	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Первомайская,80	ТЭЦ-1	0,1767	0,015	0,036	1 237,64
ул.Первомайская,82	ТЭЦ-1	0,129	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Первомайская,88	ТЭЦ-1	0,0324	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Первомайская,89	ТЭЦ-1	0,1398	0,014	0,0336	1 221,67
ул.Первомайская,90	ТЭЦ-1	0,0425	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Первомайская,90а	ТЭЦ-1	0,0476	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Первомайская,91	ТЭЦ-1	0,0369	0,002	0,0048	1 030,04

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул.Первомайская,91а	ТЭЦ-1	0,0437	0,01	0,024	1 157,80
ул.Первомайская,92	ТЭЦ-1	0,0691	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Пролетарская,11	ТЭЦ-1	0,1777	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Пролетарская,19	ТЭЦ-1	0,1224	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Пролетарская,19а	ТЭЦ-1	0,1383	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Пролетарская,21	ТЭЦ-1	0,0904	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Пролетарская,21а	ТЭЦ-1	0,1392	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Пролетарская,23	ТЭЦ-1	0,0948	0,016	0,0384	1 253,61
ул.Пролетарская,23а	ТЭЦ-1	0,1275	0,023	0,0552	1 365,40
ул.Пролетарская,24	ТЭЦ-1	0,1079	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Пролетарская,25	ТЭЦ-1	0,117	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Пролетарская,25а	ТЭЦ-1	0,1206	0,019	0,0456	1 301,52
ул.Пролетарская,28	ТЭЦ-1	0,2643	0,029	0,0696	1 461,22
ул.Пролетарская,30	ТЭЦ-1	0,178	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Пролетарская,31	ТЭЦ-1	0,1398	0,021	0,0504	1 333,46
ул.Пролетарская,31а	ТЭЦ-1	0,1691	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Пролетарская,40	ТЭЦ-1	0,0915	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Пролетарская,43 стационар	ТЭЦ-1	0,1914	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Пролетарская,44	ТЭЦ-1	0,1951	0,015	0,036	1 237,64
ул.Пролетарская,46	ТЭЦ-1	0,708	0,083	0,1992	2 323,58

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул.Пролетарская,55а	ТЭЦ-1	0,1359	0,014	0,0336	1 221,67
ул.Пролетарская,60	ТЭЦ-1	1,0896	0,12	0,288	2 914,45
ул.Пролетарская,61	ТЭЦ-1	0,217	0,036	0,0864	1 573,01
ул.Пролетарская,64 поликлиника	ТЭЦ-1	0,1475	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Пролетарская,64а	ТЭЦ-1	0,5511	0,051	0,1224	1 812,55
ул.Пролетарская,65	ТЭЦ-1	0,2929	0,026	0,0624	1 413,31
ул.Пролетарская,66	ТЭЦ-1	0,2373	0,019	0,0456	1 301,52
ул.Пролетарская,67	ТЭЦ-1	0,113	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Пролетарская,68 учебный корпус	ТЭЦ-1	0,1342	0,018	0,0432	1 285,55
ул.Пролетарская,68а	ТЭЦ-1	0,3575	0,059	0,1416	1 940,31
ул.Пролетарская,69	ТЭЦ-1	0,9448	0,136	0,3264	3 169,97
ул.Пролетарская,69а	ТЭЦ-1	0,4283	0,056	0,1344	1 892,40
ул.Пролетарская,7	ТЭЦ-1	0,9703	0,154	0,3696	3 457,42
ул.Пролетарская,71 общежитие N2	ТЭЦ-1	0,3154	0,052	0,1248	1 828,52
ул.Пролетарская,71а	ТЭЦ-1	0,3674	0,055	0,132	1 876,43
ул.Пролетарская,9	ТЭЦ-1	0,1731	0,015	0,036	1 237,64
ул.Пролетарская,9а ТЦ "Майатул" 1 этаж	ТЭЦ-1	0,1601	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Пушкина,14 МТС	ТЭЦ-1	0,7041	0,147	0,3528	3 345,63

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Пушкина,18	ТЭЦ-1	0,4232	0,055	0,132	1 876,43
ул.Пушкина,23 учебный корпус	ТЭЦ-1	0,0467	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Пушкина,26 учебно- админ.здание	ТЭЦ-1	0,1918	0,031	0,0744	1 493,16
ул.Пушкина,27 корпус 2	ТЭЦ-1	0,1862	0,032	0,0768	1 509,13
ул.Пушкина,28	ТЭЦ-1	0,1752	0,033	0,0792	1 525,10
ул.Пушкина,30	ТЭЦ-1	0,2068	0,024	0,0576	1 381,37
ул.Пушкина,30 корпус Г	ТЭЦ-1	0,1948	0,019	0,0456	1 301,52
ул.Пушкина,32	ТЭЦ-1	0,4739	0,081	0,1944	2 291,64
ул.Пушкина,34а	ТЭЦ-1	0,2665	0,02	0,048	1 317,49
ул.Пушкина,6	ТЭЦ-1	0,104	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Пушкина,7	ТЭЦ-1	0,4691	0,1	0,24	2 595,06
ул.Пушкина,8	ТЭЦ-1	0,1911	0,027	0,0648	1 429,28
ул.Пушкина,9	ТЭЦ-1	0,2139	0,028	0,0672	1 445,25
ул.Советская, 105 помещ. XI	ТЭЦ-1	0,4017	0,034	0,0816	1 541,07
ул.Советская,100	ТЭЦ-1	1,7554	0,209	0,5016	4 335,75
ул.Советская,100а общежитие	ТЭЦ-1	0,4767	0,09	0,216	2 435,36
ул.Советская,105	ТЭЦ-1	0,4439	0,064	0,1536	2 020,15
ул.Советская,106	ТЭЦ-1	0,5265	0,063	0,1512	2 004,18
ул.Советская,108	ТЭЦ-1	0,6936	0,057	0,1368	1 908,37
ул.Советская,116	ТЭЦ-1	0,6077	0,091	0,2184	2 451,33
ул.Советская,118	ТЭЦ-1	0,125	0,024	0,0576	1 381,37



Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Советская,121	ТЭЦ-1	0,3423	0,058	0,1392	1 924,34
ул.Советская,123 общежитие № 8	ТЭЦ-1	0,3815	0,04	0,096	1 636,88
ул.Советская,125	ТЭЦ-1	0,2139	0,028	0,0672	1 445,25
ул.Советская,127	ТЭЦ-1	0,4673	0,057	0,1368	1 908,37
ул.Советская,128	ТЭЦ-1	0,4702	0,087	0,2088	2 387,46
ул.Советская,130а	ТЭЦ-1	0,136	0,015	0,036	1 237,64
ул.Советская,133	ТЭЦ-1	0,4752	0,066	0,1584	2 052,09
ул.Советская,136 адм.- производственное здание	ТЭЦ-1	0,312	0,054	0,1296	1 860,46
ул.Советская,138 нежилое пом. этаж1,2,3,4,мансарда	ТЭЦ-1	0,2148	0,035	0,084	1 557,04
ул.Советская,138б производ.- технич.корпус	ТЭЦ-1	0,3515	0,073	0,1752	2 163,88
ул.Советская,140 адм.здание	ТЭЦ-1	0,6035	0,01	0,024	1 157,80
ул.Советская,141	ТЭЦ-1	0,1836	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Советская,142	ТЭЦ-1	0,2117	0,035	0,084	1 557,04
ул.Советская,143	ТЭЦ-1	0,2156	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Советская,147	ТЭЦ-1	0,4789	0,05	0,12	1 796,58
ул.Советская,148 общежитие 3	ТЭЦ-1	0,2476	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Советская,149	ТЭЦ-1	0,1481	0,024	0,0576	1 381,37

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Советская,150 общежитие 2	ТЭЦ-1	0,2906	0,064	0,1536	2 020,15
ул.Советская,151	ТЭЦ-1	0,2308	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Советская,153 музей	ТЭЦ-1	0,2107	0,038	0,0912	1 604,94
ул.Советская,154	ТЭЦ-1	0,4951	0,031	0,0744	1 493,16
ул.Советская,156 общежитие	ТЭЦ-1	0,2299	0,038	0,0912	1 604,94
ул.Советская,158а спорткомплекс	ТЭЦ-1	0,2305	0,037	0,0888	1 588,98
ул.Советская,161	ТЭЦ-1	0,9152	0,124	0,2976	2 978,33
ул.Советская,163	ТЭЦ-1	0,9543	0,024	0,0576	1 381,37
ул.Советская,163а	ТЭЦ-1	0,3317	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Советская,165	ТЭЦ-1	0,5058	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Советская,167	ТЭЦ-1	0,2119	0,035	0,084	1 557,04
ул.Советская,167а	ТЭЦ-1	0,4857	0,091	0,2184	2 451,33
ул.Советская,56	ТЭЦ-1	0,7685	0,06	0,144	1 956,28
ул.Советская,72	ТЭЦ-1	0,2272	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Советская,84	ТЭЦ-1	0,1302	0,02	0,048	1 317,49
ул.Советская,86	ТЭЦ-1	0,457	0,008	0,0192	1 125,86
ул.Советская,87	ТЭЦ-1	0,2514	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Советская,88	ТЭЦ-1	0,3627	0,055	0,132	1 876,43
ул.Советская,89	ТЭЦ-1	0,3408	0,055	0,132	1 876,43
ул.Советская,91	ТЭЦ-1	0,0682	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Советская,93	ТЭЦ-1	1,0954	0,135	0,324	3 154,00
ул.Советская,96	ТЭЦ-1	0,2639	0,053	0,1272	1 844,49
ул.Советская,97	ТЭЦ-1	0,2427	0,042	0,1008	1 668,82

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Суворова,2	ТЭЦ-1	0,1335	0,023	0,0552	1 365,40
ул.Тихомировой,58	ТЭЦ-1	0,4144	0,084	0,2016	2 339,55
ул.Тихомировой,59	ТЭЦ-1	0,7507	0,139	0,3336	3 217,87
ул.Тихомировой,59а	ТЭЦ-1	0,2787	0,062	0,1488	1 988,22
ул.Успенская,32	ТЭЦ-1	0,2894	0,062	0,1488	1 988,22
ул.Успенская,32а	ТЭЦ-1	0,3797	0,033	0,0792	1 525,10
ул.Успенская,36	ТЭЦ-1	0,2218	0,045	0,108	1 716,73
ул.Успенская,36а	ТЭЦ-1	0,291	0,061	0,1464	1 972,25
ул.Успенская,38	ТЭЦ-1	0,2883	0,06	0,144	1 956,28
ул.Успенская,40 Успенский храм	ТЭЦ-1	0,2097	0,044	0,1056	1 700,76
ул.Чернышевского,11	ТЭЦ-1	0,2942	0,073	0,1752	2 163,88
ул.Чехова,12	ТЭЦ-1	0,5351	0,08	0,192	2 275,67
ул.Чехова,17	ТЭЦ-1	0,1889	0,038	0,0912	1 604,94
ул.Чехова,21 поликлиника № 1	ТЭЦ-1	0,2635	0,049	0,1176	1 780,61
ул.Чехова,38	ТЭЦ-1	0,3833	0,069	0,1656	2 100,00
ул.Чехова,45	ТЭЦ-1	0,1786	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Чехова,47	ТЭЦ-1	0,2861	0,067	0,1608	2 068,06
ул.Чехова,47а	ТЭЦ-1	0,2349	0,033	0,0792	1 525,10
ул.Чехова,52	ТЭЦ-1	0,29	0,051	0,1224	1 812,55
ул.Чехова,52а	ТЭЦ-1	0,2894	0,067	0,1608	2 068,06
ул.Чехова,54	ТЭЦ-1	0,6974	0,137	0,3288	3 185,94
ул.Чехова,60	ТЭЦ-1	0,4008	0,063	0,1512	2 004,18
ул.Чехова,60а	ТЭЦ-1	0,1947	0,032	0,0768	1 509,13

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Чехова,66а	ТЭЦ-1	0,1704	0,029	0,0696	1 461,22
ул.Чехова,70а	ТЭЦ-1	0,2311	0,025	0,06	1 397,34
ул.Чехова,73	ТЭЦ-1	0,2886	0,065	0,156	2 036,12
ул.Чехова,73 литер В	ТЭЦ-1	0,307	0,049	0,1176	1 780,61
ул.Чехова,73а	ТЭЦ-1	0,4151	0,076	0,1824	2 211,79
ул.Эшпая,103 административное здание	ТЭЦ-1	0,2526	0,047	0,1128	1 748,67
ул.Эшпая,107	ТЭЦ-1	0,2665	0,055	0,132	1 876,43
ул.Эшпая,113а	ТЭЦ-1	0,2883	0,067	0,1608	2 068,06
ул.Эшпая,114	ТЭЦ-1	0,1818	0,035	0,084	1 557,04
ул.Эшпая,120 новый корпус	ТЭЦ-1	1,0401	0,142	0,3408	3 265,78
ул.Эшпая,121	ТЭЦ-1	0,4161	0,073	0,1752	2 163,88
ул.Эшпая,122	ТЭЦ-1	0,3303	0,056	0,1344	1 892,40
ул.Эшпая,126	ТЭЦ-1	0,4312	0,061	0,1464	1 972,25
ул.Эшпая,130 общежитие №1	ТЭЦ-1	0,2878	0,017	0,0408	1 269,58
ул.Эшпая,131	ТЭЦ-1	0,1818	0,026	0,0624	1 413,31
ул.Эшпая,135а	ТЭЦ-1	0,3355	0,031	0,0744	1 493,16
ул.Эшпая,147	ТЭЦ-1	0,7589	0,047	0,1128	1 748,67
ул.Эшпая,155	ТЭЦ-1	0,2869	0,024	0,0576	1 381,37
ул.Эшпая,156а	ТЭЦ-1	0,799	0,108	0,2592	2 722,82
ул.Эшпая,156б	ТЭЦ-1	0,6714	0,098	0,2352	2 563,12
ул.Эшпая,171	ТЭЦ-1	0,9774	0,104	0,2496	2 658,94
ул.Эшпая,173	ТЭЦ-1	0,4486	0,072	0,1728	2 147,91

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Эшпая,82	ТЭЦ-1	0,3344	0,028	0,0672	1 445,25
ул.Эшпая,82а	ТЭЦ-1	0,2213	0,02	0,048	1 317,49
ул.Эшпая,84	ТЭЦ-1	0,3116	0,038	0,0912	1 604,94
б. 70-летия Победы в ВОВ, 4а	ОК-37	0,2532	0,028	0,0672	1 445,25
б.Ураева,10	ОК-37	0,504	0,093	0,2232	2 483,27
б.Ураева,11	ОК-37	0,4613	0,009	0,0216	1 141,83
б.Ураева,3	ОК-37	1,5123	0,009	0,0216	1 141,83
б.Ураева,5	ОК-37	1,139	0,2	0,48	4 192,02
б.Ураева,5а	ОК-37	0,4652	0,081	0,1944	2 291,64
б.Ураева,7	ОК-37	1,2573	0,234	0,5616	4 734,99
б.Ураева,7а	ОК-37	0,1998	0,038	0,0912	1 604,94
б.Ураева,9	ОК-37	0,1792	0,03	0,072	1 477,19
б.Ураева,9а	ОК-37	0,2964	0,054	0,1296	1 860,46
б.Ураева,9б	ОК-37	0,2114	0,03	0,072	1 477,19
б.Чавайна,10	ОК-37	1,4729	0,035	0,084	1 557,04
б.Чавайна,10а	ОК-37	0,1902	0,02	0,048	1 317,49
б.Чавайна,10б	ОК-37	0,1905	0,022	0,0528	1 349,43
б.Чавайна,11	ОК-37	1,1183	0,009	0,0216	1 141,83
б.Чавайна,11а	ОК-37	0,5776	0,12	0,288	2 914,45
б.Чавайна,12	ОК-37	0,9953	0,01	0,024	1 157,80
б.Чавайна,12а	ОК-37	0,188	0,01	0,024	1 157,80
б.Чавайна,13	ОК-37	0,7498	0,135	0,324	3 154,00
б.Чавайна,14	ОК-37	0,7624	0,005	0,012	1 077,95
б.Чавайна,15	ОК-37	1,0868	0,217	0,5208	4 463,50
б.Чавайна,15а	ОК-37	0,2827	0,049	0,1176	1 780,61

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
б.Чавайна,15б	ОК-37	0,3155	0,041	0,0984	1 652,85
б.Чавайна,16	ОК-37	1,4606	0,156	0,3744	3 489,36
б.Чавайна,18	ОК-37	0,7567	0,019	0,0456	1 301,52
б.Чавайна,18а	ОК-37	0,449	0,077	0,1848	2 227,76
б.Чавайна,19	ОК-37	1,483	0,255	0,612	5 070,35
б.Чавайна,19а	ОК-37	0,2837	0,049	0,1176	1 780,61
б.Чавайна,20	ОК-37	1,3797	0,066	0,1584	2 052,09
б.Чавайна,20а	ОК-37	0,1812	0,011	0,0264	1 173,77
б.Чавайна,20б	ОК-37	0,2446	0,03	0,072	1 477,19
б.Чавайна,8	ОК-37	1,0679	0,008	0,0192	1 125,86
Ленинский пр.,16	ОК-37	0,6257	0,086	0,2064	2 371,49
МКД южнее ж/д Петрова,13	ОК-37	0	0,006	0,0144	1 093,92
Набережная Брюгге,1 спальный корпус	ОК-37	0,2674	0,015	0,036	1 237,64
Набережная Брюгге,2	ОК-37	0,4215	0,023	0,0552	1 365,40
Набережная Брюгге,3 админ.здание	ОК-37	0,8721	0,005	0,012	1 077,95
Набережная Брюгге,5 здание отдела ЗАГС	ОК-37	0,2073	0,001	0,0024	1 014,07
ул.8 Марта,19	ОК-37	0,5096	0,004	0,0096	1 061,98
ул.8 Марта,49	ОК-37	0,2785	0,032	0,0768	1 509,13
ул.8 Марта,57	ОК-37	0,2927	0,035	0,084	1 557,04
ул.8 Марта,59а	ОК-37	0,2125	0,044	0,1056	1 700,76

<b>Реестровый номер здания (адрес)</b>	<b>Источник тепловой энергии</b>	<b>Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч</b>	<b>Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч</b>	<b>Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС</b>
ул.В.Интернационалистов,19	ОК-37	0,4167	0,079	0,1896	2 259,70
ул.В.Интернационалистов,19а (неж.пом.)	ОК-37	0	0,001	0,0024	1 014,07
ул.В.Интернационалистов,21	ОК-37	0,616	0,009	0,0216	1 141,83
ул.В.Интернационалистов,22	ОК-37	1,2314	0,023	0,0552	1 365,40
ул.В.Интернационалистов,22а	ОК-37	1,5858	0,308	0,7392	5 916,74
ул.В.Интернационалистов,23	ОК-37	0,4531	0,061	0,1464	1 972,25
ул.В.Интернационалистов,24	ОК-37	0,666	0,012	0,0288	1 189,74
ул.В.Интернационалистов,24б	ОК-37	0	0,001	0,0024	1 014,07
ул.В.Интернационалистов,25	ОК-37	1,9991	0,037	0,0888	1 588,98
ул.В.Интернационалистов,26	ОК-37	0,7329	0,122	0,2928	2 946,39
ул.В.Интернационалистов,26а	ОК-37	0,448	0,017	0,0408	1 269,58
ул.В.Интернационалистов,28 админ.здание	ОК-37	0,1858	0,001	0,0024	1 014,07
ул.ГСБ,10 баня N 4	ОК-37	0,0716	0,028	0,0672	1 445,25
ул.ГСБ,10а	ОК-37	0,2678	0,052	0,1248	1 828,52
ул.ГСБ,12	ОК-37	0,078	0,011	0,0264	1 173,77
ул.ГСБ,8	ОК-37	0,2152	0,032	0,0768	1 509,13

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Добролюбова,83	ОК-37	0,2887	0,046	0,1104	1 732,70
ул.Добролюбова,85	ОК-37	0,0694	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Добролюбова,88а	ОК-37	0,0758	0,005	0,012	1 077,95
ул.З.Космодемьянской,126	ОК-37	0,2516	0,008	0,0192	1 125,86
ул.З.Космодемьянской,130	ОК-37	0,3198	0,059	0,1416	1 940,31
ул.З.Космодемьянской,132	ОК-37	0,3256	0,044	0,1056	1 700,76
ул.Земнухова,17	ОК-37	0,0739	0,007	0,0168	1 109,89
ул.Земнухова,19	ОК-37	0,0385	0,008	0,0192	1 125,86
ул.Земнухова,21	ОК-37	0,0362	0,005	0,012	1 077,95
ул.Земнухова,23	ОК-37	0,0588	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Земнухова,25	ОК-37	0,082	0,008	0,0192	1 125,86
ул.К.Либкнехта,100	ОК-37	1,1708	0,204	0,4896	4 255,90
ул.К.Либкнехта,52 общежитие	ОК-37	0,1562	0,018	0,0432	1 285,55
ул.К.Либкнехта,53	ОК-37	0,2052	0,06	0,144	1 956,28
ул.К.Либкнехта,55	ОК-37	2,2044	0,123	0,2952	2 962,36
ул.К.Либкнехта,58	ОК-37	0,3012	0,066	0,1584	2 052,09
ул.К.Либкнехта,60	ОК-37	0,2575	0,008	0,0192	1 125,86
ул.К.Либкнехта,62	ОК-37	0,2515	0,034	0,0816	1 541,07
ул.К.Либкнехта,63	ОК-37	0,5318	0,015	0,036	1 237,64
ул.К.Либкнехта,64а	ОК-37	0,2444	0,06	0,144	1 956,28
ул.К.Либкнехта,65	ОК-37	0,3195	0,004	0,0096	1 061,98
ул.К.Либкнехта,66	ОК-37	0,4029	0,009	0,0216	1 141,83



Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.К.Либкнехта,67	ОК-37	0,2827	0,047	0,1128	1 748,67
ул.К.Либкнехта,69	ОК-37	0,4177	0,042	0,1008	1 668,82
ул.К.Либкнехта,69а	ОК-37	0,4759	0,088	0,2112	2 403,42
ул.К.Либкнехта,71	ОК-37	0,3088	0,076	0,1824	2 211,79
ул.К.Либкнехта,73	ОК-37	0,1903	0,03	0,072	1 477,19
ул.К.Либкнехта,76	ОК-37	0,2923	0,066	0,1584	2 052,09
ул.К.Либкнехта,78а	ОК-37	0,0833	0,005	0,012	1 077,95
ул.К.Либкнехта,80	ОК-37	0,2943	0,007	0,0168	1 109,89
ул.К.Либкнехта,80а	ОК-37	0,2006	0,043	0,1032	1 684,79
ул.К.Либкнехта,82	ОК-37	0,2891	0,009	0,0216	1 141,83
ул.К.Либкнехта,84	ОК-37	0,2932	0,006	0,0144	1 093,92
ул.К.Либкнехта,86	ОК-37	0,2887	0,004	0,0096	1 061,98
ул.К.Либкнехта,88	ОК-37	0,2848	0,008	0,0192	1 125,86
ул.К.Либкнехта,90	ОК-37	0,2432	0,056	0,1344	1 892,40
ул.Кирова, д.15б д/с на 320мест поз.2 в микр.Вост.	ОК-37	0,3749	0,022	0,0528	1 349,43
ул.Кирова,11	ОК-37	1,0163	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Кирова,11а	ОК-37	0,3662	0,074	0,1776	2 179,85
ул.Кирова,11в	ОК-37	0,8664	0,145	0,348	3 313,69
ул.Кирова,13а	ОК-37	0,2135	0,022	0,0528	1 349,43
ул.Кирова,15	ОК-37	1,6009	0,021	0,0504	1 333,46
ул.Кирова,15а	ОК-37	0,3382	0,042	0,1008	1 668,82
ул.Кирова,17	ОК-37	0,4956	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Кирова,17а	ОК-37	0,3766	0,055	0,132	1 876,43
ул.Кирова,3	ОК-37	0,9093	0,16	0,384	3 553,24

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Кирова,3а	ОК-37	0,4295	0,098	0,2352	2 563,12
ул.Кирова,9	ОК-37	1,7896	0,034	0,0816	1 541,07
ул.Кирова,9а	ОК-37	0,0278	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Медицинская,10	ОК-37	0,6334	0,055	0,132	1 876,43
ул.Медицинская,12	ОК-37	0,4366	0,034	0,0816	1 541,07
ул.Медицинская,13а	ОК-37	0,2106	0,052	0,1248	1 828,52
ул.Медицинская,13б	ОК-37	0,6045	0,096	0,2304	2 531,18
ул.Медицинская,4	ОК-37	0,0733	0,01	0,024	1 157,80
ул.Медицинская,5 корпус №1	ОК-37	0,3005	0,03	0,072	1 477,19
ул.Медицинская,6	ОК-37	0,047	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Медицинская,7	ОК-37	0,1019	0,02	0,048	1 317,49
ул.Медицинская,8	ОК-37	0,2201	0,019	0,0456	1 301,52
ул.Медицинская,9	ОК-37	0,2598	0,047	0,1128	1 748,67
ул.Мира,48	ОК-37	0,2655	0,046	0,1104	1 732,70
ул.Мира,50	ОК-37	0,0511	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Мира,52	ОК-37	0,2704	0,05	0,12	1 796,58
ул.Мира,68	ОК-37	1,7117	0,284	0,6816	5 533,47
ул.Мира,70	ОК-37	1,1615	0,164	0,3936	3 617,11
ул.Мира,70б	ОК-37	0,3165	0,031	0,0744	1 493,16
ул.Мира,87	ОК-37	0,0339	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Мира,91 неж.здание+подвал, литер А	ОК-37	0,158	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Мира,91а	ОК-37	0,7889	0,008	0,0192	1 125,86

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Мира,93	ОК-37	0,0826	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Мира,95	ОК-37	0,0489	0,005	0,012	1 077,95
ул.Мира,97	ОК-37	0,069	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Мира,99	ОК-37	0,0486	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Мичурина,38	ОК-37	0,2678	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Мичурина,40	ОК-37	0,3104	0,079	0,1896	2 259,70
ул.Павленко,11	ОК-37	0,2791	0,066	0,1584	2 052,09
ул.Павленко,3	ОК-37	0,2407	0,051	0,1224	1 812,55
ул.Павленко,5	ОК-37	0,2589	0,056	0,1344	1 892,40
ул.Павленко,60	ОК-37	0,5392	0,096	0,2304	2 531,18
ул.Павленко,7	ОК-37	0,2689	0,055	0,132	1 876,43
ул.Павленко,7а	ОК-37	0,1386	0,024	0,0576	1 381,37
ул.Павленко,9	ОК-37	0,299	0,062	0,1488	1 988,22
ул.Петрова, 34б - администр. здание с гаражом	ОК-37	0,1287	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Петрова,1	ОК-37	0,5952	0,095	0,228	2 515,21
ул.Петрова,10	ОК-37	0,1698	0,019	0,0456	1 301,52
ул.Петрова,11	ОК-37	0,7387	0,128	0,3072	3 042,21
ул.Петрова,12	ОК-37	0,6641	0,136	0,3264	3 169,97
ул.Петрова,12а	ОК-37	0,7573	0,122	0,2928	2 946,39
ул.Петрова,12б	ОК-37	0,3416	0,033	0,0792	1 525,10
ул.Петрова,13	ОК-37	0,8349	0,045	0,108	1 716,73
ул.Петрова,13а	ОК-37	0,174	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Петрова,14	ОК-37	0,2214	0,01	0,024	1 157,80
ул.Петрова,14а	ОК-37	0,3347	0,063	0,1512	2 004,18

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Петрова,15 школа	ОК-37	0,6167	0,005	0,012	1 077,95
ул.Петрова,15а	ОК-37	0,2934	0,035	0,084	1 557,04
ул.Петрова,16	ОК-37	0,7238	0,025	0,06	1 397,34
ул.Петрова,17	ОК-37	0,7574	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Петрова,17а	ОК-37	0,4492	0,083	0,1992	2 323,58
ул.Петрова,18	ОК-37	0,6592	0,123	0,2952	2 962,36
ул.Петрова,18а	ОК-37	0,9078	0,187	0,4488	3 984,42
ул.Петрова,18в	ОК-37	0,0194	0,003	0,0072	1 046,01
ул.Петрова,19	ОК-37	0,7197	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Петрова,20	ОК-37	1,7619	0,054	0,1296	1 860,46
ул.Петрова,21	ОК-37	0,3796	0,041	0,0984	1 652,85
ул.Петрова,22	ОК-37	0,5413	0,054	0,1296	1 860,46
ул.Петрова,22а	ОК-37	0,6444	0,124	0,2976	2 978,33
ул.Петрова,22б	ОК-37	0,4525	0,065	0,156	2 036,12
ул.Петрова,23	ОК-37	0,9706	0,116	0,2784	2 850,57
ул.Петрова,24	ОК-37	0,3278	0,057	0,1368	1 908,37
ул.Петрова,25	ОК-37	0,2826	0,038	0,0912	1 604,94
ул.Петрова,3	ОК-37	0,893	0,014	0,0336	1 221,67
ул.Петрова,32	ОК-37	0,1684	0,019	0,0456	1 301,52
ул.Петрова,3а	ОК-37	0,1476	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Петрова,3б	ОК-37	0,094	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Петрова,4	ОК-37	1,0673	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Петрова,4а	ОК-37	0,4357	0,069	0,1656	2 100,00
ул.Петрова,4б	ОК-37	0,1776	0,015	0,036	1 237,64
ул.Петрова,5	ОК-37	0,5793	0,103	0,2472	2 642,97

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Петрова,6	ОК-37	0,9397	0,103	0,2472	2 642,97
ул.Петрова,8	ОК-37	0,726	0,137	0,3288	3 185,94
ул.Целинная,29	ОК-37	0,1259	0,006	0,0144	1 093,92
ул.Шевцовой,7	ОК-37	0,1842	0,05	0,12	1 796,58
ул.Эшкинина,16	ОК-37	0,4681	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Эшкинина,22	ОК-37	1,9777	0,032	0,0768	1 509,13
ул.Эшкинина,22а	ОК-37	0,4275	0,005	0,012	1 077,95
ул.Эшкинина,23	ОК-37	0,4765	0,049	0,1176	1 780,61
ул.Эшкинина,23а	ОК-37	0,3631	0,034	0,0816	1 541,07
Царьградский проспект,35	ОК-37	0,6773	0,007	0,0168	1 109,89
Царьградский проспект,37	ОК-37	0,406	0,051	0,1224	1 812,55
Сернурский тр., 1	ОК-3	0,1083	0,015	0,036	1 237,64
Сернурский тр.,5	ОК-3	0,1006	0,01	0,024	1 157,80
Сернурский тр.,6	ОК-3	0,2046	0,037	0,0888	1 588,98
ул.Авиации,7	ОК-3	0,2853	0,061	0,1464	1 972,25
ул.Гагарина,8а	ОК-3	0,3851	0,07	0,168	2 115,97
ул.Интернатская,10	ОК-3	0,1291	0,02	0,048	1 317,49
ул.Интернатская,4	ОК-3	0,0447	0,004	0,0096	1 061,98
ул.Интернатская,6	ОК-3	0,0686	0,008	0,0192	1 125,86
ул.Молодежная,1	ОК-3	0,1642	0,03	0,072	1 477,19
ул.Молодежная,10	ОК-3	0,1222	0,03	0,072	1 477,19
ул.Молодежная,11	ОК-3	0,4975	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Молодежная,12	ОК-3	0,1233	0,025	0,06	1 397,34
ул.Молодежная,14	ОК-3	0,1791	0,01	0,024	1 157,80

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.Молодежная,16 поз.1- 20,53 1 этажа ТЦ	ОК-3	0,0656	0,002	0,0048	1 030,04
ул.Молодежная,1а	ОК-3	0,2425	0,062	0,1488	1 988,22
ул.Молодежная,2	ОК-3	0,405	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Молодежная,3	ОК-3	0,7118	0,013	0,0312	1 205,70
ул.Молодежная,3а	ОК-3	0,2438	0,029	0,0696	1 461,22
ул.Молодежная,4	ОК-3	0,321	0,054	0,1296	1 860,46
ул.Молодежная,4а общежитие	ОК-3	0,321	0,011	0,0264	1 173,77
ул.Молодежная,5	ОК-3	0,6897	0,047	0,1128	1 748,67
ул.Молодежная,6	ОК-3	0,1288	0,024	0,0576	1 381,37
ул.Молодежная,7а	ОК-3	0,1146	0,029	0,0696	1 461,22
ул.Молодежная,7б	ОК-3	0,1146	0,029	0,0696	1 461,22
ул.Молодежная,7в	ОК-3	0,1146	0,027	0,0648	1 429,28
ул.Молодежная,8	ОК-3	0,1292	0,032	0,0768	1 509,13
ул.Молодежная,9	ОК-3	0,3418	0,09	0,216	2 435,36
ул.Советская,11	ОК-3	1,021	0,062	0,1488	1 988,22
ул.Советская,6 школа- интернат	ОК-3	0,2691	0,009	0,0216	1 141,83
ул.Советская,9	ОК-3	0,2114	0,004	0,0096	1 061,98
ул.ГСБ,33	ОК-4	0,0608	0,009	0,0216	1 141,83
ул.ГСБ,33а	ОК-4	0	0,006	0,0144	1 093,92
ул.ГСБ,35 Дворец культуры	ОК-4	0	0,002	0,0048	1 030,04
ул.ГСБ,35б столовая	ОК-4	0,0363	0,008	0,0192	1 125,86

Реестровый номер здания (адрес)	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП и реконструкцию внутренней системы ГВС, тыс. руб. с НДС
ул.ГСБ,36	ОК-4	0,2768	0,065	0,156	2 036,12
ул.ГСБ,36а	ОК-4	0,1062	0,012	0,0288	1 189,74
ул.ГСБ,37 общежитие	ОК-4	0	0,024	0,0576	1 381,37
ул.ГСБ,39а	ОК-4	0	0,012	0,0288	1 189,74
ул.ГСБ,39б	ОК-4	0	0,012	0,0288	1 189,74
ул.ГСБ,40	ОК-4	0	0,063	0,1512	2 004,18
ул.ГСБ,41а	ОК-4	0	0,037	0,0888	1 588,98
ул.ГСБ,42	ОК-4	0	0,001	0,0024	1 014,07
ул.Кирпичная,6	ОК-4	0,2871	0,063	0,1512	2 004,18
ул.Кирпичная,9	ОК-4	0,2861	0,06	0,144	1 956,28
ул.Лебедева,2	ОК-4	0	0,285	0,684	5 549,44
ул.Мира,15	ОК-4	0	0,01	0,024	1 157,80
ул.Мира,27а	ОК-4	0	0,012	0,0288	1 189,74
ул.Мира,31	ОК-4	0,2533	0,046	0,1104	1 732,70
ул.Мира,31а	ОК-4	0	0,04	0,096	1 636,88
ул.Машиностроителей,129	ОК-34	0,3082	0,034	0,0816	1 541,07
<b>ИТОГО</b>		<b>269,78792</b>	<b>28,3254</b>	<b>67,9809</b>	<b>1 308 714,46</b>

Оценка целесообразности сохранения открытой схемы горячего водоснабжения или ее закрытия выполнена на основании сопоставления показателей качества и экономической эффективности горячего водоснабжения.

Фактические показатели качества горячего водоснабжения за 2018-2022 годы приведены в таблицах ниже.

**Табл. 7.3 - Показатели качества горячего водоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"**

<b>Показатели качества ГВС</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Число часов работы в год	8424	8424	8448	8424	8520
Число часов работы в год с температурой превышающей 65 °С	0	0	0	0	0
Число часов работы в год с температурой ниже 45 °С	0	0	0	0	0
Количество проб с неудовлетворительными показателями "мутность и цветность"	0	0	0	0	0
Количество жалоб на качество горячего водоснабжения	0	0	0	0	0
Относительное количество жалоб на качество горячего водоснабжения (определяется как количество жалоб к количеству обслуживаемых жителей)	0	0	0	0	0

**Табл. 7.4 - Показатели качества горячего водоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации Филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

<b>Показатели качества ГВС</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Число часов работы в год	8424	8424	8452	8424	8520
Число часов работы в год с температурой превышающей 65 °С	0	0	0	0	0
Число часов работы в год с температурой ниже 45 °С	0	0	0	0	0



Показатели качества ГВС	2018	2019	2020	2021	2022
Количество проб с неудовлетворительными показателями "мутность и цветность"	0	0	0	0	0
Количество жалоб на качество горячего водоснабжения	0	0	0	0	0
Относительное количество жалоб на качество горячего водоснабжения (определяется как количество жалоб к количеству обслуживаемых жителей)	0	0	0	0	0

Приведенные данные позволяют сделать вывод о том, что в существующих открытых схемах горячего водоснабжения обеспечивается нормативное качество горячей воды. Перевод открытых схем горячего водоснабжения в закрытые не приведет к повышению качества горячего водоснабжения. Теоретически, при возникновении неплотностей между греющей и нагреваемой средой в теплообменниках при закрытой схеме возможно ухудшение качества горячего водоснабжения за счет перетоков теплоносителя, не соответствующего качеству питьевой воды, в горячую воду.

Повышение экономической эффективности горячего водоснабжения при переходе к закрытой схеме возможно только за счет снижения затрат на водоподготовку. Величина экономии оценивается в 2-3,5 млн. рублей в год. При объеме необходимых капитальных вложений в закрытие системы горячего водоснабжения в размере 1,309 млрд. руб., данный проект не окупается и экономически нецелесообразен.

Настоящим проектом в качестве финансирования мероприятий по закрытию ГВС предусматриваются республиканский бюджет, городской бюджет. Кроме того, возможно частичное привлечение следующих нетарифных источников финансирования мероприятий:

#### 1) Фонд капитального ремонта:

##### Плюсы:

- Наличие источника финансирования;
- Единый оператор программы;

- Отработанные процедуры реализации;

Минусы:

- Ограниченность средств фонда капитального ремонта

**2) Средства собственников объектов:**

Плюсы:

- Более быстрый срок окупаемости по сравнению с энергосервисным контрактом;
- Отсутствие законодательных ограничений;

Минусы:

- Необходимость единовременного сбора средств

## **Раздел 8. Перспективные топливные балансы**

### **8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе**

Перспективные топливные балансы разработаны в соответствии с пунктом 70 Требований к схемам теплоснабжения.

Перспективные топливные балансы по каждому источнику тепловой энергии необходимы для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории города Йошкар-Ола.

Основным видом топлива источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола является природный газ. Резервное – мазут. На одной котельной ООО «Марикомуннэнерго» в качестве резервного топлива используется уголь.

Был рассмотрен один сценарий развития структуры теплоснабжения г. Йошкар-Ола: увеличение присоединенных тепловых нагрузок путем учета прогнозируемых приростов тепловых нагрузок на период до 2027 г.

Перспективное топливопотребление было рассчитано на основе прогноза спроса на тепловую энергию (мощность), приведенного в Главе 2. «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

Согласно сценарию собран сводный баланс перспективных тепловых нагрузок для расчета перспективного потребления топлива по отдельным источникам.

Расчет прогнозного отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии выполнен в соответствии с пунктами 6, 7, 13, 17.1 Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства, утвержденного Приказом ФСТ от 12.02.2012 г. № 53-э/1.

Прогнозные объемы отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии, осуществляющих производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, формируются исходя из фактического отпуска тепловой энергии, среднегодового фактического потребления тепловой энергии за 3 периода регулирования, предшествующие расчетному (п.17.1 приказа ФСТ) с учетом динамики изменения объемов потребления (п.13 приказа ФСТ).

В таблицах ниже представлены топливно-энергетические балансы источников тепловой энергии г. Йошкар-Ола.

**Табл. 8.1 - Топливо-энергетический баланс источника тепловой энергии ТЭЦ-2, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии**

Показатель	Един. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс. Гкал	991,827	927,571	943,172	1 039,998	968,892	986,516	1 016,930	1 034,069	1 062,313	1 062,313
хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. МВт-ч	643,190	597,714	604,019	704,279	655,580	655,580	655,580	655,580	655,580	655,580
на тепловом потреблении	тыс. МВт-ч	461,292	452,547	474,787	521,158	487,056	487,056	487,056	487,056	487,056	487,056
в конденсационном режиме	тыс. МВт-ч	181,898	145,168	129,231	183,121	168,525	168,525	168,525	168,525	168,525	168,525
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т условного топлива	300,690	275,340	274,929	313,112	286,609	289,050	293,263	295,637	299,548	299,548
на выработку электрической энергии	тыс. т условного топлива	160,150	144,954	144,003	168,864	152,410	152,410	152,410	152,410	152,410	152,410
на выработку тепловой энергии	тыс. т условного топлива	140,540	130,386	130,926	144,248	134,199	136,640	140,853	143,227	147,138	147,138
УРУТ на выработку электрической энергии	г/кВт-ч	248,99	242,51	238,41	239,77	232,48	232,48	232,48	232,48	232,48	232,48
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	132,86	133,04	131,59	131,43	131,06	131,06	131,06	131,06	131,06	131,06
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	285,21	279,44	274,32	272,00	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	141,70	140,57	138,81	138,70	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51

**Табл. 8.2 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии на источнике тепловой энергии ТЭЦ-2, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии, тыс. м3/час**

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимальный часовой расход топлива при расчетной температуре наружного воздуха	43,800	44,089	47,382	47,428	48,629	48,731	49,702	49,879	50,887	50,887
Максимальный часовой расход топлива в летний период	4,500	4,528	5,014	5,041	7,837	7,853	8,020	8,042	8,252	8,252

**Табл. 8.3 - Нормативные запасы резервного топлива на источнике тепловой энергии ТЭЦ-2, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии, тыс. тонн натурального топлива**

Показатель		2022	2023	2024	2025	2026	2027
ННЗТ	уголь	-	-	-	-	-	-
	мазут	2,165	2,165	2,165	2,165	2,165	2,165
НЗВТ	уголь	-	-	-	-	-	-
	мазут	-	-	-	-	-	-
НЭЗТ	уголь	-	-	-	-	-	-
	мазут	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015
ОНЗТ	уголь	-	-	-	-	-	-
	мазут	3,180	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18

**Табл. 8.4 - Топливо-энергетический баланс источника тепловой энергии ТЭЦ-1, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"**

Показатель	Един. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс. Гкал	395,037	358,169	342,711	406,109	385,535	377,993	384,202	384,202	387,379	387,379
хозяйственные нужды	тыс. Гкал	5,471	4,713	4,600	4,968	4,356	4,356	4,356	4,356	4,356	4,356
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. МВт-ч	3,728	4,419	5,173	2,725	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Показатель	Един. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
на тепловом потреблении	тыс. МВт-ч	3,728	4,419	5,173	2,725	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в конденсационном режиме	тыс. МВт-ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т условного топлива	65,189	59,294	56,883	66,302	62,158	60,933	63,051	63,051	63,572	63,572
на выработку электрической энергии	тыс. т условного топлива	1,497	1,774	2,076	1,094	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
на выработку тепловой энергии	тыс. т условного топлива	63,692	57,520	54,807	65,208	62,158	60,933	63,051	63,051	63,572	63,572
УРУТ на выработку электрической энергии	г/кВт-ч	401,40	401,40	401,40	401,40	-	-	-	-	-	-
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	157,40	156,70	155,90	156,90	157,50	157,50	159,87	159,87	159,87	159,87
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	446,00	446,00	446,00	446,00	-	-	-	-	-	-
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	161,20	160,60	160,00	160,60	161,20	161,20	164,11	164,11	164,11	164,11

**Табл. 8.5 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии на источнике тепловой энергии ТЭЦ-1, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1", тыс. м3/час**

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимальный часовой расход топлива при расчетной температуре наружного воздуха	24,251	24,094	24,284	25,455	23,841	23,835	24,265	24,265	24,390	24,390
Максимальный часовой расход топлива в летний период	1,556	1,426	1,566	1,541	1,456	1,456	1,482	1,482	1,507	1,507

**Табл. 8.6 - Нормативные запасы резервного топлива на источнике тепловой энергии ТЭЦ-1, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1", тыс. тонн натурального топлива**

Показатель		2022	2023	2024	2025	2026	2027
ННЗТ	уголь	-	-	-	-	-	-
	мазут	598,6	598,6	598,6	598,6	598,6	598,6
НЗВТ	уголь	-	-	-	-	-	-
	мазут	-	-	-	-	-	-
НЭЗТ	уголь	-	-	-	-	-	-
	мазут	1 995,4	1 995,4	1 995,4	1 995,4	1 995,4	1 995,4
ОНЗТ	уголь	-	-	-	-	-	-
	мазут	2 594,0	2 594,0	2 594,0	2 594,0	2 594,0	2 594,0

**Табл. 8.7 - Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1", тыс. Гкал**

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	ОК-37	газ	310,884	289,309	285,410	324,948	318,582	307,201	314,286	321,220	361,546	437,751
2	ОК-3	газ	39,203	36,811	35,665	39,573	38,185	37,516	39,170	39,170	-	-
3	ОК-4	газ	74,415	73,431	75,468	83,006	78,576	74,903	76,699	76,699	79,894	-
4	ОК-6	газ	0,921	0,765	0,698	0,747	0,689	0,880	0,882	0,882	0,882	0,882
5	ОК-9	газ	9,126	8,007	7,849	8,687	8,298	8,463	8,498	8,498	8,498	8,498
6	ОК-10	газ	0,189	0,235	0,217	0,254	0,243	0,219	0,223	0,223	0,223	0,223
7	ОК-14	газ	0,523	0,566	0,555	0,577	0,547	0,493	0,485	0,485	0,485	0,485
8	ОК-15	газ	0,329	0,362	0,346	0,390	0,365	0,378	0,381	0,381	0,381	0,381
9	ОК-16	газ	17,947	18,094	17,256	18,810	17,998	17,193	-	-	-	-
10	ОК-24	газ	0,218	0,208	0,202	0,246	0,241	0,188	0,192	0,192	0,192	0,192
11	ОК-25	газ	0,457	0,437	0,435	0,508	0,475	0,486	0,483	0,483	0,483	0,483
12	ОК-27	газ	2,193	2,204	1,982	2,343	2,150	2,348	2,554	2,554	2,554	2,554
13	ОК-28	газ	2,038	1,748	1,640	1,992	1,860	1,763	1,803	1,803	1,803	1,803

N котель ной	Наименова ние котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
14	ОК-29	газ	0,460	0,399	0,381	0,286	0,143	0,277	0,266	0,266	0,266	0,266
15	ОК-32	газ	0,206	0,210	0,198	0,234	0,225	0,186	0,189	0,189	0,189	0,189
16	ОК-34	газ	17,174	19,526	18,464	20,879	27,026	21,579	21,161	-	-	-
17	ОК-35	газ	5,565	4,833	4,904	5,708	5,403	5,460	4,431	4,431	-	-
18	ОК-38	газ	10,690	12,643	12,370	13,371	12,759	12,266	12,381	12,381	12,381	12,381
Итого			492,537	469,787	464,039	522,558	513,762	491,800	484,085	469,858	469,778	466,089

**Табл. 8.8 - Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1", кг условного топлива/Гкал**

N котель ной	Наименова ние котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	ОК-37	газ	152,70	152,80	152,10	152,00	153,00	153,00	155,52	155,52	155,52	155,52
2	ОК-3	газ	155,30	152,20	151,80	151,90	152,50	152,50	155,60	155,60	-	-
3	ОК-4	газ	160,90	158,90	158,60	159,00	158,70	158,70	161,40	161,40	161,40	-
4	ОК-6	газ	159,80	159,90	166,00	166,20	166,50	166,50	168,72	168,72	168,72	168,72
5	ОК-9	газ	161,70	153,80	154,20	154,20	154,20	154,20	156,75	156,75	156,75	156,75
6	ОК-10	газ	213,10	157,20	157,10	157,30	157,40	157,40	160,43	160,43	160,43	160,43
7	ОК-14	газ	176,70	160,90	161,50	162,20	161,80	161,80	164,47	164,47	164,47	164,47
8	ОК-15	газ	195,90	161,00	163,60	163,50	163,50	163,50	166,53	166,53	166,53	166,53
9	ОК-16	газ	178,40	179,30	170,60	168,80	170,40	170,40	-	-	-	-
10	ОК-24	газ	167,20	165,10	162,50	162,10	162,00	162,00	164,59	164,59	164,59	164,59
11	ОК-25	газ	172,00	161,40	159,20	164,90	164,80	164,80	165,93	165,93	165,93	165,93
12	ОК-27	газ	166,90	157,70	155,80	154,00	154,00	154,00	157,08	157,08	157,08	157,08
13	ОК-28	газ	159,70	155,50	159,40	160,20	159,80	159,80	162,15	162,15	162,15	162,15
14	ОК-29	газ	157,00	157,00	162,30	162,30	162,40	162,40	164,33	164,33	164,33	164,33
15	ОК-32	газ	180,50	157,00	160,20	160,10	160,10	160,10	162,20	162,20	162,20	162,20
16	ОК-34	газ	156,90	155,60	156,70	157,10	158,60	158,60	162,07	-	-	-
17	ОК-35	газ	164,30	165,60	163,00	162,30	163,60	163,60	165,55	165,55	-	-



N котель ной	Наименова ние котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
18	ОК-38	газ	188,40	160,30	162,80	161,20	159,40	159,40	163,64	163,64	163,64	163,64
Итого			157,29	154,94	154,53	154,42	155,12	154,54	157,17	156,92	156,86	155,86

**Табл. 8.9 - Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1", тонн условного топлива**

N котель ной	Наименова ние котельной	Вид топлива	Расход условного топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	ОК-37	газ	47 461	44 208	43 399	49 404	48 747	47 001	48 879	49 957	56 229	68 081
2	ОК-3	газ	6 087	5 607	5 416	6 012	5 825	5 713	6 095	6 095	-	-
3	ОК-4	газ	11 975	11 683	11 972	13 201	12 473	11 850	12 380	12 380	12 895	-
4	ОК-6	газ	147	123	116	124	115	147	149	149	149	149
5	ОК-9	газ	1 476	1 233	1 211	1 340	1 280	1 307	1 332	1 332	1 332	1 332
6	ОК-10	газ	40	37	34	40	38	33	36	36	36	36
7	ОК-14	газ	92	91	90	93	89	76	80	80	80	80
8	ОК-15	газ	64	58	57	64	60	65	64	64	64	64
9	ОК-16	газ	3 202	3 059	2 944	3 176	3 067	2 914	-	-	-	-
10	ОК-24	газ	36	34	33	35	37	30	32	32	32	32
11	ОК-25	газ	79	71	69	84	78	81	80	80	80	80
12	ОК-27	газ	366	348	309	361	331	364	401	401	401	401
13	ОК-28	газ	325	272	261	319	297	282	292	292	292	292
14	ОК-29	газ	72	63	62	46	23	45	44	44	44	44
15	ОК-32	газ	37	33	32	33	38	29	31	31	31	31
16	ОК-34	газ	3 082	3 039	2 892	3 280	4 281	3 219	3 430	-	-	-
17	ОК-35	газ	915	802	800	926	885	907	734	734	-	-
18	ОК-38	газ	2 014	2 029	2 014	2 156	2 033	1 937	2 026	2 026	2 026	2 026
Итого			77 472	72 790	71 708	80 694	79 697	76 001	76 082	73 731	73 690	72 647

**Табл. 8.10 - Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1", тыс. м3/т. натурального топлива**

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м <sup>3</sup> /т натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	ОК-37	газ	40 857	37 996	37 123	42 381	41 315	39 835	41 706	42 626	47 977	58 090
2	ОК-3	газ	5 238	4 813	4 630	5 156	4 934	4 839	5 200	5 200	-	-
3	ОК-4	газ	10 304	10 028	10 235	11 321	10 565	10 038	10 563	10 563	11 003	-
4	ОК-6	газ	127	105	99	107	97	125	127	127	127	127
5	ОК-9	газ	1 270	1 058	1 035	1 149	1 084	1 107	1 137	1 137	1 137	1 137
6	ОК-10	газ	35	32	29	34	32	28	31	31	31	31
7	ОК-14	газ	79	78	77	80	75	64	68	68	68	68
8	ОК-15	газ	55	50	48	55	51	55	54	54	54	54
9	ОК-16	газ	2 756	2 626	2 517	2 724	2 598	2 468	-	-	-	-
10	ОК-24	газ	31	30	28	30	31	26	27	27	27	27
11	ОК-25	газ	68	61	59	72	66	68	68	68	68	68
12	ОК-27	газ	315	299	264	309	281	308	342	342	342	342
13	ОК-28	газ	280	234	224	274	252	239	249	249	249	249
14	ОК-29	газ	62	54	53	40	20	38	37	37	37	37
15	ОК-32	газ	32	28	27	28	32	25	26	26	26	26
16	ОК-34	газ	2 652	2 609	2 472	2 813	3 626	2 727	2 929	-	-	-
17	ОК-35	газ	787	688	684	794	750	768	626	626	-	-
18	ОК-38	газ	1 733	1 741	1 722	1 849	1 722	1 641	1 730	1 730	1 730	1 730
Итого			66 681	62 530	61 325	69 217	67 531	64 399	64 921	62 912	62 877	61 987

**Табл. 8.11 - Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1" (зимний период), тыс. м3/т натурального топлива**

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	ОК-37	газ	18,354	18,869	18,540	16,786	16,974	16,974	17,520	17,785	19,975	24,106
2	ОК-3	газ	2,108	1,964	1,904	1,896	1,902	1,902	1,941	1,941	-	-
3	ОК-4	газ	4,353	3,951	4,150	4,130	4,126	4,126	4,196	4,196	4,287	-

N котель ной	Наименова ние котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
4	ОК-6	газ	0,042	0,042	0,044	0,044	0,044	0,044	0,045	0,045	0,045	0,045
5	ОК-9	газ	0,528	0,474	0,475	0,422	0,428	0,428	0,435	0,435	0,435	0,435
6	ОК-10	газ	0,016	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
7	ОК-14	газ	0,039	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
8	ОК-15	газ	0,025	0,020	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
9	ОК-16	газ	1,252	1,073	1,021	0,985	1,024	1,024	-	-	-	-
10	ОК-24	газ	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
11	ОК-25	газ	0,053	0,036	0,036	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
12	ОК-27	газ	0,100	0,094	0,093	0,091	0,092	0,092	0,094	0,094	0,094	0,094
13	ОК-28	газ	0,130	0,127	0,130	0,131	0,131	0,131	0,133	0,133	0,133	0,133
14	ОК-29	газ	0,027	0,027	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
15	ОК-32	газ	0,015	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
16	ОК-34	газ	0,216	0,190	0,191	0,187	0,192	0,192	0,196	-	-	-
17	ОК-35	газ	0,180	0,179	0,212	0,211	0,213	0,213	0,215	0,215	-	-
18	ОК-38	газ	0,672	0,486	0,493	0,474	0,482	0,482	0,495	0,495	0,495	0,495
Итого			28,121	27,603	27,406	25,512	25,762	25,762	25,426	25,495	25,620	25,464

Табл. 8.12 - Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1" (летний период), тыс. м3/тонн натурального топлива

N котель ной	Наименова ние котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	ОК-37	газ	1,836	2,289	2,172	2,170	2,166	2,166	2,255	2,303	2,600	2,974
2	ОК-3	газ	0,378	0,269	0,219	0,218	0,218	0,218	0,223	0,223	-	-
3	ОК-4	газ	0,752	0,395	0,375	0,351	0,349	0,349	0,355	0,355	0,389	-
4	ОК-6	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	ОК-9	газ	0,065	0,034	0,034	0,028	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
6	ОК-10	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	ОК-14	газ	0,005	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
8	ОК-15	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

N котель ной	Наименова ние котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
9	ОК-16	газ	0,347	0,164	0,156	0,123	0,154	0,154	0,000	0,000	0,000	0,000
10	ОК-24	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	ОК-25	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	ОК-27	газ	0,008	0,007	0,007	0,006	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
13	ОК-28	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
14	ОК-29	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
15	ОК-32	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
16	ОК-34	газ	0,048	0,024	0,024	0,019	0,023	0,023	0,023	-	-	-
17	ОК-35	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
18	ОК-38	газ	0,185	0,073	0,072	0,058	0,071	0,071	0,073	0,073	0,073	0,073
Итого			3,625	3,257	3,061	2,975	3,024	3,024	2,973	2,998	3,105	3,091

Табл. 8.13 - Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго", тыс. Гкал

N котель ной	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино	газ	0,595	0,512	0,494	0,653	0,581	0,576	0,576	0,576	0,576	0,576
2	Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58	газ	1,672	1,789	2,042	2,229	2,040	2,104	2,104	2,104	2,104	2,104
3	Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово ул.Ветеранов, 1	газ	2,810	3,026	2,956	3,417	3,327	3,233	3,233	3,233	3,233	3,233
Итого			5,076	5,328	5,493	6,299	5,948	5,913	5,913	5,913	5,913	5,913

**Табл. 8.14 - Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго", кг условного топлива/Гкал**

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино	газ	312,94	250,98	201,82	201,82	201,82	201,82	201,82	201,82	201,82	201,82
2	Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58	газ	208,02	182,43	157,17	151,94	158,38	158,38	158,38	158,38	158,38	158,38
3	Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово ул.Ветеранов, 1	газ	152,29	152,29	152,29	152,29	152,29	152,29	152,29	152,29	152,29	152,29
<b>Итого</b>			<b>189,47</b>	<b>171,90</b>	<b>158,56</b>	<b>157,30</b>	<b>159,22</b>	<b>159,28</b>	<b>159,28</b>	<b>159,28</b>	<b>159,28</b>	<b>159,28</b>

**Табл. 8.15 - Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго", тонн условного топлива**

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино	газ/угол ь/дрова	186,200	128,500	99,700	131,790	117,259	116,249	116,249	116,249	116,249	116,249
2	Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58	газ	347,700	326,400	321,000	338,700	323,100	333,215	333,215	333,215	333,215	333,215
3	Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово ул.Ветеранов, 1	газ	427,900	460,887	450,211	520,312	506,727	492,417	492,417	492,417	492,417	492,417
<b>Итого</b>			<b>961,800</b>	<b>915,787</b>	<b>870,911</b>	<b>990,802</b>	<b>947,086</b>	<b>941,881</b>	<b>941,881</b>	<b>941,881</b>	<b>941,881</b>	<b>941,881</b>

**Табл. 8.16 - Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго", тыс. м<sup>3</sup>/т. натурального топлива**

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м <sup>3</sup> /т натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино	газ	0,000	0,000	30,248	39,984	35,575	35,269	35,269	35,269	35,269	35,269
		уголь/дрова	337,500	229,440	87,055	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58	газ	304,133	285,547	280,760	296,337	281,308	290,115	290,115	290,115	290,115	290,115
3	Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово ул.Ветеранов, 1	газ	374,582	403,459	394,113	455,479	443,587	431,060	431,060	431,060	431,060	431,060
Итого		газ	678,715	689,006	705,121	791,800	760,470	756,444	756,444	756,444	756,444	756,444
Итого		угол/дрова	337,500	229,440	87,055	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Табл. 8.17 - Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго" (зимний период), тыс. м<sup>3</sup>/т натурального топлива**

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино	газ	0,062	0,050	0,040	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
2	Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58	газ	0,181	0,158	0,136	0,131	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
3	Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово ул.Ветеранов, 1	газ	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149
Итого			0,391	0,357	0,324	0,296	0,301	0,301	0,301	0,301	0,301	0,301

**Табл. 8.18 - Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго" (летний период), тыс. м3/тонн натурального топлива**

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино	газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58	газ	0,010	0,008	0,007	0,006	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
3	Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово ул.Ветеранов, 1	газ	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Итого			0,025	0,024	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022

**Табл. 8.19 - Нормативные запасы резервного топлива на источниках тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго", тыс. тонн натурального топлива**

Показатель	Вид топлива	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ННЗТ	уголь	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888
НЭЗТ	уголь	2,853	2,853	2,853	2,853	2,853	2,853
ОНЗТ	уголь	3,741	3,741	3,741	3,741	3,741	3,741

## **8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии**

Все централизованные источники теплоснабжения используют в качестве основного топлива природный газ. Состав и характеристики природного газа практически неизменны.

Газоснабжение г. Йошкар-Ола в настоящее время осуществляется природным газом. Поставка газа осуществляется по договорам поставки газа с ООО «Газпром Межрегионгаз Йошкар-Ола», поступающий по газопроводам «Ямбург-Тула-2» и «Пермь-Горький», Пермь-Горький ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» через ГРС Йошкар-Ола 1, Йошкар-Ола 2 и КС Лысково. Газоснабжение источников тепловой энергии МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» осуществляется от двух магистральных газопроводов и двух ГРС №№ 1, 2 г. Йошкар-Ола.

Резервное топливо энергетических котлов ТЭЦ – мазут. Резервное топливо пиковых водогрейных котлов – мазут. Резервное топливо храниться в металлических мазутных баках наземного типа. Марка мазута М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 9300 ккал/кг и содержанием серы до 2%.

Использование местных видов топлива для замещения природного газа не предусматривается. Ввод новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии в г. Йошкар-Ола на момент актуализации схемы теплоснабжения не предполагается. Сведения о существующих источниках тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии отсутствуют.



**8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения**

Резервным топливом котельной 0101 г. Йошкар-Ола ул. Мышино ООО "Марикоммунэнерго" служит каменный уголь марки ДО (длиннопламенный орех) с низшей теплотой сгорания 5980 ккал/кг.

**8.4. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе**

Преобладающий вид топлива в г. Йошкар-Ола – природный газ.

#### **8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса г. Йошкар-Ола**

Приоритетным направлением развития топливного баланса города Йошкар-Олы является сохранение и увеличение объемов (в связи с подключением новых потребителей) в качестве преобладающего топлива природного газа.

## **Раздел 9. Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию**

### **9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение объектов системы теплоснабжения**

В Табл. 9.1 представлены планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» с указанием источников финансирования мероприятий.

Общий объем капитальных вложений на реализацию мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, составит 1,434 млрд. руб. Из них: амортизация – 429,523 млн. руб., средства из прибыли – 106,900 млн. руб., плата за подключение потребителей – 42,453 млн. руб., бюджетные (заемные) средства – 855,366 млн. руб.

В Табл. 9.2 представлены планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" с указанием источников финансирования мероприятий.

Общий объем капитальных вложений на реализацию мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, составит 701,241 млн. руб. Из них: собственные средства – 592, 848 млн. руб., плата за подключение потребителей - 108,393 млн. руб.

**Табл. 9.1 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>Проекты ЕТО N 001 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»</b>					
Всего стоимость проектов	245 592,33	100 008,00	321 289,82	183 900,18	583 452,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	245 592,33	345 600,33	666 890,15	850 790,34	1 434 242,34
Источники инвестиций, в том числе:	245 592,33	100 008,00	321 289,82	183 900,18	583 452,00
Собственные средства, в том числе:	49 118,47	90 500,00	100 333,00	153 565,73	142 906,29
Амортизация	49 118,47	0,00	83 933,00	153 565,73	142 906,29
Средства из прибыли	0,00	90 500,00	16 400,00	0,00	0,00
Средства за присоединение потребителей	0,00	9 508,00	4 298,82	28 646,18	0,00
Бюджетные средства (заемные)	196 473,86	0,00	216 658,00	1 688,27	440 545,71
<b>Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	166 872,02	257 372,02	533 772,02	533 772,02	533 772,02
Источники инвестиций, в том числе:	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Собственные средства, в том числе:	33 374,40	90 500,00	59 742,00	0,00	0,00
Амортизация	33 374,40	0,00	43 342,00	0,00	0,00

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Средства из прибыли	0,00	90 500,00	16 400,00	0,00	0,00
Средства за присоединение потребителей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бюджетные средства (заемные)	133 497,62	0,00	216 658,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	166 872,02	257 372,02	533 772,02	533 772,02	533 772,02
<b>Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"</b>					
Всего стоимость группы проектов	78 720,31	9 508,00	44 889,82	183 900,18	583 452,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	78 720,31	88 228,31	133 118,13	317 018,32	900 470,32
Источники инвестиций, в том числе:	78 720,31	9 508,00	44 889,82	183 900,18	583 452,00

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Собственные средства, в том числе:	15 744,06	0,00	40 591,00	153 565,73	142 906,29
Амортизация	15 744,06	0,00	40 591,00	153 565,73	142 906,29
Средства из прибыли	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средства за присоединение потребителей	0,00	9 508,00	4 298,82	28 646,18	0,00
Бюджетные средства (заемные)	62 976,25	0,00	0,00	1 688,27	440 545,71
<b>Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"</b>					
Всего стоимость группы проектов	0,00	9 508,00	4 298,82	28 646,18	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	9 508,00	13 806,82	42 453,01	42 453,01
<b>Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных"</b>					
Всего стоимость группы проектов	8 383,33	0,00	0,00	118 748,00	528 676,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	8 383,33	8 383,33	8 383,33	127 131,33	655 807,33

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса"</b>					
Всего стоимость группы проектов	70 336,98	0,00	40 591,00	36 506,00	54 776,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	70 336,98	70 336,98	110 927,98	147 433,98	202 209,98

**Табл. 9.2 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Проекты ЕТО N 002 филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"</b>					
Всего стоимость проектов	150 594,18	213 949,60	198 059,84	94 698,78	43 938,95
Всего стоимость проектов накопленным итогом	150 594,18	364 543,78	562 603,62	657 302,40	701 241,35
Источники инвестиций, в том числе:	150 594,18	213 949,60	198 059,84	94 698,78	43 938,95
Собственные средства	108 181,71	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Средства за присоединение потребителей	42 412,47	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Бюджетные средства	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95



<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	44 464,28	224 361,88	409 721,72	486 191,91	530 130,86
Источники инвестиций, в том числе:	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Собственные средства	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Средства за присоединение потребителей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бюджетные средства	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"</b>					
Всего стоимость группы проектов	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	44 464,28	224 361,88	409 721,72	486 191,91	530 130,86
<b>Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"</b>					
Всего стоимость группы проектов	106 129,90	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00

<b>Стоимость проектов</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	106 129,90	140 181,90	152 881,90	171 110,49	171 110,49
Источники инвестиций, в том числе:	106 129,90	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Собственные средства	63 717,43	0,00	0,00	0,00	0,00
Средства за присоединение потребителей	42 412,47	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Бюджетные средства	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"</b>					
Всего стоимость группы проектов	1 374,87	0,00	0,00	3 228,59	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 374,87	1 374,87	1 374,87	4 603,46	4 603,46
<b>Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных"</b>					
Всего стоимость группы проектов	41 037,60	34 052,00	12 700,00	15 000,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	41 037,60	75 089,60	87 789,60	102 789,60	102 789,60

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурс"</b>					
Всего стоимость группы проектов	63 717,43	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	63 717,43	63 717,43	63 717,43	63 717,43	63 717,43

**9.2. Оценка ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

Оценка ценовых последствий для МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» представлена в Табл. **9.3**, для филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" в Табл. **9.4**.

**Табл. 9.3 – Тарифно-балансовая модель, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», с учетом предложений по техническому перевооружению**

Показатели	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Тепловая энергия											
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ и котельных, всего, в том числе:	тыс. Гкал	876,43	810,17	788,39	909,87	881,43	867,93	842,23	832,23	835,68	833,39
ТЭЦ-1	тыс. Гкал	395,04	358,17	342,71	406,11	385,54	384,20	377,99	377,99	381,17	381,17
котельные	тыс. Гкал	481,39	452,00	445,68	503,76	495,89	483,73	464,24	454,23	454,51	452,22
Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	477,94	450,34	445,58	421,12	387,40	368,12	393,82	403,82	396,32	398,60
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	1 354,36	1 260,50	1 233,97	1 330,991	1 268,83	1 236,05	1 236,05	1 236,05	1 231,99	1 231,99
Потери тепловой энергии, в том числе	тыс. Гкал	291,11	219,51	226,33	206,54	166,33	166,33	166,33	166,33	166,33	166,33
Полезный отпуск т/э	тыс. Гкал	1 063,25	1 063,23	1 007,64	1 124,45	1 102,50	1 069,72	1 069,72	1 069,72	1 065,67	1 065,67
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	161,05	160,85	160,51	160,37	160,93	160,74	163,70	162,66	162,51	161,84
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	142,66	132,08	128,59	147,00	141,85	136,93	142,08	138,06	138,48	137,56
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	142,66	132,08	128,59	147,00	141,85	136,93	142,08	138,06	138,48	137,56
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.	1,497	1,774	2,076	1,094	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	141,16	130,31	126,52	145,90	141,85	136,93	142,08	138,06	138,48	137,56
объем натурального топлива	тыс. м3	121,50	111,94	108,20	125,15	120,20	116,03	121,23	117,82	118,19	117,74
Цены на топливо											
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./тыс. куб.м.				4 657,32	5 507,72	5 975,88	6 214,92	6 650,58	6 894,95	7 198,16
Расчет НВВ											
Затраты на топливо, в том числе	тыс. руб.	620 437,80	573 699,80	578 936,79	582 863,83	662 026,94	693 381,35	753 434,29	783 571,00	814 914,00	847 511,00
Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	454 149,60	439 755,00	456 809,80	435 264,15	407 661,51	416 935,97	427 523,00	453 355,00	461 630,00	477 073,00
Электроэнергия	тыс. руб.	105 685,50	118 547,20	118 821,99	141 244,63	142 028,60	152 440,82	156 802,25	162 687,03	171 529,94	179 613,55
Вода на технологию	тыс. руб.	25 873,03	45 987,44	33 207,11	34 535,39	35 916,81	37 353,48	38 847,62	40 401,52	42 017,59	43 698,29
Итого расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1 206 145,93	1 177 989,44	1 187 775,69	1 193 907,99	1 247 633,85	1 300 111,62	1 376 607,16	1 440 014,55	1 490 091,52	1 547 895,84
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	382 419,55	427 700,39	409 570,26	424 134,86	449 582,95	471 792,35	485 757,40	500 135,82	514 939,84	530 182,06
Неподконтрольные расходы, в том числе	тыс. руб.	86 751,50	96 763,17	132 211,14	280 333,04	255 224,70	274 192,75	274 944,70	276 221,77	277 055,46	279 479,17
Амортизация	тыс. руб.	51 674,50	51 666,90	51 674,50	51 674,50	51 674,50	51 666,93	51 666,93	51 666,93	51 666,93	51 666,93
Итого НВВ	тыс. руб.	1 660 735,81	1 672 619,49	1 665 155,88	1 921 599,31	1 952 441,51	2 046 096,72	2 137 309,26	2 216 372,13	2 282 086,82	2 357 557,07
Полезный отпуск	тыс. Гкал	1 063,25	1 040,99	1 007,64	1 124,45	1 102,50	1 069,72	1 069,72	1 069,72	1 065,67	1 065,67
Тариф поставляемый потребителя (без инвест. составляющей)	руб/Гкал	1 561,94	1 606,76	1 652,53	1 708,93	1 770,92	1 912,73	1 998,00	2 071,91	2 141,46	2 212,28
Тариф с индексом МЭР	руб/Гкал					1 770,92	1 939,16	2 055,51	2 137,73	2 223,24	2 312,17
Инвестиции	тыс. руб.							38 833,07	48 666,07	101 898,80	91 239,36
Итого НВВ, с учетом инвестиционной составляющей	тыс. руб.						2 046 096,72	2 176 142,33	2 265 038,20	2 383 985,62	2 448 796,42
Сглаживание тарифов НВВ	тыс. руб.									-15 000,00	15 000,00
Тариф поставляемый потребителя (с инвест. составляющей и сглаживанием)	руб/Гкал.	1 561,94	1 606,76	1 652,53	1 708,93	1 770,92	1 912,73	2 034,30	2 117,41	2 223,01	2 311,97

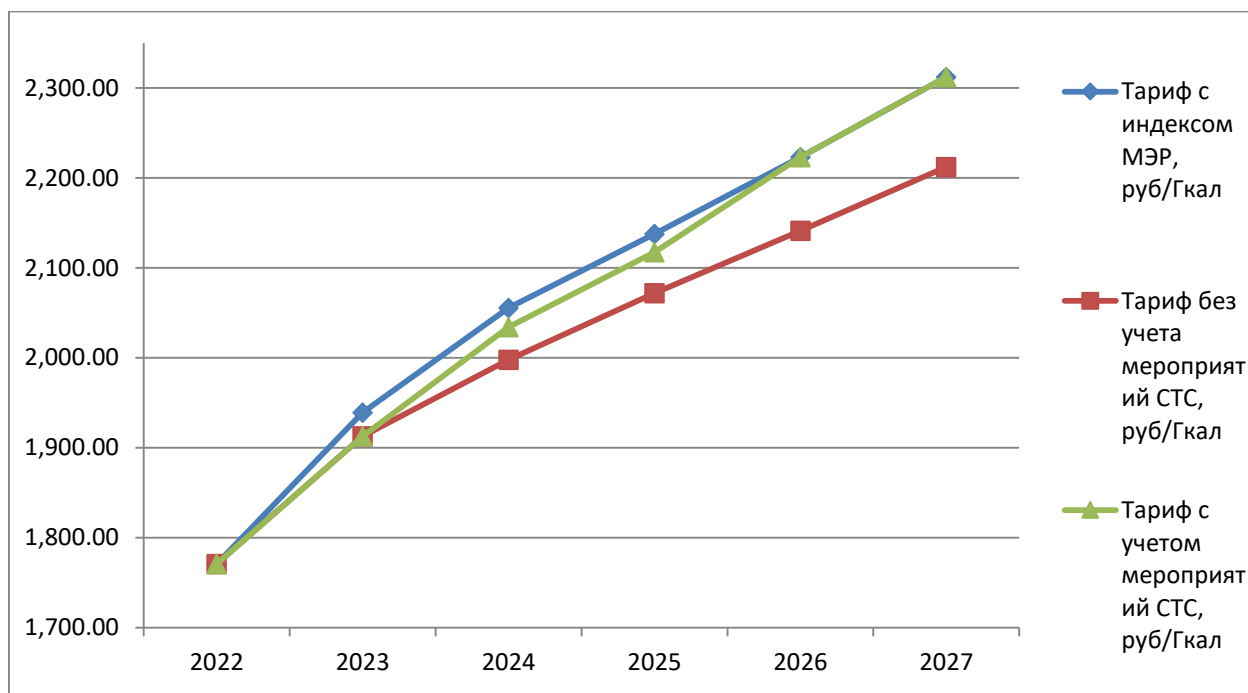
**Табл. 9.4 – Тарифно-балансовая модель, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс", с учетом предложений по техническому перевооружению**

<b>Показатели</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>Электрическая мощность</b>	МВт	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Располагаемая электрическая мощность	МВт	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
Число часов использования УЭМ, в том числе:	час/год	3298,41	3065,20	3097,53	3611,69	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95
<b>Электрическая энергия</b>											
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	643,19	597,71	604,02	704,28	655,58	655,58	655,58	655,58	655,58	655,58
по теплофикационному циклу	тыс. МВт-ч	461,29	452,55	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79
Отпуск электрической энергии с шин	тыс. МВт-ч	561,53	518,73	524,94	620,82	577,81	577,81	577,81	577,81	577,81	577,81
Собственные нужды, всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	81,66	78,99	79,08	83,46	77,77	77,77	77,77	77,77	77,77	77,77
то же, %	%	14,5%	15,2%	15,1%	13,4%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%
<b>УРУТ на отпущенную электрическую энергию</b>	г/кВт-ч	285,21	279,44	274,32	272,00	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77
Расход топлива на отпущенную электрическую энергию	тыс. т.у.т	160,15	144,95	144,00	168,86	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41
<b>Тепловая мощность и тепловая нагрузка</b>											
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
базовая (теплофикационная турбоагрегатов)	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
пиковая, в том числе:	Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
ПВК	Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
прочие (пусковые)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	322,26	327,00	355,86	356,50	356,50	364,61	364,71	364,71	366,02	366,02
Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд	Гкал/ч	0,70	0,68	0,76	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Число часов использования УТМ турбоагрегатов, в том числе:	час/год	2699,19	2576,59	2619,92	2888,88	2691,37	2740,32	2798,45	2846,07	2927,40	2927,40
Число часов максимума тепловой нагрузки	час/год	1472,29	1395,54	1395,54	1419,70	1540,09	1494,72	1540,80	1566,77	1609,56	1609,56
<b>Тепловая энергия</b>											
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	1 057,81	980,08	994,95	1 097,50	1 023,98	996,38	1 027,10	1 044,41	1 072,94	1 072,94
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе:	тыс. Гкал	991,83	927,57	943,17	1 040,00	968,89	986,52	1 016,93	1 034,07	1 062,31	1 062,31
Из отборов теплофикационных ТА	тыс. Гкал	971,71	927,57	943,17	1 040,00	968,89	986,52	1 007,44	1 024,58	1 053,86	1 053,86
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	136,72	86,01	86,01	87,52	94,94	94,94	94,09	95,70	98,43	98,43
то же в %	%	14,07%	9,27%	9,12%	8,41%	9,80%	9,62%	9,34%	9,34%	9,34%	9,34%
УРУТ отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	141,70	140,57	138,81	138,70	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	300,69	275,34	274,93	281,18	286,61	289,05	293,26	295,64	299,55	299,55
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	300,69	275,34	274,93	313,11	286,61	289,05	293,26	295,64	299,55	299,55
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.	160,15	144,95	144,00	168,86	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41

Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	140,54	130,39	130,93	144,25	134,20	136,64	140,85	143,23	147,14	147,14
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./т у.т.	4 141,00	4 395,18	4 359,27	4 135,90	4 701,96	5 078,12	5 281,24	5 492,49	5 712,19	5 940,68
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	834,99	835,05	835,05	849,48	921,52					
<b>Расчет НВВ</b>											
Затраты на топливо	тыс. руб.	581 976,14	573 069,94	570 741,78	596 595,30	630 998,33	693 874,50	743 876,77	786 670,38	840 482,99	874 102,31
<b>Всего расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>589 044,35</b>	<b>581 233,93</b>	<b>579 686,97</b>	<b>606 253,24</b>	<b>673 199,85</b>	<b>726 609,50</b>	<b>778 575,87</b>	<b>823 104,44</b>	<b>878 738,75</b>	<b>914 270,85</b>
<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>102 702,11</b>	<b>147 187,37</b>	<b>150 086,96</b>	<b>156 094,58</b>	<b>169 898,41</b>	<b>178 291,39</b>	<b>184 804,38</b>	<b>190 274,59</b>	<b>195 906,71</b>	<b>201 705,55</b>
				102,0%	104,0%	108,8%	104,9%	103,7%	103,0%	103,0%	103,0%
<b>Неподконтрольные расходы, в том числе</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>79 769,66</b>	<b>78 743,67</b>	<b>105 136,53</b>	<b>102 886,70</b>	<b>113 235,47</b>	<b>114 090,15</b>	<b>114 753,38</b>	<b>115 310,43</b>	<b>115 883,96</b>	<b>116 474,47</b>
Расходы на уплату налогов, сборов, других обязательных платежей	тыс. руб.	10 249,59	15 742,60	16 333,68	13 221,62	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	12 447,98	14 679,45	15 353,47	15 805,06	17 301,20	18 155,88	18 819,11	19 376,16	19 949,69	20 540,20
Амортизация	тыс. руб.	55 145,70	46 965,66	44 268,00	48 850,54	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99
Прочее	тыс. руб.	12 654,77	1 355,96	29 181,38	25 009,47	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41
<b>Источники инвестиций, в том числе:</b>	<b>тыс. руб.</b>						<b>150 594,18</b>	<b>213 949,60</b>	<b>198 059,84</b>	<b>94 698,78</b>	<b>43 938,95</b>
Собственные средства	тыс. руб.						108 181,71	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Средства за присоединение потребителей	тыс. руб.						42 412,47	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Бюджетные средства	тыс. руб.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль	тыс. руб.	12 600,48	7 116,81	10 995,98	12 781,68	13 385,70					
<b>Итого НВВ без мероприятий</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>784 116,60</b>	<b>814 281,78</b>	<b>845 906,44</b>	<b>878 016,20</b>	<b>969 719,43</b>	<b>1 018 991,04</b>	<b>1 078 133,63</b>	<b>1 128 689,45</b>	<b>1 190 529,42</b>	<b>1 232 450,88</b>
Полезный отпуск	тыс. Гкал	834,99	835,05	835,05	849,48	921,52	938,29	967,21	983,51	1010,38	1010,38
<b>Тариф</b>	<b>руб/Гкал</b>	<b>939,07</b>	<b>975,13</b>	<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 052,30</b>	<b>1 086,01</b>	<b>1 114,68</b>	<b>1 147,61</b>	<b>1 178,30</b>	<b>1 219,79</b>
<b>Тариф с индексом МЭР</b>	<b>руб/Гкал</b>		<b>975,13</b>	<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 074,93</b>	<b>1 139,43</b>	<b>1 192,98</b>	<b>1 240,70</b>	<b>1 290,33</b>	<b>1 341,94</b>
Инвестиции включаемые в тариф	тыс. руб.					0,00	45 220,72	116 936,61	122 398,85	13 509,20	0,00
<b>НВВ с учетом инвестиций</b>	<b>тыс. руб.</b>					<b>969 719,43</b>	<b>1 064 211,76</b>	<b>1 195 070,24</b>	<b>1 251 088,31</b>	<b>1 204 038,62</b>	<b>1 232 450,88</b>
<b>Тариф с учетом мероприятий</b>	<b>руб/Гкал</b>			<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 052,30</b>	<b>1 134,21</b>	<b>1 235,58</b>	<b>1 272,06</b>	<b>1 191,67</b>	<b>1 219,79</b>
Сглаживание тарифов НВВ	тыс. руб.					20 000,00	5 000,00	-60 000,00	-65 000,00	50 000,00	50 000,00
<b>НВВ с учетом сглаживания</b>	<b>тыс. руб.</b>					<b>989 719,43</b>	<b>1 069 211,76</b>	<b>1 135 070,24</b>	<b>1 186 088,31</b>	<b>1 254 038,62</b>	<b>1 282 450,88</b>
<b>Тариф с учетом мероприятий и с учетом сглаживания</b>	<b>руб/Гкал</b>					<b>1 074,00</b>	<b>1 139,54</b>	<b>1 173,55</b>	<b>1 205,97</b>	<b>1 241,16</b>	<b>1 269,28</b>

На рис. 9.1. приведены результаты расчетов ценовых последствий для ЕТО МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»:

- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «с инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю с учетом прогноза МЭР.



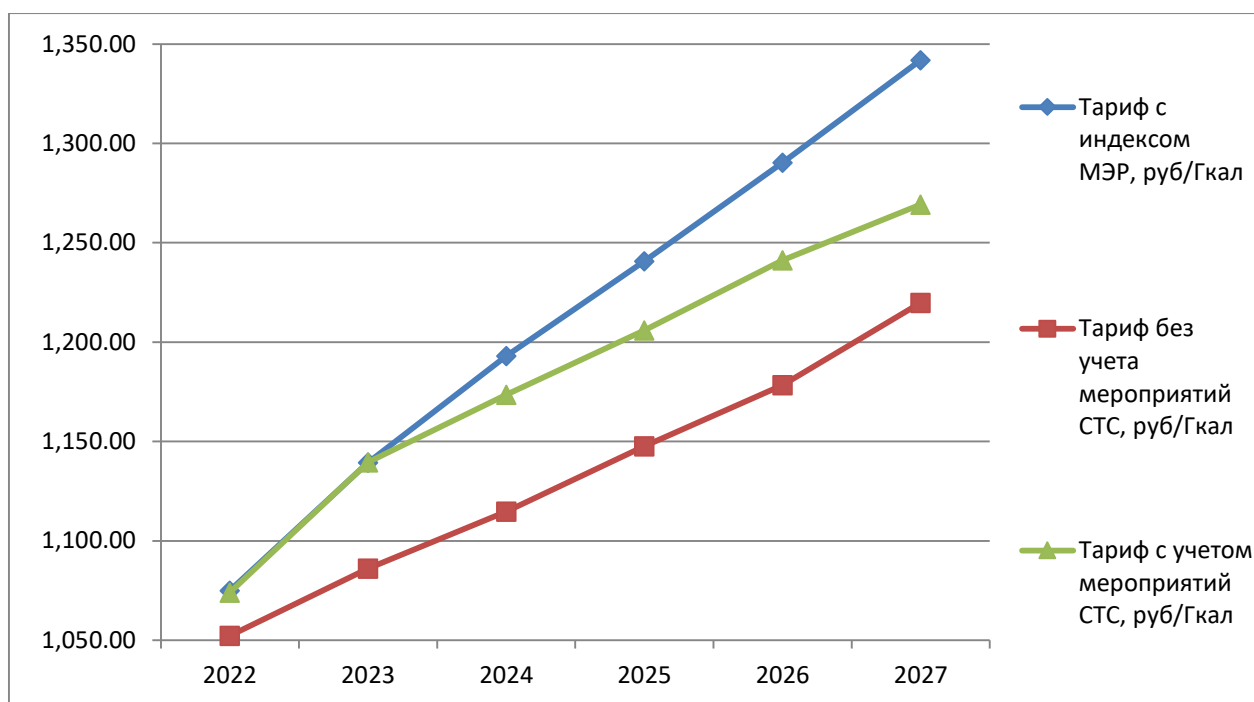
**Рис. 9.1 - Расчет ценовых последствий для МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», руб./Гкал**

Рост тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, с учетом инвестиционной составляющей не превышает величину предельного индекса роста платы граждан в соответствии с прогнозом МЭР.

На рис. 9.2. приведены результаты расчетов ценовых последствий для ЕТО филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс":

- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «с инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю с учетом прогноза МЭР.





**Рис. 9.2 - Расчет ценовых последствий для филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс", руб./Гкал**

Рост тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, с учетом инвестиционной составляющей не превышает величину предельного индекса роста платы граждан в соответствии с прогнозом МЭР.

### **9.3. Оценка эффективности инвестиций в переключение котельных на ТЭЦ**

На основании методики расчета радиуса эффективного теплоснабжения (Приложение №40 Методических указаний) произведена оценка эффективности инвестиций в переключение потребителей котельных ОК-16, ОК-34, ОК-35 на ТЭЦ-2. Результаты расчета приведены в Табл. **9.5**.

**Табл. 9.5 – Оценка эффективности инвестиций**

<b>№ п/п</b>	<b>Мероприятие</b>	<b>Переключаемая нагрузка, Гкал/ч</b>	<b>Полезный отпуск, Гкал/год</b>	<b>Стоимость мероприятия, тыс.руб. с НДС</b>	<b>Выручка, тыс. руб</b>	<b>Стоимость выработки тепловой энергии, тыс.руб.</b>	<b>Увеличение стоимости эксплуатации тепловых сетей, тыс.руб.</b>	<b>Приток денежных средств , тыс. руб.</b>	<b>Простой срок окупаемости, лет</b>	<b>Дисконтированный срок окупаемости, лет</b>	<b>Вывод</b>
1	Переключение потребителей котельной ОК-16 на ТЭЦ-2	6,21	14 766	34 052	28 572	22 857	126	5 589	6,09	9,45	Переключение экономически эффективно
2	Переключение потребителей котельной ОК-34 на ТЭЦ-2	1,23	14 566	12 700	28 184	22 548	185	5 452	2,33	3,61	Переключение экономически эффективно
3	Переключение потребителей котельной ОК-35 на ТЭЦ-2	1,35	3 842	15 000	7 434	5 204	56	2 174	6,90	10,70	Переключение экономически эффективно

## **Раздел 10. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)**

### **10.1. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)**

Реестр единых теплоснабжающих организаций приведен в Табл. 10.1.

В соответствии с Правилами организации теплоснабжения статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти при утверждении схемы теплоснабжения, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа, города федерального значения лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в орган местного самоуправления поселения, городского округа, орган исполнительной власти города федерального значения, уполномоченные на разработку схемы теплоснабжения, в течение 1 месяца со дня размещения в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также со дня размещения решения, указанного в п. 17 Правил, заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны (зон) ее деятельности.

Обязанности ЕТО определены п. 12 Правил организации теплоснабжения. В соответствии с приведенным документом единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

В поселениях, городских округах, отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения в соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении», единая теплоснабжающая

организация при осуществлении своей деятельности, кроме обязанностей, предусмотренных п. 12 Правил, также обязана:

- до окончания переходного периода в ценовых зонах теплоснабжения разработать и разместить на своем официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» стандарты качества обслуживания единой теплоснабжающей организацией потребителей тепловой энергии и стандарты взаимодействия единой теплоснабжающей организации с теплоснабжающими организациями, владеющими на праве собственности и (или) ином законном основании источниками тепловой энергии, а также направить эти стандарты в территориальный антимонопольный орган;
- реализовывать мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимые для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, определенные для нее в схеме теплоснабжения в соответствии с перечнем и со сроками, которые указаны в схеме теплоснабжения;
- обеспечивать соблюдение значений параметров качества теплоснабжения потребителей и параметров, отражающих допустимые перерывы в теплоснабжении, в зоне своей деятельности в соответствии с настоящими Правилами;
- исполнять стандарты качества обслуживания единой теплоснабжающей организацией потребителей тепловой энергии и стандарты взаимодействия единой теплоснабжающей организации с теплоснабжающими организациями, владеющими на праве собственности и (или) ином законном основании источниками тепловой энергии;
- размещать информацию о своей деятельности на своем официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

**Табл. 10.1 – Реестр единых теплоснабжающих организаций на территории городского округа «Город Йошкар-Ола»**

Код зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	№ системы теплоснабжения	Наименования источников	Кол-во систем теплоснабжения
1	МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»	1	Йошкар-Олинская ТЭЦ-1; Лобачевского ул., 12	22
		2	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2; Крылова ул., 47, тепловые сети (магистралей № 1, 2, 5)	

Код зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	№ системы теплоснабжени я	Наименования источников	Кол-во систем теплоснабжения
		3	ОК № 3; Семеновка с., Садовая ул., 66	
		4	ОК № 4; Мира ул., 39А	
		6	ОК № 6; Никиткино ул., 16	
		9	ОК № 9; Савино д., Школьная ул., 3А	
		10	ОК № 10; Транспортная ул., 66	
		14	ОК № 14; Машиностроителей ул., 124А	
		15	ОК № 15; Нолька п., 4	
		16	ОК № 16; Прохорова ул., 34	
		24	ОК № 24; Элеваторный пр-д, 7	
		25	ОК № 25; Строителей ул., 107	
		27	ОК № 27; Советская ул., 20А	
		28	ОК № 28; Труда ул., 23А	
		29	ОК № 29; Строителей ул., 111	
		32	ОК № 32; Фрунзе ул., 1А	
		34	ОК № 34; Машиностроителей ул., 128	
		35	ОК № 35; Луначарского ул., 41	
		37	ОК № 37; Мира ул., 70А	
		38	ОК № 38; Генерала Петропавловского ул., 14	
		102	Котельная № 0102; Кирпичная ул., 58	

Код зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	№ системы теплоснабжени я	Наименования источников	Кол-во систем теплоснабжения
		104	Котельная № 0104; Шоя-Кузнецово д., Ветеранов ул., 1	
2	Филиал «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»	2	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2; Крылова ул., 47	1
3	Филиал ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ЦВО	204	Котельная № 124 в/г 20 Филиал ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ЦВО; Семеновка с.	1
4	ФГКУ «Авиационная база»	205	Котельная ФГКУ «Авиационная база»; Семеновка с.	1
5	ФГКУ «Войсковая часть 95504»	206	Котельная ФГКУ «Войсковая часть 95504»	1
6	ФКУ ИК-6 УФСИН России по Республике Марий Эл	207	Котельная ФКУ ИК-6 УФСИН России по Республике Марий Эл; Строителей ул., 56А	1
7	ООО «Марикоммунэ нерго»	101	Котельная № 0101; Мышино ул., 5	1
8	ОАО «Марбиофарм»	201	Котельная ОАО «Марбиофарм»; Карла Маркса ул., 121	1
<b>ИТОГО</b>	<b>8</b>		<b>ИТОГО</b>	<b>29</b>

**10.2. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации**

Сравнительный анализ критериев, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации, приведен в Табл.

**10.2**



Табл. 10.2 – Сравнительный анализ критериев, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Размер собственного капитала теплоснабжающей (теплосетевой) организации, тыс. руб.	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании и теплоснабжающей (теплосетевой) организации	Вид имущественного права	Емкость тепловых сетей, м³	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
101	Котельная № 0101; Мышино ул., 5	0,259	ООО «Марикоммунэнерго»	н/д	источник / тепловые сети	собственность	н/д	отсутствует	7	ООО «Марикоммунэнерго»	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)
201	Котельная ОАО «Марбиофарм»; Карла Маркса ул., 121	31,3	ОАО «Марбиофарм»	н/д	источник / тепловые сети	собственность	4,310	отсутствует	8	ОАО «Марбиофарм»	

**10.3. Информацию о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации**

Заявки на присвоение статуса ЕТО не предоставлены.

**10.4. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах г. Йошкар-Олы**

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах г. Йошкар-Ола приведен в Табл. **10.1** п. 10.1.

Границы зон деятельности ЕТО по состоянию на 2022 год приведен на Рис. **10.1**.

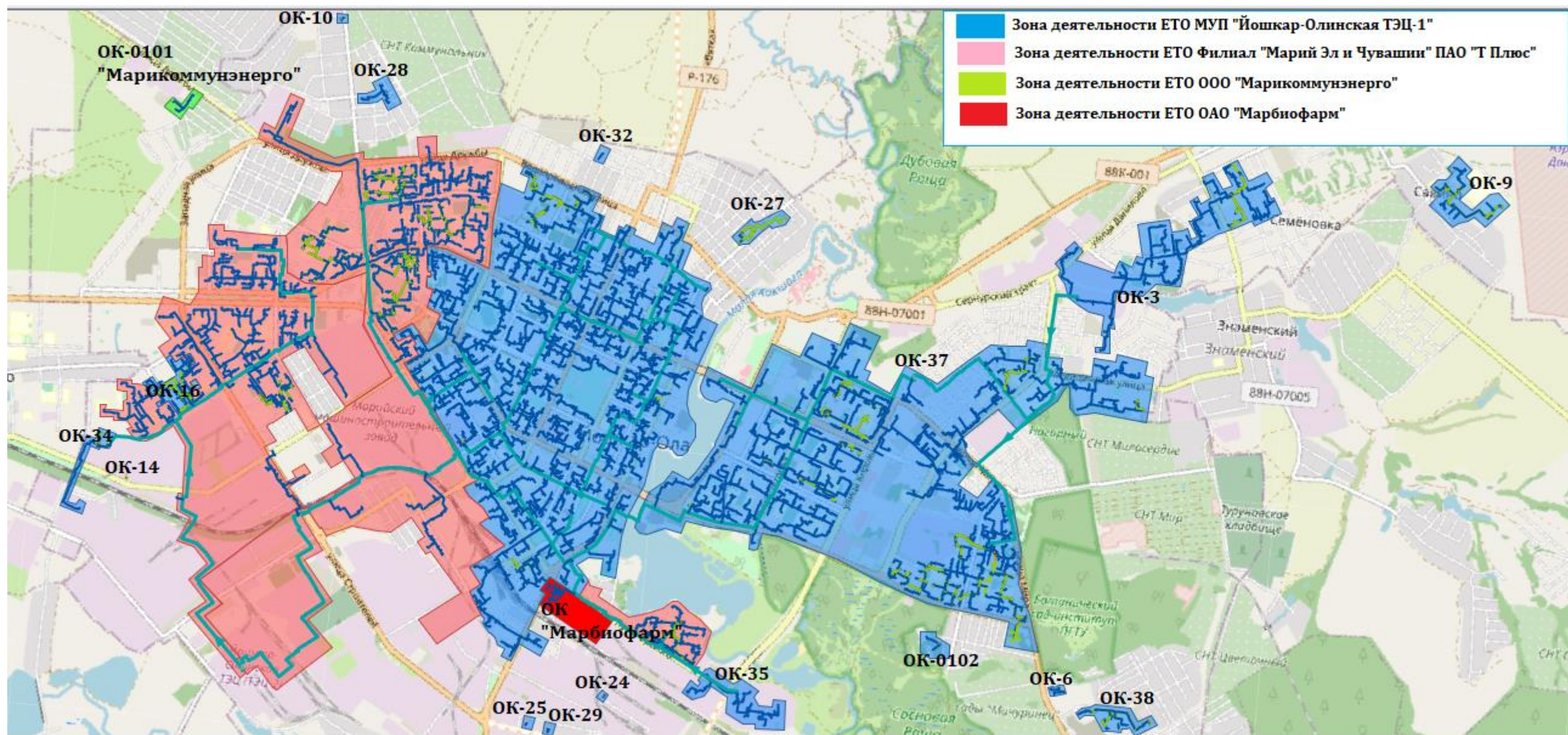


Рис. 10.1 – Границы зон деятельности ЕТО на территории городского округа «Город Йошкар-Ола» по состоянию на 2022 год



## Раздел 11. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии приведены в Табл. 11.1.

**Табл. 11.1 – Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» и филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

№ п/п	Мероприятие	Год реализации
1	Переключение потребителей котельной МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» ОК-16 на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2024
2	Переключение потребителей котельной МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» ОК-35 на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2026
3	Переключение потребителей котельной ОК-4 на ОК-37 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»	2027
4	Переключение потребителей котельной ОК-3 на ОК-37 МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»	2026
5	Переключение потребителей котельной МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» ОК-34 на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2025
6	Переключение потребителей котельной Республиканской ветеринарной лаборатории (ул. Машиностроителей, 119б) на ТЭЦ-2 филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2023
7	Переключение жилых домов ул. К. Маркса 115, 117, 119, 119а, 123, 134, 136, Панфилова, 1, 3, подключенных к тепловым сетям от котельной ОАО "Марбиофарм", на тепловые сети филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"	2024

## **Раздел 12. Решения по бесхозным тепловым сетям**

По состоянию на 01.01.2023 г. выявлен ряд участков тепловых сетей, имеющих статус бесхозных.

**Табл. 12.1 – Перечень бесхозяйных тепловых сетей по состоянию на 01.01.2023 в эксплуатации у теплосетевой организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Магистраль источника	Адрес объекта	Протяженность, м (в двухтрубном исчислении)	Условный диаметр, мм	Тип прокладки	№ и дата распоряжения Администрации города о признании бесхозяйными сетями
1	ТЭЦ-1	М-1	т/с на входе в ж/д по ул. Вознесенская, 34 до УТ-28	48	100	надземная	№73 от 27.01.2017
2	ТЭЦ-1	М-1	т/с на входе в ж/д по ул. Волкова, 65 до т/с на выходе из ж/д по ул. Волкова, 65	27 10 27	100 70 50	надземная	№73 от 27.01.2017
3	ТЭЦ-1	М-1	т/с на входе в ж/д по ул. Первомайская, 102 до т/с на выходе из ж/д по ул. Первомайская, 102	37,5	100	надземная	№73 от 27.01.2017
4	ТЭЦ-1	М-1	т/с на входе в ж/д по ул. Красноармейская, 55 до т/с на выходе из ж/д по ул. Красноармейская, 55	18	100	надземная	№73 от 27.01.2017
5	ТЭЦ-1	М-1	т/с на входе в ж/д по ул. Красноармейская, 57 до ИТП на ж/д по ул. Красноармейская, 59, расположенного в подвале ж/д по ул. Красноармейская, 57	30 14	100 80	надземная	№73 от 27.01.2017
6	ТЭЦ-1	М-1	т/с на входе в ж/д по ул. Зарубина, 25 до т/с на выходе из ж/д по ул.Зарубина, 25 в сторону ж/д ул. Лобачевского, 7	1 28	100 80	надземная	№73 от 27.01.2017
7	ТЭЦ-2	М-2	т/с на входе в ж/д. по ул. Первомайская, 181 до т/с на выходе из ж/д по ул. Первомайская, 181	15	200	надземная	№73 от 27.01.2017
8	ОК-3		т/с на входе в зд. по ул. Интернатская, 7 до т/с на выходе из зд. по ул. Интернатская, 7	15,5	100	надземная	№73 от 27.01.2017
9	ОК-3		т/с на входе в ж/д по ул. Авиации, 9 до т/с на выходе из ж/д в сторону ж/д по ул. Чернышевского, 1	70	200	надземная	№73 от 27.01.2017
10	ОК-3		т/с на входе в ж/д по ул. Авиации, 9 до т/с на выходе из ж/д в сторону ж/д по ул. Авиации, 7	27 27	200 200; 70	надземная	№73 от 27.01.2017
11	ОК-3		т/с на входе в ж/д по ул. Чернышевского, 1 до т/с на выходе из ж/д по ул. Чернышевского, 1	122	150	надземная	№73 от 27.01.2017
12	ОК-3		т/с на входе в ж/д по ул. Авиации, 7 до т/с на выходе из ж/д в сторону ж/д по ул. Гагарина, 8а	80 80 33	200 200; 70 80; 50	надземная	№73 от 27.01.2017
13	ОК-3		т/с на входе в ж/д по ул. Авиации, 7 до т/с на выходе из ж/д в сторону ж/д по ул. Авиации, 3	33 33	40 20	надземная	№73 от 27.01.2017
14	ОК-4		т/с на входе в ж/д по ул. ГСБ, 296 до т/с на выходе из ж/д по ул. ГСБ, 296	11	100	надземная	№73 от 27.01.2017
15	ОК-4		т/с на входе в ж/д по ул. Мира, 23а до т/с на выходе из ж/дпо ул. Мира, 23а	36 46	80 50	надземная	№73 от 27.01.2017
16	ОК-4		т/с на входе в ж/д. по ул. Мира, 33 до т/с на выходе из ж/д по ул. Мира, 33	70	80	надземная	№73 от 27.01.2017

№ п/п	Источник тепловой энергии	Магистраль источника	Адрес объекта	Протяженность, м (в двухтрубном исчислении)	Условный диаметр, мм	Тип прокладки	№ и дата распоряжения Администрации города о признании бесхозными сетями
17	ОК-4		т/с на входе в ж/д по ул. Мира, 37 до т/с на выходе из ж/д по ул. Мира, 37	91	80	надземная	№73 от 27.01.2017
18	ОК-4		т/с на входе в ж/д по ул. Мира, 39 до т/с на выходе из ж/д по ул. Мира, 39	60	70	надземная	№73 от 27.01.2017
19	ЦТП-19		т/с на входе в ж/д по ул. Лебедева, 49а до т/с на выходе из ж/д по ул. Лебедева, 49а	64	100	надземная	№73 от 27.01.2017
20	ЦТП-19		т/с на входе в ж/д по ул. Лебедева, 49 до т/с на выходе из ж/д по ул. Лебедева, 49	75 12	100 80	надземная	№73 от 27.01.2017
21	ЦТП-19		т/с на входе в ж/д по ул. Лебедева, 47а до т/с на выходе из ж/д по ул. Лебедева, 47а	54	150	надземная	№73 от 27.01.2017
22	ОК-16		т/с на входе в ж/д по ул. Прохорова, 32б до т/с на выходе из ж/д по ул. Прохорова, 32б	7,5 12 17,5 7,5	150 100 100; 80 100; 80	надземная	№73 от 27.01.2017
23	ОК-16		т/с на входе в ж/д по ул. Прохорова, 32 до т/с на выходе из ж/д по ул. Прохорова, 32	68 68	100 80; 50	надземная	№73 от 27.01.2017
24	ОК-16		т/с на входе в ж/д по ул. Прохорова, 30а до т/с на выходе из ж/д в сторону ж/д по ул. Прохорова, 30	120,5 39,5 81	150 100; 70 70; 50	надземная	№73 от 27.01.2017
25	ОК-16		т/с на входе в ж/д по ул. Прохорова, 30а до т/с на выходе из ж/д. в сторону зд. по ул. Прохорова, 28а	12 12	80 70; 50	надземная	№73 от 27.01.2017
26	ОК-37 кв (192; 374)		т/с на входе в ж/д по ул. Павленко, 58 до т/с на выходе из ж/д	1 88	200 150	надземная	№73 от 27.01.2017
27	ОК-37 кв (192; 374)		т/с на входе в ж/д по ул. К. Либкнехта, 98 до т/с на выходе из ж/д по ул. К. Либкнехта, 98	63 16	150 80	надземная	№73 от 27.01.2017
28	ОК-37 кв (151; 376)		т/с на входе в ж/д по ул. Павленко, 7 до т/с на выходе из ж/д по ул. Павленко, 7	94	80	надземная	№73 от 27.01.2017
29	ОК-37 кв (151; 376)		т/с на входе в ж/д по ул. ГСБ, 6 до т/с на выходе из ж/д по ул. ГСБ, 6	36 30	100 80	надземная	№73 от 27.01.2017
30	ОК-37 ЦТП-20		т/с на входе в ж/д по ул. З. Космодемьянской, 126 до т/с на выходе из ж/д в сторону ж/д по ул. З. Космодемьянской, 128	1 1 37	150 100; 80 80	надземная	№73 от 27.01.2017
31	ОК-37 ЦТП-20		т/с на входе в ж/д по ул. З. Космодемьянской, 126 до т/с на выходе из ж/д в сторону ж/д по ул. К. Либкнехта, 66	38	65; 50	надземная	№73 от 27.01.2017



№ п/п	Источник тепловой энергии	Магистраль источника	Адрес объекта	Протяженность, м (в двухтрубном исчислении)	Условный диаметр, мм	Тип прокладки	№ и дата распоряжения Администрации города о признании бесхозными сетями
32	ОК-37 ЦТП-20		т/с на входе в ж/д по ул. 3. Космодемьянской, 128а до т/с на выходе из ж/д по ул. 3. Космодемьянской, 128а	1 0,5 15 16,5	100 100; 80 80 50; 40	надземная	№73 от 27.01.2017
33	ОК-38		т/с на входе в ж/д по ул. Звездная, 8 до т/с на выходе из ж/д по ул. Звездная, 8 в сторону ТК-11	49 49	150 100; 70	надземная	№73 от 27.01.2017
34	ОК-38		т/с на входе в ж/д по ул. Звездная, 6 до т/с на выходе из ж/д по ул. Звездная, 6	56 8 64	150 100 80; 70	надземная	№73 от 27.01.2017
35	ОК МКЭ		т/с на входе в зд. по ул. Ломоносова, 6 до т/с на выходе из зд. по ул. Ломоносова, 6	22 1	125 100	надземная	№73 от 27.01.2017
36	ОК-4 Стройкерамика		т/с на входе в ж/д по ул. ГСБ, 26а до т/с на выходе из ж/д по ул. ГСБ, 26а в сторону УТ-146	18 18	200 170; 100	надземная	№73 от 27.01.2017
37	ОК-4 Стройкерамика		т/с на входе в ж/д по ул. ГСБ, 26а до т/с на выходе из ж/д в сторону ж/д по ул. ГСБ, 26	7 7	100 70; 50	надземная	№73 от 27.01.2017
38	ОК-4 Стройкерамика		т/с на входе в ж/д по ул. ГСБ, 26а до т/с на выходе из ж/д по ул. ГСБ, 26а в сторону ж/д по ул. Кирпичная, 5	3	100	надземная	№73 от 27.01.2017
39	ТЭЦ-2		т/с на входе в ж/д по ул. Машиностроителей, 6в до т/с на выходе из ж/д по ул. Машиностроителей, 6в	48	150	надземная	№73 от 27.01.2017
40	ТЭЦ-2		т/с на входе в ж/д по ул. Машиностроителей, 6г до т/с на выходе из ж/д по ул. Машиностроителей, 6г	11	100	надземная	№73 от 27.01.2017
41	ТЭЦ-2		т/с на входе в ж/д. по ул. Машиностроителей, 6 до т/с на выходе из ж/д в сторону Машиностроителей, 6а	41	80	надземная	№73 от 27.01.2017
42	ТЭЦ-2		т/с на входе в ж/д. по ул. Машиностроителей, 6 до т/с на выходе из ж/д в сторону Машиностроителей, 6е	120	80	надземная	№73 от 27.01.2017
43	ТЭЦ-2		т/с на входе в ж/д по ул. Машиностроителей, 8 до т/с на выходе из ж/д в сторону Красноармейская, 80	75 40	125 100	надземная	№73 от 27.01.2017
44	ТЭЦ-2		т/с на входе в ж/д по ул. Красноармейская, 80 до т/с на выходе из ж/д в сторону Красноармейская, 80а	8	70	надземная	№73 от 27.01.2017
45	ТЭЦ-2		т/с на входе в ж/д по ул. Красноармейская, 82 до т/с на выходе из ж/д по ул. Красноармейская, 82	35	125	надземная	№73 от 27.01.2017
46	ТЭЦ-2		т/с на входе в ж/д по ул. Красноармейская, 84 до т/с на выходе из ж/д по ул. Красноармейская, 84	17	125	надземная	№73 от 27.01.2017

№ п/п	Источник тепловой энергии	Магистраль источника	Адрес объекта	Протяженность, м (в двухтрубном исчислении)	Условный диаметр, мм	Тип прокладки	№ и дата распоряжения Администрации города о признании бесхозными сетями
47	ТЭЦ-2	М-2	т/с от врезки в транзит (отпайка) в подвале ж/д по ул. Петрова, д. 4 I секция до т/сети на выходе из ж/д в сторону II секции	8	150	надземная	№1062 от 28.09.2018
48	ТЭЦ-1	М-1	М1.ТК 121 - ТК 41	10	219	Канальная	нет распоряжения
49	ТЭЦ-1	М-1	ТК 53 - зд. Советская, 123 (общ.МарГУ)	8	89; 76	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
50	ТЭЦ-1	М-1	ж/д Красноармейская, 12 - зд.Красноармейская, 14	20	57	Канальная	нет распоряжения
51	ТЭЦ-1	М-1	ТК-121 через ТК-1213 до зд. Кремлевская, 14	25,5	89 89/160	Канальная Бесканальная	№151 26.02.2021
52	ТЭЦ-1	М-1	ТК-137 через ТК-138 до зд.Советская, 104	62 10 1,5	57 76 76/140	Канальная Канальная Бесканальная	№570 от 14.06.2019
53	ТЭЦ-1	М-1	Подвал ж/д Волкова, 122 (ч/з УТ-2217)	19	102	Надземная	№1033 24.11.2022
54	ТЭЦ-1	М-1	По подвалу зд. Пушкина, 32	76	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
55	ТЭЦ-1	М-1	зд.Пушкина, 32 - зд.Пушкина, 30	38	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
56	ТЭЦ-1	М-1	По подвалу зд. Пушкина, 30	12	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
57	ТЭЦ-1	М-1	зд. Пушкина, 30 - ТК 3811	47	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
58	ТЭЦ-1	М-1	ТК 3811 - зд. Пушкина, 30	25	57	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
59	ТЭЦ-1	М-1	ТК 404 - ж/д Чехова, 60	11,5	57	Канальная	нет распоряжения
60	ТЭЦ-1	М-1	ТК 6010 - ж/д Пролетарская, 47-а	56	57/125	Бесканальная	
61	ТЭЦ-1	М-1	ТК 6120 - ТК 6119	115	76	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
62	ТЭЦ-1	М-1	ТК 6119 - зд. теплицы	6	89	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
63	ТЭЦ-1	М-1	ТК 6119 - зд. учеб.классов	26	57	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
64	ТЭЦ-1	М-1	М1.ТК 209 - зд. Эшпая, 130	25	273	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
65	ТЭЦ-1	М-1	зд. Эшпая, 130 - ТК 621	82	219	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
66	ТЭЦ-1	М-1	ТК 621 - подъем на надземную т/с	3	219	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
67	ТЭЦ-1	М-1	Подъем на надземную т/с - зд. УУТЭ	14	219	надземная	№ 427 от 30.04.2019
68	ТЭЦ-1	М-1	Зд. УУТЭ - УТ 629	13	219	надземная	№ 427 от 30.04.2019
69	ТЭЦ-1	М-1	УТ 629 - зд. гаража	41	76	надземная	№ 427 от 30.04.2019
70	ТЭЦ-1	М-1	УТ 629 - зд. мастерских	15	57	надземная	№ 427 от 30.04.2019
71	ТЭЦ-1	М-1	Зд. мастерских - зд. проходной	5	57	надземная	№ 427 от 30.04.2019
72	ТЭЦ-1	М-1	УТ 629 - УТ 6210	46	219	надземная	№ 427 от 30.04.2019
73	ТЭЦ-1	М-1	УТ 6210 - зд. Кремлевская, 44 (учебный корпус № 1)	42	219	надземная	№ 427 от 30.04.2019
74	ТЭЦ-1	М-1	зд. Кремлевская, 44 - зд. Кремлевская, 46	38	108	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
75	ТЭЦ-1	М-1	УТ 6210 - ТК 622	2,5	159	надземная	№ 427 от 30.04.2019
76	ТЭЦ-1	М-1	ТК 622 - ТК 623	25	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
77	ТЭЦ-1	М-1	ТК 623 - зд. Кремлевская, 40 ч/з ТК-628	74,5	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
78	ТЭЦ-1	М-1	ТК 621 - ТК 625	60,5	219	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
79	ТЭЦ-1	М-1	ТК 625 - зд. Красноармейская, 65	18	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019

№ п/п	Источник тепловой энергии	Магистраль источника	Адрес объекта	Протяженность, м (в двухтрубном исчислении)	Условный диаметр, мм	Тип прокладки	№ и дата распоряжения Администрации города о признании бесхозными сетями
80	ТЭЦ-1	М-1	зд. Краноармейская, 65 - зд. Красноармейская, 65-а	23	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
81	ТЭЦ-1	М-1	зд. Краноармейская, 65а - зд. Красноармейская, 67	16	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
82	ТЭЦ-1	М-1	ТК 625 - ТК 626	102 24 6	159 159 159	Канальная Надземная Канальная	№ 427 от 30.04.2019
83	ТЭЦ-1	М-1	ТК 626 - ТК 627	54	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
84	ТЭЦ-1	М-1	ТК 627 - зд. учебно-лабор.корпуса	15	159	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
85	ТЭЦ-1	М-1	ТК 627 - ж/д Осипенко, 53-а	13	89	Канальная	№570 от 14.06.2019
86	ТЭЦ-1	М-1	ж/д б.Победы, 10 - ж/д б.Победы, 12 (через ТК-639)	6	89	Канальная	
87	ТЭЦ-1	М-1	М1.ТК 204 - ж/д Эшпая, 156-а	26,5	219	Канальная	
88	ТЭЦ-1	М-1	ж/д Эшпая, 156а - ТК 6411	56	89	Канальная	
89	ТЭЦ-1	М-1	ТК 6411 - ж/д Эшпая, 156-б	8	89	Канальная	
90	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	ТК 6510 - зд. пр.Ленина, 54-а (ЦВСНП)	62	57/140	Бесканальная	
91	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	ТК 683 - зд. Рябинына, 15	48	57	Канальная	№ 583 от 08.06.2021
92	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	зд. Осипенко, 60 - зд. Красноармейская, 71	12	108	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
93	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	ТК 766 (кв 76) - УТ.Б 752	66,5	219/315	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
94	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	УТ.Б 752 - зд. Осипенко, 62	11 3	76/140 32/110	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
95	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	УТ.Б 752 - зд.гаража МарГУ	7,5 3	76/140 32/110	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
96	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	зд. гаража МарГУ - зд. склада МарГУ	14	57	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
97	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	УТ.Б 752 - ТК 753	69	219/315	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
98	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	ТК 753 - зд.гаража МарГУ	21	76	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
99	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	ТК 753 - ТК 754	52	219/315	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
100	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	ТК 754 - зд. Машиностроителей, 15 (учебный корпус МарГУ)	60	133	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
101	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	ТК 754 - УТ.Б 756	102	159/250	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
102	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	УТ.Б 756 - УТ.Б 757	72,5	108/180	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
103	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	УТ.Б 757 - зд. общежития	24	108/180	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
104	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	УТ.Б 756 - зд. Красноармейская, 73 (столовая "Меридиан")	40 3,5	159/250 57/125	Бесканальная	№ 427 от 30.04.2019
105	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	ТК 762 - зд. ЦТП (не работает)	17	133	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
106	ТЭЦ-2	М-1 (Ленинская)	зд. ЦТП - зд. Рябинына, 8	26	133	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
107	ТЭЦ-1	М-1	М1.ТК 230 - ТК 1123 у МКД по ул. Толстого, 58	61,5	57	Канальная	№ 427 от 27.04.2021
108	ТЭЦ-2	М-2	УТ 4716 через ТК 4717 - зд. Панфилова, 39	1,5 2,5 10	108 76 89	Канальная	№ 1033 от 24.11.2020

№ п/п	Источник тепловой энергии	Магистраль источника	Адрес объекта	Протяженность, м (в двухтрубном исчислении)	Условный диаметр, мм	Тип прокладки	№ и дата распоряжения Администрации города о признании бесхозными сетями
109	ОК-3		т.3 (врезка) - УТ 68 по ул. 8-е Марта, 54	36,5	114	Канальная	
110	ОК-6		УТ 2 - УТ 3 ул. Никиткино, 16	6 44,5	89 76	Канальная	№ 625 от 24.07.2020
111	ОК-9		ТК 14 - зд.Школьная, 1 (д/с №3 "Сказка")	93 93	76; 57 57	Канальная	№ 427 от 30.04.2019
112	ОК-4		ТК-101 до т.1 (врезка в сущ. т/сеть) и до ТК-106 у ж/д по ул. Кутрухина, 8	44 30	219 159		нет Распоряжения КУМИ на обслуживание т/с
113	ОК-37	М-2	ТК-18 до наружн. грани стены зд. по ул. Петрова, 1 (Лигон-центр)	31,5	57		нет Распоряжения КУМИ на обслуживание т/с
114	ТЭЦ-1	М-1	от стены ж/д по ул. Пролетарская, 11 на выходе т/с до стены ж/д по ул. Пролетарская, 9 на входе т/с (подвал Пролетаская, 9а)	60	89		нет Распоряжения КУМИ на обслуживание т/с

**Табл. 12.2 – Перечень бесхозных тепловых сетей по состоянию на 01.01.2023 в эксплуатации у теплосетевой организации МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ПАО "Т Плюс"**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Магистраль источника	Адрес объекта	Протяженность, м (в двухтрубном исчислении)	Условный диаметр, мм	Тип прокладки	№ и дата распоряжения Администрации города о признании бесхозными сетями
1	ТЭЦ-2	М-4	т/с на входе в ж/д по ул. П. Курсантов, 14а до т/с на выходе из ж/д по ул. П. Курсантов, 14а	71	150	надземная	№73 от 27.01.2017
2	ТЭЦ-2	М-4	т/с на входе в ж/д по ул. Дружбы, 95а до т/с на выходе из ж/д по ул. Дружбы, 95а	12 6	150 100	надземная	№73 от 27.01.2017
3	ТЭЦ-2	М-4	ТК 19 - ж/д Куйбышева, 55-а	20 20	76 45; 38	Канальная	нет Распоряжения КУМИ на обслуживание т/с

В соответствии с ФЗ РФ №190 «О теплоснабжении», Статья 15, п.6: «В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

**Раздел 13. Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения поселения, городского округа, города федерального значения**

**13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии**

Противоречия по вопросам развития инфраструктуры муниципального образования «город Йошкар-Ола» между Схемой теплоснабжения и газоснабжения не выявлены.

Проектом Схемы теплоснабжения рекомендуется при актуализации схем газоснабжения учесть актуальный перечень действующих, запланированных к строительству, запланированных к выводу из эксплуатации, запланированных к расширению источников тепловой энергии, а также объемы потребления природного газа.

**13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии**

При актуализации схемы теплоснабжения г. Йошкар-Ола не были выявлены проблемы организации газоснабжения источников тепловой энергии.

**13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения**

Предложений по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения не поступало.

**13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения**

Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения приведено в п. 4.3.

**13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии**

Строительство новых источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок на территории г. Йошкар-Ола в актуализированной схеме не предусмотрено.

**13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения г. Йошкар-Ола) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения**

Проектом актуализированной Схемы теплоснабжения рекомендуется при актуализации схемы водоснабжения г. Йошкар-Ола учесть актуальный перечень действующих, запланированных к строительству, запланированных к выводу из эксплуатации и запланированных к расширению источников тепловой энергии.

**13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения г. Йошкар-Ола для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения**

Предложений по корректировке утвержденной схемы водоснабжения городского округа г. Йошкар-Ола для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения не поступало.



#### **Раздел 14. Индикаторы развития систем теплоснабжения г. Йошкар-Ола**

Индикаторы развития системы теплоснабжения разработаны и представлены в данном разделе в соответствии с требованиями Приказа Минэнерго России от 05.03.2019 N 212 "Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения".

**Табл. 14.1 - Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность в системе теплоснабжения города Йошкар-Ола**

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1.	Общая отопливаемая площадь жилых зданий	$F_j^{ЖФ}$	тыс. м <sup>2</sup>	3 921,92	3 935,26	3 934,32	3 957,03	3 955,50	3 955,50	3 955,50	3 955,50	3 996,18	3 996,18
2.	Общая отопливаемая площадь общественно-деловых зданий	$F_j^{ОДФ}$	тыс. м <sup>2</sup>	3 509,62	3 509,62	3 516,36	3 522,62	3 522,62	3 525,60	3 546,05	3 567,59	3 634,68	3 634,68
3.	Тепловая нагрузка всего, в том числе:	$Q_j^{р.сумм}$	Гкал/ч	735,73	736,69	740,85	742,81	748,67	748,93	750,72	752,60	762,01	762,01
3.1.	в жилищном фонде, в том числе:	$Q_j^{р.жф}$	Гкал/ч	393,48	393,70	395,20	395,20	397,45	397,45	397,45	397,45	401,00	401,00
3.1.1.	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{о.р.жф}$	Гкал/ч	328,95	329,06	329,98	329,98	331,41	331,41	331,41	331,41	333,83	333,83
3.1.2.	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{р.гвс.жф}$	Гкал/ч	64,53	64,64	65,22	65,22	66,05	66,05	66,05	66,05	67,17	67,17
3.2.	в общественно-деловом фонде в том числе:	$Q_j^{р.одф}$	Гкал/ч	342,25	342,99	345,64	347,61	351,22	351,48	353,27	355,15	361,01	361,01
3.2.1.	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{р.о.одф}$	Гкал/ч	297,98	298,71	300,86	302,37	305,07	305,31	306,74	308,25	312,76	312,76
3.2.2.	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{р.гвс.одф}$	Гкал/ч	44,28	44,28	44,78	45,24	46,15	46,17	46,53	46,89	48,25	48,25
4.	Расход тепловой энергии, всего, в том числе:	$Q_j^{сумм}$	тыс. Гкал	1 936,67	1 939,52	1 955,71	1 963,01	1 987,14	1 987,85	1 994,13	2 000,68	2 037,44	2 037,44
4.1.	в жилищном фонде	$Q_j^{жф}$	тыс. Гкал	1 042,36	1 043,53	1 050,52	1 050,52	1 060,76	1 060,76	1 060,76	1 060,76	1 075,81	1 075,81
4.1.1.	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{о.жф}$	тыс. Гкал	828,44	828,69	830,80	830,80	834,06	834,06	834,06	834,06	839,62	839,62
4.1.2.	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{гвс.жф}$	тыс. Гкал	213,93	214,84	219,72	219,72	226,70	226,70	226,70	226,70	236,19	236,19
4.2.	в общественно-деловом фонде в том числе:	$Q_j^{одф}$	тыс. Гкал	894,31	895,98	905,19	912,49	926,38	927,10	933,37	939,92	961,64	961,64
4.2.1.	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{о.одф}$	тыс. Гкал	795,89	797,57	802,50	805,95	812,14	812,69	815,96	819,44	829,77	829,77
4.2.2.	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{гвс.одф}$	тыс. Гкал	98,42	98,42	102,69	106,54	114,24	114,41	117,41	120,48	131,87	131,87
5.	Удельная тепловая нагрузка в жилищном фонде	$q_j^{р.о.жф}$	Гкал/ч/ м <sup>2</sup>	0,0001003	0,0001000	0,0001004	0,0000999	0,0001005	0,0001005	0,0001005	0,0001005	0,0001003	0,0001003
6.	Удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$q_j^{о.жф}$	Гкал/м <sup>2</sup> /год	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
7.	Градус-сутки отопительного периода	ГСОП	°С x сут	4 773,60	4 773,60	4 773,60	4 773,60	4 773,60	4 773,60	4 773,60	4 773,60	4 773,60	4 773,60
8.	Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$q_j^{р.о.жф}$	Гкал/м <sup>2</sup> (°С x сут)	0,0000443	0,0000441	0,0000442	0,0000440	0,0000442	0,0000442	0,0000442	0,0000442	0,0000440	0,0000440
9.	Удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде	$q_j^{р.ов.одф}$	Гкал/ч/м <sup>2</sup>	0,0000975	0,0000977	0,0000983	0,0000987	0,0000997	0,0000997	0,0000996	0,0000995	0,0000993	0,0000993

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
10.	Удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде	$q_j^{-p.ов.одф}$	Гкал/м <sup>2</sup> /(°С х сут)	0,0000475	0,0000476	0,0000478	0,0000479	0,0000483	0,0000483	0,0000482	0,0000481	0,0000478	0,0000478
11.	Средняя плотность тепловой нагрузки	$p_j$	Гкал/ч/га	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,52	0,52
12.	Средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$p_j^{ожф}$	Гкал/га	0,58	0,58	0,58	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
13.	Средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя	$p^{-p.о.ожф}_{j, A+1}$	Гкал/ч/чел.	0,001163	0,001153	0,001150	0,001138	0,001138	0,001138	0,001138	0,001138	0,001147	0,001147
14.	Средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя	$p^{-o.ожф}_{j, A+1}$	Гкал/чел/год	2,93	2,90	2,90	2,86	2,87	2,87	2,87	2,87	2,88	2,88

Табл. 14.2 - Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Установленная электрическая мощность ТЭЦ	$W_j^{ТЭЦ}$	МВт	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
2	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в том числе:	$Q_j^{ТЭЦ}$	Гкал/ч	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
3	базовая (турбоагрегатов)	$Q_j^{та,ТЭЦ}$	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
4	пиковая	$Q_j^{п,ТЭЦ}$	Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
5	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	$Q_j^{р,ТЭЦ}$	Гкал/ч	322,26	327,00	355,86	356,50	366,03	366,80	374,11	375,44	383,03	383,03
6	Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	$R_{общ,j}$	%	7,7%	8,4%	-1,2%	-9,9%	3,0%	2,8%	0,8%	0,5%	33,5%	41,5%
7	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе:	$Q_j^{год, ТЭЦ}$	тыс. Гкал	991,83	927,57	943,17	1 040,00	968,89	986,52	1 016,93	1 034,07	1 062,31	1 062,31
8	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	$b_j^{э,ТЭЦ}$	г/кВт-ч	285,21	279,44	274,32	272,00	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77
9	Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	$b_j^{эт,ТЭЦ}$	кг.у.т./Гкал/ч	141,70	140,57	138,81	138,70	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51
10	Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	ЧЧИТМ	час/год	1503	1405	1429	1576	1468	1495	1541	1567	1610	1610
11	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	$a_j^{ТЭЦ}$	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Табл. 14.3 - Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Установленная электрическая мощность ТЭЦ	$W_j^{ТЭЦ}$	МВт	5,1	5,1	5,1	5,1	3	3	3	3	3	3
2	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в том числе:	$Q_j^{ТЭЦ}$	Гкал/ч	344,05	344,05	344,05	344,05	344,05	339,05	339,05	339,05	339,05	339,05
3	базовая (турбоагрегатов)	$Q_j^{та,ТЭЦ}$	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	пиковая	$Q_j^{п,ТЭЦ}$	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	$Q_j^{р,ТЭЦ}$	Гкал/ч	172,23	175,25	170,55	175,23	168,54	168,50	168,50	168,50	169,40	169,40
6	Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	$R_{общ, j}$	%	35,7%	34,9%	36,8%	35,1%	37,7%	37,2%	37,2%	37,2%	36,9%	36,9%
7	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе:	$Q_j^{год, ТЭЦ}$	тыс. Гкал	395,04	358,17	342,71	406,11	385,54	377,99	384,20	384,20	387,38	387,38
8	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	$b_j^{э,ТЭЦ}$	г/кВт-ч	446,00	446,00	446,00	446,00	-	-	-	-	-	-
9	Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	$b_j^{эт,ТЭЦ}$	кг.у.т./Гкал/ч	161,20	160,60	160,00	160,60	161,20	161,20	164,11	164,11	164,11	164,11
10	Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	ЧЧИТМ	час/год	1148	1041	996	1180	1121	1115	1133	1133	1143	1143
11	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	$a_j^{ТЭЦ}$	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Табл. 14.4 -Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения города Йошкар-Ола (котельные)

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Установленная тепловая мощность котельной:	$Q_{i,j}^{кот}$	Гкал/ч	336,99	338,22	338,20	336,95	336,95	339,00	328,05	311,09	276,57	238,11
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	$Q_{i,j}^{р.кот}$	Гкал/ч	190,41	188,76	188,28	175,40	176,28	176,28	171,79	172,30	173,22	173,22
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	$R_{i,j}$	%	30,3%	31,3%	31,2%	35,5%	36,1%	36,5%	36,4%	32,4%	24,4%	11,5%
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	$Q_{i,j}^{год.кот}$	тыс. Гкал	486,16	457,03	450,84	509,39	501,52	479,38	472,44	462,59	463,25	460,63
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	$b_{i,j}^{кот}$	кг/Гкал	160,93	161,04	160,90	160,18	160,71	160,37	162,93	161,30	160,98	159,61

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	ЧЧИТМ	час/год	1443	1351	1333	1512	1488	1414	1440	1487	1675	1935
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	$r_j$	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	$a_j$	%	64,30%	64,30%	71,40%	71,40%	71,40%	71,40%	71,40%	71,40%	71,40%	71,40%
11.	Доля котельных, оборудованных приборами учета	$u_j$	%	73,70%	73,70%	78,90%	77,86%	78,90%	79,94%	80,98%	82,02%	83,06%	84,10%

**Табл. 14.5 -Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование показателя</b>	<b>Единицы измерения</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	тыс. руб.	166 872,02	90 500,00	276 400,00	0,00	0,00
2.	Освоение инвестиций	тыс. руб.	-	-	-	-	-
3	В процентах от плана	%	-	-	-	-	-
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	тыс. руб.	78 720,31	9 508,00	44 889,82	183 900,18	583 452,00
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	тыс. руб.	-	-	-	-	-
6	Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	245 592,33	100 008,00	321 289,82	183 900,18	583 452,00
7	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	тыс. руб.	245 592,33	345 600,33	666 890,15	850 790,34	1 434 242,34
8	Источники инвестиций						
8.1.	Собственные средства	тыс. руб.	49 118,47	90 500,00	100 333,00	153 565,73	142 906,29
8.2.	Средства за счет присоединения потребителей	тыс. руб.	0,00	9 508,00	4 298,82	28 646,18	0,00
8.3.	Средства бюджета (заемные)	тыс. руб.	196 473,86	0,00	216 658,00	1 688,27	440 545,71
9	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС)	руб./Гкал	1 912,73	2 034,30	2 117,41	2 223,01	2 311,98
10	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС)	руб./Гкал	2 295,28	2 441,16	2 540,89	2 667,61	2 774,38

<b>N п/п</b>	<b>Наименование показателя</b>	<b>Единицы измерения</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
11	Индикатор изменения конечного тарифа для потребителя	%	-	106%	104%	105%	104%

**Табл. 14.6 - Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс"**

<b>N п/п</b>	<b>Наименование показателя</b>	<b>Единицы измерения</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	тыс. руб.	44 464,28	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
2.	Освоение инвестиций	тыс. руб.	-	-	-	-	-
3	В процентах от плана	%	-	-	-	-	-
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	тыс. руб.	106 129,90	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	тыс. руб.	-	-	-	-	-
6	Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	150 594,18	213 949,60	198 059,84	94 698,78	43 938,95
7	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	тыс. руб.	150 594,18	364 543,78	562 603,62	657 302,40	701 241,35
8	Источники инвестиций						
8.1.	Собственные средства	тыс. руб.	108 181,71	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование показателя</b>	<b>Единицы измерения</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
8.2.	Средства за счет присоединения потребителей	тыс. руб.	42 412,47	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
8.3.	Средства бюджета	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.4.	Заемные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС)	руб./Гкал	1 139,54	1 173,55	1 205,97	1 241,16	1 269,28
10	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС)	руб./Гкал	1 367,45	1 408,26	1 447,17	1 489,39	1 523,14
11	Индикатор изменения конечного тарифа для потребителя	%	-	103%	103%	103%	102%



## **Раздел 15. Ценовые (тарифные) последствия**

Оценка ценовых последствий представлена без учета мероприятий по строительству сетей с целью подключения (технологического присоединения) потребителей, стоимость которых оплачивается за счет взимания платы за подключение к сетям теплоснабжения.

Прогноз технико-экономических показателей деятельности МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс", ООО "Марикоммунэнерго" представлен в таблицах ниже.

**Табл. 15.1 - Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» с учетом предложений по техническому перевооружению**

Показатели	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Тепловая энергия											
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ и котельных, всего, в том числе:	тыс. Гкал	876,43	810,17	788,39	909,87	881,43	867,93	842,23	832,23	835,68	833,39
ТЭЦ-1	тыс. Гкал	395,04	358,17	342,71	406,11	385,54	384,20	377,99	377,99	381,17	381,17
котельные	тыс. Гкал	481,39	452,00	445,68	503,76	495,89	483,73	464,24	454,23	454,51	452,22
Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	477,94	450,34	445,58	421,12	387,40	368,12	393,82	403,82	396,32	398,60
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	1 354,36	1 260,50	1 233,97	1 330,991	1 268,83	1 236,05	1 236,05	1 236,05	1 231,99	1 231,99
Потери тепловой энергии, в том числе	тыс. Гкал	291,11	219,51	226,33	206,54	166,33	166,33	166,33	166,33	166,33	166,33
Полезный отпуск т/э	тыс. Гкал	1 063,25	1 063,23	1 007,64	1 124,45	1 102,50	1 069,72	1 069,72	1 069,72	1 065,67	1 065,67
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	161,05	160,85	160,51	160,37	160,93	160,74	163,70	162,66	162,51	161,84
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	142,66	132,08	128,59	147,00	141,85	136,93	142,08	138,06	138,48	137,56
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	142,66	132,08	128,59	147,00	141,85	136,93	142,08	138,06	138,48	137,56
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.	1,497	1,774	2,076	1,094	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	141,16	130,31	126,52	145,90	141,85	136,93	142,08	138,06	138,48	137,56
объем натурального топлива	тыс. м3	121,50	111,94	108,20	125,15	120,20	116,03	121,23	117,82	118,19	117,74
Цены на топливо											
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./тыс. куб.м.				4 657,32	5 507,72	5 975,88	6 214,92	6 650,58	6 894,95	7 198,16
Расчет НВВ											
Затраты на топливо, в том числе	тыс. руб.	620 437,80	573 699,80	578 936,79	582 863,83	662 026,94	693 381,35	753 434,29	783 571,00	814 914,00	847 511,00
Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	454 149,60	439 755,00	456 809,80	435 264,15	407 661,51	416 935,97	427 523,00	453 355,00	461 630,00	477 073,00
Электроэнергия	тыс. руб.	105 685,50	118 547,20	118 821,99	141 244,63	142 028,60	152 440,82	156 802,25	162 687,03	171 529,94	179 613,55
Вода на технологию	тыс. руб.	25 873,03	45 987,44	33 207,11	34 535,39	35 916,81	37 353,48	38 847,62	40 401,52	42 017,59	43 698,29
Итого расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1 206 145,93	1 177 989,44	1 187 775,69	1 193 907,99	1 247 633,85	1 300 111,62	1 376 607,16	1 440 014,55	1 490 091,52	1 547 895,84
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	382 419,55	427 700,39	409 570,26	424 134,86	449 582,95	471 792,35	485 757,40	500 135,82	514 939,84	530 182,06
Неподконтрольные расходы, в том числе	тыс. руб.	86 751,50	96 763,17	132 211,14	280 333,04	255 224,70	274 192,75	274 944,70	276 221,77	277 055,46	279 479,17
Амортизация	тыс. руб.	51 674,50	51 666,90	51 674,50	51 674,50	51 674,50	51 666,93	51 666,93	51 666,93	51 666,93	51 666,93
Итого НВВ	тыс. руб.	1 660 735,81	1 672 619,49	1 665 155,88	1 921 599,31	1 952 441,51	2 046 096,72	2 137 309,26	2 216 372,13	2 282 086,82	2 357 557,07
Полезный отпуск	тыс. Гкал	1 063,25	1 040,99	1 007,64	1 124,45	1 102,50	1 069,72	1 069,72	1 069,72	1 065,67	1 065,67
Тариф поставляемый потребителя (без инвест. составляющей)	руб/Гкал	1 561,94	1 606,76	1 652,53	1 708,93	1 770,92	1 912,73	1 998,00	2 071,91	2 141,46	2 212,28
Тариф с индексом МЭР	руб/Гкал					1 770,92	1 939,16	2 055,51	2 137,73	2 223,24	2 312,17
Инвестиции	тыс. руб.							38 833,07	48 666,07	101 898,80	91 239,36
Итого НВВ, с учетом инвестиционной составляющей	тыс. руб.						2 046 096,72	2 176 142,33	2 265 038,20	2 383 985,62	2 448 796,42
Сглаживание тарифов НВВ	тыс. руб.									-15 000,00	15 000,00
Тариф поставляемый потребителя (с инвест. составляющей и сглаживанием)	руб/Гкал.	1 561,94	1 606,76	1 652,53	1 708,93	1 770,92	1 912,73	2 034,30	2 117,41	2 223,01	2 311,97

**Табл. 15.2 - Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" с учетом предложений по техническому перевооружению**

<b>Показатели</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>Электрическая мощность</b>	МВт	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Располагаемая электрическая мощность	МВт	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
Число часов использования УЭМ, в том числе:	час/год	3298,41	3065,20	3097,53	3611,69	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95	3361,95
<b>Электрическая энергия</b>											
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	643,19	597,71	604,02	704,28	655,58	655,58	655,58	655,58	655,58	655,58
по теплофикационному циклу	тыс. МВт-ч	461,29	452,55	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79	474,79
Отпуск электрической энергии с шин	тыс. МВт-ч	561,53	518,73	524,94	620,82	577,81	577,81	577,81	577,81	577,81	577,81
Собственные нужды, всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	81,66	78,99	79,08	83,46	77,77	77,77	77,77	77,77	77,77	77,77
то же, %	%	14,5%	15,2%	15,1%	13,4%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%
<b>УРУТ на отпущенную электрическую энергию</b>	г/кВт-ч	285,21	279,44	274,32	272,00	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77	263,77
Расход топлива на отпущенную электрическую энергию	тыс. т.у.т	160,15	144,95	144,00	168,86	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41
<b>Тепловая мощность и тепловая нагрузка</b>											
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
базовая (теплофикационная турбоагрегатов)	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
пиковая, в том числе:	Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
ПВК	Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
прочие (пусковые)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	322,26	327,00	355,86	356,50	356,50	364,61	364,71	364,71	366,02	366,02
Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд	Гкал/ч	0,70	0,68	0,76	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Число часов использования УТМ турбоагрегатов, в том числе:	час/год	2699,19	2576,59	2619,92	2888,88	2691,37	2740,32	2798,45	2846,07	2927,40	2927,40
Число часов максимума тепловой нагрузки	час/год	1472,29	1395,54	1395,54	1419,70	1540,09	1494,72	1540,80	1566,77	1609,56	1609,56
<b>Тепловая энергия</b>											
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	1 057,81	980,08	994,95	1 097,50	1 023,98	996,38	1 027,10	1 044,41	1 072,94	1 072,94
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе:	тыс. Гкал	991,83	927,57	943,17	1 040,00	968,89	986,52	1 016,93	1 034,07	1 062,31	1 062,31
Из отборов теплофикационных ТА	тыс. Гкал	971,71	927,57	943,17	1 040,00	968,89	986,52	1 007,44	1 024,58	1 053,86	1 053,86
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	136,72	86,01	86,01	87,52	94,94	94,94	94,09	95,70	98,43	98,43
то же в %	%	14,07%	9,27%	9,12%	8,41%	9,80%	9,62%	9,34%	9,34%	9,34%	9,34%
УРУТ отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	141,70	140,57	138,81	138,70	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51	138,51
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	300,69	275,34	274,93	281,18	286,61	289,05	293,26	295,64	299,55	299,55
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	300,69	275,34	274,93	313,11	286,61	289,05	293,26	295,64	299,55	299,55
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.	160,15	144,95	144,00	168,86	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41	152,41

Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	140,54	130,39	130,93	144,25	134,20	136,64	140,85	143,23	147,14	147,14
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./т у.т.	4 141,00	4 395,18	4 359,27	4 135,90	4 701,96	5 078,12	5 281,24	5 492,49	5 712,19	5 940,68
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	834,99	835,05	835,05	849,48	921,52					
<b>Расчет НВВ</b>											
Затраты на топливо	тыс. руб.	581 976,14	573 069,94	570 741,78	596 595,30	630 998,33	693 874,50	743 876,77	786 670,38	840 482,99	874 102,31
<b>Всего расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>589 044,35</b>	<b>581 233,93</b>	<b>579 686,97</b>	<b>606 253,24</b>	<b>673 199,85</b>	<b>726 609,50</b>	<b>778 575,87</b>	<b>823 104,44</b>	<b>878 738,75</b>	<b>914 270,85</b>
<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>102 702,11</b>	<b>147 187,37</b>	<b>150 086,96</b>	<b>156 094,58</b>	<b>169 898,41</b>	<b>178 291,39</b>	<b>184 804,38</b>	<b>190 274,59</b>	<b>195 906,71</b>	<b>201 705,55</b>
				102,0%	104,0%	108,8%	104,9%	103,7%	103,0%	103,0%	103,0%
<b>Неподконтрольные расходы, в том числе</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>79 769,66</b>	<b>78 743,67</b>	<b>105 136,53</b>	<b>102 886,70</b>	<b>113 235,47</b>	<b>114 090,15</b>	<b>114 753,38</b>	<b>115 310,43</b>	<b>115 883,96</b>	<b>116 474,47</b>
Расходы на уплату налогов, сборов, других обязательных платежей	тыс. руб.	10 249,59	15 742,60	16 333,68	13 221,62	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87	13 092,87
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	12 447,98	14 679,45	15 353,47	15 805,06	17 301,20	18 155,88	18 819,11	19 376,16	19 949,69	20 540,20
Амортизация	тыс. руб.	55 145,70	46 965,66	44 268,00	48 850,54	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99	62 960,99
Прочее	тыс. руб.	12 654,77	1 355,96	29 181,38	25 009,47	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41	19 880,41
<b>Источники инвестиций, в том числе:</b>	<b>тыс. руб.</b>						<b>150 594,18</b>	<b>213 949,60</b>	<b>198 059,84</b>	<b>94 698,78</b>	<b>43 938,95</b>
Собственные средства	тыс. руб.						108 181,71	179 897,60	185 359,84	76 470,19	43 938,95
Средства за присоединение потребителей	тыс. руб.						42 412,47	34 052,00	12 700,00	18 228,59	0,00
Бюджетные средства	тыс. руб.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль	тыс. руб.	12 600,48	7 116,81	10 995,98	12 781,68	13 385,70					
<b>Итого НВВ без мероприятий</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>784 116,60</b>	<b>814 281,78</b>	<b>845 906,44</b>	<b>878 016,20</b>	<b>969 719,43</b>	<b>1 018 991,04</b>	<b>1 078 133,63</b>	<b>1 128 689,45</b>	<b>1 190 529,42</b>	<b>1 232 450,88</b>
Полезный отпуск	тыс. Гкал	834,99	835,05	835,05	849,48	921,52	938,29	967,21	983,51	1010,38	1010,38
<b>Тариф</b>	<b>руб/Гкал</b>	<b>939,07</b>	<b>975,13</b>	<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 052,30</b>	<b>1 086,01</b>	<b>1 114,68</b>	<b>1 147,61</b>	<b>1 178,30</b>	<b>1 219,79</b>
<b>Тариф с индексом МЭР</b>	<b>руб/Гкал</b>		<b>975,13</b>	<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 074,93</b>	<b>1 139,43</b>	<b>1 192,98</b>	<b>1 240,70</b>	<b>1 290,33</b>	<b>1 341,94</b>
Инвестиции включаемые в тариф	тыс. руб.					0,00	45 220,72	116 936,61	122 398,85	13 509,20	0,00
<b>НВВ с учетом инвестиций</b>	<b>тыс. руб.</b>					<b>969 719,43</b>	<b>1 064 211,76</b>	<b>1 195 070,24</b>	<b>1 251 088,31</b>	<b>1 204 038,62</b>	<b>1 232 450,88</b>
<b>Тариф с учетом мероприятий</b>	<b>руб/Гкал</b>			<b>1 013,00</b>	<b>1 033,59</b>	<b>1 052,30</b>	<b>1 134,21</b>	<b>1 235,58</b>	<b>1 272,06</b>	<b>1 191,67</b>	<b>1 219,79</b>
Сглаживание тарифов НВВ	тыс. руб.					20 000,00	5 000,00	-60 000,00	-65 000,00	50 000,00	50 000,00
<b>НВВ с учетом сглаживания</b>	<b>тыс. руб.</b>					<b>989 719,43</b>	<b>1 069 211,76</b>	<b>1 135 070,24</b>	<b>1 186 088,31</b>	<b>1 254 038,62</b>	<b>1 282 450,88</b>
<b>Тариф с учетом мероприятий и с учетом сглаживания</b>	<b>руб/Гкал</b>					<b>1 074,00</b>	<b>1 139,54</b>	<b>1 173,55</b>	<b>1 205,97</b>	<b>1 241,16</b>	<b>1 269,28</b>

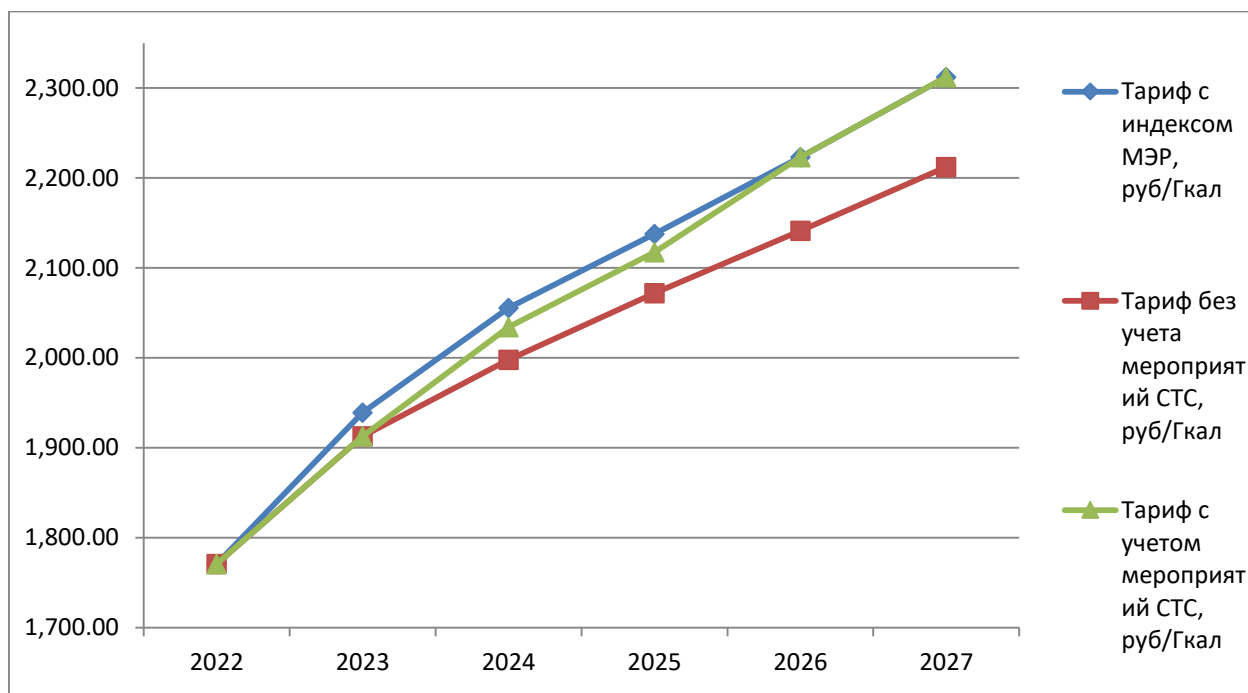
Табл. 15.3 - Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО "Марикоммунэнерго" с учетом предложений по техническому перевооружению

Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Тепловая мощность и тепловая нагрузка</b>											
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,688	0,688	0,602	0,602	0,602	1,602	2,602	3,602	4,602	5,602
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
Число часов максимума тепловой нагрузки	час/год	6936,77	7313,52	8578,90	9345,68	9351,16	3416,56	2103,51	1519,53	1189,34	977,03
<b>Тепловая энергия</b>											
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	5,076	5,328	5,493	6,299	5,948	5,913	5,913	5,913	5,913	5,913
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	0,30	0,30	0,33	0,67	0,32	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	4,773	5,032	5,165	5,626	5,629	5,47	5,47	5,47	5,47	5,47
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	0,5815	0,6917	0,6805	0,7331	0,7124	0,7087	0,7087	0,7087	0,7087	0,7087
то же в %	%	12,18%	13,75%	13,18%	13,03%	12,65%	12,95%	12,95%	12,95%	12,95%	12,95%
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	4,191	4,340	4,484	4,893	3,995	4,765	4,765	4,765	4,765	4,765
УРУТ отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	201,530	182,003	168,634	176,108	168,239	172,086	172,09	172,09	172,09	172,09
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	0,962	0,916	0,871	281,180	0,947	0,942	0,94	0,94	0,94	0,94
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	0,962	0,916	0,871	0,991	0,947	0,942	0,94	0,94	0,94	0,94
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	0,962	0,916	0,871	0,991	0,947	0,942	0,94	0,94	0,94	0,94
<b>Расчет НВВ</b>											
<b>Затраты на топливо</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>4 201,43</b>	<b>3 794,11</b>	<b>3 731,81</b>	<b>3 956,72</b>	<b>3 687,02</b>	<b>4 609,36</b>	<b>4 793,73</b>	<b>4 985,48</b>	<b>5 184,90</b>	<b>5 392,30</b>
газ природный по регулируемой цене	тыс. руб.	<b>3 349,32</b>	<b>3 135,85</b>	<b>3 325,24</b>	<b>3 956,72</b>	<b>3 687,02</b>	<b>4 609,36</b>	<b>4 793,73</b>	<b>4 985,48</b>	<b>5 184,90</b>	<b>5 392,30</b>
объем	тыс м3	678,72	620,33	639,47	738,53	656,51	756,44	756,44	756,44	756,44	756,44
стоимость за единицу объема	тыс. руб.	4,93	5,06	5,20	5,36	5,62	6,09	6,34	6,59	6,85	7,13
уголь каменный	тыс. руб.	756,52	596,17	406,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
объем	тонны	186,30	131,14	87,06							
стоимость за единицу объема	тыс. руб.	4,06	4,55	4,67							
дрова		95,59	62,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
объем	м3	173,79	98,29								
стоимость за единицу объема	тыс. руб.	0,55	0,63								
<b>Электроэнергия</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 918,64</b>	<b>1 885,55</b>	<b>2 012,95</b>	<b>2 076,59</b>	<b>1 963,38</b>	<b>2 552,34</b>	<b>2 705,48</b>	<b>2 840,75</b>	<b>2 982,79</b>	<b>3 131,93</b>
объем	тыс. кВт·ч	300,39	283,76	295,48	294,96	282,42	336,83	336,83	336,83	336,83	336,83
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	6,39	6,64	6,81	7,04	6,95	7,58	8,03	8,43	8,86	9,30
<b>Вода</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>16,51</b>	<b>19,30</b>	<b>19,49</b>	<b>16,09</b>	<b>24,06</b>	<b>29,84</b>	<b>31,03</b>	<b>32,28</b>	<b>33,57</b>	<b>34,91</b>
объем	м3	1,50	1,55	1,60	1,75	1,43	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
тариф	руб/м3					16,83	17,50	18,20	18,93	19,68	20,47
Расходы на покупку тепловой энергии	тыс. руб.					411,87	434,52	455,37	475,87	497,28	519,66
Расходы на покупку теплоносителя	тыс. руб.					11,29	11,91	12,48	13,04	13,63	14,24
<b>Всего расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>6 136,58</b>	<b>5 698,96</b>	<b>5 764,25</b>	<b>6 049,40</b>	<b>6 097,61</b>	<b>7 637,96</b>	<b>7 998,10</b>	<b>8 347,41</b>	<b>8 712,16</b>	<b>9 093,03</b>
<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>4 868,54</b>	<b>5 063,28</b>	<b>5 265,81</b>	<b>5 423,79</b>	<b>5 624,47</b>	<b>5 902,32</b>	<b>6 117,93</b>	<b>6 299,02</b>	<b>6 485,47</b>	<b>6 677,44</b>
<b>Неподконтрольные расходы, в том числе</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 011,77</b>	<b>593,35</b>	<b>1 278,85</b>	<b>7 019,06</b>	<b>2 188,17</b>	<b>3 543,66</b>	<b>3 710,21</b>	<b>3 858,62</b>	<b>4 012,97</b>	<b>4 173,48</b>
Расходы на уплату налогов, сборов, других обязательных платежей	тыс. руб.					21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.					1 319,62	1 384,81	1 435,40	1 477,89	1 521,63	1 566,67
Амортизация	тыс. руб.					481,04	481,04	481,04	481,04	481,04	481,04

Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прочее	тыс. руб.						1 290,30	1 290,30	1 290,30	1 290,30	1 290,30
Прибыль	тыс. руб.	-6 554,34	-10 127,47	-10 577,18	-2 675,30						
<b>Итого НВВ без мероприятий</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>12 016,89</b>	<b>11 355,59</b>	<b>12 308,92</b>	<b>18 492,24</b>	<b>13 910,25</b>	<b>17 083,94</b>	<b>17 826,24</b>	<b>18 505,05</b>	<b>19 210,60</b>	<b>19 943,95</b>
Полезный отпуск	тыс. Гкал	4,191	4,340	4,484	4,893	3,995	4,765	4,765	4,765	4,765	4,765
<b>Тариф</b>	<b>руб/Гкал</b>	<b>2 867,31</b>	<b>2 616,50</b>	<b>2 745,08</b>	<b>3 779,33</b>	<b>3 481,86</b>	<b>3 585,55</b>	<b>3 741,34</b>	<b>3 883,81</b>	<b>4 031,89</b>	<b>4 185,80</b>
<b>Тариф с индексом МЭР</b>	<b>руб/Гкал</b>					<b>3 481,86</b>	<b>3 621,13</b>	<b>3 765,97</b>	<b>3 916,61</b>	<b>4 073,28</b>	<b>4 236,21</b>
Инвестиции, включаемые в тариф	тыс. руб.					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>НВВ с учетом инвестиций</b>	<b>тыс. руб.</b>					<b>13 910,25</b>	<b>17 083,94</b>	<b>17 826,24</b>	<b>18 505,05</b>	<b>19 210,60</b>	<b>19 943,95</b>
<b>Тариф с учетом мероприятий</b>	<b>руб/Гкал</b>					<b>3 481,86</b>	<b>3 585,55</b>	<b>3 741,34</b>	<b>3 883,81</b>	<b>4 031,89</b>	<b>4 185,80</b>

На рис. 15.1. приведены результаты расчетов ценовых последствий для ЕТО МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»:

- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «с инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю с учетом прогноза МЭР.

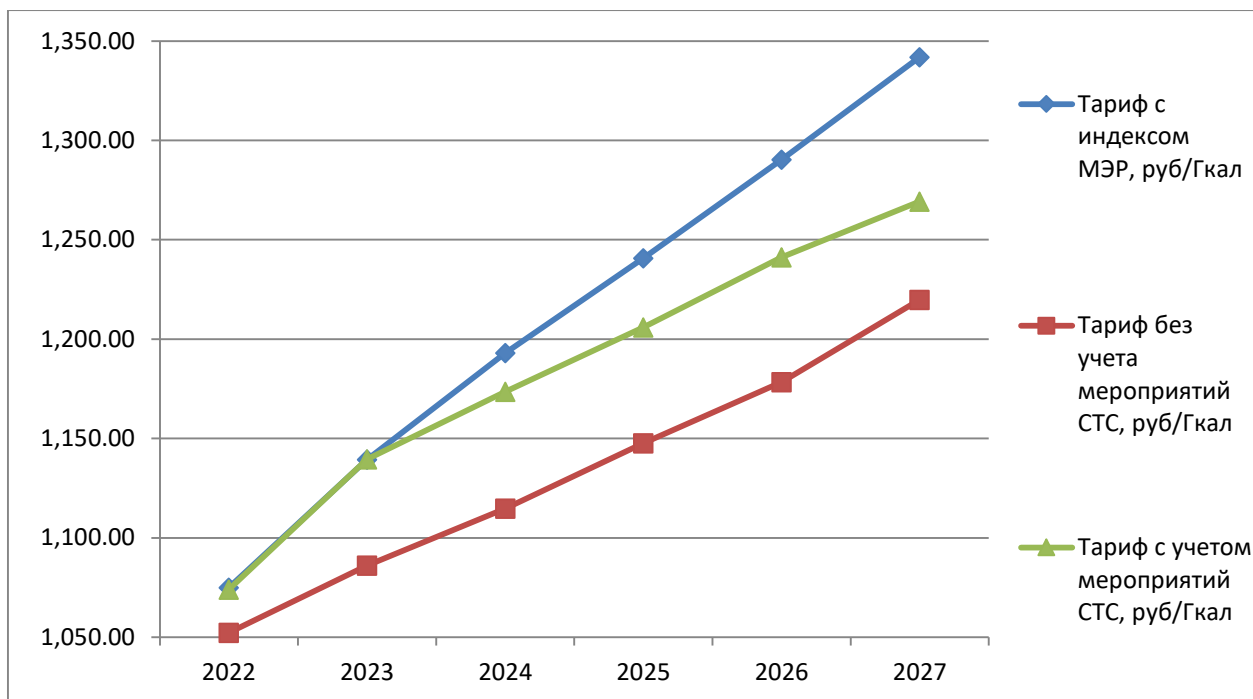


**Рис. 15.1 – Расчет ценовых последствий для МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», руб/Гкал**

Рост тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, с учетом инвестиционной составляющей не превышает величину предельного индекса роста платы граждан в соответствии с прогнозом МЭР.

На рис. 15.2. приведены результаты расчетов ценовых последствий для ЕТО филиал "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс":

- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «с инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю с учетом прогноза МЭР.



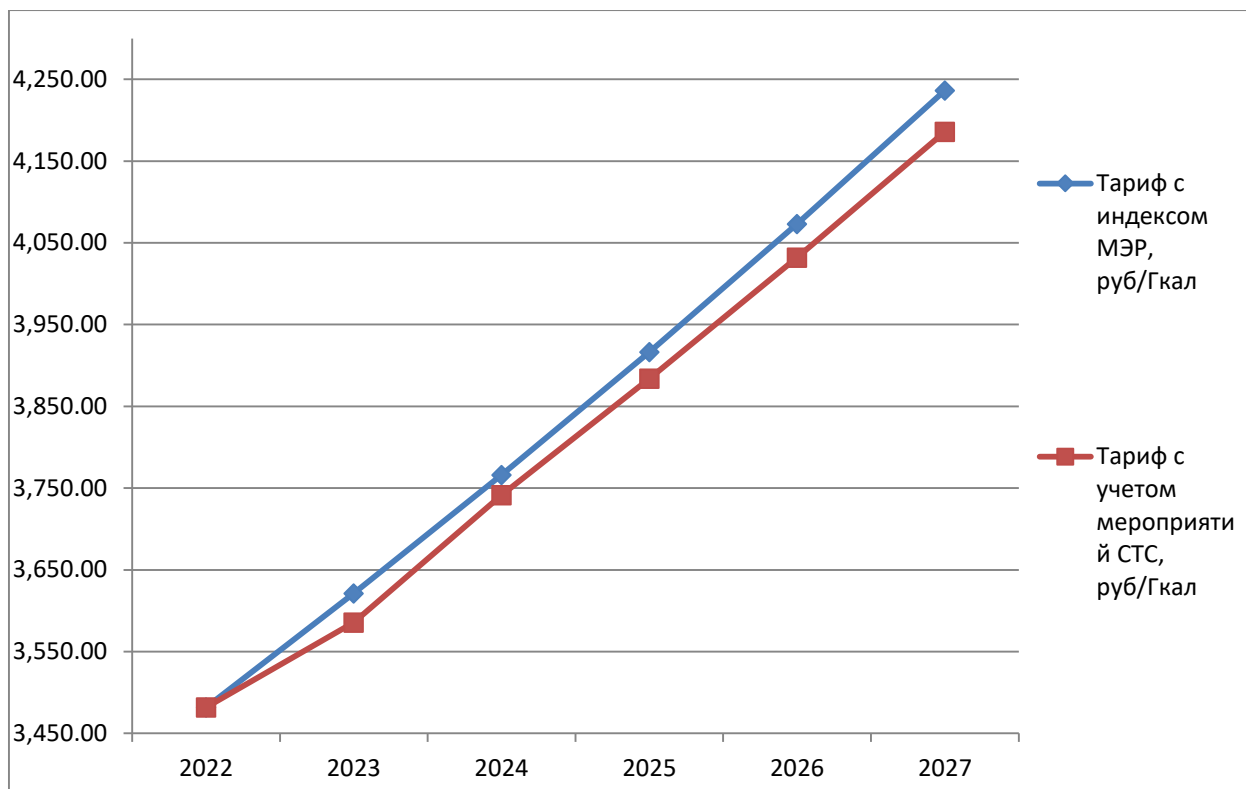
**Рис. 15.2 – Расчет ценовых последствий для филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс", руб/Гкал**

Рост тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, с учетом инвестиционной составляющей не превышает величину предельного индекса роста платы граждан в соответствии с прогнозом МЭР.

На рис. 15.3. приведены результаты расчетов ценовых последствий для ЕТО ООО "Марикоммунэнерго":

- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «с инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю с учетом прогноза МЭР.





**Рис. 15.3 – Расчет ценовых последствий ООО "Марикоммуэнерго", руб/Гкал**

Рост тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, с учетом инвестиционной составляющей не превышает величину предельного индекса роста платы граждан в соответствии с прогнозом МЭР.

## **Раздел 16. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения г. Йошкар-Ола**

### **16.1. Общие положения**

Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения является одним из общих принципов организации отношений и основы государственной политики в сфере теплоснабжения, установленных ст.3 Федерального Закона от 27.10.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Бережное отношение к окружающей среде – один из стратегических приоритетов теплоснабжающих компаний. Организации осознают свою ответственность перед обществом в данном вопросе, объективно оценивают и стремятся минимизировать экологические риски, наращивают инвестиции в природоохранные программы.

Стратегическими целями обеспечения экологической безопасности и рационального природопользования являются:

- снижение техногенной нагрузки и поддержание благоприятного состояния природной среды и среды обитания человека;
- недопущение экологического ущерба от хозяйственной деятельности;
- сохранение биологического разнообразия в условиях нарастающей антропогенной нагрузки;
- рациональное использование, восстановление и охрана природных ресурсов.

В соответствии с этими целями теплоснабжающие организации выделяют следующие приоритетные направления деятельности:

- управление рисками в области обеспечения экологической безопасности;
- экологический мониторинг и производственный экологический контроль;
- управление системой предупреждения, локализации аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;
- развитие программ по утилизации/обезвреживанию отходов производства;
- обучение и развитие персонала в области экологической безопасности.

Задача, решаемая в результате разработки настоящей главы - оценить, каким образом мероприятия, предусмотренные Схемой теплоснабжения, повлияют на состояние загрязнения атмосферного воздуха г. Йошкар-Ола.

Для решения указанной задачи:

- проведен анализ нормативной природоохранной документации по источникам теплоснабжения, расположенных в г. Йошкар-Ола;

- определены объекты, осуществляющие наибольшую выработку тепловой энергии, и соответственно, значительно больше осуществляющие выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, что в свою очередь, приводит к большему негативному воздействию на атмосферный воздух;

- определены изменения объемов валовых (годовых) выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от рассматриваемых источников теплоснабжения при развитии схемы теплоснабжения по предпочтительному варианту;

- проведена оценка существующего состояния (по данным о параметрах источников выбросов из проектов нормативов ПДВ объектов);

- определено прогнозируемое перспективное состояние (с учетом прироста нагрузок, топливопотребления и других мероприятий по схеме развития теплоснабжения).

При определении оценки воздействия системы теплоснабжения на экологию использованы действующие нормативно правовые акты и нормативно-технические документы, в сфере экологии и природопользования:

- Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»;

- При Минприроды России от 06.06.2017 г. № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе»;

- Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 г. № 1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»;

- Приказ Минприроды России от 07.08.2018 года № 352 «Об утверждении Порядка проведения инвентаризации стационарных источников и выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, корректировки ее данных, документирования и хранения данных, полученных в результате проведения и хранения данных, полученных в результате проведения таких инвентаризации и корректировки»;

- Приказ Минприроды России от 11.08.2020 N 581 "Об утверждении методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух";

- "Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час" (утв. Госкомэкологией России 09.07.1999).

При выполнении расчетов использованы исходные данные из проектов нормативов ПДВ, представленных теплоснабжающими организациями по запросам разработчика схемы теплоснабжения.

## **16.2. Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере**

Климат Йошкар-Олы умеренно-континентальный с теплым летом и умеренно холодной зимой. Наиболее солнечным является период с апреля по август. Наиболее облачным месяцем является ноябрь. Погода и климат в большей степени определяются атмосферной циркуляцией, и особенно преобладанием западных потоков воздуха, что обуславливает существенное влияние на местный климат атлантических воздушных течений, которые смягчают и увлажняют его. Вместе с тем сюда поступают и воздушные массы, сформировавшиеся в других, в том числе арктических и резко континентальных районах. По северо-западным, северным и северо-восточным траекториям на территорию входит холодный воздух из Арктики. Иногда он поступает и с юго-востока, огибая с юга Уральские горы. С юго-запада, юга, а летом и с юго-востока обычно приходит тропический воздух, обуславливающий резкие потепления. Из районов Сибири зимой вторгается холодный континентальный воздух умеренных широт, приводящий к установлению малооблачной, морозной погоды. В целом же западные и юго-западные потоки преобладают, поэтому климат здесь менее континентальный, чем к востоку и юго-востоку. На процессы погоды и формирование особенностей климата большое влияние оказывают циклонические и антициклонические макроциркуляционные формы движения атмосферы. Они обуславливают как зональные, так и меридиональные движения различных воздушных масс. Циклоны сопровождаются обычно быстрыми и резкими изменениями погоды с сильно развитой облачностью, осадками и порывистыми ветрами. В антициклонах преобладает более спокойная и малооблачная погода. Повторяемость циклонических процессов в Ср. Поволжье составляет в среднем за год 173 дня (47%), антициклонических — 192 дня (53%).

Важной особенностью климата г. Йошкар-Ола, как, впрочем, и большей части территории России, является наличие двух резко различающихся между собой периодов — теплого (апрель-октябрь) с положительными температурами воздуха и холодного (ноябрь-март) с отрицательными температурами и образованием устойчивого снежного покрова

По количеству осадков район относится к зоне умеренного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на июль, а наименьшее — на март. Суммы осадков в отдельные годы могут значительно отклоняться от среднего значения. Количество осадков, выпадающих в жидком виде (дожди), составляет около 70%, в твердом (снег) — 20%, смешанные осадки — 10%. В июне, июле, августе осадки выпадают только в жидком виде, за исключением случаев града. В период

отрицательных среднесуточных температур осадки выпадают в виде снега, образуя снежный покров. Он формируется не сразу, так как наступающие обычно потепления быстро разрушают его. Период между появлением первого снежного покрова (конец октября — начало ноября) и образованием устойчивого снежного покрова (вторая декада ноября) составляет в Йошкар-Оле около 20 дней. Число дней со снежным покровом около 150. Высота снежного покрова достигает наибольших значений в марте.

Преобладающими направлениями ветра за год и в холодный период в районе Йошкар-Олы являются южное, западное и юго-восточное. В летний период увеличивается повторяемость северных и северо-западных ветров. Зимний период характеризуется более сильными ветрами, чем летний. Средние скорости ветра невелики (так среднегодовая скорость ветра составляет порядка 3 м/с), однако в отдельных случаях порывы ветра могут превышать 30 м/с.

В Йошкар-Оле возможны такие опасные метеорологические явления как шквал, сильные ветры, метели, дожди, ливни, снег, туман, жара, мороз и крупный град. Наиболее высока вероятность сильных ливней, дождей и ветра (20-30%).

На процессы погоды и формирования особенностей климата большое влияние оказывают циклонические и антициклонические макроциркуляционные формы движения атмосферы. Они обуславливают как зональные, так и меридиональные движения различных воздушных масс. В осенне-зимний период циклонические процессы на территории РТ связаны преимущественно с вторжением западных и северо-западных циклонов. Летом преобладают местные и западные процессы. Антициклонические процессы зимой обязаны прежде всего влиянию восточных антициклонов, летом — западных. Сезонные изменения барико-циркуляционных процессов вызывают изменения ветрового режима. С сентября по апрель, в целом за год, в республике преобладают южные и юго-западные ветры, тогда как летом больше повторяемость ветров северо-западных направлений. Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5%, равна 7 м/с.

Коэффициент стратификации (целое число от 140 до 250), зависящий от температурной стратификации атмосферы и используемый в расчетах рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, для Среднего Поволжья принят 160.

**16.3. Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г. Йошкар-Олы**

Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г. Йошкар-Ола приведено в таблице ниже.

Сведения об объемах выбросов вредных веществ по существующему состоянию приняты в соответствии с данными о фактических выбросах, приведенных в томах ПДВ для источников тепловой энергии (мощности) с учетом изменений потребления топлива в 2022 году (исходя из фактических сведений по расходу топлива).

Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу для прогнозируемого состояния до 2027 года выполнен с учетом реализации мероприятий схемы теплоснабжения. При расчете учитывался рост расхода топлива, связанный с ростом подключенной тепловой нагрузки, а также увеличение установленной тепловой мощности источников тепловой энергии. Также учитывалось, что:

1. Котельная ОК-4 переключается на ОК-37 в 2027 году.
2. Котельная ОК-3 переключается на ОК-37 в 2026 году.
3. Котельная ОК-35 переключается на ТЭЦ-2 в 2026 году.
4. Котельная ОК-16 переключается на ТЭЦ-2 в 2024 году.
5. Котельная ОК-34 переключается на ТЭЦ-2 в 2025 году.
6. Котельная Республиканской ветеринарной лаборатории (ул. Машиностроителей, 119б) переключается на ТЭЦ-2 в 2023 году.
7. Жилые дома по ул. К. Маркса 115, 117, 119, 119а, 123, 134, 136, Панфилова, 1, 3, подключенные к тепловым сетям от котельной ОАО "Марбиофарм", переключаются на тепловые сети филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО Т Плюс от ТЭЦ-2 в 2024 году.

Производственный контроль в области охраны окружающей среды (производственный экологический контроль) на предприятии осуществляется в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды согласно ст. 67 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Производственный контроль за уровнями загрязнения атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (далее - производственный контроль) проводится

согласно требований ст. 20, ст. 32 Федерального закона от 30.03.99. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», Санитарных правил СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» и Санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 "Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятия.

Табл. 16.1 - Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Основное топливо	Годовой расход топлива источника тепловой энергии, тыс. м3										Валовый выброс по источнику тепловой энергии, тыс. т/год									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	ТЭЦ-1 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	56 118,08	50 965,67	48 657,81	56 887,28	52 702,22	51 637,73	53 432,92	53 432,92	53 874,63	53 874,63	397,37	360,89	344,54	402,82	373,18	365,65	378,36	378,36	381,48	381,48
2	ТЭЦ-2 ПАО "Т Плюс" филиал Марий Эл и Чувашии	газ	258 351,0	236 845,0	235 177,0	268 060,0	243 585,7	245 667,1	248 130,3	250 147,9	253 472,7	253 472,7	1 789,03	1 640,11	1 628,56	1 856,27	1 686,79	1 701,20	1 718,26	1 732,23	1 755,25	1 755,25
3	ОК-37 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	40 856,70	37 995,57	37 123,31	42 381,01	41 314,76	39 835,21	41 705,65	42 625,80	47 977,04	58 089,52	294,35	273,74	267,45	305,33	297,65	286,99	300,47	307,10	345,65	418,50
4	ОК-3 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	5 237,73	4 813,23	4 630,10	5 156,02	4 934,22	4 838,88	5 200,27	5 200,27	-	-	37,73	34,67	33,35	37,14	35,54	34,85	37,46	37,46	-	-
5	ОК-4 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	10 304,32	10 028,47	10 235,01	11 321,28	10 565,34	10 037,87	10 562,73	10 562,73	11 002,78	-	73,94	71,96	73,44	81,24	75,81	72,03	75,79	75,79	78,95	-
6	ОК-6 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	126,70	105,17	98,94	106,62	97,33	124,58	127,04	127,04	127,04	127,04	0,83	0,69	0,65	0,70	0,64	0,81	0,83	0,83	0,83	0,83
7	ОК-9 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	1 270,43	1 058,46	1 034,89	1 148,96	1 084,07	1 107,23	1 136,64	1 136,64	1 136,64	1 136,64	9,32	7,77	7,60	8,43	7,96	8,13	8,34	8,34	8,34	8,34
8	ОК-10 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	34,65	31,72	29,23	34,48	32,40	28,34	30,53	30,53	30,53	30,53	0,25	0,23	0,21	0,25	0,24	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22
9	ОК-14 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	79,44	78,18	76,54	80,15	75,06	64,34	68,09	68,09	68,09	68,09	0,58	0,57	0,56	0,59	0,55	0,47	0,50	0,50	0,50	0,50
10	ОК-15 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	55,37	50,18	48,40	54,62	50,58	55,34	54,21	54,21	54,21	54,21	0,52	0,47	0,45	0,51	0,47	0,52	0,51	0,51	0,51	0,51
11	ОК-16 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	2 755,56	2 625,54	2 516,85	2 723,92	2 597,90	2 467,90	-	-	-	-	20,23	19,27	18,47	19,99	19,07	18,11	-	-	-	-
12	ОК-24 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	31,25	29,61	28,04	29,61	31,25	25,74	26,90	26,90	26,90	26,90	0,23	0,22	0,21	0,22	0,23	0,19	0,20	0,20	0,20	0,20
13	ОК-25 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	67,68	60,61	59,24	71,89	66,39	68,29	68,42	68,42	68,42	68,42	0,48	0,43	0,42	0,51	0,47	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
14	ОК-27 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	315,12	298,61	264,09	309,48	280,53	308,05	342,33	342,33	342,33	342,33	2,03	1,92	1,70	1,99	1,81	1,98	2,21	2,21	2,21	2,21
15	ОК-28 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	279,98	233,73	223,55	273,51	251,95	238,85	249,40	249,40	249,40	249,40	1,74	1,45	1,39	1,70	1,57	1,49	1,55	1,55	1,55	1,55
16	ОК-29 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	62,24	53,92	52,85	39,72	19,63	38,06	37,25	37,25	37,25	37,25	0,46	0,40	0,39	0,29	0,14	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27
17	ОК-32 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	31,86	28,41	26,98	28,41	31,86	24,76	17,83	17,83	17,83	17,83	0,18	0,16	0,15	0,16	0,18	0,14	0,10	0,10	0,10	0,10
18	ОК-34 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	2 651,58	2 608,86	2 472,00	2 813,30	3 625,84	2 726,82	2 928,73	-	-	-	18,69	18,39	17,43	19,83	25,56	19,22	20,65	-	-	-



№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Основное топливо	Годовой расход топлива источника тепловой энергии, тыс. м3										Валовый выброс по источнику тепловой энергии, тыс. т/год									
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
19	ОК-35 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	787,33	688,01	683,67	794,50	749,55	768,03	626,44	626,44	-	-	5,54	4,84	4,81	5,59	5,28	5,41	4,41	4,41	-	-
20	ОК-38 МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1"	газ	1 732,78	1 741,27	1 721,67	1 849,16	1 722,07	1 640,71	1 730,18	1 730,18	1 730,18	1 730,18	13,70	13,77	13,61	14,62	13,62	12,97	13,68	13,68	13,68	13,68
21	Котельная №0101 г.Йошкар-Ола ул.Мышино ООО "Марикоммунэнерго"	до 2020 – уголь; после 2020 - газ	337,50	229,44	30,25	39,98	35,58	35,27	35,27	35,27	35,27	35,27	2,35	1,60	0,21	0,28	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
22	Котельная №0102 г.Йошкар-Ола ул.Кирпичная,58 ООО "Марикоммунэнерго"	газ	304,13	285,55	280,76	296,34	281,31	290,11	290,11	290,11	290,11	290,11	1,86	1,74	1,71	1,81	1,72	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
23	Котельная №0104 д.Шоя-Кузнецово ул.Ветеранов, 1 ООО "Марикоммунэнерго"	газ	374,58	403,46	394,11	455,48	443,59	431,06	431,06	431,06	431,06	431,06	2,32	2,50	2,44	2,82	2,75	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67

**16.4. Оценка снижения объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух за счет перераспределения тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии**

На источниках комбинированной выработки электрической и тепловой энергии производится более 70% тепловой энергии, поэтому снижения объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух за счет перераспределения тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии оказывает заметное влияние на снижение общих выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целом по городу Йошкар-Ола.

**16.5. Предложения по снижению объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух**

Мероприятий, заложенных в рамках строительства новых теплоисточников и программы модернизации (переворужения) основного оборудования на существующих теплоисточниках, реализуемых в рамках схемы теплоснабжения, достаточно для обеспечения требуемых экологических и санитарных норм.

**16.6. Предложения по величине необходимых инвестиций для снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух**

Дополнительные инвестиции для снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при текущей актуализации не предусмотрены.