

## Администрация Озерского городского округа

Постановление администрации от 03.07.2024 № 1771

### Об организации и проведении мероприятия «Фестиваль «Семья», приуроченного к Дню семьи, любви и верности

В связи с проведением мероприятия «Фестиваль «Семья», приуроченного к Дню семьи, любви и верности постановляю:

1. Определить дату, время и место проведения праздничного мероприятия - 07.07.2024 с 11.00 час. до 16.00 час.:

1) входная группа на территории МБУ ПКИО по адресу: г. Озерск, ул. Парковая, д. 1;

2) территория у КРЦ «Айвенго» по адресу: г. Озерск, ул. Архипова, д. 10.

2. Управлению культуры и молодежной политики администрации Озерского городского округа (Степанова С.В.) совместно с первичной профсоюзной организацией ФГУП «ПО «Маяк» (Серегин Д.А.) организовать проведение мероприятия «Фестиваль «Семья», приуроченного к Дню семьи, любви и верности.

3. Управлению культуры и молодежной политики администрации Озерского городского округа (Степанова С.В.) обеспечить организацию:

1) главной сцены возле КРЦ «Айвенго» по адресу: г. Озерск, ул. Архипова, д. 10;

2) транспортировки и обеспечения работы звукового оборудования;

3) сопровождение мероприятия (ведущий мероприятия, сценарный ход, концертные номера, организация мастер - классов);

4) информирования о мероприятии в СМИ.

4. Первичной профсоюзной организации ФГУП «ПО «Маяк» (Серегин Д.А.) организовать:

1) оформление сцены и праздничного пространства;

2) карнавальное мероприятие сапбордов в рамках форума «Территория здоровья и добра».

5. Рекомендовать Управлению МВД России по ЗАТО г. Озерск (Черепенькин К.С.) обеспечить охрану общественного порядка во время организации и проведения уличного массового мероприятия 07.07.2024 с 11.00 час. до 16.00 час.

6. Временно прекратить движение транспорта:

07.07.2024 с 08.00 час. до 12.00 час. по ул. Парковая от перекрестка с ул. Комсомольская, согласно схеме (приложение);

07.07.2024 с 12.00 час. до 16.00 час. по ул. Парковая (со стороны береговой линии), согласно схеме;

по пр. Ленина от перекрестка с ул. Архипова (согласно схеме).

7. Управлению капитального строительства и благоустройства администрации Озерского городского округа (Белякова Н.Г.):

1) организовать установку соответствующих дорожных знаков и знаков дополнительной информации в местах временного перекрытия движения;

2) организовать уборку до, во время и после мероприятия на территориях, прилегающих к территориям и местам проведения праздничного массового мероприятия;

3) обеспечить информирование населения о временном прекращении движения и об объездных путях следования транспорта.

8. Рекомендовать ФГБУЗ КБ № 71 ФМБА России (Воронин С.В.) обеспечить дежурство спецтехники на период проведения мероприятия 07.07.2024.

9. Рекомендовать ФГКУ «СУ ФПС № 1» МЧС России (Юферев А.В.), Управлению по делам ГО и ЧС администрации Озерского городского округа (Чудов В.В.):

1) обеспечить дежурство спецтехники на период проведения мероприятия;

2) обеспечить безопасность во время мероприятия.

10. Управлению экономики администрации Озерского городского округа (Беликова О.В.) рекомендовать руководителям предприятия торговли, осуществляющих деятельность на территории, прилегающей к местам проведения мероприятия (ул. Парковая, 2; ул. Музрукова, д. 15, в торговых предприятиях КРЦ «Айвенго», «Чкалов паб»):

1) обеспечить выполнение требований пункта 2 статьи 16 Федерального закона от 22.11.1995 № 171-ФЗ «О государственном регулировании производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции»;

2) осуществлять продажу прохладительных напитков без применения стеклотары с 11.00 час. до 16.00 час.

11. Рекомендовать информационно-аналитическому отделу Собрания депутатов Озерского городского округа (Колянова Н.М.) обеспечить информирование населения о проведении мероприятия.

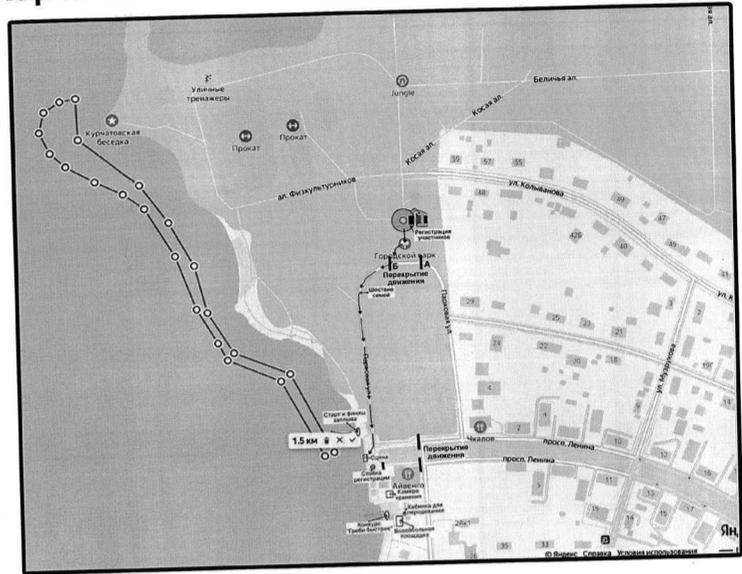
12. Опубликовать настоящее постановление в газете «Озерский вестник» и разместить на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области.

13. Контроль за выполнением настоящего постановления оставляю за собой.

Временно исполняющий полномочия  
главы Озерского городского округа С.Н. Гергенрейдер

Приложение  
к постановлению администрации  
Озерского городского округа  
от 03.07.2024 № 1771

## Карта-схема Фестиваль «Семья» 07.07.2024



Постановление администрации от 03.07.2024 № 1779

### О внесении изменений в постановление от 12.04.2016 № 856 «Об утверждении состава приемочной комиссии по приемке в эксплуатацию законченных переустройством и (или) перепланировкой жилых и нежилых помещений в многоквартирных жилых домах»

Постановляю:

1. Внести в состав приемочной комиссии по приемке в эксплуатацию законченных переустройством и (или) перепланировкой жилых и нежилых помещений в многоквартирных жилых домах, утвержденным постановлением от 12.04.2016 № 856 «Об утверждении состава приемочной комиссии по приемке в эксплуатацию законченных переустройством и (или) перепланировкой жилых и нежилых помещений в многоквартирных жилых домах», следующие изменения:

слова «Бахметьев А.А., заместитель главы администрации Озерского городского округа» заменить словами «Гергенрейдер С.Н., временно исполняющий полномочия главы Озерского городского округа».

2. Опубликовать настоящее постановление в газете «Озерский вестник» и разместить на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области.

3. Контроль за выполнением настоящего постановления оставляю за собой.

Временно исполняющий полномочия  
главы Озерского городского округа С.Н. Гергенрейдер

Постановление администрации от 03.07.2024 № 1780

### О внесении изменений в постановление от 29.08.2018 № 2129 «Об утверждении состава межведомственной комиссии по переустройству и перепланировке жилых помещений, пере- воду жилых помещений в нежилые помещения и нежилых помещений в жилые помещения»

Постановляю:

1. Внести в состав межведомственной комиссии по переустройству и перепланировке жилых помещений, переводу жилых помещений в нежилые помещения и нежилых помещений в жилые помещения, утвержденным постановлением от 29.08.2018 № 2129 «Об утверждении состава межведомственной комиссии по переустройству и перепланировке жилых помещений, переводу жилых помещений в нежилые помещения и нежилых помещений в жилые помещения», следующие изменения:

слова «Бахметьев А.А., заместитель главы Озерского городского округа» заменить словами «Гергенрейдер С.Н., временно исполняющий полномочия главы Озерского городского округа».

2. Опубликовать настоящее постановление в газете «Озерский вестник» и разместить на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области.

3. Контроль за выполнением настоящего постановления оставляю за собой.

Временно исполняющий полномочия  
главы Озерского городского округа С.Н. Гергенрейдер

Распоряжение администрации от 03.07.2024 № 220

### О внесении изменений в распоряжение от 29.11.2023 № 408-р «О закреплении за органами государственной власти (государственными органами) субъекта Российской Федерации, администрацией Озерского городского округа (структурными подразделениями) полномочий главного ад-

## министра (администратора) доходов бюджета Озерского городского округа и утверждении перечня главных администраторов доходов бюджета и порядка внесения изменений в перечень главных администраторов (администраторов) доходов бюджета Озерского городского округа»

Рассмотрев обращение Управления капитального строительства и благоустройства администрации Озерского городского округа Челябинской области от 20.06.2024 № 30-01-24/609 в соответствии с приказом Минфина России от 01.06.2023 № 80н «Об утверждении кодов (перечней кодов) бюджетной классификации Российской Федерации на 2024 год (на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов)»:

1. Внести в Перечень главных администраторов (администраторов) доходов бюджета Озерского городского округа, утвержденный распоряжением от 29.11.2023 № 408-р «О закреплении за органами государственной власти (государственными органами) субъекта Российской Федерации, администрацией Озерского городского округа (структурными подразделениями) полномочий главного администратора (администратора) доходов бюджета Озерского городского округа и утверждении перечня главных администраторов доходов бюджета и порядка внесения изменений в перечень главных администраторов (администраторов) доходов бюджета Озерского городского округа» следующие изменения в приложение:

после строки:

328 2 02 49999 04 0000 150	Прочие межбюджетные трансферты, передаваемые бюджетам городских округов
----------------------------	---

дополнить строкой следующего содержания:

328 207 04 050 04 0000 150	Прочие безвозмездные поступления в бюджеты городских округов
----------------------------	--

2. Разместить настоящее распоряжение на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области.

3. Контроль за выполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя главы Озерского городского округа Уланову О.В.

**Временно исполняющий полномочия  
главы Озерского городского округа С.Н. Гергенрейдер**

### ПРОТОКОЛ

#### публичных слушаний по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный

25.06.2024 в 16.00 час. п. Новогорный

Место проведения – помещение актового зала Отдела администрации по поселку Новогорный: п. Новогорный, ул. Советская, д. 15.

1. Встреча и регистрация участников публичных слушаний.

Регистрацию участников публичных слушаний осуществляли сотрудники Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа.

На публичных слушаниях присутствовали 6 человек.

2. Вступительное слово начальника Отдела администрации Озерского городского округа по поселку Новогорный Коршунова Д.Г.

Уважаемые участники публичных слушаний!

Разрешите открыть публичные слушания по проекту решения о предоставлении разрешения по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный в части изменения границ территориальных зон – зоны лесопарков, городских лесов и отдыха Р-2, зоны озеленения специального назначения ПР-1, на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-2.

Публичные слушания проводятся в соответствии с законодательством Российской Федерации, Уставом Озерского городского округа, решениями Собрании депутатов Озерского городского округа от 17.05.2006 № 76 «О Положении об организации и проведении публичных слушаний в Озерском городском округе», от 31.10.2012 № 183 «Об утверждении Правил землепользования и застройки населенных пунктов Озерского городского округа» и постановлением от 11.06.2024 № 7.

В соответствии со статьями 5.1, Градостроительного кодекса Российской Федерации постановление главы Озерского городского округа от 11.06.2024 № 7 «О проведении публичных слушаний по проекту изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный» было опубликовано в газете «Озерский вестник» от 13.06.2024 № 34 и размещено на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области <http://ozerskadm.ru>.

Согласно указанному постановлению главы Озерского городского округа подготовка и проведение публичных слушаний возложена на Управление архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа.

Председателем публичных слушаний предлагается избрать начальника Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа – Беланову Светлану Евгеньевну.

Другие предложения не поступали. Председателем публичных слушаний избрана Беланова Светлана Евгеньевна.

Секретарем на публичных слушаниях предлагается избрать старшего инженера Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа – Шабурову Елену Витальевну.

Другие предложения не поступали. Секретарем публичных слушаний избрана Шабурова Елена Витальевна.

Слово предоставляется председателю публичных слушаний Белановой Светлане Евгеньевне.

3. Председатель публичных слушаний Беланова С.Е.

Уважаемые участники публичных слушаний!

Согласно постановлению главы Озерского городского округа от 11.06.2024 № 7 «О проведении публичных слушаний по проекту изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный» экспозиция демонстрационного материала была размещена в срок с 14.06.2024 по 25.06.2024 в помещении отдела администрации Озерского городского округа по поселку Новогорный, расположенном по адресу: п. Новогорный, ул. Советская, 15, каб. 21 и на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области <http://ozerskadm.ru>, а также было опубликовано в газете «Озерский вестник» от 13.06.2024 № 34.

Предложения и замечания по проекту физические и юридические лица могли подавать: 1) в отдел администрации Озерского городского округа по поселку Новогорный, расположенный по адресу: поселок Новогорный, ул. Советская, д. 15, каб. 21, время приема предложений и замечаний: понедельник-четверг: с 9.00 час. до 17.30 час., пятница: с 9.00 час. до 16.30 час., перерыв: с 13.00 час. до 14.00 час., и в электронном виде на адрес электронной почты: [novogorniy@ozerskadm.ru](mailto:novogorniy@ozerskadm.ru), с 14.06.2024 по 25.06.2024 включительно;

2) в Управление архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа, расположенное по адресу: г. Озерск, пр. Ленина, 62, каб. 209 (приемная), время приема предложений и замечаний: понедельник-четверг: с 9.00 час. до 17.30 час., пятница: с 9.00 час. до 16.30 час., перерыв: с 13.00 час. до 14.00 час., и в электронном виде на адрес электронной почты: [arch@ozerskadm.ru](mailto:arch@ozerskadm.ru), с 14.06.2024 по 25.06.2024 включительно.

За указанный срок письменные предложения и замечания относительно рассматриваемого проекта не поступали.

Предлагается следующая повестка публичных слушаний:

1. рассмотрение проекта изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный в части изменения границ территориальных зон лесопарков, городских лесов и отдыха Р-2, озеленения специального назначения ПР-1 на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-2 для формирования границ земельного участка в целях подготовки и организации аукциона на право заключения договора аренды земельного участка в районе производственной базы по ул. Кыштымская, 10.

Другие предложения не поступали. Повестка публичных слушаний утверждается.

Переходим к данному вопросу повестки.

Управление имущественных отношений администрации Озерского городского округа в целях формирования и постановки земельного участка на кадастровый учет с последующей организацией аукциона обратилось с предложением о внесении изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный в части изменения границ территориальных зон лесопарков, городских лесов и отдыха Р-2, озеленения специального назначения ПР-1 на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-2.

В соответствии с Правилами землепользования и застройки в поселке Новогорный, утвержденными решением Собрании депутатов Озерского городского округа от 31.10.2012 № 183, земельный участок расположен в двух территориальных зонах:

- зоне лесопарков, городских лесов и отдыха Р-2;

- озеленения специального назначения ПР-1.

В соответствии со статьей 30 Градостроительного кодекса Российской Федерации и статьей 85 Земельного кодекса Российской Федерации границы территориальной зоны должны отвечать требованию принадлежности каждого земельного участка только к одной территориальной зоне.

На основании изложенного, Управление имущественных отношений администрации Озерского городского округа обратилось в комиссию по подготовке проекта внесения изменений в правила землепользования и застройки на территории Озерского городского округа с советующим заявлением.

На основании постановления от 22.04.2024 № 1063 Управлением архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа подготовлен проект внесения изменения границ территориальных зон ЗР-2 и ПР-1 на зону П-2 применительно к указанному земельному участку в целях формирования и постановки земельного участка на кадастровый учет с последующей организацией аукциона.

Какие будут вопросы? Прошу задавать.

Поскольку вопросов, предложений, замечаний не поступило предлагаю перейти к голосованию.

Кто за то, чтобы одобрить проект изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный в части изменения границ территориальных зон лесопарков, городских лесов и отдыха Р-2, озеленения специального назначения ПР-1 на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-2 для формирования границ земельного участка в целях подготовки и организации аукциона на право заключения договора аренды земельного участка в районе производственной базы по ул. Кыштымская, 10?

Результаты голосования:

«за» - 6,

«против» - 0,

«воздержалось» - 0.

Решение принято единогласно.

Беланова С.Е.

Управлению архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа, в целях внесения изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный подготовить протокол и заключение, направить материалы публичных слушаний главе Озерского городского округа для принятия решения.

Объявляю публичные слушания закрытыми.

перечень участников публичных слушаний на 1 л. в 1 экз.

Приложение:

**Заместитель главы Озерского городского округа,  
председатель комиссии по подготовке  
проекта правил землепользования  
и застройки на территории Озерского  
городского округа А.А. Бахметьев  
Секретарь публичных слушаний Е.В. Шабурова**

**Заключение**

**о результатах публичных слушаний по внесению изменений в  
Правила землепользования и застройки  
в поселке Новогорный**

25.06.2024

п. Новогорный

**Инициатор публичных слушаний:** Управление имущественных отношений администрации Озерского городского округа.

**Территория:** в районе производственной базы по ул. Кыштымская, 10, п. Новогорный.

**Цель:** изменения границ территориальных зон – зоны лесопарков, городских лесов и отдыха Р-2, зоны озеленения специального назначения ПР-1, на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П- 2.

**Уполномоченный орган по организации и проведению публичных слушаний:** Управление архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа.

**Основания для проведения публичных слушаний:** постановление главы Озерского городского округа от 11.06.2024 № 7 «О проведении публичных слушаний по проекту изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный».

**Формы оповещения о публичных слушаниях:** информация о проведении публичных слушаний опубликована в газете «Озерский вестник» от 13.06.2024 № 34 и размещена на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области <http://ozerskadm.ru>.

**Сведения о проведении экспозиции:** экспозиция была размещена в срок с 14.06.2024 по 25.06.2024 включительно в помещении отдела администрации Озерского городского округа по поселку Новогорный, расположенном по адресу: п. Новогорный, ул. Советская, 15, каб. 21.

Часы работы экспозиции: понедельник-четверг: с 9.00 час. до 17.30 час., пятница: с 9.00 час. до 16.30 час., перерыв: с 13.00 час. до 14.00 час.

Предложения и замечания, касающиеся проекта по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный, не поступали.

**Место проведения публичных слушаний:** собрание участников публичных слушаний проведено 25.06.2024 по адресу: Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, п. Новогорный, ул. Советская, д. 15, помещение актового зала Отдела администрации по поселку Новогорный.

**Время проведения публичных слушаний:** с 16.00 час. до 16.30 час.

**Председатель собрания участников публичных слушаний:** начальник отдела Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа Беланова С.Е.

**Секретарь собрания участников публичных слушаний:** сотрудник Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа Шабурова Е.В.

В публичных слушаниях приняли участие 6 человек.

В ходе проведения публичных слушаний письменных обращений не поступало. Обсуждение проекта решения по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный сопровождалось демонстрацией графических материалов.

В процессе обсуждения выступили: председатель публичных слушаний Беланова С.Е. **Заключение** о результатах публичных слушаний по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный:

Управлению архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа, в целях внесения изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный подготовить протокол и заключение, направить материалы публичных слушаний главе Озерского городского округа для принятия решения.

Настоящее заключение составлено в двух экземплярах на основании протокола публичных слушаний от 25.06.2024 по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в поселке Новогорный. Заключение подлежит опубликованию в газете «Озерский вестник» и размещению на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области.

Заместитель главы Озерского городского округа,  
председатель комиссии по подготовке  
проекта правил землепользования  
и застройки на территории Озерского  
городского округа А.А. Бахметьев  
Секретарь публичных слушаний Е.В. Шабурова

## ПРОТОКОЛ

### публичных слушаний по проекту изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске

27.06.2024 в 16.00 час. г. Озерск

Место проведения – помещение актового зала Собрания депутатов Озерского городского округа по адресу: г. Озерск, пр. Ленина, 30а.

1. Встреча и регистрация участников публичных слушаний.

Регистрация участников публичных слушаний осуществляли сотрудники Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа.

На публичных слушаниях присутствовали 2 человека.

2. Вступительное слово начальника отдела Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа Белановой С.Е.

Уважаемые участники публичных слушаний!

Разрешите открыть публичные слушания по проекту изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске в части изменения границ территориальных зон озеленения специального назначения ПР-1, прочих городских территорий ПР-2 на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-3. Публичные слушания проводятся в соответствии с законодательством Российской Федерации, Уставом Озерского городского округа, решениями Собрания депутатов Озерского городского округа от 17.05.2006 № 76 «О Положении об организации и проведении публичных слушаний в Озерском городском округе», от 31.10.2012 № 183 «Об утверждении Правил землепользования и застройки в городе Озерске» и постановлением от 11.06.2024 № 8.

В соответствии со статьей 5.1, 33 Градостроительного кодекса Российской Федерации постановление главы Озерского городского округа от 11.06.2024 № 8 «О проведении публичных слушаний по проекту изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске» было опубликовано в газете «Озерский вестник» от 13.06.2024 № 34 и размещено на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области <http://ozerskadm.ru>.

Согласно указанному постановлению главы Озерского городского округа подготовка и проведение публичных слушаний возложена на Управление архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа.

Председателем публичных слушаний предлагается избрать исполняющего обязанности начальника Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа – Березину Наталию Михайловну.

Другие предложения не поступали.

Председателем публичных слушаний избрана Березина Наталия Михайловна.

Секретарем на публичных слушаниях предлагается избрать старшего инженера Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа – Шабурову Елену Витальевну.

Другие предложения не поступали. Секретарем публичных слушаний избрана Шабурова Елена Витальевна.

Слово предоставляется председателю публичных слушаний Березиной Наталии Ми-

хайловне.

3. Председатель публичных слушаний Березина Н.М.

Уважаемые участники публичных слушаний!

Согласно постановлению главы Озерского городского округа от 11.06.2024 № 8 «О проведении публичных слушаний по проекту изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске» экспозиция демонстрационного материала была размещена в срок с 14.06.2024 по 27.06.2024 в помещении Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа, расположенном по адресу: г. Озерск, пр. Ленина, 62, каб. 209 (приемная) и на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области <http://ozerskadm.ru>, а также было опубликовано в газете «Озерский вестник» от 13.06.2024 № 34.

Предложения и замечания по проекту физические и юридические лица могли подавать в Управление архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа, расположенное по адресу: г. Озерск, пр. Ленина, 62, каб. 209 (приемная), время приема предложений и замечаний: понедельник-четверг: с 9.00 час. до 17.30 час., пятница: с 9.00 час. до 16.30 час., перерыв: с 13.00 час. до 14.00 час., и в электронном виде на адрес электронной почты: [arch@ozerskadm.ru](mailto:arch@ozerskadm.ru), с 14.06.2024 по 27.06.2024 включительно.

За указанный срок письменные предложения и замечания относительно рассматриваемого проекта не поступали. Предлагается следующая повестка публичных слушаний:

1. рассмотрение проекта изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске в части изменения границ территориальных зон озеленения специального назначения ПР-1, прочих городских территорий ПР-2 на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-3 применительно к территории земельного участка в районе нежилого здания – модульный склад по адресу: Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, ул. Октябрьская, 49. Другие предложения не поступали. Повестка публичных слушаний утверждается.

Переходим к данному вопросу повестки.

В соответствии с Правилами землепользования и застройки в городе Озерске, утвержденными решением Собрания депутатов Озерского городского округа от 31.10.2012 № 183, земельный участок в районе нежилого здания – модульный склад по адресу: Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, ул. Октябрьская, 49, расположен в двух территориальных зонах:

- зоне озеленения специального назначения ПР-1;

- прочих городских территорий ПР-2.

В соответствии со статьей 30 Градостроительного кодекса Российской Федерации и статьей 85 Земельного кодекса Российской Федерации границы территориальной зоны должны отвечать требованию принадлежности каждого земельного участка только к одной территориальной зоне.

На основании изложенного, Управление имущественных отношений администрации Озерского городского округа обратилось в комиссию по подготовке проекта внесенных изменений в правила землепользования и застройки на территории Озерского городского округа с предложением о внесении изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске в части изменения границ территориальных зон ПР-1, ПР-2 на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-3. Территория указанного земельного участка планируется для организации подъезда к земельному участку с кадастровым номером 74:41:0102013:1078, расположенного в территориальной зоне П-3.

На основании постановления от 27.05.2024 № 1399 Управлением архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа подготовлен проект внесения изменения границ территориальных зон ПР-1 и ПР-2 на зону П-3 применительно к указанному земельному участку в целях формирования и постановки земельного участка на кадастровый учет с последующей организацией аукциона.

Какие будут вопросы? Прошу задавать.

Поскольку вопросов, предложений, замечаний не поступило, предлагаю перейти к голосованию.

Кто за то, чтобы одобрить проект изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске в части изменения границ территориальных зон озеленения специального назначения ПР-1, прочих городских территорий ПР-2 на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-3 применительно к территории земельного участка в районе нежилого здания – модульный склад по адресу: Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, ул. Октябрьская, 49?

Результаты голосования:

«за» - 2,

«против» - 0,

«воздержалось» - 0.

Решение принято единогласно.

Березина Н.М.

Управлению архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа в целях внесения изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске подготовить протокол и заключение, направить материалы публичных слушаний главе Озерского городского округа для принятия решения.

Объявляю публичные слушания закрытыми.

Приложение: перечень участников публичных слушаний на 1 л. в 1 экз.

**Заместитель главы Озерского городского округа,  
председатель комиссии по подготовке  
проекта правил землепользования  
и застройки на территории Озерского  
городского округа А.А. Бахметьев  
Секретарь публичных слушаний Е.В. Шабурова**

## Заключение

### о результатах публичных слушаний по проекту изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске

27.06.2024

г. Озерск

**Инициатор публичных слушаний:** Управление имущественных отношений администрации Озерского городского округа.

**Территория:** модульный склад по ул. Октябрьская, 49, г. Озерск.

**Цель:** изменения границ территориальных зон – зоны озеленения специального назначения ПР-1, прочих городских территорий ПР-2 на зону производственно-коммунальных объектов III класса вредности П-3

**Уполномоченный орган по организации и проведению публичных слушаний:** Управление архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа.

**Основания для проведения публичных слушаний:** постановление главы Озерского городского округа от 11.06.2024 № 8 «О проведении публичных слушаний по проекту изменений в Правила землепользования и застройки город Озерске».

**Формы оповещения о публичных слушаниях:** информация о проведении публичных слушаний опубликована в газете «Озерский вестник» от 13.06.2024 № 34 и размещена на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области <http://ozerskadm.ru>.

**Сведения о проведении экспозиции:** экспозиция была размещена в срок с 14.06.2024 по 27.06.2024 включительно в помещении Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа, расположенном по адресу: г. Озерск, пр. Ленина, 62, каб. 209 (приемная).

Часы работы экспозиции: понедельник-четверг: с 9.00 час. до 17.30 час., пятница: с 9.00 час. до 16.30 час., перерыв: с 13.00 час. до 14.00 час.

Предложения и замечания, касающиеся проекта по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске, не поступали.

**Место проведения публичных слушаний:** собрание участников публичных слушаний проведено 27.06.2024 по адресу: Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, пр. Ленина, 30 помещение актового зала Собрания депутатов Озерского городского округа.

**Время проведения публичных слушаний:** с 16.00 час. до 16.30 час.

**Председатель собрания участников публичных слушаний:** исполняющий обязанности начальника отдела Управления архитектуры и градостроительства администра-

ции Озерского городского округа Березина Н.М.

**Секретарь собрания участников публичных слушаний:** сотрудник Управления архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа Шабурова Е.В.

В публичных слушаниях приняли участие 2 человека.

В ходе проведения публичных слушаний письменных обращений не поступало. Обсуждение проекта решения по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске сопровождалось демонстрацией графических материалов. В процессе обсуждения выступили: председатель публичных слушаний Березина Н.М.

**Заключение** о результатах публичных слушаний по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске:

Управлению архитектуры и градостроительства администрации Озерского городского округа в целях внесения изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске подготовить протокол и заключение, направить материалы публичных слушаний главе Озерского городского округа для принятия решения.

Настоящее заключение составлено в двух экземплярах на основании протокола публичных слушаний от 27.06.2024 по внесению изменений в Правила землепользования и застройки в городе Озерске. Заключение подлежит опубликованию в газете «Озерский вестник» и размещению на официальном сайте органов местного самоуправления Озерского городского округа Челябинской области.

**Заместитель главы Озерского городского округа,  
председатель комиссии по подготовке  
проекта правил землепользования  
и застройки на территории Озерского  
городского округа А.А. Бахметьев  
Секретарь публичных слушаний Е.В. Шабурова**

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2025 ГОД) УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Озерск, 2024  
ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	9
<b>РАЗДЕЛ 1 «ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА»</b>	<b>11</b>
1.1. Величины существующей отопляемой площади строительных фондов и прироста отопляемой 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)	11
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.....	13
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе.....	18
1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городскому округу .....	20
<b>РАЗДЕЛ 2 «СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМощности Источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»</b>	<b>21</b>
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	21
2.2. .... Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	24
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе.....	24
2.4. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии	30
2.5. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии .....	30
2.6. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии	30
2.7. .... Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто	30
2.8. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь	30
2.9. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей	31
2.10. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности.....	32
2.11. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки	32
2.12. Радиус эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии.....	32
<b>РАЗДЕЛ 3 «СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ»</b>	<b>34</b>
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей .....	34
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения .....	37
<b>РАЗДЕЛ 4 «ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА»</b>	<b>39</b>
4.1. .... Описание сценариев развития системы теплоснабжения городского округа	39
4.2. .... Обоснование выбора приоритетного сценария развития системы теплоснабжения городского округа	51
<b>РАЗДЕЛ 5 «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМощности Источников тепловой энергии»</b>	<b>53</b>
5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях городского округа, 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 ..	53
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии .....	53
5.3. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	54
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	54
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	54
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	54
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	54
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 .....	54
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей .....	58
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива .....	58
Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций, в том числе при отказе элементов тепловых сетей .....	60
<b>РАЗДЕЛ 6 «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ»</b>	<b>62</b>
6.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой	62

мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)	
62	
6.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения...	62
6.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку.....	62
6.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.....	63
6.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности потребителей	63
6.6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	63
6.7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.	63
6.8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций.....	65
Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций, в том числе при отказе элементов тепловых сетей.....	66
РАЗДЕЛ 7 «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ»	67
7.1. 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	67
7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения.....	69
РАЗДЕЛ 8 «ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ»	70
8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе	70
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	76
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 нижней теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	76
8.4. Преобладающий в городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем городском округе	76
8.5. .... Приоритетное направление развития топливного баланса городского округа.	77
РАЗДЕЛ 9 «ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ»	78
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе.....	78
9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.....	82
9.4. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе.....	87
9.5. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков такой системы на закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе.....	87
9.6. .... Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям.	87
9.7. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации.....	89
РАЗДЕЛ 10 «РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)»	90
10.1. .... Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)	90
10.1.1. Порядок присвоения статуса ЕТО.....	90
10.1.2. Критерии определения ЕТО.....	92
10.1.3. Обязанности ЕТО.....	93
10.1.4. Внесение изменений в зоны деятельности ЕТО.....	94
10.1.5. Утвержденные решения о присвоении статуса ЕТО.....	95
10.2. .... Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)	95
10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией	97
10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	99
10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в городском округе.....	100
РАЗДЕЛ 11 «РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ»	101
РАЗДЕЛ 12 «РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОТЫМ СЕТЯМ»	101
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 ГОРОДСКОГО ОКРУГА»	104
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	104
13.2. .... Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	104
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.....	104
13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, 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.....	105
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	105
13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения городского округа) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.....	105
13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения городского округа для обеспечения согласованности такой схемы для и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.....	105
РАЗДЕЛ 14 «ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА»	106
РАЗДЕЛ 15 «ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ»	122

## ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154 (п. 22), с учетом Постановления Правительства РФ от 03.04.2018 № 405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении следующих данных:

- а) распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;
- б) изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;
- в) внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
- г) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;
- д) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;
- е) мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- ж) ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документацией;
- з) строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;

и) баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;

к) финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.  
Актуализация Схемы теплоснабжения Озерского городского округа выполнена в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения. При этом в ходе выполнения актуализации уточнен и скорректирован прогноз перспективной застройки на территории Озерского городского округа и прогноз перспективной тепловой нагрузки (Глава 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Озерского городского округа на период до 2034 года (актуализация на 2024 год).

#### РАЗДЕЛ 1 «ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА»

1.1. Величины существующей отапливаемой площади строительных фондов и природы 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)

Существующая площадь общественно-деловой застройки и промышленного сектора по состоянию на 01.01.2024 не представлена. Ввиду отсутствия данной информации в Генеральном плане и прочих статистических документах, анализ общественно-деловой застройки и промышленных предприятий по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения невозможен.

Сведения о движении строительных фондов в городском округе представлена в таблице 1. Информация принята согласно сведениям Управления архитектуры и градостроительства администрации города и данным Федеральной службы государственной статистики (<http://www.gks.ru/>).

Годы	2019	2020	2021	2022	2023
Общая отапливаемая площадь строительных фондов на начало года	2 183,86	2 371,08	2 386,04	2 386,17	2 386,97
Прибыло общей отапливаемой площади, в том числе:	187,22	14,96	0,12	0,81	0,00
новое строительство, в том числе:	187,22	14,96	0,12	0,81	0,00
многоквартирные жилые здания	127,57	0,00	0,00	0,81	0,00
общественно-деловая застройка	57,90	0,08	0,12	0,00	0,00
индивидуальная жилищная застройка	0,91	6,88	0,00	0,00	0,00
производственные здания	0,85	8,00	0,00	0,00	0,00
Выбыло общей отапливаемой площади	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Общая отапливаемая площадь на конец года	2371,08	2 386,04	2 386,17	2 386,97	2 386,97

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов приведены в таблицах Таблица 2 - Таблица 4.

Таблица 2 - Ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей площадью жилищного фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс.м<sup>2</sup>

Наименование показателей	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост жилищного фонда, в том числе:	128,48	6,88	0,00	0,81	0,00	6,24	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
накопительным итогом:	128,48	135,36	135,36	136,17	136,17	142,41	145,68	148,95	152,22	155,50	158,77	162,04	165,31	168,58	171,85	175,13
Многоэтажный жилищный фонд	127,57	0,00	0,00	0,81	0,00	6,24	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Средне- и малозэтажный жилищный фонд	0,91	6,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего по поселению, в том числе:	128,48	6,88	0,00	0,81	0,00	6,24	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27

Таблица 3 - Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс.м<sup>2</sup>

Наименование показателей	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост общественно-делового фонда, в том числе:	57,90	0,08	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
накопительным итогом:	57,90	57,98	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10

Таблица 4 - Снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей площадью фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс.м<sup>2</sup>

Наименование показателей	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Снос жилищного фонда, в том числе:	н/д															
накопительным итогом:	н/д															

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

Выполненный для определения базового спроса на тепловую энергию статистический анализ фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов источников централизованного теплоснабжения показал, что фактическая отпускаемая в тепловые сети величина тепловой энергии, пересчитанная на расчетное значение температуры наружного воздуха минус 34°C, существенно ниже суммы договорных нагрузок потребителей и расчетных значений тепловых потерь.

Средняя по системе централизованного теплоснабжения от Аргаяшской ТЭЦ + пускорезервная котельная + пиковая водогрейная котельная оценка величины расчетных тепловых нагрузок составляет порядка 42% от величины договорных нагрузок.

В соответствии с приложением 6 Методических рекомендаций по разработке теплоснабжения фактическая присоединенная нагрузка определяется по величине достигнутого максимума тепловой нагрузки. В рамках актуализации Схемы теплоснабжения произведено уточнение фактических нагрузок в системе теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ + пускорезервной котельной + пиковой водогрейной котельной.

С целью повышения точности результатов, расчетная нагрузка определена не по одному, а по 3-5 максимальным суточным значениям теплоотпуска в периоды стояния температур наружного воздуха, близких к расчетным значениям для проектирования системы отопления.

Для дальнейших расчетов принимается рассчитанная разработчиком схемы теплоснабжения нагрузка. По остальным источникам тепловой энергии показания приборов учета не предоставлены.

Таблица 5 - Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в поселении, городском округе, городе федерального значения за 2023 год

№ зоны	Наименование ЕТО	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч						Всего суммарная нагрузка
		население			прочие			
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
1	АО «РИР» (г. Озерск, р-н Медгородка и п. Татыш)	148,2	45,7	193,9	275,8	63,0	338,8	532,7
2	ММПХ (п. Метлино)	6,3	1,2	7,5	0	0	0,0	7,5
3	ММУП ЖКХ (п. Новогорный)	36,8	6,4	43,2	19,7	0	19,7	62,9
ИТОГО	-	191,3	53,3	244,6	295,5	63	358,5	603,1

Таблица 6 - Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в поселении, городском округе, городе федерального значения за 2023 год

№ зоны	Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал						Всего суммарное потребление
		население			прочие			
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарное потребление	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарное потребление	
1	АО «РИР» (г. Озерск, р-н Медгородка и п. Татыш)	643,5	198,3	841,8	852,1	194,7	1 046,9	1 888,7
2	ММПХ (п. Метлино)	17,5	3,4	20,9	0,0	0,0	0,0	20,9
3	ММУП ЖКХ (п. Новогорный)	36,8	6,4	43,2	19,7	0	19,7	62,9

N зоны	Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал						Всего суммарное потребление
		население			прочие			
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарное потребление	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарное потребление	
ИТОГО	-	697,8	208,1	905,9	871,8	194,7	1066,6	1972,5

Прогноз прироста тепловых нагрузок по Озерскому городскому округу сформирован на основе:

- прогноза роста площадей перспективной застройки на период до 2034 года и прогноза удельных параметров теплопотребления объектов нового строительства на отопление, вентиляцию и на нужды ГВС;
- планов сноса ветхого и аварийного фонда.

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя приведены в таблицах ниже. Таблица 7 - Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях на период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда,	0,427	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224
то же накопительным итогом, в том числе:	0,427	0,651	0,875	1,099	1,323	1,547	1,771	1,995	2,219	2,443	2,667
Многоэтажный жилищный фонд	0,427	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по поселению, в том числе:	0,427	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224
по зонам действия источников	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	0,427	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная пос. Метлино	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 8 - Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях на период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки горячего водоснабжения жилищного фонда,	0,141	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
то же накопительным итогом, в том числе:	0,141	0,215	0,288	0,362	0,436	0,510	0,583	0,657	0,731	0,805	0,878
Многоэтажный жилищный фонд	0,141	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по поселению, в том числе:	0,141	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
по зонам действия источников	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	0,141	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная пос. Метлино	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 9 - Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
то же накопительным итогом, в том числе:	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
по зонам действия источников	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная пос. Метлино	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Приросты объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в зонах действия индивидуального теплоснабжения отсутствуют.

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

В настоящий момент существующие предприятия не имеют проектов расширения или увеличения мощности производства в существующих границах. Запланированные преобразования на территории промышленных предприятий имеют административную направленность и не окажут влияния на уровни потребления тепловой энергии города. Кроме того, при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия могут устанавливать собственные источники тепловой энергии, которые работают для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара или горячей воды на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для строительства новых промышленных предприятий.

Перспективные объекты коммунально-складского назначения не будут потреблять тепловую энергию в виде пара на технологические нужды. Отпуск тепловой энергии таким потребителям будет осуществляться с горячей водой и расходоваться на обеспечение нужд отопления, вентиляции и ГВС.

Перечень перспективных потребителей городского округа Озерск приведен в таблице Таблица 10. Таблица 10 – Перечень перспективных потребителей

№п/п	Перспективные потребители		Тепловая нагрузка, Гкал/час					Планируемый год ввода	Присоединение к тепловому источнику
	Наименование, назначение здания	Адрес	Технология	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего		
	Промышленность								
1	Производственная база (ТОСЭР)	в районе нежилого здания по ул. Кыштымская, 106 пос. Новогорный	-	3,0	-	-	3,0	-	Аргаяшская ТЭЦ

1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городскому округу

Величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки определены отдельно для каждой зоны теплоснабжения и представлены в таблице

Таблица 11 - Величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки

Наименование зоны	Площадь зоны теплоснабжения, га	Существующая тепловая нагрузка, Гкал/час	Перспективная тепловая нагрузка, Гкал/час	Существующая величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, Гкал/га	Перспективная величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, Гкал/га
Аргаяшской ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	1833	532,66	536,20	0,29	0,29
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	323	22,89	25,89	0,07	0,08
Котельная пос. Метлино	56	7,46	7,46	0,13	0,13

## РАЗДЕЛ 2 «СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМощности Источников ТЕПЛОМощности ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОМощности НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ»

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

На территории Озерского городского округа теплоснабжение осуществляется от пяти источников тепловой энергии:

Аргаяшская ТЭЦ располагается в поселке Новогорный, является крупнейшим источником тепловой энергии на территории Озерского городского округа, а также единственным источником электрической энергии;

Отопительная пиковая водогрейная котельная располагается по адресу г. Озерск, ул. Кыштымская, 5 и работает совместно с Аргаяшской ТЭЦ на тепловую сеть г. Озерск. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

Пускорезервная котельная располагается по адресу г. Озерск, ул. Четвертая линия, 9 и работает совместно с Аргаяшской ТЭЦ и пиковой котельной на тепловую сеть г. Озерск. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

Паровая котельная располагается рядом с отопительной пиковой водогрейной котельной, по адресу г. Озерск, ул. Кыштымская, 5. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

Блочная котельная Медгородка располагается на пер. Поперечном и снабжает в отопительный период тепловой энергией строения ЦМСЧ-71 и ВНФС. Котельная эксплуатируется и находится в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного многоотраслевого предприятия коммунального хозяйства (ММПКХ);

Котельная поселка Метлино располагается в пос. Метлино, ул. Федорова, 88 и снабжает тепловой энергией жилой фонд, общественные здания и промышленные предприятия пос. Метлино. Котельная эксплуатируется и находится в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного многоотраслевого предприятия коммунального хозяйства (ММПКХ).

Также на большей части площади Озерского городского округа для отопления используются системы индивидуального теплоснабжения.

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии отображены на рисунках ниже.

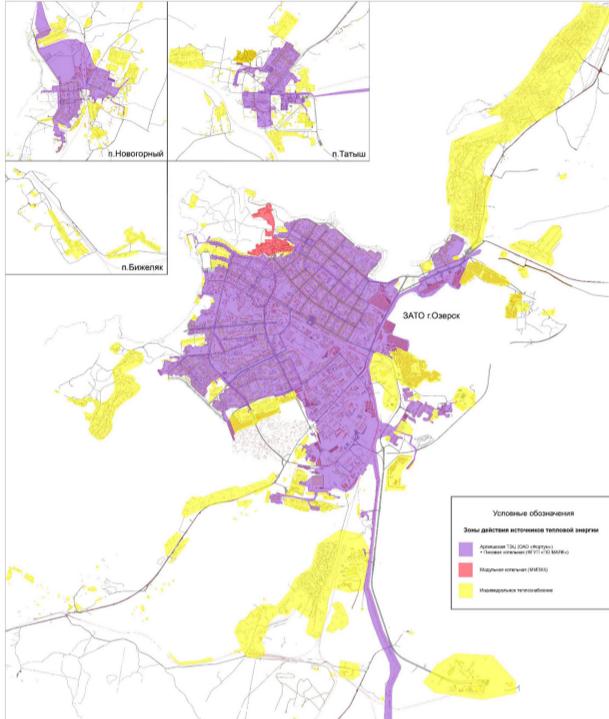


Рисунок 1-Зона действия источников тепловой энергии на территории Озерского городского округа

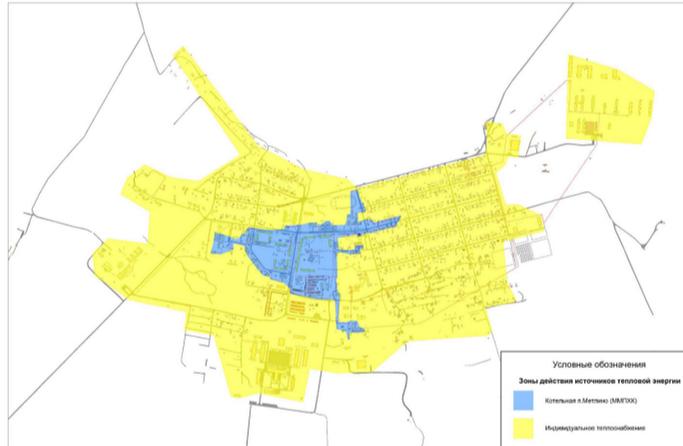


Рисунок 2-Зона действия источников тепловой энергии на территории п. Метлино

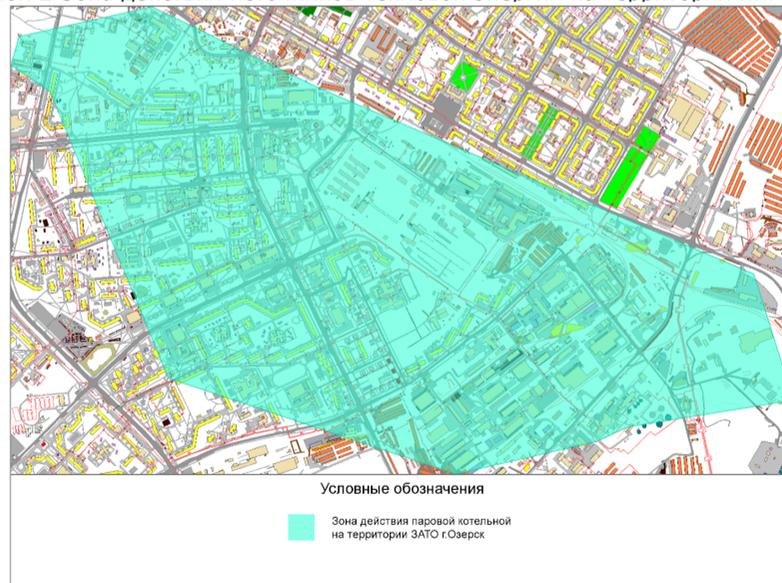


Рисунок 3-Зона действия производственно-отопительной паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк»

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

Зоны действия индивидуального теплоснабжения расположены на территориях, неохваченных централизованным теплоснабжением.

Данная застройка, в основном, представлена домами одно-, двухквартирного и коттеджного типа. Эти здания не присоединены к централизованным системам теплоснабжения. Теплоснабжение указанных потребителей осуществляется от индивидуальных газовых котлов, печного отопления и электродкотлов.

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

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки с определением резервов (дефицитов) существующей, располагаемой тепловой мощности в системе теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая водогрейная котельная + Котельная Медгородка, представлены в таблице ниже. Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк» обеспечивает деаэрацию подпиточной воды, указанной выше системы теплоснабжения.

Балансы составлены с учетом приростов тепловой нагрузки в соответствии с данными, приведенными в Разделе 1.

Таблица 12 - Балансы тепловой мощности Аргаяшской ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая водогрейная котельная + Котельная Медгородка + Паровая котельная, Гкал/ч

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Приходная часть</b>												
Установленная тепловая мощность, в том числе	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9
Аргаяшской ТЭЦ в том числе	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089
отборы паровых турбин, в том числе	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5
производственных показателей	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
теплофикационные	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВК	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Блочная котельная Медгородка	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Располагаемая тепловая мощность, в том числе	971,1	971,1	971,1	971,1	971,1	971,1	971,1	971,1	971,1	971,1	971,1	971,1
Аргаяшской ТЭЦ	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Блочная котельная Медгородка	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде, в том числе	2,018	2,018	2,018	2,018	2,018	2,018	2,018	2,018	2,018	2,018	2,018	2,018
Аргаяшской ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Блочная котельная Медгородка	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Аргаяшской ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Мощность нетто, в том числе	969,1	969,1	969,1	969,1	969,1	969,1	969,1	969,1	969,1	969,1	969,1	969,1
Аргаяшской ТЭЦ	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
Блочная котельная Медгородка	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
<b>Расходная часть</b>												
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67
ММУП ЖКХ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ММПХ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Аргаяшской ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
Блочная котельная Медгородка	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды котельных, в том числе	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Блочная котельная Медгородка	0,00	0,00	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	791,80	792,37	795,66	795,96	796,26	796,56	796,86	797,15	797,45	797,75	798,05	798,34
на г. Озерск и п. Татыш	756,82	757,39	760,68	760,98	761,28	761,58	761,87	762,17	762,47	762,77	763,07	763,36
на п. Новогорный	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к коллекторам Аргаяшской ТЭЦ, в том числе	417,72	418,29	421,59	421,89	422,19	422,48	422,78	423,08	423,38	423,67	423,97	424,27
на г. Озерск и п. Татыш	394,83	395,40	395,70	396,00	396,29	396,59	396,89	397,19	397,48	397,78	398,08	398,38
отопление и вентиляция	296,99	297,42	297,64	297,87	298,09	298,32	298,54	298,76	298,99	299,21	299,44	299,66
горячее водоснабжение	97,8	97,98	98,05	98,13	98,20	98,27	98,35	98,42	98,50	98,57	98,64	98,72
на п. Новогорный	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726	25,7726
отопление и вентиляция	23,502	23,502	23,502	23,502	23,502	23,502	23,502	23,502	23,502	23,502	23,502	23,502
горячее водоснабжение	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709	2,2709
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Пускорезервной котельной «ФГУП «ПО «Маяк», в том числе	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44
отопление и вентиляция	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36
горячее водоснабжение	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк»	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
отопление и вентиляция	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
горячее водоснабжение	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Пиковой водогрейной котельной ФГУП «ПО «Маяк»	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89
отопление и вентиляция	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
горячее водоснабжение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Блочной котельной Медгородка	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60
отопление и вентиляция	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
горячее водоснабжение	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Итоговая расчетная нагрузка	655,55	656,12	659,42	659,71	660,01	660,31	660,61	660,90	661,20	661,50	661,80	662,09
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	43,21	42,65	39,35	39,05	38,75	38,45	38,16	37,86	37,56	37,26	36,97	36,67
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	279,46	278,89	275,60	275,30	275,00	274,70	274,41	274,11	273,81	273,51	273,21	272,92

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки с определением резервов (дефицитов) существующей, располагаемой тепловой мощности котельной пос. Метлино, представлены в таблице ниже.

Таблица 13 - Балансы тепловой мощности котельной пос. Метлино ММПКХ, Гкал/ч

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>																
Установленная тепловая мощность, в том числе	38,5	38,5	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
Располагаемая тепловая мощность станции	38,5	38,5	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
Затраты тепла на собственные нужды	0,9	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Потери в тепловых сетях	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
отопление и вентиляция	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
горячее водоснабжение	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Резерв/дефицит тепловой мощности	27,8	27,9	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	27,6	27,6	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3

2.4. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии

Указанные сведения представлены в таблицах Таблица 12-Таблица 13.

2.5. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

Указанные сведения представлены в таблицах Таблица 12-Таблица 13.

2.6. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии

Указанные сведения представлены в таблицах Таблица 12-Таблица 13.

2.7. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто

Указанные сведения представлены в таблицах Таблица 12-Таблица 13.

2.8. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь

Динамика изменения фактических показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях, представлена в таблицах ниже.

Таблица 14 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях ФГУП «ПО «Маяк»

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однотрубном исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	68002	57604	125606	140,733	10,8
2020	68002	57604	125606	144,705	11,6
2021	68002	57604	125606	146,942	10,9
2022	68002	57604	125606	119,146	8,8
2023	68002	57604	125606	137,450	10,3

Таблица 15 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однотрубном исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д
2020	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д
2021	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д
2022	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д
2023	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д

Таблица 16 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ)

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однотрубном исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	н/д	н/д	409419	н/д	н/д
2020	н/д	н/д	409419	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	409419	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	409419	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	409419	н/д	н/д

Таблица 17 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях от Котельной п. Метлино (ММПКХ)

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однострубно-м исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	н/д	н/д	23402	5,549	21,3
2020	н/д	н/д	23402	5,549	21,0
2021	н/д	н/д	23402	5,549	20,5
2022	н/д	н/д	23402	5,549	21,0
2023	н/д	н/д	23402	5,549	21,0

Таблица 18 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях от Блочной котельной Медгородка (ММПКХ)

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однострубно-м исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	н/д	н/д	9710	н/д	н/д
2020	н/д	н/д	9710	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	9710	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	9710	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	9710	н/д	н/д

2.9. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей

Указанные сведения представлены в таблицах Таблица 12-Таблица 13.

2.10. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности

Значения резервов и дефицитов тепловой мощности нетто представлены в таблицах Таблица 12-Таблица 13. На системах теплоснабжения наблюдается наличие резерва тепловой мощности как по договорной, так и по расчетной нагрузке.

2.11. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки

Значения расчетных тепловых нагрузок источника тепловой энергии представлены в таблице Таблица 19.

Таблица 19 – Значения расчетных тепловых нагрузок источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
1	Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	218,3	89,4	104,7	412,4
2	Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	14,9	0,7	7,3	22,9
3	Котельная пос. Метлино		6,3	1,2	7,5
4	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»		41,4	0,0	41,4
5	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»		0,0	3,9	3,9
6	Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»		78,8	0,0	78,8
	Всего	445,8		449,8	117,1

2.12. Радиус эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии

Согласно статьи 2 Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении», радиус эффективного теплоснабжения - это максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое при-соединение) теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения не-целесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе тепло-снабжения.

Согласно п. 6 2. Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., радиус эффективного тепло-снабжения позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

Расширение зоны теплоснабжения с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии. С другой стороны, подключение дополнительной тепловой нагрузки приводит к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. При этом понятием радиуса эффективного теплоснабжения является то расстояние, при котором вероятный рост доходов от дополнительной реализации тепловой энергии компенсирует возрастание расходов при подключении удаленного потребителя.

Вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к вырубке от передачи тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Т.е. объект присоединения попадает в радиус эффективного теплоснабжения если выручка от передачи тепловой энергии присоединяемому объекту будет не меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к объекту.

В существующем варианте развития не выделены отдельные перспективные объекты подключения, в связи с чем определить целесообразность подключения объектов централизованного теплоснабжения к существующим источниками и/или перспективным источникам не представляется возможным.

В настоящей схеме теплоснабжения актуализированы сведения о существующем состоянии источников тепловой энергии. В соответствии с проведенным анализом текущего состояния источников тепловой энергии, сформирован перечень необходимых мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.

### РАЗДЕЛ 3 «СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ»

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

Описание водоподготовительных установок, характеристика оборудования, приведены в Обосновывающих материалах Глава 1.

Теплоноситель в системе теплоснабжения источника тепловой энергии, предназначен как для передачи теплоты (теплоносителя), так и для восполнения утечек теплоносителя, за счет подпитки тепловой сети.

При эксплуатации тепловых сетей утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплотребления в час.

Для систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системам отопления, вентиляции.

Потери в тепловых сетях новых источников теплоснабжения определяются на этапе проектирования.

Выполнен расчет нормативной и аварийной подпитки тепловых сетей источника теплоснабжения. Указанные сведения представлены в таблице ниже.

Таблица 20 – Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети, тыс. м<sup>3</sup>

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)</b>																	
Производительность ВПУ	т/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Срок службы	лет	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	90,1	75,6	92,3	94,9	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
Доля резерва	%	90,1	75,6	92,3	94,9	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>																	
Производительность ВПУ	т/ч	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
Срок службы	лет	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	372,4	375,0	377,8	380,9	384,1	387,6	391,4	395,3	399,6	404,1	408,8
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	391,1	381,8	412,0	390,3	372,0	372,4	375,0	377,8	380,9	384,1	387,6	391,4	395,3	399,6	404,1	408,8
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	101,1	103,7	106,5	109,5	112,8	116,3	120,0	124,0	128,2	132,7	137,5
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	23,8	28,3	56,2	0,0	11,9	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС и подпитка тепловых сетей ММПКХ	т/ч	266,6	252,8	255,1	289,6	259,5	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	424,2	424,2	424,2	424,2	424,2	427,6	425,0	422,2	419,1	415,9	412,4	408,6	404,7	400,4	395,9	391,2
Доля резерва	%	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,4	53,1	52,8	52,4	52,0	51,5	51,1	50,6	50,1	49,5	48,9
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>																	
Производительность ВПУ	т/ч	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
Срок службы	лет	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	11,9	12,5	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	11,9	12,5	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	10,5	10,5	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	10,7	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	80,9	80,3	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6
Доля резерва	%	87,2	86,5	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2

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

Указанные сведения представлены в таблице ниже. Таблица 21 – Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии, тыс. м<sup>3</sup>

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)</b>																
Всего подпитка тепловой сети, т/ч, в том числе:	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
нормативные утечки теплоносителя	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>																
Всего подпитка тепловой сети, т/ч, в том числе:	391,1	381,8	412,0	390,3	372,0	372,4	375,0	377,8	380,9	384,1	387,6	391,4	395,3	399,6	404,1	408,8
нормативные утечки теплоносителя	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	101,1	103,7	106,5	109,5	112,8	116,3	120,0	124,0	128,2	132,7	137,5
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	290,4	281,1	311,3	289,6	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>																
Всего подпитка тепловой сети, т/ч, в том числе:	11,9	12,5	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
нормативные утечки теплоносителя	1,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	10,5	10,5	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
--	------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

## РАЗДЕЛ 4 «ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА»

4.1. Описание сценариев развития системы теплоснабжения городского округа

Для повышения эффективности работы централизованной системы теплоснабжения в составе настоящей Схеме рассматривается реализация мероприятий, представленных в таблице Таблица 22.

Таблица 22 – Мероприятия для развития системы теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Планируемый объем капитальных вложений, тыс.руб. (без НДС)				Всего с НДС, тыс. руб
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия			ПИР и ПСД	Оборудование	Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	Всего	
1	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2	-	-	-	-	2023	2024	0	0	36 714	36 714	44 057
2	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9	-	-	-	-	2024	2024	0	0	120 576	120 576	144 691
3	Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2	-	-	-	-	2024	2024	0	0	25 639	25 639	30 767
4	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6	-	-	-	-	2025	2025	0	0	207 523	207 523	249 027
5	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	-	-	-	-	2025	2028	9 800	0	0	9 800	11 760
6	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	-	-	-	-	2025	2028	0	0	72 800	72 800	87 360
7	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	-	-	-	-	2026	2026	0	0	238 146	238 146	285 775
8	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	-	-	-	-	2025	2028	0	0	147 100	147 100	176 520
9	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	-	-	-	-	2027	2027	0	0	0	0	0
10	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	-	-	-	-	2025	2028	0	0	115 900	115 900	139 080
11	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	-	-	-	-	2028	2028	0	0	0	0	0
12	Наладка систем ГВС у потребителей					2024	2025	-	-		40 000	48 000
12.1	Восстановление работы терморегуляторов или их установка	г. Озерск: жилые зд-я - 961 потребитель; общественные - 736 потребителей.				-	-	-	-			
12.2	Расчет и установка необходимых регулировочных клапанов или шайб	пос. Новогорный: жилые - 151 потребитель; общественные - 94 потребитель.				-	-	-	-			
12.3	Проведение общей наладки систем ГВС с требованием соблюдения норм СанПиН по горячей воде для населения и по температуре возвращаемого теплоносителя от зданий в тепловую сеть					-	-	-	-			
13	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭС в сторону города Озерск	протяженность/ диаметр	м мм	4500 (в однотрубном исполнении) D1000	4500 (в одно- трубном исполне- нии) D1000	-	-	-	-			
14	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-		19 560	23 472
14.1	От камеры Д-27/1 до камеры Д-27/3 по бульвару Луначарского г Озерск	протяженность/ диаметр	м мм	390 D219	390 D219	-	-	-	-		6 472	7 767
14.2	От камеры Д-27/3 до камеры Д-27/5 по бульвару Луначарского в г Озерск	протяженность/ диаметр	м мм	249 D325	249 D325	-	-	-	-		7 824	9 389
14.3	От ж/д по ул. Семенова 2 до тепловой камеры Д-42 (перекресток Семенова-Музрукова)	протяженность/ диаметр	м мм	195 D219	195 D219	-	-	-	-		5 264	6 316
15	Установка регулировочной арматуры на основные ответвления магистралей и на подводящих сетях к МКД для гидравлической настройки городских тепловых сетей и нормализации режима теплоснабжения МКД по 35 адресам	-	-	-	-	-	-	-	-		8 561	10 273
16	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-		5 931	7 117
16.1	Теплосеть от ТК-38 до ТК-7 по пер. Энергетиков	-	-	-	-	-	-	-	-		448	538
16.2	Теплосеть от ТК-38 до ТК-41 по ул. Мира	-	-	-	-	-	-	-	-		480	577
16.3	Теплосеть от ТК-14 до ТК-15 по ул. Центральная	-	-	-	-	-	-	-	-		1 091	1 310
16.4	Теплосеть от ТК-39 до ВПЧ-6 по ул. Мира	-	-	-	-	-	-	-	-		754	904
16.5	Т/с по ул. Центральная от ТК-27 до ж/д № 82	-	-	-	-	-	-	-	-		2 736	3 283
16.6	Т/с по территории д/с «Колосок» от ТК-18 до ТК-19	-	-	-	-	-	-	-	-		421	505
17	Выполнение испытаний тепловых сетей на тепловые потери, гидравлические потери и разработка мероприятий по регулировке тепловых сетей п. Метлино с составлением соответствующего отчёта	-	-	-	-	-	-	-	-			
18	Устранение замечаний промышленной безопасности, без которых дальнейшая эксплуатация котельной невозможна	-	-	-	-	-	-	-	-			
19	Проектирование блочно-модульной котельной в п. Метлино (заказчик МКУ «УКС»)	-	-	-	-	-	-	-	-			
20	Капитальный ремонт здания котельной п. Метлино	-	-	-	-	-	-	-	-			
20.1	Выполнение ремонт отмостки и восстановление отсутствующей отмостки, очистить отмостку здания от растительности и строительного мусора в осях в осях 11/А-Е, 1-12/А, 1/А-В, 1-8/1 и В, 8/1 и В-Е;	-	-	-	-	-	-	-	-			
20.2	Выполнение ремонта кирпичной кладки стен и карнизов наружной поверхности стен в осях 11/1 и Г-Д, 11-12/Д	-	-	-	-	-	-	-	-			

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Планируемый объем капитальных вложений, тыс.руб. (без НДС)				Всего с НДС, тыс. руб	
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия			ПИР и ПСД	Оборудование	Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	Всего		
20.3	Выполнение ремонта наружной поверхности стеновых панелей в осях 7-9/В, 1-5/В, 1/А-В, 5/А, 6-7/А: устранить причины увлажнения стены (ремонт кровли в зоне карниза/ защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами и др.), удалить рыхлый слой бетона до прочного основания, Выполнение ремонт и усиление специальным ремонтным раствором (бетонной рубашкой) по арматурной сетке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20.4	Выполнение ремонта цокольной части стен в осях 6-7/А, 8-11/А, 11/1 и А-Б и восстановить отделочный слой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20.5	Выполнение ремонта внутренних поверхностей стен и перегородок помещений в осях 1-11/А-В, 10-11/1 и В-Д: устранить причины увлажнения внутренних поверхностей стен (организованный отвод конденсата/устройство защитного экрана от брызг/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами, ремонт кровли и конструкций покрытия), участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, Выполнение ремонт (заделку) трещин, загрунтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) стен	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20.6	Выполнение ремонта поврежденных участков колонн и стоек в осях 1-11/А-В, 8/1-11/1 и Г-Д: участки со следами коррозии зачистить от ржавчины, нанести антикоррозионное покрытие, устранить причины увлажнения конструкций, восстановить защитный слой бетона на поврежденных участках, восстановить отделочный слой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20.7	Выполнение ремонта плит перекрытия и покрытия в осях 2-11/А-В, 9-11/Г-Д: устранить причины увлажнения (ремонт кровли, организованный отвод конденсата и испарений), оголенную арматуру зачистить от продуктов коррозии, нанести антикоррозионное покрытие, Выполнение обрамления технологических отверстий в соответствии с требованиями технической документации, восстановить защитный слой бетона в местах разрушения, участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, загрунтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) плит перекрытия и перекрытия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20.8	Выполнение капитального ремонта кровли в осях 1-11/А-В, 8-11/Г-Д	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20.9	Выполнение капитального ремонта полов котельной в осях 1-11/А-В на основании специально разработанных проектных решений с учетом требований СП 89.13330.2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20.10	Восстановление отсутствующего остекления оконных проемов, заменить двойное остекление на одинарное в осях 1-11/А-В с учетом требований п. 7.9 СП 89.13330.2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
21	Работы на котле ст. №7 по результатам ЭПБ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
21.1	Проведение проверок манометров и резервных питательных насосов. Результаты проверки заносить в сменный журнал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
21.2	Проведение проверки исправности сигнализации и автоматических защит	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
21.3	Проведение проверочного расчета пропускной способности предохранительных клапанов с учетом пониженного давления	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
21.4	Проведение наладки водно-химического режима котла. Разработать режимную карту и инструкцию по ведению водно-химического режима котла	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
22	Выполнение РНИ на котле ст. №7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23	Работы на котле ст. №6 по результатам ЭПБ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23.1	Выполнение работы по приварке колокольчиков, имеющих разрушения кромок и высоту менее 3 мм, к барабану	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23.2	Восстановление изоляции барабана и обмуровки котла	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
24	Выполнение РНИ на котле ст. №6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
25	РНИ водоподготовительной установки	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
26	Здание склада соли: проведение капитального ремонта с установкой приточно-вытяжной вентиляции	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
27	Обследование дымовой трубы с привлечением соответствующих организаций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	Всего	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	1 048 248	1 257 898
-	в том числе	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
-	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
-	Наладка систем ГВС у потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40 000	48 000
-	АО «РИР»	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
-	источник теплоснабжения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	974 197	1 169 036
-	тепловые сети	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
-	ММПКХ	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
-	источник теплоснабжения	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
-	тепловые сети	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	34 052	40 862

В рамках рассмотрения вариантов перспективного развития систем теплоснабжения Озерского городского округа рассматривается работа Аргаяшской ТЭЦ с различными видами топлива:

- вариант 1 – предусматривает использование только природного газа с 2026 года;
- вариант 2 – предусматривает использование трех видов топлива (природного газа, уголь, мазут) с 2026 года.

Технико-экономические показатели работы Аргаяшской ТЭЦ представлены в таблице Таблица 23 и Таблица 24. Таблица 23 - Технико-экономические показатели работы Аргаяшской ТЭЦ (вариант 1 развития системы теплоснабжения)

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1594,82	1594,8	1594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	609,6	610,2	610,5	610,7	611,0	611,3	611,6	611,9	612,2
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,12	405,12	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

Таблица 24 - Технико-экономические показатели работы Аргаяшской ТЭЦ (вариант 2 развития системы теплоснабжения)

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	61,2	61,3	61,3	61,3	61,4	61,4	61,4	61,5	61,5
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	548,4	548,9	549,1	549,4	549,7	549,9	550,2	550,4	550,7
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития системы теплоснабжения городского округа

Использование в качестве топлива - природного газа, угля и мазута позволит сократить издержки на топливо. Поэтому целесообразно сохранить структуру использования топлива на ТЭЦ, за счет использования природного газа, угля и мазута – вариант 2.

#### РАЗДЕЛ 5 «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ»

5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях городского округа, 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

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

- Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
- Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов), планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
- Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
- Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
- Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт-ч/(м<sup>2</sup>-год), т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

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

Указанные сведения представлены в таблице Таблица 26.

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

Указанные сведения представлены в таблице Таблица 26.

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

Аргаяшская ТЭЦ работает на единую сеть совместно с источниками теплоснабжения Пиковая водогрейная котельная, Пускорезервная котельная, Паровая котельная и Блочная

котельная Медгородка.

Пиковая водогрейная котельная включается в работу по заявке АО «РИР».

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  
Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации источников тепловой энергии не предусмотрен.

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

Проведение реконструкции для перевода котельной в комбинированный режим выработки требует высоких капиталовложений. Настоящей схемой не предусмотрен перевод котельных в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

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

Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк» работает в пиковом режиме работы. Котельная включается в работу по заявке АО «РИР».

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

На Аргаяшской ТЭЦ используется качественно-количественный способ отпуска тепловой энергии по температурному графику 170/70°C. Температура верхней срезки 130 °С, температура нижней срезки – 85°C. Температурные графики отпуска тепловой энергии на Аргаяшской ТЭЦ и от насосных станций ФГУП «ПО «Маяк» приведены на рисунках ниже.

<b>График регулирования отпуска тепла 150/70°C со срезкой Т. Макс=106°C* от НСС 2, НСС 2А, 3 на 2024-2025г.г.</b>					
Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С		Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	T1	T2		T1	T2
+8	70	49	-14	106	56
+7	70	48	-15	106	55
+6	70	48	-16	106	54
+5	70	47	-17	106	54
+4	70	47	-18	106	53
+3	70	46	-19	106	53
+2	70	46	-20	106	52
+1	71	45	-21	106	52
+0	73	45	-22	106	51
-1	76	44	-23	106	51
-2	78	45	-24	106	50
-3	80	46	-25	106	50
-4	83	47	-26	106	49
-5	85	48	-27	106	49
-6	87	49	-28	106	48
-7	90	50	-29	106	48
-8	92	50	-30	106	47
-9	94	51	-31	106	47
-10	97	52	-32	106	46
-11	99	53	-33	106	46
-12	101	54	-34	106	45
-13	103	55	-35	106	45

\*Временная верхняя срезка температуры принята на период наладки системы теплоснабжения, перепады могут быть дополнительно скорректированы по причине высокой температуры обратной сетевой воды и по мере наладки, срезка может быть повышена до расчетных значений в 115 °С.

**Режимы работы НСС:**

НСС-2,2А \* в период с +8 до +2°C – 6,4/3,0 кгс/см<sup>2</sup>, \* в период от +2°C и ниже – 7,2/2,8 кгс/см<sup>2</sup>, в неотапительный период – 6,0/5,3 кгс/см<sup>2</sup>. НСС-3 в зимний период 6,0/1,6 кгс/см<sup>2</sup>, в летний период 4,2/3,0 кгс/см<sup>2</sup>.

Рисунок 4- График регулирования отпуска тепла 150/70°C со срезкой Т.Макс=106°C\* от НСС 2, НСС 2А, 3

**График регулирования отпуска тепла 170/70°С  
Со срезкой на Т. Макс=130°С\* от АТЭЦ АО РИР на 2024-2025г.г.**

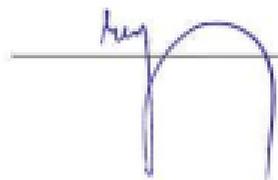
Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С		Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	T1	T2		T1	T2
+8	85	49	-14	130	56
+7	85	48	-15	130	55
+6	85	48	-16	130	54
+5	85	47	-17	130	54
+4	85	47	-18	130	53
+3	85	46	-19	130	53
+2	85	46	-20	130	52
+1	90	45	-21	130	52
+0	95	45	-22	130	51
-1	100	44	-23	130	51
-2	102	45	-24	130	50
-3	105	46	-25	130	50
-4	108	47	-26	130	49
-5	110	48	-27	130	49
-6	115	49	-28	130	48
-7	120	50	-29	130	48
-8	125	50	-30	130	47
-9	127	51	-31	130	47
-10	130	52	-32	130	46
-11	130	53	-33	130	46
-12	130	54	-34	130	45
-13	130	55	-35	130	45

\*При превышении температуры обратной сетевой воды, срезка температуры по прямой сетевой воде, диспетчером АО «РИР», может снижаться исходя из допустимых режимов работы теплофикационных установок ФГУП «ПО» Маяк» и АО «РИР».

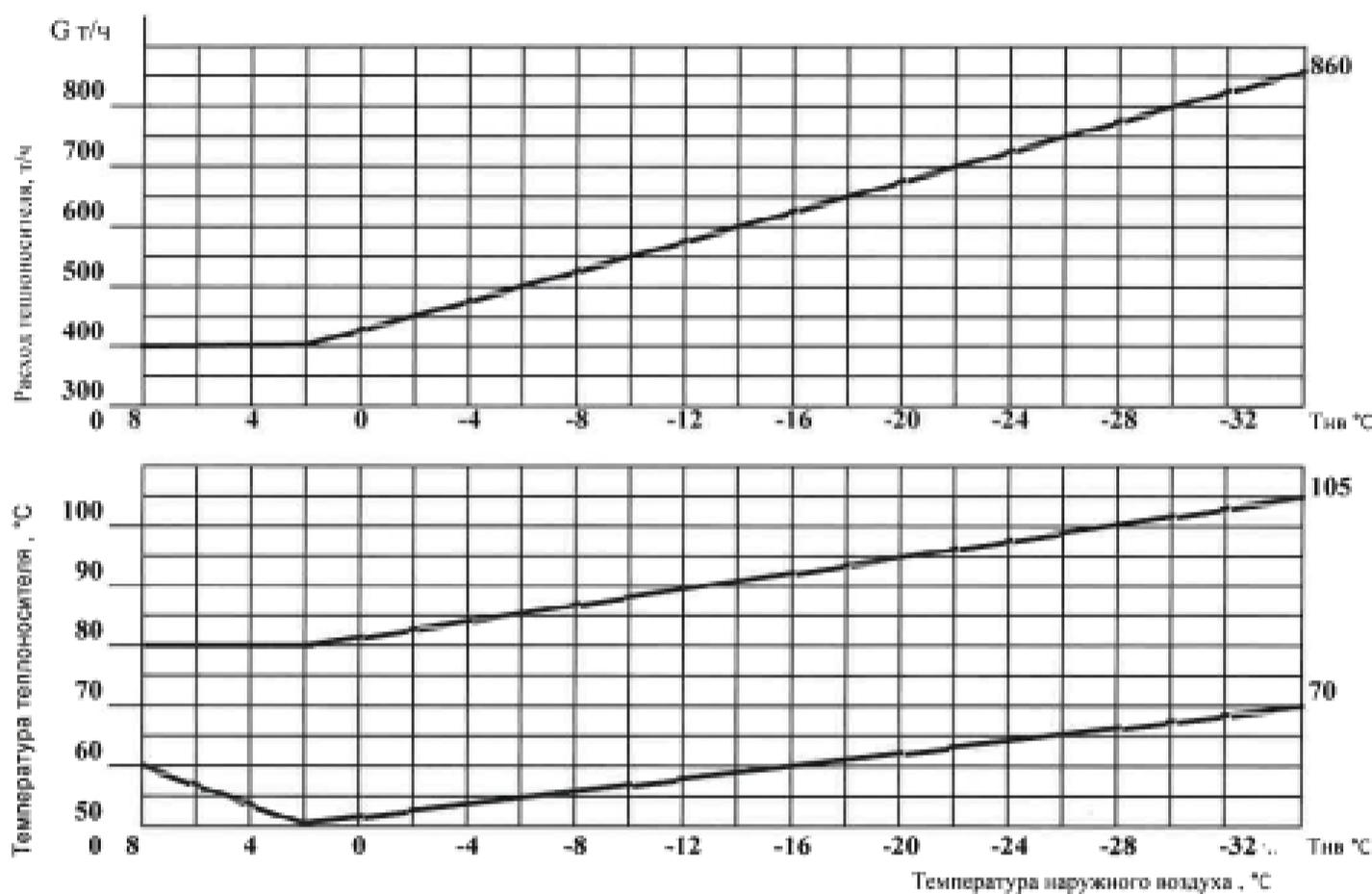
При среднесуточной температуре наружного воздуха -10°С и ниже, в работу запускается котел на пиковой котельной.

Рисунок 5- График регулирования отпуска тепла 170/70°С со срезкой Т.Макс=130°С\* от АТЭЦ АО «РИР»

УТВЕРЖДАЮ:

Глава Озерского городского округа  
Челябинской области

 Е.Ю.Щербаков

**Температурный график  
и режимные карты на отопительный и межотопительный периоды для  
пос.Новогорный на 2023-2024 гг.**

**Режимная карта отопительного периода**

Параметры теплоносителя на источнике АТЭЦ	Величина
1.Регулирование режимов работы теплосети смешанное ( качественно, количественное)	
2.Максимальное рабочее давление в подающем трубопроводе , кгс/см <sup>2</sup>	6,0 ± 5 %
3.Давление в обратном трубопроводе , кгс/см <sup>2</sup>	1,8 ±0,2 кгс/см <sup>2</sup>
4.Расход теплоносителя в соответствии с графиком	не более 860 т/ч

**Режимная карта межотопительного периода**

1.Температура в подающем трубопроводе, °С	70 ±3 %
2.Температура в обратном трубопроводе, °С	60± 5 %
3.Расход теплоносителя , т/ч	300 т/ч
4.Максимальное рабочее давление в подающем трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	3,0±5 %
5.Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	1,8 ±0,2 кгс/см <sup>2</sup>

Рисунок 6 – Утвержденный температурный график и режимные карты для пос. Новогорный

Пиковая водогрейная котельная

Котельная работает с Аргаяшской ТЭЦ на единую магистральную тепловую сеть, температурный график отпуска тепловой энергии совпадает с температурным графиком работы Аргаяшской ТЭЦ.

Паровая котельная

Котельная осуществляет выработку пара на нужды промышленных потребителей города Озерск и на деаэрацию подпитки теплоносителя в системе ХВО. Отпуск тепловой мощности на котельной регулируется давлением отпускаемого пара.

Пускорезервная котельная

Котельная работает с Аргаяшской ТЭЦ на единую магистральную тепловую сеть. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной осуществляется качественным способом регулирования по температурному графику 95/70°С.

Блочная котельная Медгородка

Модульная котельная Медгородка работает по температурному графику 105/70°С. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки - 70°С,

что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

Котельная пос. Метлино

Котельная поселка Метлино работает по температурному графику 100/65°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки - 65°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

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

Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии приведены в Разделе 2.

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

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

Планируемые мероприятия на Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблице Таблица 26.

Таблица 26 – Перечень мероприятий по реконструкции и (или) модернизации действующего источника комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок

№ п/п	Наименование мероприятия	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
1	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2	2023	2024
2	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9	2024	2024
3	Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2	2024	2024
4	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6	2025	2025
5	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	2025	2028
6	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	2025	2028
7	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	2026	2026
8	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	2025	2028
9	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	2027	2027
10	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	2025	2028
11	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	2028	2028

Мероприятия на источниках тепловой энергии ММПКХ приведены в таблице ниже.

Таблица 27 – Перечень мероприятий ММПКХ по группе проектов №2 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»

№ п/п	Наименование мероприятия
1	Проектирование блочно-модульной котельной в п. Метлино (заказчик МКУ «УКС»)
2	Капитальный ремонт здания котельной п. Метлино
2.1	Выполнение ремонт отстойки и восстановление отсутствующей отстойки, очистить отстойку здания от растительности и строительного мусора в осях в осях 11/А-Е, 1-12/А, 1/А-В, 1-8/1 и В, 8/1 и В-Е;
2.2	Выполнение ремонта кирпичной кладки стен и карнизов наружной поверхности стен в осях 11/1 и Г-Д, 11-12/Д
2.3	Выполнение ремонта наружной поверхности стеновых панелей в осях 7-9/В, 1-5/В, 1/А-В, 5/А, 6-7/А: устранить причины увлажнения стены (ремонт кровли в зоне карниза/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами и др.), удалить рыхлый слой бетона до прочного основания. Выполнение ремонт и усиление специальным ремонтным раствором (бетонной рубашкой) по арматурной сетке
2.4	Выполнение ремонта цокольной части стен в осях 6-7/А, 8-11/А, 11/1 и А-Б и восстановить отделочный слой
2.5	Выполнение ремонта внутренних поверхностей стен и перегородок помещений в осях 1-11/А-В, 10-11/1 и В-Д: устранить причины увлажнения внутренних поверхностей стен (организованный отвод конденсата/устройство защитного экрана от брызг/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами, ремонт кровли и конструкций покрытия), участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя. Выполнение ремонт (заделку) трещин, загрузнтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) стен
2.6	Выполнение ремонта поврежденных участков колонн и стоек в осях 1-11/А-В, 8/1-11/1 и Г-Д: участки со следами коррозии зачистить от ржавчины, нанести антикоррозионное покрытие, устранить причины увлажнения конструкций, восстановить защитный слой бетона на поврежденных участках, восстановить отделочный слой
2.7	Выполнение ремонта плит перекрытия и покрытия в осях 2-11/А-В, 9-11/Г-Д: устранить причины увлажнения (ремонт кровли, организованный отвод конденсата и испарений), оголенную арматуру зачистить от продуктов коррозии, нанести антикоррозионное покрытие. Выполнение обрамления технологических отверстий в соответствии с требованиями технической документации, восстановить защитный слой бетона в местах разрушения, участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, загрузнтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) плит покрытия и перекрытия
2.8	Выполнение капитального ремонта кровли в осях 1-11/А-В, 8-11/Г-Д
2.9	Выполнение капитального ремонта полов котельной в осях 1-11/А-В на основании специально разработанных проектных решений с учетом требований СП 89.13330.2016
2.10	Восстановление отсутствующего остекления оконных проемов, заменить двойное остекление на одинарное в осях 1-11/А-В с учетом требований п. 7.9 СП 89.13330.2016
3	Работы на котле ст. №7 по результатам ЭПБ
3.1	Проведение проверок манометров и резервных питательных насосов. Результаты проверки заносить в сменный журнал
3.2	Проведение проверки исправности сигнализации и автоматических защит
3.3	Проведение проверочного расчета пропускной способности предохранительных клапанов с учетом пониженного давления
3.4	Проведение наладки водно-химического режима котла. Разработать режимную карту и инструкцию по ведению водно-химического режима котла
4	Выполнение РНИ на котле ст. №7
5	Работы на котле ст. №6 по результатам ЭПБ
5.1	Выполнение работы по приварке колокольчиков, имеющих разрушения кромок и высоту менее 3 мм, к барабану
5.2	Восстановление изоляции барабана и обмуровки котла
6	Выполнение РНИ на котле ст. №6
7	РНИ водоподготовительной установки
8	Здание склада соли: проведение капитального ремонта с установкой приточно-вытяжной вентиляции
9	Обследование дымовой трубы с привлечением соответствующих организаций

Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций, в том числе при отказе элементов тепловых сетей

В настоящей схеме предложены мероприятия по повышению надежности теплоснабжения. Представлены в Главе 12. Реализация предлагаемых мероприятий позволит предотвратить возможность возникновения аварийных ситуаций как на сетях теплоснабжения, так и на источнике тепла. Схема взаимодействия служб (в том числе ресурсоснабжающих организаций) по предотвращению аварийных ситуаций, регламентируется нормативными актами Администрации Озерского городского округа

#### РАЗДЕЛ 6 «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ»

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

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

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

Источники тепловой энергии Аргаяшская ТЭЦ, Пиковая водогрейная котельная, Пускорезервная котельная, Паровая котельная и Блочная котельная Медгородка работают на единую тепловую сеть.

Строительство новых тепловых сетей, для обеспечения условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения настоящей схемой не предусматривается.

6.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку

Схемой теплоснабжения не предусматривается строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах городского округа.

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

Мероприятия 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, настоящей схемы не предусмотрены.

Мероприятие по реконструкции тепловой сети для улучшения гидравлических режимов приведено в таблице ниже. Необходимость реконструкции данной сети связана с тем, что существующий трубопровод находится в нерабочем состоянии.

Таблица 28 – Объемы строительства тепловых для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики			
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия
1	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/диаметр	м мм	4500 (в однострубно исполнении) D1000	4500 (в однострубно исполнении) D1000

6.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности потребителей

Строительство новых тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения не запланировано.

6.6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не требуется.

6.7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Настоящей схемой предусматриваются мероприятия по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, сведения о которых представлены в таблице ниже.

Таблица 29 – Объемы строительства тепловых ММПКХ для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия		
1	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:	-	-	-	-	-	-
1.1	От камеры Д-27/1 до камеры Д-27/3 по бульвару Луначарского г Озерск	протяженность/ диаметр	м мм	390 D219	390 D219	-	-
1.2	От камеры Д-27/3 до камеры Д-27/5 по бульвару Луначарского в г Озерск	протяженность/ диаметр	м мм	249 D325	249 D325	-	-
1.3	От ж/д по ул. Семенова 2 до тепловой камеры Д-42 (перекресток Семенова-Музрукова)	протяженность/ диаметр	м мм	195 D219	195 D219	-	-
2	Установка регулировочной арматуры на основные ответвления магистралей и на подводящих сетях к МКД для гидравлической настройки городских тепловых сетей и нормализации режима теплоснабжения МКД по 35 адресам						
3	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:						
3.1	Теплосеть от ТК-38 до ТК-7 по пер. Энергетиков						
3.2	Теплосеть от ТК-38 до ТК-41 по ул. Мира						
3.3	Теплосеть от ТК-14 до ТК-15 по ул. Центральная						
3.4	Теплосеть от ТК-39 до ВПЧ-6 по ул. Мира						
3.5	Т/с по ул. Центральная от ТК-27 до ж/д № 82						
3.6	Т/с по территории д/с «Колосок» от ТК-18 до ТК-19						
4	Выполнение испытаний тепловых сетей на тепловые потери, гидравлические потери и разработка мероприятий по регулировке тепловых сетей п. Метлино с составлением соответствующего отчета						
5	Устранение замечаний промышленной безопасности, без которых дальнейшая эксплуатация котельной невозможна						

Кроме того, следует отметить, что теплосетевое имущество, эксплуатируемое ММПКХ, в значительной мере изношено, имеет высокую аварийность. Доступные источники финансирования реконструкции теплосетевого комплекса города недостаточны. Одним из вариантов решения сложившейся ситуации рассматривается заключение концессионного соглашения для реализации необходимой инвестиционной программы.

6.8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций.

В рамках настоящей схемы предусмотрены мероприятия - наладка систем ГВС у потребителей, в т.ч.:

- Восстановление работы терморегуляторов или их установка;
- Расчет и установка необходимых регулировочных клапанов или шайб;
- Проведение общей наладки систем ГВС с требованием соблюдения норм СанПиН по горячей воде для населения и по температуре возвращаемого теплоносителя от зданий в тепловую сеть.

Планируемый объем капитальных вложений по наладке систем ГВС у потребителей составляет – 48 000 тыс.руб (с НДС).

Таблица 30 – Мероприятия по наладке систем ГВС у потребителей

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия		
13	Наладка систем ГВС у потребителей						
13.1	Восстановление работы терморегуляторов или их установка						
13.2	Расчет и установка необходимых регулировочных клапанов или шайб						
13.3	Проведение общей наладки систем ГВС с требованием соблюдения норм СанПиН по горячей воде для населения и по температуре возвращаемого теплоносителя от зданий в тепловую сеть						

Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций, в том числе при отказе элементов тепловых сетей

В настоящей схеме предложены мероприятия по повышению надежности теплоснабжения. Представлены в Главе 12. Реализация предлагаемых мероприятий позволит предотвратить возможность возникновения аварийных ситуаций как на сетях теплоснабжения, так и на источнике тепла. Схема взаимодействия служб (в том числе ресурсоснабжающих организаций) по предотвращению аварийных ситуаций, регламентируется нормативными актами Администрации Озерского городского округа.

РАЗДЕЛ 7 «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ»

7.1. 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 настоящее время в Озерском городском округе теплоснабжение потребителей в зоне действия источников осуществляется по смешанной схеме (открытые и закрытые системы горячего водоснабжения), что отрицательно сказывается на качестве горячего водоснабжения для потребителей, обеспечиваемых по открытой схеме, и создает дополнительные трудности в наладке гидравлических режимов.

В соответствии с п.8 ст. 40 Федерального закона от 7 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении»:

«В случае, если горячее водоснабжение осуществляется с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), программы финансирования мероприятий по их развитию (прекращение горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и перевод абонентов, подключенных к таким системам, на иные системы горячего водоснабжения) включаются в утверждаемые в установленном законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения порядке инвестиционные программы теплоснабжающих организаций, при использовании источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей которых осуществляется горячее водоснабжение. Затраты на финансирование данных программ учитываются в составе тарифов в сфере теплоснабжения».

В соответствии с п.10 ст. 20 Федерального закона от 7 декабря 2011 года № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»»: статью 29 Федерального закона «О теплоснабжении»: а) дополнить частью 8 следующего содержания: «8. С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства, а потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.»;

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;
- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение «перетопов» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;

- снижение аварийности систем теплоснабжения.

Подробный перечень мероприятий по обеспечению перехода на «закрытую» схему присоединения систем ГВС должен разрабатываться при ежегодной актуализации схемы теплоснабжения с учетом следующих факторов:

- определением возможности строительства индивидуальных тепловых пунктов в зданиях (наличие техподполья, возможность установки ИТП на придомовой территории, возможность увеличения расходов водопроводной воды и пр.);
- расчётом и анализом гидравлических режимов работы тепловых сетей и вновь сооружаемых тепловых пунктов;
- рассмотрением вариантов подключения каждого потребителя с определением оптимального способа присоединения к тепловым сетям (ИТП, ЦТП).

При этом в планах развития города (схема электроснабжения, схемы водоснабжения и водоотведения) необходимо учитывать планируемый переход на «закрытую» схему присоединения систем ГВС:

- с увеличением электрических нагрузок на насосное оборудование, возможно, потребуется замена кабельных линий в связи с увеличением электрической мощности токоприемников на ИТП;
- необходимо проведение гидравлических расчетов систем холодного водоснабжения для определения возможных проблем при увеличении расхода холодной воды, подаваемой к зданиям.

Возможности «закрытия» схемы ГВС у каждого потребителя (в том числе и в рамках одной серии жилых домов) различны и не существует единого технического решения, позволяющего унифицировать подходы и сформировать типовые технические решения по переходу на закрытую схему ГВС.

7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

Перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения, не предусматривается.

#### 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. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского округа представлены в таблицах ниже.

Топливо-энергетический баланс Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» выполнен в 2-х вариантах:

- вариант 1 – предусматривает использование только природного газа с 2026 года;
- вариант 2 – предусматривает использование трех видов топлива (природного газа, уголь, мазут) с 2026 года.

Таблица 31 - Топливо-энергетический баланс Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 1 развития системы теплоснабжения)

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1594,82	1594,8	1594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	609,6	610,2	610,5	610,7	611,0	611,3	611,6	611,9	612,2
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,12	405,12	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

Таблица 32 - Топливо-энергетический баланс Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 2 развития системы теплоснабжения)

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	61,2	61,3	61,3	61,3	61,4	61,4	61,4	61,5	61,5
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	548,4	548,9	549,1	549,4	549,7	549,9	550,2	550,4	550,7
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

Таблица 33 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 1 развития системы теплоснабжения)

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Максимальный часовой расход угля при расчетной температуре наружного воздуха	183,9	91,2	91,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход угля в летний период	0,7	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход природного газа при расчетной температуре наружного воздуха	732,4	816,5	816,5	907,7	908,6	908,2	908,3	908,3	908,3	908,3	908,4	908,4
Максимальный часовой расход природного газа в летний период	2,9	3,2	3,2	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Максимальный часовой расход мазута при расчетной температуре наружного воздуха	0,514	0,908	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Максимальный часовой расход мазута в летний период	0,002	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

\*В варианте развития 1 системы теплоснабжения планируется переход на 100% сжигание Аргаяшской ТЭЦ природного газа

Таблица 34 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 2 развития системы теплоснабжения)

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Максимальный часовой расход угля при расчетной температуре наружного воздуха	183,9	91,2	91,2	91,2	91,3	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2
Максимальный часовой расход угля в летний период	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Максимальный часовой расход природного газа при расчетной температуре наружного воздуха	732,4	816,5	816,5	816,5	817,3	817,0	817,0	817,0	817,1	817,1	817,1	817,2
Максимальный часовой расход природного газа в летний период	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Максимальный часовой расход мазута при расчетной температуре наружного воздуха	0,514	0,908	0,908	0,908	0,908	0,908	0,907	0,907	0,906	0,906	0,906	0,905
Максимальный часовой расход мазута в летний период	0,002	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004

Таблица 35 - Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными), Гкал

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии, Гкал											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	74 466	94 575	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	70 765	53 901	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	233 733	266 772	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854
4	Блочная котельная Медгородка	газ	18 993	26 410	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975
Всего природный газ		газ	435 932	479 633	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268
ИТОГО		-	435 932	479 633	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268

Таблица 36 - Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными), т.у.т/Гкал

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива, т.у.т/Гкал											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149
4	Блочная котельная Медгородка	газ	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162

Таблица 37 - Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными), т.у.т

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива, т.у.т											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	11 812	15 001	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	11 507	8 765	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	34 837	39 761	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177
4	Блочная котельная Медгородка	газ	2 963	4 120	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152
Всего природный газ		газ	67 271	73 799	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382
ИТОГО		-	67 271	73 799	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382

Таблица 38 - Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными), тыс. м<sup>3</sup>

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м <sup>3</sup>											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	10 186	12 937	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	9 953	7 581	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	30 137	34 397	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892
4	Блочная котельная Медгородка	газ	2 568	3 570	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331
Всего природный газ		газ	58 175	63 817	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593
ИТОГО		-	58 175	63 817	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593

Таблица 39 - Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на котельных (зимний период), тыс. м<sup>3</sup>/ч

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива (зимний период), тыс. м <sup>3</sup> /ч											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	6,54	6,43	10,57	6,28	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,56	0,53	0,54	0,62	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98
4	Блочная котельная Медгородка	газ	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Всего природный газ		газ	20,5	20,4	24,5	20,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3

Таблица 40 - Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на котельных (летний период), тыс. м<sup>3</sup>/ч

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива (летний период), тыс. м <sup>3</sup> /ч											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,56	0,53	0,54	0,62	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
4	Блочная котельная Медгородка	газ	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Всего природный газ		газ	1,66	1,63	1,64	1,72	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65

Таблица 41 - Расчет полезного отпуска тепловой энергии филиала АО «РИР» в г. Озерске, выполняющей функции единой теплоснабжающей организации в зоне теплоснабже-

## ния СЦТ-1 (ЕТОН№01)

№ п/п	Показатели	Период регулирования, 1 полугодие 2023 г. (Факт)			Период регулирования, 2 полугодие 2023 г. (Факт)			Период регулирования, 2023 г. (Факт)			Период регулирования, 1 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)			Период регулирования, 2 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)			Период регулирования, 2025 г. (Предложение РИР)		
		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе	
			Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	- ТЭЦ 25 МВт и более	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	- ТЭЦ 25 МВт и более	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	
-	- котельные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	- электробойлерные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	Покупная теплоэнергия	617,55	603,86	13,69	482,94	466,37	16,58	1 100,49	1 070,23	30,26	795,89	768,53	27,35	611,82	588,16	23,66	<b>1 407,71</b>	<sup>1</sup> 356,69	51,01
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	от источника тепловой энергии АТЭЦ АО «РИР»	573,34	573,34	-	458,69	458,69	-	1 032,03	1 032,03	-	549,81	549,81	-	435,15	435,15	-	<b>984,95</b>	984,95	-
-	от источников тепловой энергии котельных ПО «Маяк», в т.ч.	32,89	19,20	13,69	16,58	0,00	16,58	49,47	19,20	30,26	233,14	205,79	27,35	166,89	143,22	23,66	<b>400,02</b>	349,01	51,01
-	- Пиковая котельная	19,20	19,20	-	0,00	0,00	-	19,20	19,20	-	54,78	54,78	-	32,39	32,39	-	<b>87,17</b>	87,17	-
-	- ПРК	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	151,01	151,01	-	110,83	110,83	-	<b>261,84</b>	261,84	-
-	- Котельная №1	13,69	-	13,69	16,58	-	16,58	30,26	-	30,26	27,35	-	27,35	23,66	-	23,66	<b>51,01</b>	-	51,01
-	от источника тепловой энергии ММПКХ кот. Медгородок	11,32	11,32	-	7,67	7,67	-	18,99	18,99	-	12,94	12,94	-	9,79	9,79	-	<b>22,73</b>	22,73	-
3	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	<b>0,00</b>	-	-
4	Отпуск тепловой энергии от источника тепловой энергии (полезный отпуск)	617,55	603,86	13,69	482,94	466,37	16,58	1 100,49	1 070,23	30,26	795,89	768,53	27,35	611,82	588,16	23,66	<b>1 407,71</b>	<sup>1</sup> 356,69	51,01
5	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)*	143,54	129,86	13,69	151,69	135,12	16,58	295,24	264,97	30,26	199,69	172,34	27,35	166,83	143,17	23,66	<b>366,53</b>	315,51	51,01
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5.1	- через изоляцию	124,06	110,38	13,69	131,43	114,85	16,58	255,49	225,23	30,26	173,84	146,49	27,35	145,36	121,70	23,66	<b>319,20</b>	268,19	51,01
5.2	- с потерями теплоносителя	19,48	19,48	-	20,27	20,27	-	39,75	39,75	-	25,85	25,85	-	21,48	21,48	-	<b>47,33</b>	47,33	-
5.3	то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	23,24	21,50	0,00	31,41	28,97	0,00	26,83	24,76	0,00	25,09	22,42	0,00	27,27	24,34	0,00	<b>26,04</b>	23,26	0,00
-	из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5.4	потери от ФГУП «ПО «Маяк»	53,86	40,18	13,69	38,73	22,16	16,58	92,60	62,34	30,26	126,16	98,80	27,35	108,15	84,49	23,66	<b>234,31</b>	183,29	51,01
-	потери от МУП ММПКХ	88,28	88,28	-	111,70	111,70	-	199,98	199,98	-	72,43	72,43	-	57,74	57,74	-	<b>130,17</b>	130,17	-
-	потери Сервисного центра	1,40	1,40	-	1,26	1,26	-	2,65	2,65	-	1,11	1,11	-	0,95	0,95	-	<b>2,05</b>	2,05	-
6	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего, в т.ч.	474,00	474,00	0,00	331,25	331,25	0,00	805,25	805,25	0,00	596,19	596,19	0,00	444,99	444,99	0,00	<b>1 041,18</b>	<sup>1</sup> 041,18	0,00
6.1	- население (в т.ч. УК/ТСЖ)	301,16	301,16	-	220,81	220,81	-	521,97	521,97	-	334,44	334,44	-	215,68	215,68	-	<b>550,12</b>	550,12	-
6.2	- Росатом (без промплощадки)	20,17	20,17	-	14,49	14,49	-	34,67	34,67	-	21,00	21,00	-	13,55	13,55	-	<b>34,55</b>	34,55	-
6.3	- Промплощадка ФГУП ПО Маяк	16,89	16,89	-	15,69	15,69	-	32,58	32,58	-	169,37	169,37	-	116,19	116,19	-	<b>285,56</b>	285,56	-
-	- прочие (в т.ч. бюджет)	135,78	135,78	-	80,25	80,25	-	216,03	216,03	-	71,38	71,38	-	99,57	99,57	-	<b>170,95</b>	170,95	-
7	Передача	971,55	971,55	-	732,43	732,43	-	1 703,98	1 703,98	-	100,77 <sup>1</sup>	100,77 <sup>1</sup>	-	835,75	835,75	-	<b>1 936,51</b>	<sup>1</sup> 936,51	-
7.1	Маяк	563,68	519,47	-	444,21	419,96	-	939,43	939,43	-	669,73	669,73	-	503,67	503,67	-	<b>1 173,40</b>	<sup>1</sup> 173,40	-
7.1.1	- население (в т.ч. УК/ТСЖ)	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	0,00	-	334,44	334,44	-	215,68	215,68	-	<b>550,12</b>	550,12	-
7.1.2	- Росатом (без промплощадки)	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	0,00	-	21,00	21,00	-	13,55	13,55	-	<b>34,55</b>	34,55	-
7.1.3	- Промплощадка ФГУП ПО Маяк всего, в т.ч.:	0,00	-	-	0,00	-	-	285,56	0,00	-	169,37	169,37	-	116,19	116,19	-	<b>285,56</b>	285,56	-
7.1.4	- прочие (в т.ч. бюджет)	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	0,00	-	144,92	144,92	0,00	158,25	158,25	-	<b>303,17</b>	303,17	-
7.2	ММПКХ	449,34	449,34	-	309,96	309,96	-	759,30	759,30	-	426,82	426,82	-	328,80	328,80	-	<b>755,62</b>	755,62	-
7.3	Сервисный центр	2,73	2,73	-	2,51	2,51	-	5,25	5,25	-	4,21	4,21	-	3,28	3,28	-	<b>7,49</b>	7,49	-

Таблица 42 - Расчет полезного отпуска тепловой энергии филиала АО «РИР» в г.Озерске, выполняющего функции единой теплоснабжающей организации в зоне теплоснабжения СЦТ-3 (ЕТОН№03)

№ п/п	Показатели	Период регулирования, 1 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 1 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)		Период регулирования, 2 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)		Период регулирования, 2025 г. (Предложение РИР)	
		всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего	617,75	617,75	495,74	495,74	1 113,50	1 113,50	599,94	599,94	475,62	475,62	1 075,56	1 075,56
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	ТЭЦ 25 МВт и менее	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	ТЭЦ 25 МВт и более	617,75	617,75	495,74	495,74	1 113,50	1 113,50	599,94	599,94	475,62	475,62	1 075,56	1 075,56
-	в том числе ОТК (п. Новогорный)	0,33	0,33	0,24	0,24	0,57	0,57	0,36	0,36	0,25	0,25	0,61	0,61
-	в том числе в зоне СЦТ-1 (г. Озерск)	573,34	573,34	458,69	458,69	1 032,03	1 032,03	549,81	549,81	435,15	435,15	984,95	984,95
-	в том числе в зоне СЦТ-3 (п. Новогорный)	44,09	44,09	36,81	36,81	80,90	80,90	49,78	49,78	40,22	40,22	90,00	90,00
3	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Отпуск тепловой энергии от источника тепловой энергии (полезный отпуск) в зоне СЦТ-3	44,09	44,09	36,81	36,81	80,90	80,90	49,78	49,78	40,22	40,22	90,00	90,00
4.1	в сеть МУП ЖКХ Новогорный	44,09	44,09	36,81	36,81	80,90	80,90	49,78	49,78	40,22	40,22	90,00	90,00

№ п/п	Показатели	Период регулирования, 1 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 1 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)		Период регулирования, 2 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)		Период регулирования, 2025 г. (Предложение РИР)	
		всего	в том числе	всего	в том числе	всего	в том числе	всего	в том числе	всего	в том числе	всего	в том числе
			Вода		Вода		Вода		Вода		Вода		Вода
5	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)*	7,64	7,64	10,16	10,16	17,80	17,80	14,53	14,53	11,03	11,03	25,56	25,56
	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1	- через изоляцию	6,50	6,50	8,63	8,63	15,13	15,13	12,35	12,35	9,38	9,38	21,73	21,73
5.2	- с потерями теплоносителя	1,15	1,15	1,52	1,52	2,67	2,67	2,18	2,18	1,65	1,65	3,83	3,83
5.3	то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	17,33	17,33	27,59	27,59	22,00	22,00	29,19	29,19	27,42	27,42	28,40	28,40
-	из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	потери от ФГУП «ПО «Маяк»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	потери от МУП ММПКХ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	потери от блочной кот. Медгородка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего	36,45	36,45	26,65	26,65	63,10	63,10	35,25	35,25	29,19	29,19	64,44	64,44

Таблица 43 - Расчет полезного отпуска тепловой энергии ММПКХ, выполняющего функции единой теплоснабжающей организации в зоне теплоснабжения СЦТ-2 (ЕТОН№02)

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2034
<b>Котельная пос. Метлино</b>								
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	42,155	40,699	44,132	41,958	41,267	43,818	41,248	37,975
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал								
в паре, тыс. Гкал								
в горячей воде, тыс. Гкал								
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	42,155	40,699	44,132	41,958	41,267	43,818	41,248	37,975
в паре, тыс. Гкал								
в горячей воде, тыс. Гкал	42,155	40,699	44,132	41,958	41,267	43,818	41,248	37,975
Хозяйственные и собственные нужды тепловых сетей, тыс. Гкал	20,014	20,349	23,554	21,442	20,333	22,259	20,346	17,249
Полезный отпуск тепловой энергии потребителям, тыс. Гкал, всего, в том числе:	22,141	20,350	20,578	20,516	20,934	21,559	20,902	20,726
население	16,177	15,823	15,617	15,958	16,188	16,106	15,976	15,933
бюджетные потребители	3,550	2,943	3,235	2,798	2,957	3,183	2,895	2,815
прочие потребители	2,414	1,584	1,726	1,760	1,789	2,270	2,031	1,978

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

На Аргаяшской ТЭЦ в качестве основного топлива используется бурый уголь марки ЗБШ. Также используется природный газ и мазут.

На котельных ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ в качестве основного топлива используется природный газ.

8.3. Виды топлива, их доли и значение нижней теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На Аргаяшской ТЭЦ используются майкубенский уголь, природный газ и мазут.

Содержание углерода в майкубенском угле находится в диапазоне 74,2 - 72,4%. Зольность на сухое состояние топлива находится в диапазоне 28,0-29,0%. Теплотворная способность угля — 3700—5000 ккал/кг.

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

Доля топлива, используемого для производства тепловой энергии приведены в таблице ниже.

Таблица 43 – Совокупность видов топлива, находящихся в городском округе

Доля топлива	2019	2020	2021	2022	2023
Аргаяшская ТЭЦ					
Уголь,%	73,4	62,8	42,3	34,0	20,1
Природный газ,%	26,5	37,1	57,6	65,9	79,9
Мазут,%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Блочная котельная Медгородка					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Котельная пос. Метлино					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Итого по городскому округу					
Уголь,%	65,2	56,1	36,9	29,9	18,1
Природный газ,%	34,7	43,8	63,0	70,0	81,8
Мазут,%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Как видно из таблицы выше, доля природного газа в последние годы значительно выше других видов топлива используемых на источниках теплоснабжения городского округа.

8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса городского округа.

В топливном балансе городского округа изменений в использовании топлива не планируется.

## РАЗДЕЛ 9 «ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ»

9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе.

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения г. Озерск определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7 обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», Главе 8 обосновывающих материалов «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей».

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят 4 подгруппы проектов, в том числе:

- Подгруппа 01 - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- Подгруппа 02 - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- Подгруппа 03 - подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- Подгруппа 04 - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки. Таблица 44 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации Аргаяшской ТЭЦ, тыс.руб.

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Группа проектов 001.01 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	182 928,3	217 322,8	385 245,7	115 900,0	72 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	36 585,7	43 464,6	77 049,1	23 180,0	14 560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов	0,0	219 513,9	260 787,4	462 294,8	139 080,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	219 513,9	480 301,3	942 596,1	1 081 676,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1
<b>Подгруппа проектов 001.01.02 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	182 928,3	207 522,8	238 145,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	36 585,7	41 504,6	47 629,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	219 513,9	249 027,4	285 774,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	219 513,9	468 541,3	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1
<b>Проект 001.01.02.001 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	36 713,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	7 342,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	44 056,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6
<b>Проект 001.01.02.002 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	120 575,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	24 115,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	144 690,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6
<b>Проект 001.01.02.003 «Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	25 638,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	5 127,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	30 766,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7
<b>Проект 001.01.02.004 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	207 522,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	41 504,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	249 027,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4
<b>Проект 001.01.02.005 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	238 145,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	47 629,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	285 774,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8
<b>Проект 001.01.03.006 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Проект 001.01.02.007 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Подгруппа проектов 001.01.03 «Модернизация источников тепловой энергии»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	9 800,0	147 100,0	115 900,0	72 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	1 960,0	29 420,0	23 180,0	14 560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	11 760,0	176 520,0	139 080,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	11 760,0	188 280,0	327 360,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0
<b>Проект 001.01.03.001 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	9 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
НДС	0,0	0,0	1 960,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	11 760,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0
Проект 001.01.03.002 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	72 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14 560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0
Проект 001.01.03.003 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	147 100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	29 420,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	176 520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0
Проект 001.01.03.004 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	115 900,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	23 180,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	139 080,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0

9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.

В мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них входят 8 подгрупп проектов, в том числе:

1. Подгруппа 1 - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;
2. Подгруппа 2 - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;
3. Подгруппа 3 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
4. Подгруппа 4 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
5. Подгруппа 5 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;
6. Подгруппа 6 - подгруппа проектов строительства новых насосных станций;
7. Подгруппа 7 - подгруппа проектов реконструкции насосных станций;
8. Подгруппа 8 - подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

Таблица 45 – Капитальные вложения на реализацию мероприятий для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, тыс.руб.

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Планируемый объем капитальных вложений	
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия	Всего, тыс.руб. (без НДС)	Всего с НДС, тыс. руб
1	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/диаметр	м мм	4500 (в одноструйном исполнении) D1000	4500 (в одноструйном исполнении) D1000	-	-

Таблица 46 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них ММПКХ, тыс.руб.

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Группа проектов 001.02 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3
Всего стоимость группы проектов	0,0	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	3 067,7	6 135,5	9 203,2	12 271,0	15 338,7	18 406,5	21 474,2	24 542,0	27 609,7	30 677,5	33 745,2
Подгруппа проектов 001.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	3 067,7	6 135,5	9 203,2	12 271,0	15 338,7	18 406,5	21 474,2	24 542,0	27 609,7	30 677,5	33 745,2
Проект 001.02.01.001 «Капитальный ремонт тепловых сетей в зоне действия ТЭЦ»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	2 133,9	4 267,7	6 401,6	8 535,4	10 669,3	12 803,2	14 937,0	17 070,9	19 204,8	21 338,6	23 472,5
Проект 001.02.01.002 «Установка регулировочной арматуры на основные ответвления магистралей и на подводящих сетях к МКД для гидравлической настройки городских тепловых сетей и нормализации режима теплоснабжения МКД по 35 адресам»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	933,9	1 867,8	2 801,7	3 735,6	4 669,4	5 603,3	6 537,2	7 471,1	8 405,0	9 338,9	10 272,8
<b>Группа проектов 003.02 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Всего стоимость группы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6
Подгруппа проектов 003.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6
Проект 003.02.01.001 «Капитальный ремонт тепловых сетей в зоне действия Котельной пос. Метлино»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6

Таблица 47 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, тыс.руб.

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Группа проектов 001.02 «Тепловые сети и сооружения на них»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0
Подгруппа проектов 001.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0
Проект 001.02.01.003 «Налodka систем ГВС у потребителей»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0

9.4. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе.

Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения настоящей схемы не предусмотрены.

9.5. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков такой системы на закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе.

Перевод на закрытую схему теплоснабжения ГВС является высокозатратным мероприятием. Срок окупаемости превышает более 20 лет. Качество воды в существующей открытой системе горячего водоснабжения потребителей требованиям технических регламентов, санитарных правил и нормативов, определяющих ее безопасность. Поэтому необходимость перевода открытой системы теплоснабжения на закрытую систему горячего водоснабжения потребителей по состоянию на 2025 год отсутствует.

9.6. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям.

Настоящей схемой теплоснабжения не предусматриваются мероприятия, дающие существенный экономический эффект. Все мероприятия направлены на обновление основных фондов, а также на соблюдение действующего законодательства в сфере теплоснабжения.

Для оценки эффективности инвестиций разрабатывается тарифно-балансовая модель единой теплоснабжающей организации. Тарифно-балансовая модель приведена в таблице ниже.

Таблица 48 – Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «РИР»

Показатели	Ед.изм.	Утверждено		Прогноз									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9
Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	555,5	556,1	559,4	559,7	560,0	560,3	560,6	560,9	561,2	561,5	561,8	562,1
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	1647,4	1594,8	1594,8	1594,8	1596,3	1597,1	1597,8	1598,6	1599,4	1600,1	1600,9	1601,6
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	245 923	260 993	260 993	271 432	282 290	293 581	305 325	317 538	330 239	343 449	357 187	371 474
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	37 425	62 195	64 683	67 270	69 961	72 759	75 670	78 697	81 844	85 118	88 523	92 064
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0	796	828	861	896	932	969	1 008	1 048	1 090	1 134	1 179
Арендная плата (земли)	тыс.руб.	1 838	1 967	2 046	2 128	2 213	2 302	2 394	2 489	2 589	2 692	2 800	2 912
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 661	2 842	2 955	3 074	3 197	3 325	3 457	3 596	3 740	3 889	4 045	4 207
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	26 811	28 454	29 592	30 776	32 007	33 287	34 619	36 003	37 443	38 941	40 499	42 119
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	3 330	22 971	23 889	24 845	25 839	26 872	27 947	29 065	30 228	31 437	32 694	34 002
Налог на прибыль	тыс.руб.	2 784	5 165	5 372	5 586	5 810	6 042	6 284	6 535	6 797	7 069	7 351	7 645
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	990 790	1 089 144	1 132 710	1 178 018	1 225 139	1 274 144	1 325 110	1 378 115	1 433 239	1 490 569	1 550 191	1 612 199
Расходы на топливо	тыс.руб.	968 978	1 062 276	1 104 767	1 148 958	1 194 916	1 242 713	1 292 421	1 344 118	1 397 883	1 453 798	1 511 950	1 572 428
Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на холодную воду (за пользование водными объектами)	тыс.руб.	21 812	26 868	27 943	29 061	30 223	31 432	32 689	33 997	35 357	36 771	38 242	39 771

Показатели	Ед.изм.	Утверждено		Прогноз									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Нормативная прибыль</b>	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582
расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
расходы на капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582
<b>Расчетная предпринимательская прибыль</b>	тыс.руб.	15 097	17 245	17 934	18 652	19 398	20 174	20 981	21 820	22 693	23 600	24 544	25 526
<b>Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов</b>	тыс.руб.	0	-26 704	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>итого необходимая валовая выручка</b>	тыс.руб.	1 300 371	1 423 532	1 497 806	1 557 718	1 620 027	1 684 828	1 752 221	1 822 310	1 895 202	1 971 010	2 049 851	2 131 845
Тариф на тепловую энергию, среднегодовой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АО «РИР» (г. Озерск и п. Татыш)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 195	1 283	1 335	1 388	1 444	1 501	1 562	1 624	1 689	1 757	1 827	1 900
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 484	1 546	1 608	1 672	1 739	1 808	1 881	1 956	2 034	2 116	2 200	2 288
АО «РИР» (пос. Новогорный)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 108	1 169	1 216	1 265	1 315	1 368	1 423	1 480	1 539	1 601	1 665	1 731
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 286	1 541	1 603	1 667	1 734	1 803	1 875	1 950	2 028	2 110	2 194	2 282

9.7. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации

Информация о фактически осуществленных инвестициях в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации, отсутствуют

#### РАЗДЕЛ 10 «РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)»

10.1. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

10.1.1. Порядок присвоения статуса ЕТО

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

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационнотелекоммуникационной сети «Интернет».

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

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с пунктами 7-10 1111 РФ № 808 от 08.08.2012 г. Организация может лишиться статуса единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по оплате тепловой энергии (мощности), и (или) теплоносителя, и (или) услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, предусмотренных условиями указанных в абзацах третьем и четвертом пункта 12 настоящих Правил договоров, в размере, превышающем объем таких обязательств за 2 расчетных периода, либо систематическое (3 и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение иных обязательств, предусмотренных условиями таких договоров, либо неоднократное (2 и более раза в течение одного календарного года) нарушение антимонопольного законодательства, в том числе при распределении тепловой нагрузки в системе теплоснабжения. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;

прекращение права собственности или владения имуществом, указанным в абзаце втором пункта 7 настоящих Правил, по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;

подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Орган местного самоуправления поселения, городского округа в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения о лишении организации статуса единой теплоснабжающей организации или получения от федерального органа исполнительной власти, главы местной администрации муниципального района (в отношении сельских поселений, расположенных на территории соответствующего муниципального района, если иное не установлено законом субъекта Российской Федерации) копии решения о лишении организации статуса единой теплоснабжающей организации обязан разместить на официальном сайте соответствующее решение, а также предложить теплоснабжающим и (или) теплосетевым организациям подать заявку о присвоении им статуса единой теплоснабжающей организации. Подача заявления заинтересованными организациями и определение единой теплоснабжающей организации осуществляется в порядке, установленном пунктами 5-11 ПП РФ №808 от 08.08.2012. Новая единая теплоснабжающая организация начинает выполнять функции единой теплоснабжающей организации с даты принятия решения о присвоении ей такого статуса.

10.1.2. Критерии определения ЕТО

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1. 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;
2. размер собственного капитала;
3. способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

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

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

## 10.1.3. Обязанности ЕТО

Обязанности ЕТО установлены 1111 РФ от 08.08.2012 № 808. В соответствии с п. 12 данного постановления ЕТО обязана:

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

## 10.1.4. Внесение изменений в зоны деятельности ЕТО

Установленные границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 ПП РФ от 08.08.2012 № 808 могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
  - технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.
- Таким образом, возможны следующие варианты изменения границ зон деятельности ЕТО:
- расширение зоны деятельности при подключении новых потребителей, источников тепловой энергии или тепловых сетей, находящихся вне границ утвержденной в схеме теплоснабжения зоны деятельности ЕТО;
  - расширение зоны деятельности при объединении нескольких систем теплоснабжения (нескольких зон действия теплоисточников, не связанных между собой на момент утверждения границ зон деятельности ЕТО);
  - сокращение или ликвидация зоны деятельности при отключении потребителей, источников тепловой энергии или тепловых сетей, находящихся в границах утвержденной в схеме теплоснабжения зоны деятельности ЕТО (в том числе при технологическом объединении/разделении систем теплоснабжения);
  - образование новой зоны деятельности ЕТО при технологическом объединении/разделении систем теплоснабжения;
  - образование новой зоны деятельности ЕТО при вводе в эксплуатацию новых источников тепловой энергии;
  - утрата статуса ЕТО по основаниям, приведенным в правилах организации теплоснабжения.

В соответствии с указанными пунктами постановлений Правительства РФ в утвержденной схеме теплоснабжения Озерского городского округа были разработаны:

- реестр зон действия всех существующих (на базовый период разработки схемы теплоснабжения) изолированных (технологически не связанных) систем теплоснабжения, действующих в административных границах Озерского городского округа;
- реестр зон действия перспективных изолированных систем теплоснабжения, образованных на базе действующих и перспективных (предлагаемых к строительству) источников тепловой энергии;
- реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций, определенных в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения Озерского городского округа.

## 1.1.5. Утвержденные решения о присвоении статуса ЕТО

## 10.1.5.1. Определение ЕТО в зоне № 01 и № 03

Функции ЕТО в системе теплоснабжения СЦТ-1 выполняет АО «РИР».

АО «РИР» является единой теплоснабжающей организацией в границах зон СЦТ-1 (г. Озерск) и СЦТ-3 (пос. Новогорный). В рамках настоящей схемы теплоснабжения предлагается рассмотреть вариант их объединения с созданием одной общей зоны теплоснабжения СЦТ-1 включающей в себя г. Озерск и пос. Новогорный с последующим установлением тарифов на тепловую энергию для АО «РИР» в соответствии с подпунктом «г» пункта 23 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», с дифференциацией по схеме подключения к магистральным тепловым сетям теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, эксплуатирующих тепловые сети, а именно: ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ в Озерском городском округе и ММУП ЖКХ пос. Новогорный в поселке Новогорный.

## 10.1.5.2. Определение ЕТО в зоне № 02

Функции ЕТО в системе теплоснабжения СЦТ-2 выполняет ММПКХ, пересмотр утвержденной ЕТО не предусматривается.

## 10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в зону обслуживания единой теплоснабжающей организации в соответствии с актуализированным на 2024 г. проектом Схемы теплоснабжения Озерского городского округа представлен в таблице ниже. Таблица 49 – Утвержденные единые теплоснабжающие организации (ЕТО) в системах теплоснабжения на территории городского округа

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии						
СЦТ-1	Аргаяшская ТЭЦ	АО «РИР»	источник	01	АО «РИР»	п. 11 Правил
		ФГУП «ПО «Маяк»	сети			
		ММПКХ	сети			
	Пиковая водогрейная котельная	ФГУП «ПО «Маяк»	источник, сети			
		ММПКХ	сети			
		ООО «Сервисный центр»	сети			
		Пускорезервная котельная	ФГУП «ПО «Маяк»			
Паровая котельная	ФГУП «ПО «Маяк»	источник, сети				
Блочная котельная Медгородка	ММПКХ	источник, сети				
СЦТ-3	Аргаяшская ТЭЦ	АО «РИР»	источник	03	АО «РИР»	п. 9 Правил
		ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	сети			
ЕТО на базе котельных						
СЦТ-2	Котельная пос. Метлино	ММПКХ	источник, сети	02	ММПКХ	п. 11 Правил

## 10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией

Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системах теплоснабжения на территории Озерского городского округа приведен в таблице ниже.

Таблица 50 – Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системах теплоснабжения на территории Озерского городского округа

№ 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 теплоснабжающей (теплосетевой) организации	Вид имущественного права	Ёмкость тепловых сетей, м³	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии											
СЦТ-1	Аргаяшская ТЭЦ	708,5	АО «РИР»	10 156 002	источник	собственность	=	нет	01	АО «РИР»	п. 11 Правил
			ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д*	сети	собственность	Н/Д	нет			
			ММПКХ	Н/Д	сети	аренда	31023,00	нет			
	Пиковая водогрейная котельная	100	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	собственность	Н/Д	нет			
			ММПКХ	Н/Д	сети	аренда	0,00	нет			
			ООО «Сервисный центр»	Н/Д	сети	собственность	Н/Д	нет			
			Пускорезервная котельная	90	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	аренда			
Паровая котельная	50,22	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	собственность	Н/Д	нет				
Блочная котельная Медгородка	22,4	ММПКХ	Н/Д	источник, сети	аренда	171,75	нет				

СЦТ-3	Аргаяшская ТЭЦ	708,5	АО «РИР»	10 156 002	источник	собственность	=	да	03	АО «РИР»	п. 9 Правил
			ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	Н/Д	сети	аренда	1806,35	нет			
ЕТО на базе котельных											
СЦТ-2	Котельная пос. Метлино	31,9	ММПКХ	Н/Д	источник, сети	аренда	321,00	нет	02	ММПКХ	п. 11 Правил

10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности.

В соответствии с пунктом 11 Правил организации теплоснабжения, в случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации в соответствующей зоне деятельности источника, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения Озерского городского округа, заявки на присвоение статуса ЕТО не поступало.

В силу п. 3, 4 Правил организации теплоснабжения, утв. Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, статус единой теплоснабжающей организации (ЕТО) присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации при утверждении схемы теплоснабжения. Для присвоения организации статуса ЕТО лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в орган местного самоуправления, уполномоченные на разработку схемы теплоснабжения, в течение 1 месяца со дня размещения в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также со дня размещения решения, о лишении какой-либо ЕТО статуса, заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны (зон) ее деятельности (п.5 Правил).

Сбор заявок на присвоение организации статуса ЕТО не осуществляется:

9. в случае размещения в установленном порядке вышеуказанными органами проекта актуализированной схемы теплоснабжения;

10. в случае изменения границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации, не влекущих за собой возникновение новой зоны (новых зон) деятельности единой теплоснабжающей организации.

Согласно п. 14 Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утв. Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 (в редакции 1111 РФ от 16.03.2019 г. № 276 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»):

14. При разработке проекта новой схемы теплоснабжения раздел 10 «Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)», предусмотренный подпунктом «к» пункта 4 требований к схемам теплоснабжения, содержащийся в схеме теплоснабжения (актуализированной схеме теплоснабжения), включается в указанный проект в неизменном виде, за исключением:

а) случаев, указанных в пункте 13 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;

б) случая возникновения новой зоны (новых зон) деятельности единой теплоснабжающей организации.

10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в городском округе

Указанные сведения представлены в таблице Таблица 49.

#### РАЗДЕЛ 11 «РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ»

На территории Озерского городского округа Аргаяшская ТЭЦ работает на единую сеть совместно с источниками теплоснабжения Пиковая водогрейная котельная, Пускорезервная котельная, Паровая котельная и Блочная котельная Медгородка. Пиковая водогрейная котельная включается в работу по заявке АО «РИР».

#### РАЗДЕЛ 12 «РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ»

Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей, предоставленный администрацией Озерского городского округа, приведен в таблице ниже.

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

Тепловые сети ММПКХ непосредственно соединены с бесхозяйными тепловыми сетями в Озерском городском округе. Таким образом, в качестве организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, предлагается определить ММПКХ.

Таблица 51 – Перечень бесхозяйных тепловых сетей

№ п/п	Наименование объекта	Адресное описание объекта	Технические характеристики трубопроводов				Примечание
			местонахождение	тепловые сети			
				котельная / камера	диаметр, мм	протяженность, м	
1	Сооружение (назначение: Теплосеть по переулку Энергетиков от ТК-6 нежилого здания № 37, корпус 1, по переулку Энергетиков до ТК-12 по ул. Центральная п. Метлино)	Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, п. Метлино, в 15 м на запад от ориентира - нежилого здания по ул. 8 Марта, д. 37	от ТК-6 нежилого здания № 37, корпус 1, по переулку Энергетиков до ТК-12 по ул. Центральная п. Метлино	Сведения отсутствуют	436 м	Сведения отсутствуют	11.09.2023 № Принят на учет как бесхозяйный объект недвижимости 74:13:1002004:1809-74/134/2023-1У
2	Сооружение (назначение: Участок теплосети от тепловой камеры ГК-9 до тепловой камеры ГК-11 (пос. Горки))	Российская Федерация, Челябинская обл., г. Озерск, в 43 м на юго-восток от ориентира - нежилое здание по ул. Красноармейская, д. 5а, корпус 3	от тепловой камеры ГК-9 до тепловой камеры ГК-11 (пос. Горки)	Сведения отсутствуют	49 м	Сведения отсутствуют	22.08.2023 № Принят на учет как бесхозяйный объект недвижимости 74:41:0102022:826-74/134/2023-1У
3	Сооружение (назначение: Теплосеть к ГСК-184 по ул. Монтажников, 62г, стр. 1 (до УУТ))	Российская Федерация, Челябинская обл., г. Озерск, в 1 м на северо-восток от ориентира-нежилое здание по ул. Монтажников, 62 г, стр. 1, ГСК-184	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	32 м	Сведения отсутствуют	22.08.2023 № Принят на учет как бесхозяйный объект недвижимости 74:41:0101020:1808-74/134/2023-1У
4	Транзитная теплосеть в подвале жилого дома по пр-кт Карла Маркса, 27	г. Озерск Челябинской области, проспект Карла Маркса, дом 27	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	30 м	Сведения отсутствуют	Направлены запросы для формирования начальной (максимальной) цены контракта для осуществления закупок с использованием конкурентных способов определения поставщиков (подрядчиков, исполнителей), цен контракта, заключаемого на аукционе. Затем будет подготовлено техническое задание, сформирована НМЦ для проведения закупки по выполнению кадастровых работ по формированию технического плана на данный объект.
5	Теплосеть от ТК-14 (ул. Бажова, 16) до зданий бывшей УАТ-2 (на дамбе) по ул. Челябинская 22, длина трассы 1,1 км	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	По информации, предоставленной ММПКХ, на данный объект отсутствует какая-либо документация. В связи с этим, предприятию необходимо провести кадастровые работы, с целью уточнения на месте характеристик сети, а также предрешить ее техническое состояние. Данные работы запланированы на весенне-летний период 2024 года, срок окончания работ и составления документации не позднее 01.07.2024.

#### 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 ГОРОДСКОГО ОКРУГА»

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

Газоснабжение Озерского городского округа осуществляется природным газом.

Развитие существующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источника тепловой энергии не требуется, источник тепловой энергии получает топливо в полном объеме.

13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

Проблемы организации газоснабжения источника тепловой энергии на территории Озерского городского округа не выявлены.

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

Предложения по корректировке утвержденной региональной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источника тепловой энергии и системы теплоснабжения, отсутствуют.

13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, 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. Размещение источников, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на территории Озерского городского округа, не намечается.

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. Размещение источников, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на территории Озерского городского округа, не намечается.

13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения городского округа) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.

В плане разработанной схеме водоснабжения и водоотведения Озерского городского округа предусматривается водозабор из действующих водозаборных узлов.

13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения городского округа для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.

Предложения по корректировке утвержденной схемы водоснабжения муниципального образования отсутствуют.

#### РАЗДЕЛ 14 «ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА»

Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность приведены в таблице Таблица 52.

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблице Таблица 53.

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии приведены в таблице Таблица 54.

Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей приведены в таблице Таблица 55.

Индикаторы, характеризующих реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения приведены в таблице Таблица 56.

Таблица 52 - Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Общая отапливаемая площадь	тыс.м <sup>2</sup>	2 387,0	2 393,2	2 396,5	2 399,8	2 403,0	2 406,3	2 409,6	2 412,8	2 416,1	2 419,4	2 422,7	2 425,9
2	Тепловая нагрузка всего, в том числе:	Гкал/ч	563,0	563,6	566,9	567,2	567,5	567,8	568,1	568,4	568,7	569,0	569,3	569,6
2.1	в жилищном фонде, в том числе:	Гкал/ч	218,9	219,5	219,8	220,1	220,3	220,6	220,9	221,2	221,5	221,8	222,1	222,4
2.2	для целей отопления и вентиляции	Гкал/ч	112,1	112,4	112,5	112,7	112,8	113,0	113,1	113,3	113,4	113,6	113,7	113,9
2.3	для целей горячего водоснабжения	Гкал/ч	106,8	107,1	107,2	107,4	107,5	107,7	107,8	108,0	108,1	108,3	108,4	108,6
2.4	в общественно-деловом фонде в том числе:	Гкал/ч	344,1	344,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1
2.5	для целей отопления и вентиляции	Гкал/ч	331,1	331,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1
2.6	для целей горячего водоснабжения	Гкал/ч	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
3	Расход тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс.Гкал	2 162,0	2 169,8	2 138,4	2 155,2	2 156,7	2 157,4	2 158,2	2 159,0	2 159,7	2 160,5	2 161,2	2 162,0
3.1	в жилищном фонде	тыс.Гкал	840,6	844,9	828,9	836,2	837,4	838,4	839,4	840,4	841,4	842,4	843,4	844,3
3.2	для целей отопления и вентиляции	тыс.Гкал	430,3	432,6	424,4	428,1	428,7	429,2	429,7	430,2	430,8	431,3	431,8	432,3
3.3	для целей горячего водоснабжения	тыс.Гкал	410,2	412,3	404,6	408,1	408,7	409,2	409,7	410,2	410,6	411,1	411,6	412,1
3.4	в общественно-деловом фонде в том числе:	тыс.Гкал	1 321,5	1 324,9	1 309,4	1 319,0	1 319,2	1 319,0	1 318,8	1 318,6	1 318,3	1 318,1	1 317,9	1 317,7
3.5	для целей отопления и вентиляции	тыс.Гкал	1 271,6	1 275,0	1 259,5	1 269,1	1 269,4	1 269,2	1 268,9	1 268,7	1 268,5	1 268,2	1 268,0	1 267,8
3.6	для целей горячего водоснабжения	тыс.Гкал	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9
4	Удельная тепловая нагрузка отапливаемой площади	Гкал/ч/м <sup>2</sup>	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23
5	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/м <sup>2</sup> /год	0,91	0,91	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
6	Градус-сутки отопительного периода	°С сут	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
7	Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление	Гкал/м <sup>2</sup> /(°С сут)	8,21	8,22	8,09	8,14	8,14	8,13	8,12	8,11	8,10	8,10	8,09	8,08
8	Удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде	Гкал/ч/м <sup>2</sup>	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
9	Удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде	Гкал/м <sup>2</sup> /(°С сут)	58,4	58,6	57,9	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3
10	Средняя плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч/га	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
11	Средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	Гкал/га	1 984,0	1 994,2	1 956,6	1 973,6	1 976,6	1 979,0	1 981,3	1 983,6	1 985,9	1 988,3	1 990,6	1 992,9
12	Средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя	Гкал/ч/чел.	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
13	Средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя	Гкал/чел/год	19,9	20,2	20,0	20,3	20,5	20,6	20,8	20,9	21,1	21,3	21,4	21,6

Таблица 53 - Индикаторы, характеризующие динамику функционирования Аргаяшской ТЭЦ

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Аргаяшская ТЭЦ</b>														
1	Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
2	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в том числе:	Гкал/ч	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9
2.1	базовая (турбоагрегатов)	Гкал/ч	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5
2.2	пиковая	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	555,5	556,1	559,4	559,7	560,0	560,3	560,6	560,9	561,2	561,5	561,8	562,1
5	Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	%	21,6	21,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,9	20,8	20,8	20,7	20,7	20,7
6	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе:	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
6.1	из отборов турбоагрегатов	тыс.Гкал	933,8	904,0	904,0	904,0	904,8	905,3	905,7	906,1	906,5	907,0	907,4	907,8
7	Доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии, отпущенной с коллекторов ТЭЦ	б/р	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
8	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
9	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, выработанную на базе теплового потребления	г/кВт-ч	161,2	161,816	162,03	161,8	162,2	162,0	162,3	162,2	162,5	162,4	162,6	162,5
10	Коэффициент полезного использования теплоты топлива на ТЭЦ	%	56,7	57,2	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3
11	Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	час/год	1 513,0	1 464,7	1 464,7	1 464,7	1 466,1	1 466,8	1 467,5	1 468,2	1 468,9	1 469,6	1 470,3	1 470,9
12	Число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ	час/год	1 687,1	1 633,2	1 633,2	1 633,2	1 634,7	1 635,5	1 636,3	1 637,1	1 637,8	1 638,6	1 639,4	1 640,2
13	Удельная установленная тепловая мощность ТЭЦ на одного жителя	МВт/тыс. чел.	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3
14	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	1/год	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс турбоагрегатов	час	73668	69751	66073	62405	58694	54959	51217	47510	43797	40076	36352	32630

Таблица 54 - Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	47,8	47,0	77,3	45,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	49,4	49,6	18,7	50,9	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	73,1	44,9	101,0	102,8	74,2	94,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	153,9	160,6	155,8	157,2	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	80,3	77,0	79,3	78,7	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	734,6	450,6	1 015,0	1 034,0	744,7	945,7	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел.	1,325	1,334	1,344	1,353	1,363	1,372	1,382	1,392	1,403	1,413	1,423	1,434	1,445	1,456	1,467	1,478
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	4,0	3,8	3,8	4,4	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	57,8	61,4	60,6	61,5	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	84,9	59,9	62,9	59,0	61,0	46,5	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	179,8	199,6	193,9	203,9	188,6	188,6	171,8	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	68,8	61,9	63,7	60,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1 406,4	1 071,7	1 126,8	1 051,2	1 056,8	805,0	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел.	0,887	0,893	0,900	0,906	0,912	0,919	0,926	0,932	0,939	0,946	0,953	0,960	0,967	0,975	0,982	0,990
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»</b>																		

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	78,9	76,4	77,0	77,1	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	7,8	9,6	9,0	8,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	264,3	251,0	289,7	265,7	232,8	265,7	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	159,2	160,9	167,1	163,5	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	77,7	76,9	74,0	75,7	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	2 653,6	2 520,2	2 908,6	2 666,8	2 337,3	2 667,7	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	1,325	1,334	1,344	1,353	1,363	1,372	1,382	1,392	1,403	1,413	1,423	1,434	1,445	1,456	1,467	1,478
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Блочная котельная Медгородка (ММПКХ)</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	16,3	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	25,1	20,9	26,5	26,4	19,0	26,4	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	90,6	91,4	95,4	96,2	96,6	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	934,7	1 182,2	1 176,5	847,9	847,9	1 179,0	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	0,297	0,299	0,301	0,303	0,305	0,307	0,310	0,312	0,314	0,316	0,319	0,321	0,324	0,326	0,329	0,331
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	н/д															
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	38,5	38,5	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	72,3	72,6	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	26,1	26,5	27,1	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	48,6	51,4	49,5	51,3	55,9	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1 071,9	1 138,1	1 289,8	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	0,510	0,514	0,430	0,433	0,436	0,439	0,442	0,445	0,449	0,452	0,455	0,459	0,462	0,466	0,469	0,473
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	н/д															
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 55 - Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ)</b>														
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	км	419,13	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1
1.1	магистральных	км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	распределительных	км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м <sup>2</sup>	111,06	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1
2.1	магистральных	тыс.м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	распределительных	тыс.м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.1	магистральных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	распределительных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м <sup>2</sup> /чел	1,45	1,47	1,48	1,49	1,51	1,52	1,53	1,55	1,56	1,57	1,59	1,60
5	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	532,66	533,23	533,52	533,82	534,12	534,42	534,71	535,01	535,31	535,61	535,90	536,20
6	Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	208,50	208,28	208,17	208,05	207,93	207,82	207,70	207,59	207,47	207,36	207,24	207,13

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.1	магистральных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	распределительных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.1	магистральных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.2	распределительных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	100,7	101,1	103,7	106,5	109,5	112,8	116,3	120,0	124,0	128,2	132,7	137,5
18	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн.кВт-ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>пос. Новогорный (ММУП ЖКХ)</b>														
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	км	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86
1.1	магистральных	км	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
1.2	распределительных	км	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м <sup>2</sup>	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11
2.1	магистральных	тыс.м <sup>2</sup>	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
2.2	распределительных	тыс.м <sup>2</sup>	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
3	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
3.1	магистральных	лет	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
3.2	распределительных	лет	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м <sup>2</sup> /чел	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
5	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	22,9	22,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9
6	Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	354,32	354,32	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.1	магистральных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	распределительных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.1	магистральных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.2	распределительных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
18	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн.кВт-ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>														
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	км	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42
1.1	магистральных	км	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
1.2	распределительных	км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м <sup>2</sup>	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9
2.1	магистральных	тыс.м <sup>2</sup>	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94
2.2	распределительных	тыс.м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.1	магистральных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	распределительных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м <sup>2</sup> /чел	0,76	0,77	0,77	0,78	0,79	0,79	0,80	0,81	0,81	0,82	0,83	0,84
5	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7
6	Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
7.1	магистральных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	распределительных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
9	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
10	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11.1	магистральных	ед./м/год	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11.2	распределительных	ед./м/год	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
12	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
13	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
14	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
15	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
16	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
17	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	100,7	101,1	103,7	106,5	109,5	112,8	116,3	120,0	124,0	128,2	132,7	137,5
18	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
19	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн.кВт-ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
20	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>														
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	км	23,40	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
1.1	магистральных	км	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
1.2	распределительных	км	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м <sup>2</sup>	3,06	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
2.1	магистральных	тыс.м <sup>2</sup>	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
2.2	распределительных	тыс.м <sup>2</sup>	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
3	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
3.1	магистральных	лет	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
3.2	распределительных	лет	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м <sup>2</sup> /чел	0,89	0,89	0,89	0,90	0,90	0,91	0,91	0,92	0,92	0,93	0,93	0,94
5	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
6	Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс.Гкал	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
7.1	магистральных	тыс.Гкал	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
7.2	распределительных	тыс.Гкал	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
8	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
9	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
10	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11.1	магистральных	ед./м/год	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11.2	распределительных	ед./м/год	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
12	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
13	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
14	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
15	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
16	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
17	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
18	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
19	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн.кВт-ч	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
20	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=

Таблица 56 – Индикаторы, характеризующих реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	млн.руб.	0,0	219,5	260,8	462,3	139,1	87,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Освоение инвестиций	млн.руб.	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
3.	В процентах от плана	%	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	млн.руб.	0,0	6,1	49,3	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	млн.руб.	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
6.	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	млн.руб.	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
7.	Всего накопленным итогом	млн.руб.	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
8.	Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме горячего водоснабжения	%	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
9.	Всего плановая потребность в инвестициях	млн.руб.	0,0	225,6	310,1	466,0	142,8	91,1	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
10.	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	млн.руб.	0,0	225,6	535,7	1 001,7	1 144,5	1 235,6	1 239,3	1 243,0	1 246,8	1 250,5	1 254,2	1 257,9
11.	Источники инвестиций		=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11.1.	Собственные средства	млн.руб.	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11.2.	Средства за счет присоединения потребителей	млн.руб.	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
11.3.	Средства бюджетов	млн.руб.	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
12.	Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.	Тариф на передачу тепловой энергии	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС)	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС)	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## РАЗДЕЛ 15 «ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ»

Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации выполнены с учетом реализации мероприятий настоящей схемы теплоснабжения. Результаты расчета представлены в таблицах ниже.

Таблица 57 – Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «РИР»

Показатели	Ед.изм.	Утверждено		Прогноз										
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9
Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	555,5	556,1	559,4	559,7	560,0	560,3	560,6	560,9	561,2	561,5	561,8	562,1	
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	1647,4	1594,8	1594,8	1594,8	1596,3	1597,1	1597,8	1598,6	1599,4	1600,1	1600,9	1601,6	
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	245 923	260 993	260 993	271 432	282 290	293 581	305 325	317 538	330 239	343 449	357 187	371 474	
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	37 425	62 195	64 683	67 270	69 961	72 759	75 670	78 697	81 844	85 118	88 523	92 064	
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0	796	828	861	896	932	969	1 008	1 048	1 090	1 134	1 179	
Арендная плата (земли)	тыс.руб.	1 838	1 967	2 046	2 128	2 213	2 302	2 394	2 489	2 589	2 692	2 800	2 912	
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 661	2 842	2 955	3 074	3 197	3 325	3 457	3 596	3 740	3 889	4 045	4 207	
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	26 811	28 454	29 592	30 776	32 007	33 287	34 619	36 003	37 443	38 941	40 499	42 119	
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	3 330	22 971	23 889	24 845	25 839	26 872	27 947	29 065	30 228	31 437	32 694	34 002	
Налог на прибыль	тыс.руб.	2 784	5 165	5 372	5 586	5 810	6 042	6 284	6 535	6 797	7 069	7 351	7 645	
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	990 790	1 089 144	1 132 710	1 178 018	1 225 139	1 274 144	1 325 110	1 378 115	1 433 239	1 490 569	1 550 191	1 612 199	
Расходы на топливо	тыс.руб.	968 978	1 062 276	1 104 767	1 148 958	1 194 916	1 242 713	1 292 421	1 344 118	1 397 883	1 453 798	1 511 950	1 572 428	
Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Расходы на холодную воду (за пользование водными объектами)	тыс.руб.	21 812	26 868	27 943	29 061	30 223	31 432	32 689	33 997	35 357	36 771	38 242	39 771	
<b>Нормативная прибыль</b>	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582	
расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
расходы на капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582	
<b>Расчетная предпринимательская прибыль</b>	тыс.руб.	15 097	17 245	17 934	18 652	19 398	20 174	20 981	21 820	22 693	23 600	24 544	25 526	
<b>Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов</b>	тыс.руб.	0	-26 704	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>итого необходимая валовая выручка</b>	тыс.руб.	1 300 371	1 423 532	1 497 806	1 557 718	1 620 027	1 684 828	1 752 221	1 822 310	1 895 202	1 971 010	2 049 851	2 131 845	
Тариф на тепловую энергию, среднегодовой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
АО «РИР» (г. Озерск и п. Татыш)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 195	1 283	1 335	1 388	1 444	1 501	1 562	1 624	1 689	1 757	1 827	1 900	
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 484	1 546	1 608	1 672	1 739	1 808	1 881	1 956	2 034	2 116	2 200	2 288	
АО «РИР» (пос. Новогорный)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 108	1 169	1 216	1 265	1 315	1 368	1 423	1 480	1 539	1 601	1 665	1 731	
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 286	1 541	1 603	1 667	1 734	1 803	1 875	1 950	2 028	2 110	2 194	2 282	

Таблица 58 – Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ММПКХ

Показатели	Ед. изм.	Утверждено		Прогноз										
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
<b>Котельная пос. Метлино</b>														
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии всего, в том числе:	тыс.Гкал	27,133	34,163	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975
С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
С коллекторов источника в тепловые сети	тыс.Гкал	27,133	34,163	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	
в паре	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
в горячей воде	тыс.Гкал	27,133	34,163	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	
Хозяйственные и собственные нужды тепловых сетей	тыс.Гкал	5,575	5,535	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	
Полезный отпуск тепловой энергии потребителям всего, в том числе:	тыс.Гкал	21,558	28,628	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	
население	тыс.Гкал	16,000	16,000	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	
бюджетные потребители	тыс.Гкал	3,000	3,000	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	
прочие потребители	тыс.Гкал	2,558	9,628	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	13 024,83	14 120,51	17 662,04	18 368,52	19 103,26	19 867,39	20 662,09	21 488,57	22 348,12	23 242,04	24 171,72	25 138,59	
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	4 108,28	3 967,68	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	39 023,34	44 774,47	74 664,94	77 651,54	80 757,60	83 987,90	87 347,42	90 841,32	94 474,97	98 253,97	102 184,13	106 271,49	
Прибыль	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Корректировка НВВ	тыс.руб.	-8 571,97	1 322,40	40 114,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс.руб.	47 584,48	64 185,06	137 666,08	101 244,71	105 085,51	109 079,95	113 234,16	117 554,54	122 047,73	126 720,66	131 580,50	136 634,73	

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2024 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2025 ГОД) УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Озерск, 2024	
<b>СОДЕРЖАНИЕ</b>	
1.	ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 10
1.1.	Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации 10
1.2.	Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО 13
1.3.	Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО 14
1.4.	Описание зон действия индивидуального теплоснабжения 15
1.5.	Изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО отдельно 15
2.	ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 16
2.1.	Источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии 16
2.1.1.	Описание технического состояния источника комбинированной выработки за - ретроспективный период 16
2.1.2.	Структура, описание состава и технических характеристик основного оборудования 16
2.1.3.	Описание установленной и располагаемой тепловой мощности основного оборудования источника комбинированной выработки, ограничений тепловой мощности и показателей располагаемой тепловой мощности нетто теплофикационной установки (далее - ТФУ) источника комбинированной выработки 20
2.1.4.	Описание эксплуатационных показателей основного оборудования источника комбинированной выработки, в том числе, год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового(индивидуального) ресурса основного оборудования источника комбинированной выработки, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса основного оборудования и мероприятия по продлению ресурса основного оборудования 21
2.1.5.	Теплофикационные агрегаты, не прошедшие конкурентный отбор мощности, источника комбинированной выработки, типов теплофикационных агрегатов и причин непрохождения конкурентного отбора мощности 23
2.1.6.	Описание схемы выдачи тепловой мощности, структура ТФУ источника комбинированной выработки и суммарная установленная тепловая мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов ТФУ 23
2.1.7.	Регулирование отпуска тепловой энергии от источника комбинированной выработки, включая цифровую и графическую информацию об изменении температуры теплоносителя на выходе из ТФУ и (или) пиковых водогрейных котлов (в случае их наличия) в зависимости от температуры наружного воздуха с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха 25
2.1.8.	Описание среднегодовой загрузки оборудования источника комбинированной выработки (значения коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности источника комбинированной выработки по годам ретроспективного периода) 29
2.1.9.	Описание способов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети от источника комбинированной выработки 29
2.1.10.	Описание статистики отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии (мощности), теплоносителя в тепловые сети 32
2.1.11.	Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки 32
2.1.12.	Предписания, выданные контрольно-надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию оборудования источника комбинированной выработки 34
2.1.13.	Описание проектного и установленного топливного режима источника комбинированной выработки 34
2.1.14.	Отнесение источника комбинированной выработки к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей (при наличии) 36
2.1.15.	Описание изменений в перечисленных характеристиках источника комбинированной выработки за ретроспективный период 36
2.1.16.	Описание эксплуатационных показателей функционирования источника комбинированной выработки для городского округа 36
2.2.	Котельные 37
2.4.1.	ФГУП «ПО «Маяк» 37
2.4.2.	ММПКХ 52
3.	ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ 61
3.1.	Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения 61
3.1.1.	Описание структуры тепловых сетей 61
3.1.2.	Описание структуры тепловых сетей ФГУП «ПО «Маяк» 63
3.1.3.	Описание структуры тепловых сетей ММПКХ 65
3.2.	Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме 65
3.3.	Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки 65
3.3.1.	Параметры тепловых сетей ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» 66
3.3.2.	Параметры тепловых сетей ММПКХ 67
3.3.3.	Параметры тепловых сетей ФГУП «ПО «Маяк» 69
3.4.	Описание типов и количества секционированной и регулирующей арматуры на тепловых сетях 69
3.5.	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов 70
3.6.	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности 70
3.7.	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 71
3.8.	Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей 71
3.9.	Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет 72
3.10.	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет 72
3.11.	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов 73
3.12.	Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловых потерях) тепловых сетей 73
3.13.	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя 79
3.14.	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года 79
3.15.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 81
3.16.	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям 81
3.17.	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя 82
3.18.	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи 82
3.19.	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций 83
3.20.	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления 83
3.21.	Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию 83
3.22.	Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) 88
4.	ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 88
4.1.	Зона действия источников централизованного теплоснабжения 88
5.	ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 92
5.1.	Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей энергии 92
5.2.	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии 92
5.3.	Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии 94
5.4.	Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом 94
5.5.	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 95
5.6.	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии 98
5.7.	Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения 98
6.	БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛООВОЙ НАГРУЗКИ 99
6.1.	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения 99
6.2.	Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии 103
6.3.	Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю 103
6.4.	Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения 105
6.5.	Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности 105
6.6.	Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения 105
7.	БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ 106
7.1.	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть 106
7.2.	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения 107
7.3.	Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения 109
8.	ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ 109
8.1.	Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии 109
8.1.1.	Описание видов и количества используемого основного топлива 109
8.1.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями 112
8.1.3.	Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки 112
8.2.	Котельные 112
8.2.1.	Описание видов и количества используемого основного топлива 112
8.2.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями 116
8.2.3.	Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки 116
8.3.	Описание видов 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 доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения 117
8.4.	Описание преобладающего в городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящегося в соответствующем городском округе 117
8.5.	Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа 118
8.6.	Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 118
9.	НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 119
9.1.	Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей 119
9.2.	Частота отключений потребителей 120
9.3.	Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений 120
9.4.	Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) 121
9.5.	Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного

энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	122
9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	122
9.7. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения	123
10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	124
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации, в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования	124
10.1.1 ФГУП «ПО «Маяк»	124
10.1.2 ММПКХ	127
10.1.3 ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	127
10.1.4 АО «РИР»	127
10.2. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций, для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения	129
11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	130
11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации, с учетом последних 3 лет	130
11.1.1 Информация, предоставляемая в соответствии с требованиями Приложения № 20 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Министерства Энергетики РФ от 05.03.2019 г. № 212	132
11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	132
11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	133
11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	135
11.5. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения	135
12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА	136
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	136
12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	136
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	138
12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	138
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	139
12.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа	139

#### ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации**

В административных границах Озерского городского округа (далее - Озерского ГО) деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляют три теплоснабжающие и две теплосетевые организации. Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций Озерского ГО представлен в таблице 1.

Описание существующего положения функциональной структуры теплоснабжения приведено по состоянию на 01.01.2024 г.

**Таблица 1 - Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения на территории Озерского ГО (по состоянию на 01.01.2024)**

№	Наименование предприятия	Наименование источника	Адрес	Вид деятельности
1	АО «РИР»	Аргаяшская ТЭЦ	456780, Челябинская область, пос. Новогорный, ул. Ленина, 1	Ресурсоснабжающая организация (выработка тепловой и электрической энергии)
2	ФГУП «ПО «Маяк»	Пиковая водогрейная котельная, паровая котельная, пускорезервная котельная	456784, г. Озерск, Челябинской области, пр. Ленина, д. 31	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)
3	ММПКХ	Блочная котельная Медгородка, котельная пос. Метлино	456780, Челябинская область, г. Озерск, ул. Матросова, 44	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)
4	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	-	456796, Челябинская область, город Озерск, пос. Новогорный, ул. Ленина, 7	Теплосетевая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
5	ООО «Сервисный центр»	-	456780, Челябинская обл, г. Озерск, ул. Музрукова, 43	Теплосетевая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей)

На территории городского округа расположено три системы теплоснабжения:

система теплоснабжения «Аргаяшская ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая котельная + Блочная котельная Медгородка»;

система теплоснабжения «Аргаяшская ТЭЦ – система теплоснабжения пос. Новогорный»;

система теплоснабжения котельной пос. Метлино. Котельная пос. Метлино изолирована от других систем теплоснабжения.

Аргаяшская ТЭЦ АО «РИР»

Наиболее мощный источник тепловой энергии на территории городского округа - Аргаяшская ТЭЦ, на 01.04.2024 г. принадлежит АО «Росатом Инфраструктурные решения» (далее - АО «РИР»). Аргаяшская ТЭЦ отпускает тепловую энергию с коллекторов как напрямую потребителям (пар на ФГУП «ПО «Маяк» и горячую воду ООО «Озерская трубная компания»), так через теплосетевые организации - ММПКХ, ФГУП «ПО «Маяк» и ММУП «ЖКХ пос. Новогорный».

ФГУП «ПО «Маяк»

ФГУП «ПО «Маяк» осуществляет свою деятельность в сфере теплоснабжения как теплоснабжающая и теплосетевая организация.

На балансе организации находятся магистральные тепловые сети от Аргаяшской ТЭЦ до НСС -1, 2, 2А, 3, 4, 5А, 6, 7, включая НСС, обеспечивающие тепловой энергией потребителей города Озерск и поселка Татыш и потребителей промышленной площадки ФГУП «ПО «Маяк». Также ФГУП «ПО «Маяк» обладает системой химводоочистки, поставляющей теплоноситель в систему теплоснабжения города Озерск и пос. Татыш.

Пиковая водогрейная котельная, находящаяся на балансе ФГУП «ПО «Маяк», включена в единую тепловую сеть с Аргаяшской ТЭЦ. Тепловая энергия, вырабатываемая котельной, покрывает пиковую тепловую нагрузку в системе теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ в г. Озерск Пиковая водогрейная котельная включается в работу по заявке АО «РИР».

Паровая котельная, принадлежащая ФГУП «ПО «Маяк», вырабатывает пар на деаэрацию подпитки теплоносителя в системе ХВО зоны АТЭЦ+ Пускорезервная котельная+Пиковая водогрейная котельная.

Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк» включена в единую тепловую сеть с Аргаяшской ТЭЦ.

ММПКХ

ММПКХ является теплоснабжающей организацией на территории г. Озерска, Медгородок г. Озерск и поселка Метлино. На балансе организации находятся магистральные и основная часть распределительных сетей г. Озерск, а также котельные и тепловые сети Медгородка и поселка Метлино.

Структурные схемы эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций представлены на рисунках ниже.

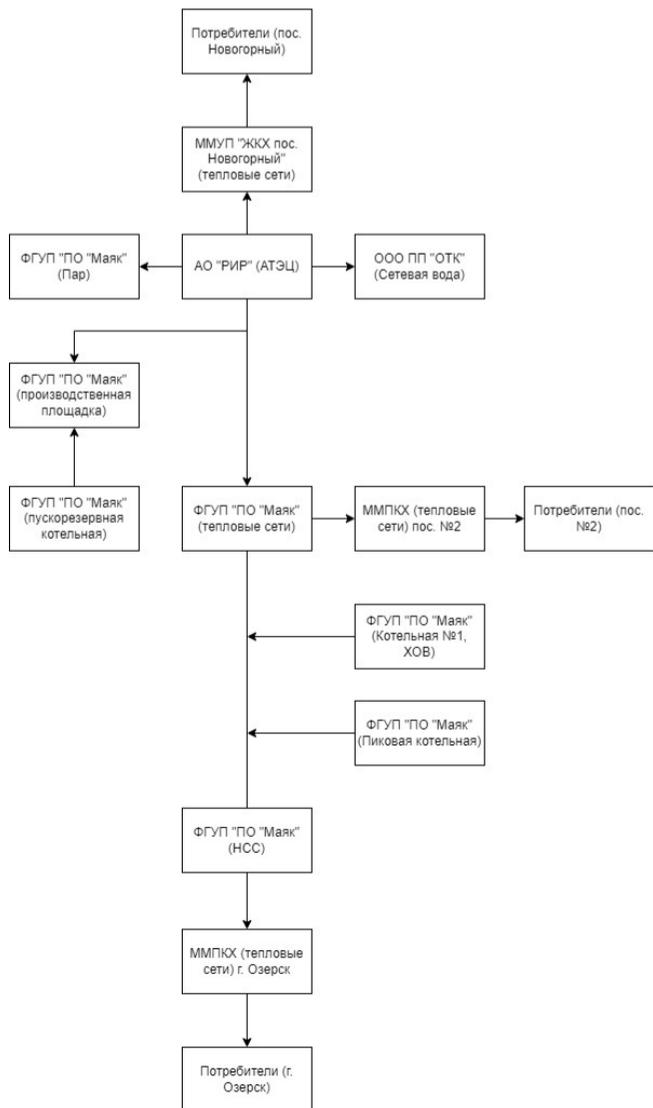


Рисунок 1 - Структурная схема зон эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций в системе «Аргаяшская ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая котельная»

ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» является теплосетевой компанией на территории поселка Новогорный. На балансе предприятия находятся магистральные и распределительные тепловые сети.

ООО «Сервисный центр»

На балансе ООО «Сервисный центр» находится участок тепловой сети Ду 400 от Коллекторной №3 до ТК-2. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии для АО «РИР».

По состоянию на 01.01.2024 г. единичными теплоснабжающими организациями являются:

АО «РИР» на территории города Озерск и поселка Татыш;

ММПКХ на территории поселка Метлино;

АО «РИР» на территории поселка Новогорный.



Рисунок 2 - Структурная схема зон эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций в системе теплоснабжения котельной поселка Метлино

#### Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО

По состоянию на 01.01.2024 г. в Озерском городском округе существует следующая структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями.

АО «РИР», являясь единой теплоснабжающей организацией, реализует выработанную тепловую энергию от Аргаяшской ТЭЦ, потребителям пос. Новогорный через тепловые сети ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» и непосредственно потребителю (ООО «Озерская трубная компания»).

АО «РИР», являясь единой теплоснабжающей организацией, реализует выработанную тепловую энергию от Аргаяшской ТЭЦ, приобретенную тепловую энергию от котельных ФГУП «ПО «Маяк», модульной котельной Медгородка, потребителям г. Озерска и поселка Татыш через тепловые сети ФГУП «ПО «Маяк», ММПКХ, ООО «Сервисный центр».

ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» оказывает АО «РИР» услуги по транспорту тепловой энергии от Аргаяшской ТЭЦ до потребителей пос. Новогорный.

ФГУП «ПО «Маяк» оказывает АО «РИР» услуги по транспорту тепловой энергии от Аргаяшской ТЭЦ до НСС-2, 2А, 3, 1, 4, 5, 6, 7, реализует химочищенную воду и тепловую энергию с паром на нагрев ХОВ для компенсации потерь теплоносителя с утечками и открытым разбором ГВС. Также ФГУП «ПО «Маяк» поставляет АО «РИР» тепловую энергию в горячей воде от пиковой котельной и пускорезервной котельной.

ММПКХ оказывает услуги АО «РИР» по транспорту тепловой энергии в г. Озерске и пос. Татыш, поставляет АО «РИР» тепловую энергию с коллектора модульной котельной Медгородка.

В п. Метлино ММПКХ поставляет тепловую энергию и горячую воду от собственной котельной потребителям поселка Метлино.

ООО «Сервисный центр» оказывает АО «РИР» услуги по транспорту тепловой энергии для потребителей, подключенных к тепловой сети ООО «Сервисный центр».

#### Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО

Существующие промышленные объекты, расположенные в границах Озерского г.о., преимущественно подключены к централизованным системам теплоснабжения и потребление тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и ГВС обеспечивается посредством тепловых сетей централизованного теплоснабжения.

Ряд промышленных предприятий для обеспечения тепловой энергией используют индивидуальные источники - автоматизированные газовые котельные.

Производственные цеха ФГУП «ПО «Маяк» снабжаются технологическим паром от Аргаяшской ТЭЦ.

Пар, выработанный в паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк», используется только в комплексе ХВО (деаэрации) с целью компенсации потерь теплоносителя в водяных сетях системы теплоснабжения «Аргаяшская ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая котельная».

Структурная схема зон эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций в системе теплоснабжения паровой котельной представлена на рисунке 3.

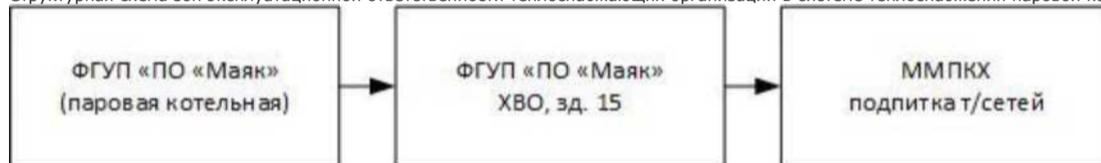


Рисунок 3 - Структурная схема зон эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций в системе теплоснабжения паровой котельной

#### Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

На территориях Озерского ГО, не охваченных зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники.

Индивидуальные источники теплоснабжения используются преимущественно в индивидуальных жилых домах на окраинах населенных пунктов городского округа.

#### Изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО отдельно

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения изменений в функциональной структуре теплоснабжения Озерского ГО не зафиксировано.

#### ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

##### Источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии

На территории Озерского ГО расположен один источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии - Аргаяшская ТЭЦ.

Аргаяшская ТЭЦ расположена в поселке Новогорный, является крупнейшим источником тепловой энергии на территории Озерского ГО, а также единственным источником электрической энергии.

##### Описание технического состояния источника комбинированной выработки за - ретроспективный период

На ТЭЦ функционирует 9 паровых энергетических котлов: три паровых котла ТП-170 смонтированы в 1954 году, и один котел в 1955 году, четыре паровых котла ПК-14 были смонтированы в 1956 и 1957 годах, последний котел ПК-14 установлен в 1967 году. Проектным решением при строительстве ТЭЦ основным видом топлива являлся уголь, после модернизации был произведен переход на природный газ двух котлов ТП-170 и четырех котлов ПК-14 в период с 1999 по 2008 г. Так же, на Аргаяшской ТЭЦ установлено 7 паровых турбин. Год ввода в эксплуатацию и технические характеристики оборудования ТЭЦ приведены в таблицах 2-3.

##### Структура, описание состава и технических характеристик основного оборудования

Паровые турбины Аргаяшской ТЭЦ:

№1, 2 Т-35-90-4 Брянского паровозостроительного завода с установленной мощностью 35 МВт;

№3 П-35-90/10-2 Ленинградского металлического завода с установленной мощностью 35 МВт;

№4 Т-60/65-8 ЗАО «Уральский турбинный завод» (ЗАО «УТЗ») с установленной мощностью 61 МВт;

№5 ТР-40-90/0,7-2 Ленинградского металлического завода с установленной мощностью 40 МВт;

№6 Р-20-90/18-2 завода-изготовителя НПО «Турбоатом» с установленной мощностью 20 МВт;

№7 ПТ-30-90/10-3 Уральского турбинного завода с установленной мощностью 30 МВт.

Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблице 2.

На Аргаяшской ТЭЦ установлено 4 паровых котла ТП-170 производства ТКЗ «Красный котельщик» и 5 паровых котлов ПК-14 производства Подольского завода «ЗиО». Барабанные котельные агрегаты типа ПК-14 и ТП-170 имеют производительность 230 т/час и 170 т/час соответственно, при давлении 100 ата и конечной температуре пара 510°C.

Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблице 3

Быстродействующие редуционно-охладительные установки (БРОУ) и редуционно-охладительные установки (РОУ) установлены в количестве трех агрегатов на главном паропроводе и одна растопочная РОУ на растопочном паропроводе котлов.

Технические характеристики редуционно-охладительной установки Аргаяшской ТЭЦ представлены в таблице 4.

Таблица 2 - Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2024 год

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч		Отопительных отборов	Промышленных отборов	Давление острого пара, кгс/см²	Температура острого пара, град. °С	Давление отборного пара, кгс/см²
					УТМ всего, Гкал/час	УТМ отборов					
Т-35-90-4	1	Брянский паровозостроительный завод	1954	35	73	73	0	90	500		1,2-2,5
Т-35-90-4	2	Брянский паровозостроительный завод	1954	35	73	73	0	90	500		1,2-2,5
П-35-90/10-2	3	Ленинградский металлический завод	1954	35	60	60	0	90	500		8-13/18-20
Т-60/65-8	4	ЗАО «Уральский турбинный завод» (ЗАО «УТЗ»)	2018	61	133	133	0	90	500		1,2-2,5/18-20
ТР-40-90/0,7-2	5	Ленинградский металлический завод	1956	40	95	95	0	90	500		1,2-2,5/18-20
Р-20-90/18-2	6	НПО «Турбоатом»	1996	20	155	0	155	90	500		18-20
ПТ-30-90/10-3	7	Уральский турбинный завод	1957	30	120	120	0	90	500		1,2-2,5/8-13
Итого:				256	708,5	553,5	155				

Таблица 3 - Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2024 год

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива		
				давление, кгс/см³	температура, °С	основное	резервное	растопочное
ТП-170, ТКЗ	1	1954	170	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ТП-170, ТКЗ	2	1954	170	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ТП-170, ТКЗ	3	1954	170	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ТП-170, ТКЗ	4	1955	170	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ПК-14, ЗиО	5	1956	230	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ПК-14, ЗиО	6	1956	230	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ПК-14, ЗиО	7	1957	230	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ПК-14, ЗиО	8	1957	230	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ПК-14, ЗиО	9	1967	230	100	510	уголь, природный газ	уголь	мазут
ИТОГО			1830					

Таблица 4 - Технические характеристики редуционно-охладительной установки (далее - РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2024 год

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ-2 100/13	150	1957
БРОУ-2- 100/20	120	1957
БРОУ-3- 100/20	120	1959

Описание установленной и располагаемой тепловой мощности основного оборудования источника комбинированной выработки, ограничений тепловой мощности и показателей располагаемой тепловой мощности нетто теплофикационной установки (далее - ТФУ) источника комбинированной выработки

Установленная тепловая мощность Аргаяшской ТЭЦ составляет 708,5 Гкал/ч. Установленная электрическая мощность 256 МВт (на 01.01.2024 г.).

Установленная и располагаемая тепловая Аргаяшской ТЭЦ за ретроспективный период приведена в таблице ниже.

Таблица 5 - Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, (ретроспективный период)

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2019	256	240,9	708,5	553,5
2020	256	240,8	708,5	553,5
2021	256	240,6	708,5	553,5
2022	256	240,6	708,5	553,5
2023	256	240,6	708,5	553,5

Ограничения тепловой мощности и показатели располагаемой тепловой мощности нетто теплофикационной установки Аргаяшской ТЭЦ за ретроспективный период приведены в таблице

Таблица 6.

**Таблица 6 - Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто**

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2019	708,5	0	708,5	0	708,5	0	708,5
2020	708,5	0	708,5	0	708,5	0	708,5
2021	708,5	0	708,5	0	708,5	0	708,5
2022	708,5	0	708,5	0	708,5	0	708,5
2023	708,5	0	708,5	0	708,5	0	708,5

Описание эксплуатационных показателей основного оборудования источника комбинированной выработки, в том числе, год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования источника комбинированной выработки, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса основного оборудования и мероприятия по продлению ресурса основного оборудования

Эксплуатационные показатели основного оборудования Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблицах 7 - 8.

**Таблица 7 - Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2024 году**

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Нарботка на конец года 2023, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, тыс. час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТП-170, ТКЗ	1954	250 000	437 599	1985	476,7	4	2030
2	ТП-170, ТКЗ	1954	250 000	373 284	1984	422,8	5	2029
3	ТП-170, ТКЗ	1954	250 000	411 538	1988	437,0	5	2028
4	ТП-170, ТКЗ	1955	250 000	326 322	1986	366,1	3	2029
5	ПК-14, ЗиО	1956	250 000	413 525	1986	443,9	5	2030
6	ПК-14, ЗиО	1956	250 000	430 471	1987	450,5	5	2027
7	ПК-14, ЗиО	1957	250 000	415 915	1987	423,3	6	2026
8	ПК-14, ЗиО	1957	250 000	380 937	1987	410,4	4	2028
9	ПК-14, ЗиО	1967	250 000	235 244	2022	282,1	1	2029

**Таблица 8 - Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2024 году**

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Нарботка на 01.01.24, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	T-35-90-4	1954	270 000	519747	1988	900	475	523,8	8	2030
2	T-35-90-4	1954	270 000	521207	1988	900	533	533,4	7	2025
3	П-35-90/10-2	1954	270 000	456286	1990	900	611	483,1	7	2027
4	T-60/65-8	2018	270 000	43766	2049	900	38	270	0	2049
5	ТР-40-90/0,7-2	1956	270 000	463811	1990	900	514	488	7	2028
6	P-20-90/18-2	1996	270 000	58629	2036	900	67	270	0	2036
7	ПТ-30-90/10-3	1957	270 000	491998	1991	900	456	500	6	2026

Теплофикационные агрегаты, не прошедшие конкурентный отбор мощности, источника комбинированной выработки, типов теплофикационных агрегатов и причин непрохождения конкурентного отбора мощности

Теплофикационные агрегаты, не прошедшие конкурентный отбор мощности на Аргаяшской ТЭЦ, отсутствуют.

Описание схемы выдачи тепловой мощности, структура ТФУ источника комбинированной выработки и суммарная установленная тепловая мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов ТФУ

На Аргаяшской ТЭЦ установлено четыре блока БПО, каждый блок содержит два вертикальных бойлера ПСВ-500-3-23, подключенных по пару к коллектору пара 1,2-2,5 ата и один пиковый бойлер вертикального типа ПСВ-500-14-23, подключенный к коллектору пара 8-13 ата. Сетевая вода подается на бойлера с помощью трех пар насосов 14Д6 и одной пары Д1250-125, работающих параллельно. В отопительный период три блока БПО находятся в работе, один блок в резерве.

Структура и состав теплофикационной установки Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблицах ниже.

**Таблица 9 - Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2024 году**

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
<b>Подогреватели сетевой воды</b>				
1	БПО-1	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
2	БПО-1	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
3	БПО-2	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
4	БПО-2	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
5	БПО-3	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
6	БПО-3	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
7	БПО-4	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1984
8	БПО-4	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1984
9	БЖП	ПСВ-315-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1982
10	БЖП	ПСВ-315-3-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
11	БПО-1	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
12	БПО-2	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
13	БПО-3	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1983
14	БПО-4	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1984
15	БЖП	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена трудового красного знамени завод энергетического машиностроения	1982
<b>Сетевые насосы</b>				
1	СНЖ-1	8НДВ	-	-
2	СНЖ-2	1Д-630А	-	-
3	СНЖ-3	1Д-630А	-	-
4	СНП-1А	14Д6	-	-
5	СНП-1Б	14Д6	-	-
6	СНП-2А	14Д6	-	-
7	СНП-2Б	14Д6	-	-
8	СНП-3А	14Д6	-	-
9	СНП-3Б	14Д6	-	-
10	СНП-4А	Д1250-125	-	-
11	СНП-4Б	Д1250-125	-	-

**Таблица 10 - Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2023 год**

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
<b>Основные бойлеры</b>		
ПСВ-500-3-23	60,0	1500,0
ПСВ-315-3-23	39,5	1130,0
ПСВ-315-3-23	39,5	1130,0
<b>Пиковые бойлеры</b>		
ПСВ-500-14-23	97,5	1500,0
ПСВ-500-14-23	67,8	1130,0

**Таблица 11 - Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2023 год**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Сетевой насос	8НДВ	630	90	250	1
Сетевой насос	1Д-630А	550	74	250	1
Сетевой насос	1Д-630А	550	74	250	1
Сетевой насос	14Д6	1250	125	630	1
Сетевой насос	14Д6	1250	125	630	1
Сетевой насос	14Д6	1250	125	630	1
Сетевой насос	14Д6	1250	125	630	1
Сетевой насос	14Д6	1250	125	630	1
Сетевой насос	14Д6	1250	125	630	1
Сетевой насос	14Д6	1250	125	630	1
Сетевой насос	Д1250-125	1250	125	500	1
Сетевой насос	Д1250-125	1250	125	500	1

Регулирование отпуска тепловой энергии от источника комбинированной выработки, включая цифровую и графическую информацию об изменении температуры теплоносителя на выходе из ТФУ и (или) пиковых водогрейных котлов (в случае их наличия) в зависимости от температуры наружного воздуха с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

На Аргаяшской ТЭЦ используется качественно-количественный способ отпуска тепловой энергии по температурному графику 170/70°С. Температура верхней срезки 130 °С, температура нижней срезки – 85°С. Температурные графики отпуска тепловой энергии на Аргаяшской ТЭЦ и от насосных станций ФГУП «ПО «Маяк» приведены на рисунках ниже.

### График регулирования отпуска тепла 170/70°С Со срезкой на Т. Макс=130°С\* от АТЭЦ АО РИР на 2024-2025г.г.

Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С		Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	T1	T2		T1	T2
+8	85	49	-14	130	56
+7	85	48	-15	130	55
+6	85	48	-16	130	54
+5	85	47	-17	130	54
+4	85	47	-18	130	53
+3	85	46	-19	130	53
+2	85	46	-20	130	52
+1	90	45	-21	130	52
+0	95	45	-22	130	51
-1	100	44	-23	130	51
-2	102	45	-24	130	50
-3	105	46	-25	130	50
-4	108	47	-26	130	49
-5	110	48	-27	130	49
-6	115	49	-28	130	48
-7	120	50	-29	130	48
-8	125	50	-30	130	47
-9	127	51	-31	130	47
-10	130	52	-32	130	46
-11	130	53	-33	130	46
-12	130	54	-34	130	45
-13	130	55	-35	130	45

\*При превышении температуры обратной сетевой воды, срезка температуры по прямой сетевой воде, диспетчером АО «РИР», может снижаться исходя из допустимых режимов работы теплофикационных установок ФГУП «ПО» Маяк» и АО «РИР».

При среднесуточной температуре наружного воздуха -10°С и ниже, в работу запускается котел на пиковой котельной.

Рисунок 4 – График регулирования отпуска тепла 170/70°С со срезкой Т.Макс=130°С\* от АТЭЦ АО «РИР»

**График регулирования отпуска тепла 150/70°C  
со срезкой T. Макс=106°C\* от НСС 2, НСС 2А, 3 на 2024-2025г.г.**

Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С		Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	T1	T2		T1	T2
+8	70	49	-14	106	56
+7	70	48	-15	106	55
+6	70	48	-16	106	54
+5	70	47	-17	106	54
+4	70	47	-18	106	53
+3	70	46	-19	106	53
+2	70	46	-20	106	52
+1	71	45	-21	106	52
+0	73	45	-22	106	51
-1	76	44	-23	106	51
-2	78	45	-24	106	50
-3	80	46	-25	106	50
-4	83	47	-26	106	49
-5	85	48	-27	106	49
-6	87	49	-28	106	48
-7	90	50	-29	106	48
-8	92	50	-30	106	47
-9	94	51	-31	106	47
-10	97	52	-32	106	46
-11	99	53	-33	106	46
-12	101	54	-34	106	45
-13	103	55	-35	106	45

\*Временная верхняя срезка температуры принята на период наладки системы теплоснабжения, перепады могут быть дополнительно скорректированы по причине высокой температуры обратной сетевой воды и по мере наладки, срезка может быть повышена до расчетных значений в 115 °С.

**Режимы работы НСС:**

НСС-2,2А \* в период с +8 до +2°C – 6,4/3,0 кгс/см<sup>2</sup>, \* в период от +2°C и ниже – 7,2/2,8 кгс/см<sup>2</sup>, в неотапительный период – 6,0/5,3 кгс/см<sup>2</sup>. НСС-3 в зимний период 6,0/1,6 кгс/см<sup>2</sup>, в летний период 4,2/3,0 кгс/см<sup>2</sup>.

**Рисунок 5** – График регулирования отпуска тепла 150/70°C со срезкой T.Макс=106°C\* от НСС 2, НСС 2А, 3

Параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов Аргаяшской ТЭЦ для пос. Новогорный приведены на рисунке ниже.

**Рисунок 6** – Температурный график и режимные карты для пос. Новогорный.

**Описание среднегодовой загрузки оборудования источника комбинированной выработки (значения коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности источника комбинированной выработки по годам ретроспективного периода)**

Значения коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности источника комбинированной выработки по годам ретроспективного периода приведены в таблице ниже.

Таблица 12 - Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Годы (Ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2019	28,4	46,8
2020	27,6	41,1
2021	27,3	43,6
2022	27,6	41,2
2023	29,1	40,9

**Описание способов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети от источника комбинированной выработки**

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на паропроводах и тепломагистралях. Узлы учета отпуска тепловой энергии по направлению к потребителю ФГУП «ПО «Маяк» установлены на трех паропроводах по ходу движения теплоносителя. Узлы учета по направлению поселка Новогорный установлены на тепломагистралях «Строитель» и «Энергетик», на прямом и обратном трубопроводе. В направлении

города Озерска установлены узлы учета тепловой энергии на четырех подающих трубопроводах Б-1, Б-2, Б-3 и Б-4, а также на трех обратных трубопроводах Ду- 500, Ду-600 и Ду-1000.

Перечень приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии приведен в таблицах ниже.  
Таблица 13 - Приборы учета отпуска тепла Аргаяшской ТЭЦ - ФГУП «ПО «Маяк» г. Озерск (пар)

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
Паропровод -1			
<b>Диафрагма</b>	<b>287</b>	<b>Паропровод Н-1, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16428</b>	<b>Паропровод Н-1, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ЕЖХ-530А</b>	<b>91КА16480</b>	<b>Паропровод Н-1, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТСП- 0193-02-250</b>	<b>001</b>	<b>Паропровод Н-1, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Вычислитель Тэкон- 19</b>	<b>2878</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
Паропровод - 2			
<b>Диафрагма</b>	<b>288</b>	<b>Паропровод Н-2, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16424</b>	<b>Паропровод Н-2, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ЕЖХ-530А</b>	<b>91КА16488</b>	<b>Паропровод Н-2, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТСП- 0193-02-250</b>	<b>002</b>	<b>Паропровод Н-2, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Вычислитель Тэкон- 19</b>	<b>2323</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
Паропровод - 3			
<b>Диафрагма</b>	<b>29</b>	<b>Паропровод Н-3, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16431</b>	<b>Паропровод Н-2, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ЕЖХ-530А</b>	<b>91КА16487</b>	<b>Паропровод Н-3, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТСП- 0193-02-250</b>	<b>003</b>	<b>Паропровод Н-3, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Вычислитель Тэкон- 19</b>	<b>6393</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>

Таблица 14 - Приборы учета отпуска тепла Аргаяшской ТЭЦ - ММУП ЖКХ п. Новогорный (технический учет)

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
<b>Тепломагистраль «Энергетик»</b>			
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>4685</b>	<b>Шкаф ТК-11, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Расходомер Взлет МР, исп. УРСВ-542Ц, 1-канал</b>	<b>1300059</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Расходомер Взлет МР, исп. УРСВ-542Ц, 2-канал</b>	<b>1300059</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ПД-Р</b>	<b>С190791</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ПД-Р</b>	<b>С190686</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр Взлет ТСП-500</b>	<b>908572/1</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр Взлет ТСП-500</b>	<b>908572/2</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Тепломагистраль «Строитель»</b>			
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>0695</b>	<b>Шкаф ТК-11/1, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>2111</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>2112</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления Метран-55</b>	<b>1036593</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления Метран-55</b>	<b>1036595</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр КТПТР-01</b>	<b>4300</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр КТПТР-01</b>	<b>4300А</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>

Таблица 15 - Приборы учета отпуска тепла Аргаяшской ТЭЦ - ММУП ЖКХ п. Новогорный (коммерческий учет)

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
<b>Тепломагистраль «Строитель»</b>			
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>9998</b>	<b>Шкаф ТК-12, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>3730</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>3729</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Датчик давления Карат СДВ-И</b>	<b>А600311</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Датчик давления Карат СДВ-И</b>	<b>А600312</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Термометр КТПТР-01</b>	<b>1682</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Термометр КТПТР-01</b>	<b>1682А</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Тепломагистраль «Энергетик»</b>			
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>0520</b>	<b>Шкаф ТК-12, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>3210</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>3211</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Датчик давления Карат СДВ-И</b>	<b>А600425</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Датчик давления Карат СДВ-И</b>	<b>А600426</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Термометр КТПТР-01</b>	<b>4872</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>
<b>Термометр КТПТР-01</b>	<b>4872А</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>19.09.2023</b>

Таблица 16 - Приборы учета отпуска тепла Аргаяшской ТЭЦ - ФГУП «ПО «Маяк» г. Озерск (горячая вода)

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
<b>Прямая вода Б-1</b>			
<b>Диафрагма</b>	<b>883</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16430</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16419</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ЕЖХ-530А</b>	<b>91КА16485</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТПТ-1-3</b>	<b>7832</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>2882</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Прямая вода Б-2</b>			
<b>Диафрагма</b>	<b>884</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16429</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16420</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ЕЖХ-530А</b>	<b>91КА16481</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр Метран-206</b>	<b>2153926</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>2876</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Прямая вода Б-3</b>			
<b>Диафрагма</b>	<b>881</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16426</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16423</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ЕЖХ-530А</b>	<b>91КА16486</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТПТ-1-3</b>	<b>7833</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>2879</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Прямая вода Б-4</b>			
<b>Диафрагма</b>	<b>11</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91КА16427</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик перепада ЕЖХ-110А</b>	<b>91L243468</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления ЕЖХ-530А</b>	<b>91КА16482</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТПТ-1-3</b>	<b>7836</b>	<b>Трубопровод прямой, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>2877</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Обратная вода Ду-500</b>			
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>2390</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>2003</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТПТ-1-3</b>	<b>7837</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления Метран-55</b>	<b>6180931</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Обратная вода Ду-600</b>			
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>2227</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>2002</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТПТ-1-3</b>	<b>7838</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления Метран-55</b>	<b>1036592</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Обратная вода Ду-1000</b>			
<b>Вычислитель Тэкон-19</b>	<b>2069</b>	<b>Шкаф измерений, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Расходомер US-800</b>	<b>2100</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Термометр ТПТ-1-3</b>	<b>7839</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>
<b>Датчик давления Метран-55</b>	<b>1036594</b>	<b>Трубопровод обратный, пломба</b>	<b>15.09.2022</b>

Описание статистики отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии (мощности), теплоносителя в тепловые сети

Прекращений в отпуске тепловой энергии (мощности) с коллекторов Аргаяшской ТЭЦ за последние 5 лет не наблюдалось.

Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки

Оборудование водоподготовительной установки Аргаяшской ТЭЦ оценивается как работоспособное.

Обессоливающая установка предназначена для восполнения потерь пара и конденсата в пароводяном цикле. Величина восполнения составляет в среднем 10% от общего количества питательной воды котлов.

Проектная производительность обессоливающей установки - 300 м³/час, фактическая - до 200 м³/час. Источником водоснабжения Аргаяшской ТЭЦ является озеро Улагач.

Обработка воды глубокого химического обессоливания производится по следующей схеме:

Насосами сырой воды НС-1-2-3/200-Д-60 - 3 шт., производительностью 72 м³/час, Н=89 м вод. ст., n=1470 об/мин, U=3 кВ, установленными в турбинном отделении котлотурбинного цеха (КТЦ), вода забирается из сбросных каналов и проходит через подогреватели сырой воды. Подогретая до 30-35°C вода подается на ХВО по 3-м магистральным трубопроводам.

В механических фильтрах происходит осветление воды путем освобождения ее от взвешенных веществ.

Осветленная вода поступает на органопоглощающие фильтры, где происходит очистка воды от органических соединений. Осветленная вода также может подаваться помимо органопоглощающих фильтров на I ступень Н-катионирования. На I ступени Н-катионирования происходит обмен катионов исходной воды, главным образом, кальция, магния и натрия на катион водорода, содержащийся в катионите. При этом все соли, содержащиеся в исходной воде, переводятся в соответствующие кислоты.

После Н-катионитовых фильтров I ступени вода направляется на анионитовые фильтры I ступени с целью обмена анионов сильных кислот: SO42-, Cl-, NO2-, NO3-, содержащихся в Н-катионированной воде.

После анионитовых фильтров I ступени вода направляется на декарбонизаторы, где освобождается от свободной углекислоты, образовавшейся в результате Н-катионирования, а затем сливается в баки декарбонизированной воды.

Из баков декарбонизированной воды насосами вода подается на Н-катионитовые фильтры II ступени, которые служат для поглощения катионов Ca2+, Mg2+, Na+, как проскочивших через Н-катионитовые фильтры I ступени, так и попавших в частично-обессоленную воду после обмена на слабоосновных анионитах.

После Н-катионитовых фильтров II ступени вода поступает на анионитовые фильтры II ступени, назначением которых является поглощение угольной и кремниевой кислот

из частично-обессоленной воды, что достигается фильтрованием воды через сильноосновной анионит.

После анионитовых фильтров II ступени вода поступает в бак 1000 м³, из которого насосами обессоленной воды подается в атмосферные деаэраторы №2 и №3 турбинного отделения КТЦ. Возможна подача обессоленной воды непосредственно в конденсаторы ТГ, а также дренажные баки №№ 2-4. Можно подать обессоленную воду в атмосферный деаэратор № 1.

Фактическое качество исходной воды ХВО соответствует проекту.

### Предписания, выданные контрольными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию оборудования источника комбинированной выработки

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии отсутствуют.

### Описание проектного и установленного топливного режима источника комбинированной выработки

На Аргаяшской ТЭЦ в качестве основного топлива используются бурый уголь марки ЗБШ и природный газ. В качестве резервного топлива используется мазут. Калорийность угля в зависимости от поставки колеблется от 2904 ккал/кг до 4150 ккал/кг, природного газа - от 7987 ккал/кг до 8002 ккал/кг. Калорийность мазута - 9590 ккал/кг. Аварийного топлива не предусмотрено.

Характеристики и расходы топлива, сжигаемые на Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблицах ниже.

Таблица 17 - Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Год	Уголь						
	Марка угля	Калорийность, ккал/кг	Зольность, %	Влажность, %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2019	Челябинский бурый уголь	-	-	-	0	0	51 305
	Майкубинский уголь	4 481	17	17	771 685	713 071	61 901
	Каражыра уголь	4 754	15	14	6 370	8 540	0
2020	Челябинский бурый уголь	-	-	-	0	0	51 305
	Майкубинский уголь	4 463	14	19	198 339	260 240	0
	Каражыра уголь	4 770	17	12	331 818	287 695	44 123
2021	Челябинский бурый уголь	3 459	30	13	0	36 305	15 000
	Майкубинский уголь	4 480	17	18	419 466	317 375	102091
	Каражыра уголь	4 568	17	15	4 550	48 673	0
2022	Челябинский бурый уголь	3 459	30	13	-	-	15 000
	Майкубинский уголь	4 323	18	17	264 742	327 513	39 320
2023	Челябинский бурый уголь	3 459	30	13	-	-	15 000
	Майкубинский уголь	4 413	18	17	220 541	195 913	63 948

Таблица 18 - Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год, ккал/м³	Приход, тыс.м³	Расход на производство, тыс.м³	Расход на сторону, тыс.м³
2019	8058	145 320	145 320	0
2020	8089	185 247	185 247	0
2021	8097	297 911	297 911	0
2022	8109	338 152	338 152	0
2023	8094	425 405	425 405	0

Таблица 19 - Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, ккал/кг	Влажность, средняя за год, %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2019	9 590	-	322	444,6	226
2020	9 590	-	516,2	528,2	214
2021	9 590	-	578,8	508,0	284,8
2022	9 578	-	257,5	301,3	241,0
2023	9 524	-	130,0	253,6	117,5

### Отнесение источника комбинированной выработки к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей (при наличии)

В соответствии с распоряжениями Правительства Российской Федерации №1330-р от 20.06.2019 г., №2689-р от 14.11.2019 г., №3700-р от 31.12.2020 г., турбоагрегаты Аргаяшской ТЭЦ не относятся к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

### Описание изменений в перечисленных характеристиках источника комбинированной выработки за ретроспективный период

С момента ранее утвержденной Схемы теплоснабжения, уточнены технические характеристики основного оборудования Аргаяшской ТЭЦ. Актуализированы установленные мощности источника.

### Описание эксплуатационных показателей функционирования источника комбинированной выработки для городского округа

Эксплуатационные показатели функционирования Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблице ниже.

Таблица 20 - Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	1049,93	921,43	977,23	924,82	917,42
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	130,29	121,49	123,52	121,30	121,79
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	48,26	46,20	46,18	47,26	47,16
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	919,64	799,94	853,71	803,52	795,64
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс.Гкал	1566,62	1512,38	1531,93	1589,29	1647,43
из производственных отборов	тыс.Гкал	287,72	199,33	313,49	265,41	227,83
из теплофикационных отборов	тыс.Гкал	837,41	668,86	648,38	696,45	705,96
из отборов противодавления	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
из конденсаторов	тыс.Гкал	122,50	250,30	209,19	176,74	161,69
из ПВК	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
из РОУ	тыс.Гкал	319,00	393,89	360,88	450,70	542,24
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1071,62	942,22	984,28	1040,05	1017,84
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс.Гкал	0,00	-45,80	20,10	57,22	49,68
с сетевой водой	тыс.Гкал	0,00	-16,20	5,20	27,09	42,71
с паром	тыс.Гкал	0,00	-29,60	14,90	30,13	6,97
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс.Гкал	2139,09	2035,61	2179,74	2091,66	2170,56
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс.Гкал	30,34	32,33	31,65	32,26	33,13
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов	ккал/кВт-ч	1,49	1,64	1,57	1,72	1,80
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	387,77	388,27	387,95	394,68	412,73
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ	%	71,82	57,41	62,79	60,52	56,68
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	345,16	375,76	355,06	361,30	383,71
с паром производственных отборов	кВт-ч/Гкал	1496,73	2108,46	1326,35	1549,97	1844,98
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	514,25	628,35	641,29	590,67	595,43
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу	млн кВт-ч	430,63	420,28	415,80	411,37	420,35
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	619,30	501,15	561,44	513,44	497,07
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	3,82	0,00	3,80	4,01	4,00
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	3,64	3,60	3,68	3,86	3,92
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	387,76	388,27	387,95	394,68	0,42
по теплофикационному циклу	г/кВт-ч	163,25		162,52	161,63	161,19
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	387,76		560,57	582,17	618,29
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,61	174,99	173,33	173,56	174,62
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс.тут	630,28	576,74	598,22	594,44	615,75

### Котельные

#### 2.4.1 ФГУП «ПО «Маяк»

#### Структура и технических характеристик основного оборудования

На балансе ФГУП «ПО Маяк» находятся три котельных:

- Пиковая водогрейная котельная;
- Паровая котельная;
- Пускорезервная котельная.

#### Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»

На пиковой водогрейной котельной установлено 2 водогрейных котла типа ПТВМ-50 производства Дорогобужского котельного завода. Котел ПТВМ-50 водотрубный, прямоточный с принудительной циркуляцией, башенной компоновки, имеет установленную мощность 50 Гкал/ч.

Топочная камера предназначена для сжигания природного газа и малосернистого мазута. Основным видом сжигаемого топлива является природный газ, резервным - мазут.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 21.

Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»

На производственно-отопительной паровой котельной установлено 4 паровых котла ТП-20 Таганрогского котельного завода (котел ст. №2 выведен из эксплуатации). Производительность каждого котла составляет 28 т/ч. Верхний барабан имеет внутренний диаметр 1394 мм, толщина стенок 28 мм, длина 5200 мм. Материал котлов №№ 1, 2, 3 сталь 10, котла №4 - сталь 3. Нижний барабан при той же длине имеет внутренний диаметр 770 мм, толщина стенки 20 мм. Кратность циркуляции котла ТП-20 равна 45-50, КПД составляет 92-93%.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 21.



Из баков - аккумуляторов подпиточными насосами (четыре насоса Д630-90) подается на подпитку теплосетей (восполнение потерь в сети и на горячее водоснабжение). Серная кислота для регенерации Н-катионитовых фильтров поставляется в склад с двумя емкостями (по 16 м³). Серная кислота в мерник V = 2 м³ подается из склада по трубопроводу 76 мм (давлением воздуха от компрессора, установленного в складе кислоты).

Расход серной кислоты - не более 600 тонн в год.

Принципиальная технологическая схема водоподготовительной установки представлена на рисунке ниже.

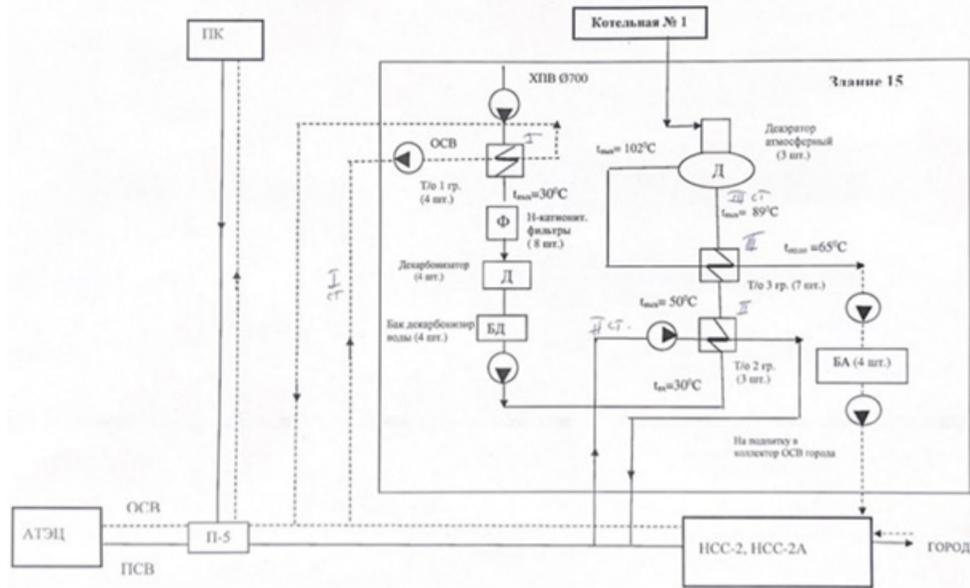


Рисунок 7 - Принципиальная схема подготовки и подачи химочищенной воды  
Перечень оборудования приведен в таблице 27.

Таблица 27 - Перечень оборудования технологической схемы подготовки воды

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Количество, шт.	Характеристика
1	Фильтр Н-катионитный	ФИПа1-3,4-0,6	8	D <sub>корпуса</sub> = 3400 мм
2	Декарбонизатор	Б 237 (с кольцами Рашига)	4	Q = 200 м³/ч O 2060 мм h <sub>рагр.</sub> = 3000 мм
3	Бак декарбонизированной воды	Горизонтальный цилиндрический	6	2 бака в работе V = 5000 м³ каждый, 4 бака в резерве (3 - V = 1000 м³, 1 - V = 1600 м³)
4	Насос горячей воды	К-290-301	4	Q = 290 м³/ч H = 30 м вод. ст.
5	Насос декарбонизированной воды	Д320-70	5	Q = 216-320 м³/ч H = 64-80 м вод. ст.
6	Насос хозяйственной воды	Д-500-65	3	Q = 560-630 м³/ч H = 58-46 м вод. ст.
7	Подпиточный насос	Д630-90	4	Q = 630 м³/ч H = 90 м вод. ст.

Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети

Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов котельных ФГУП «Маяк» приведены в таблицах ниже.

Таблица 28 - Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Пиковой водогрейной котельной ФГУП «ПО «Маяк»

№ п.п.	Номер вывода тепловой мощности (наименование теплопровода)	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепловой энергии, тыс. Гкал
<b>2023</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						
<b>2022</b>						
1	1	09.03.2022 05:18	09.03.2022 06:00	Отключение горелок №№9,11 на котле ПТВМ№ 5	Отопительный период	
<b>2021</b>						
2	1	24.11.2021 11:30	24.11.2021 12:00	отказ электроконтакта К-1 в шкафу «ШУКР»	Отопительный период	
3	1	25.03.2021 22:02	25.03.2021 22:36	отказ блока контроллера Б82 «ШУКР»	Отопительный период	
<b>2020</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						
<b>2019</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						

Таблица 29 - Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк»

№ п.п.	Номер вывода тепловой мощности (наименование теплопровода)	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепловой энергии, тыс. Гкал
<b>2023</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						
<b>2022</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						
<b>2021</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						
<b>2020</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						
<b>2019</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						

Таблица 30 - Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Пускорезервной котельной ФГУП «ПО «Маяк»

№ п.п.	Номер вывода тепловой мощности (наименование теплопровода)	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепловой энергии, тыс. Гкал
<b>2023</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						
<b>2022</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						
<b>2021</b>						
1	1	05.10.2021 09:30	05.10.2021 10:12	отказ датчика блока питания	Отопительный период	
<b>2020</b>						
2	1	19.02.2020 10:27	19.02.2020 12:45	отказ устройства регулирования газовой фазы	Отопительный период	
<b>2019</b>						
Отказов отпуска тепловой энергии не было						

Таблица 31 - Динамика теплоснабжения котельных ФГУП «Маяк» (изменение количества прекращений подачи тепловой энергии потребителям)

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед
2019	0	-	-
2020	1	2,3	-
2021	3	0,6	-
2022	1	0,7	-
2023	0	-	-

Сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ФГУП «ПО «Маяк» отсутствуют.

Проектный и установленный топливный режим котельных

На котельных ФГУП «ПО «Маяк» основным видом топлива является природный газ. Установленный топливный режим котельных ФГУП «Маяк» приведен в таблице ниже.

Таблица 32 - Установленный топливный режим котельных ФГУП «Маяк»

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2023 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т у.т. 2023 год
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	Природный газ	8116,83	11811,5
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	Природный газ	8092,95	11507,1
3	Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	Природный газ	8091,57	34837,1
	Всего природный газ		8096,97	58155,7
	Итого			58155,7

Сведения о резервном топливе котельных

На Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк» в качестве резервного топлива используется мазут. На остальных котельных ФГУП «ПО «Маяк» резервное топливо не предусмотрено.

Описание изменений в перечисленных характеристиках котельных в ретроспективном периоде

С момента ранее утвержденной Схемы теплоснабжения, уточнены технические характеристики основного оборудования котельных ФГУП «ПО «Маяк». Актуализированы установленные мощности котельных.

Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных в городском округе

Динамика изменения эксплуатационных показателей функционирования котельных ФГУП «Маяк» приведены в таблице ниже.

Таблица 33 - Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных ФГУП «Маяк»

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Котельные ФГУП «ПО «Маяк»						

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	37	38	39	40	41
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	158	161	163	163	153
Собственные нужды	%	2	4	3	3	3
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	162	167	168	168	158
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	н/д	13,3	11,6	11,4	12,7
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	н/д	0,38	0,31	0,31	0,36
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	31,9	27,2	34,4	32,4	27,9
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	66,7	66,7	66,7	66,7	66,7
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0,0	1,0	3,0	1,0	0,0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	2,3	0,4	0,7	-
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс.Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		мазут				
Расход резервного топлива	т.у.т.	0	0	0	0	0
<b>Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	16	17	18	19	20
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	153	160	155	156	159
Собственные нужды	%	0	0	1	1	0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	154	161	156	157	159
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	0,00	1,49	1,50	1,50	1,50
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	14,44	8,86	19,95	20,32	14,64
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	2	1	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0,53	0,7	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс.Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		-				
Расход резервного топлива	т.у.т.	0	0	0	0	0
<b>Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	68	69	70	71	72
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	162	167	162	171	163
Собственные нужды	%	10	17	17	16	14
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	180	200	194	204	189
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	н/д	19,96	21,02	22,05	20,02
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	н/д	2,26	2,22	2,24	2,15
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	27,64	21,06	22,15	20,66	20,77
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс.Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		мазут				
Расход резервного топлива	т.у.т.	0	0	0	0	0
<b>Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	18	19	20	21	22
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	159	160	166	163	149
Собственные нужды	%	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	159	161	167	163	150
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	н/д	13,77	13,07	12,80	14,32
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	52,15	49,53	57,16	52,41	45,94
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Общая частота прекращения теплоснабжения от котельных	1/год	0	1	1	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	2,3	0,7	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс.Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		-				
Расход резервного топлива	т.у.т.	0	0	0	0	0

#### 2.4.2.1 Структура и технических характеристик основного оборудования

На балансе ММПКХ находятся две котельных:

- Блочная котельная Медгородка;
- Котельная пос. Метлино.

##### Блочная котельная Медгородка

В котельной установлено четыре водогрейных котла УТ-6500 тепловой мощностью 5,59 Гкал/ч каждый. Установленная тепловая мощность котельной составляет 22,36 Гкал/ч.

Котельная пос. Метлино

В котельной установлено три паровых котла ДЕ-16-14гм и один паровой котел ДЕ-10-14гм. Установленная мощность котельной составляет 31,98 Гкал/ч.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице. Таблица 34 - Состав и технические характеристики котельных ММПКХ

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо – природный газ										
1	Блочная котельная Медгородка	УТ-6500	1	2000	5,59	22,36	-	-	156,0	-
		УТ-6500	1	2000	5,59		-	-		-
		УТ-6500	1	2000	5,59		-	-		-
		УТ-6500	1	2000	5,59		-	-		-
2	Котельная пос. Метлино	ДЕ-16-14гм	1	1969	10,07	31,98	-	-	162,0	-
		ДЕ-16-14гм	1	1988	10,07		-	-		-
		ДЕ-16-14гм	1	1988	10,07		-	-		-
		ДЕ-10-14гм	1	1969	6,6		-	-		-

#### параметры установленной тепловой мощности, ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельных

Параметры установленной тепловой мощности, ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельных ММПКХ приведены в таблице ниже.

Таблица 35 - Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных ММПКХ по состоянию на 01.01.2024, Гкал/ч

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
1	Блочная котельная Медгородка	22,4	0	22,4	0,52	21,88
2	Котельная пос. Метлино	31,98	0	31,98	0,73	31,25
ИТОГО		54,38	0	54,38	1,25	53,13

#### Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельных

Параметры тепловой мощности нетто котельных приведены в таблице 22.

Объемы потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды приведены в таблице ниже.

Таблица 36 - Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным ММПКХ по состоянию на 01.01.2024

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	Блочная котельная Медгородка	18993	0	18993	Природный газ	3514
2	Котельная пос. Метлино	37975	11524	26451	Природный газ	2489
ИТОГО		56968	11524	45444		6003

#### Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельных

Информация о сроках ввода в эксплуатацию и сроках службы котлоагрегатов котельных ММПКХ приведены в таблице 21.

#### Способы регулирования отпуска тепловой энергии от котельных

##### Блочная котельная Медгородка

Модульная котельная Медгородка работает по температурному графику 105/70°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки - 70°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

##### Котельная пос. Метлино

Котельная поселка Метлино работает по температурному графику 100/65°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки - 65°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

#### Описание схемы выдачи тепловой мощности котельных

##### Блочная котельная Медгородка

Котельная работает по двухконтурной системе, теплоноситель, подогретый в котлах, проходит через теплообменные аппараты. Сетевая вода с помощью сетевых насосов СЭН подается в теплообменные аппараты и далее поступает в тепловую сеть.

##### Котельная пос. Метлино

Обратная сетевая вода с поселка Метлино проходит через сетевые насосы, после попадает на блок нагрева ПП1-53-7-IV, далее поступает в подогреватель 14-273x4000-Р и затем в подающий трубопровод сетевой воды.

#### Среднегодовая загрузка оборудования котельных

Среднегодовая загрузка оборудования котельных ММПКХ приведена в таблице ниже.

Таблица 37 - Среднегодовая загрузка оборудования ММПКХ, за 2023 год

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2023 год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	Блочная котельная Медгородка	22,4	18993	847,9
2	Котельная пос. Метлино	31,98	37975	1187,5
ИТОГО		54,4	56968,0	2035,4

#### Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети

##### Котельная пос. Метлино

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, не ведется. Расчет отпущенной тепловой энергии ведется по нормативам потребления коммунальных услуг и по тепловым счетчикам, установленным на вводах потребителей. Тепловые потери в тепловых сетях определяются расчетным методом согласно требованиям "Инструкции об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии", утвержденной приказом Минэнерго России №325 от 30.12.2008 г. Учет расхода холодной воды на подпитку ведется посредством крыльчатого счетчика.

##### Блочная котельная Медгородка

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью теплового счетчика ВКТ-0,7, установленного на тепловом выводе котельной.

#### Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Информация по водоподготовительным установкам котельных ММПКХ отсутствует.

Статистика отказов и восстановлений отпусков тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети

Информация о статистике отказов и восстановлений отпусков тепловой энергии с коллекторов котельных ММПКХ отсутствует.

Сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ММПКХ отсутствуют.

#### Проектный и установленный топливный режим котельных

На котельных ММПКХ основным видом топлива является природный газ. Установленный топливный режим котельных ММПКХ приведен в таблице ниже.

Таблица 38 - Установленный топливный режим котельных ММПКХ

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2023 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т у.т. 2023 год
1	Блочная котельная Медгородка	Природный газ	7902	3514,0
2	Котельная пос. Метлино	Природный газ	7883	2489,2
		Всего природный газ	7894	6003,2
Итого				6003,2

#### Сведения о резервном топливе котельных

На котельных ММПКХ резервное топливо не предусмотрено.

#### Описание изменений в перечисленных характеристиках котельных в ретроспективном периоде

С момента ранее утвержденной Схемы теплоснабжения, уточнены технические характеристики основного оборудования котельных ММПКХ. Актуализированы установленные мощности котельных.

#### Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных в городском округе

Динамика изменения эксплуатационных показателей функционирования котельных ММПКХ приведены в таблице ниже.

Таблица 39 - Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных ММПКХ

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Котельные ММПКХ</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	32	33	34	35	36
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	153	151	149	148	149
Собственные нужды	%	24	24	24	22	20
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	201	199	195	189	187
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Кэффициент использования установленной тепловой мощности	%	24,2	22,5	25,4	24,4	20,6
Доля котельных оборудованных приборами учета отпусков тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Доля котельных оборудованных приборами учета отпусков тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	50	50	50	50	50
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0
Общая частота прекращения теплоснабжения от котельных	1/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс.Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		нет				
Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-
<b>Блочная котельная Медгородка</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	19	20	21	22	23
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	140	138	133	132	131
Собственные нужды	%	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	140	138	133	132	131
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м <sup>3</sup> /Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	22,03	18,37	23,24	23,12	16,66
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс.Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		нет				
Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-
<b>Котельная пос. Метлино</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	40	41	42	43	44
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	162	158	158	158	158
Собственные нужды	%	38	36	38	36	30
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	260	246	255	246	227
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м <sup>3</sup> /Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	25,79	25,36	26,93	25,35	23,34
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс.Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		нет				
Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-

#### ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ

**Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения**

В границах Озерского городского округа расположены три изолированные друг от друга системы теплоснабжения. Тепловые сети от Аргаяшской ТЭЦ в поселке Новогорный эксплуатируются ММУП «ЖКХ пос. Новогорный». Тепловые сети в поселке Метлино эксплуатируются ММПКХ. Магистральные тепловые сети от Аргаяшской ТЭЦ до насосно-смесительных станций г. Озерск эксплуатируются ФГУП «ПО «Маяк». ММПКХ эксплуатирует тепловые сети в г. Озерск, так же в г. Озерск эксплуатируют сети ООО «Сервисный центр».

В границах Озерского городского округа преобладает подземный тип прокладки в непроходных каналах, также присутствует бесканальная и надземная прокладка. Преобладающий изоляционный материал трубопроводов - мин. вата.

#### Описание структуры тепловых сетей

Тепловые сети от Аргаяшской ТЭЦ в поселке Новогорный эксплуатируются ММУП ЖКХ п. Новогорный.

Тепловые сети системы теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ включают в себя магистрали:

Тепломагистраль снабжающая микрорайон «Энергетик», диаметром 500 мм;

Тепломагистраль снабжающие микрорайон «Строитель», диаметром 350 мм,

400 мм;

Тепломагистраль в направлении коллекторной ФГУП «ПО «Маяк», диаметром 1000 мм, 600 мм. Магистрали от коллекторной:

Тепломагистраль на промплощадку ФГУП «ПО «Маяк»;

Тепломагистраль на поселок №2, диаметром 500 мм;

Тепломагистраль на г. Озерск, диаметром 10000, 600, 500 мм на НСС-2, НСС-2а. Магистрали по г. Озерску от НСС-2:

Тепломагистраль «Ленина», диаметром 400 мм;

Тепломагистраль «Победа», диаметром 400 мм;

Тепломагистраль «Космонавтов», диаметром 500 мм;

Тепломагистраль «ДОК-500», диаметром 500 мм.

Магистрали от НСС-2а:

Тепломагистраль «ДОК-800», диаметром 800 мм;

Тепломагистраль на коллекторную №3, диаметром 400 мм;

Тепломагистраль на П-6, диаметром 800 мм и далее на микрорайон №15.

Между НСС-2 и НСС-2а существует резервирование в виде двух трубопроводов: диаметром 900 мм, и диаметром 400 мм через П-6.

В летний период НСС-2 и НСС-2а отключаются, теплоноситель поступает через резервный трубопровод диаметром 400 мм на магистрали «Ленина», «Победа», «Космонавтов» и «ДОК-500», проходя через байпас на НСС-2. В летний период включается циркуляционный насос, расположенный в пиковой котельной, подключенный к обратному трубопроводу от НСС-2а диаметром 500 мм.

Магистрали «ДОК-500» и «ДОК-800» являются закольцованными, магистрали «Космонавтов», «Победа» и «Ленина» являются тупиковыми, но имеют закрытые аварийные перемычки.

Схема тепловых сетей в п. Новогорный - тупиковая, тепломагистраль района «Энергетик», и «Строитель» имеют закрытые аварийные перемычки.

Схема тепловых сетей в поселке Татыш - тупиковая.

Суммарная протяженность тепловых сетей от Аргаяшской ТЭЦ составляет 282,204 км в двухтрубном исчислении, в том числе: г. Озерск и п. Татыш – 257,772 км, п. Новогорный – 24,432 км. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм.

#### Описание структуры тепловых сетей ФГУП «ПО «Маяк»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельных ФГУП «ПО «Маяк» составляет 48,208 км в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 1000 мм.

Насосные станции эксплуатируемые ФГУП «ПО «Маяк» приведены таблице ниже.

Таблица 40 - Характеристика оборудования насосных станций ФГУП «ПО «Маяк»

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт.	Расход, м <sup>3</sup> /час	Давление на входе, ати	Давление на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
Насосная станция № НСС №2		Д-1250-125	4	-	3,6	6,2	параллельное	в работе 2 насоса
Насосная станция № НСС №2а		СЭ1250-140	4	-	4,1	6,7	параллельное	в работе 2 насоса
Насосная станция № НСС №3	промплощадка	Д630-90	3	-	5,0	2,6	параллельное	в работе 2 насоса
НСС №1	промплощадка	Д-1250-125	3	-	4,6	6,8	параллельное	в работе 1 насос
НСС № 4	промплощадка	Д200-90	2	-	3,1	5,0	параллельное	в работе 1 насос
НСС № 5А	промплощадка	Д630-90	4	-	2,0	5,0	параллельное	в работе 1 насос
НСС № 6	промплощадка	К80-50-200	3	-	3,0	5,0	параллельное	в работе 1 насос
НСС № 7	промплощадка	Д200-90а	3	-	2,4	6,0	параллельное	в работе 1 насос

#### Описание структуры тепловых сетей ММПКХ

##### Блочная котельная Медгородка

Блочная котельная Медгородка снабжает в отопительный период тепловой энергией здания КБ-71 и насосно-фильтровальную станцию. Между сетями Блочной котельной Медгородка и сетями от Аргаяшской ТЭЦ (отопительной пиковой водогрейной котельной) существует перемычка.

Сети Блочной котельной Медгородка закольцованы с тепловой сетью города.

Суммарная протяженность тепловых сетей от блочной котельной Медгородка составляет 4855 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм.

##### Котельная поселка Метлино

Котельная поселка Метлино располагается в пос. Метлино, и снабжает тепловой энергией жилой фонд, общественные здания и промышленные предприятия пос. Метлино.

Схема тепловых сетей Котельной пос. Метлино - тупиковая. Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной составляет 11 701 м в двухтрубном исчислении. Максимальный условный диаметр тепловой сети составляет 400 мм.

##### Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме

Схемы тепловых сетей разработаны в формате ZuluGIS.

**Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки**

**Тепловые сети Озерского городского округа начали прокладываться с 1948 года, магистраль г. Озерск, «Ленина» и магистраль на поселок №2 введены в эксплуатацию в 1948 и 1949 годах соответственно.**

**Основная часть участков тепловых сетей г. Озерска введена в эксплуатацию с 60-х по 80-е. Магистраль 15 микрорайона введена в эксплуатацию в 1995 году. Более 85% тепловых сетей изношены и нуждаются в реконструкции и перекладке. Основная часть тепловых сетей пос. Новогорный введены в эксплуатацию в 70-х годах. Год ввода в эксплуатацию магистральной сети пос. Метлино - 1988 год. Процент износа тепловых сетей составляет 68%.**

**Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет самокомпенсации (углы поворотов трассы) и П-образных компенсаторов.**

**Прокладка тепловых сетей осуществлена в непроходных каналах и в незначительном объеме - надземная. Вновь построенные внутриквартальные сети имеют канальную прокладку**

**В качестве антикоррозийного покрытия используется грунтовка ГФ-020 и краска с алюминиевой пудрой БТ-177, теплоизоляция - минвата, покрывной слой - рубероид, стеклоткань, асбоцементная штукатурка.**

**Гидроизоляция отсутствует.**

**Краткая характеристика грунтов**

**В геологическом строении района участвуют коренные породы, представленные метаморфическими и интрузивными осадочными породами палеозоя, в большинстве случаев перекрытыми с поверхности элювиально-делювиальными, аллювиальными и озерно-болотными образованиями.**

**Элювиально-делювиальные отложения выражены суглинками, супесями, разнозернистыми песками, часто с включением щебня, гравия и дресвы.**

**Грунтовые воды в пределах района залегают на различных глубинах: от 1-3 м до 1020 м и глубже. В пределах пойменных террас рек и заболоченных участках уровень грунтовых вод часто наблюдается на глубинах менее 2 м, а местами выходит на поверхность.**

**Параметры тепловых сетей ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»**

**Характеристики тепловых сетей ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» приведены в таблицах 41 - 43.**

Таблица 41 – Общая характеристика тепловых сетей ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Магистральные</b>		
70	274	20,8
100	2318	250,3
150	166	26,4
200	416	91,1
250	785	214,3
300	3774	1226,6
500	1959	1036,3
Итого	9692,0	2865,8
<b>Распределительные</b>		
25	2317,2	74,2
40	3021	132,9
50	4989	284,4
70	4526	344,0
80	3267	290,8
100	4625	499,5
125	1032	129,0
135	357	48,2
150	4904,6	779,8
200	4164	911,9
250	3786	1033,6
300	2105	684,1
400	78	33,2
Итого	39171,8	5245,6

Таблица 42 – Способы прокладки тепловых сетей ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Магистральные</b>		
Надземная	4587,0	1469,1
Подземная	5105,0	1396,7
Всего	9692,0	2865,8
<b>Распределительные</b>		
Надземная	7460,0	649,5
Подземная	31711,8	4596,0
Всего	39171,8	5245,6

Таблица 43 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
До 1990	36778,8	4905,1
С 1991 по 1998	64,0	6,9
С 1999 по 2003	-	-
С 2004	2329,0	333,5
Всего	39171,8	5245,6

**Параметры тепловых сетей ММПКХ**

Характеристики тепловых сетей г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ) приведены в таблицах 44-45.

Таблица 44 – Общая характеристика тепловых сетей г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ)

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
25	1148	36,7
32	3964	150,6
40	21048,8	947,2
50	86011	4902,6
80	20237	1801,1
100	37859	4088,8
125	22102	2939,6
150	33870,4	5385,4
200	34718	7603,2
250	10277	2805,6
300	11317	3678,0
350	5827	2196,8
400	29182	12431,5
500	40983	21680,0
600	21589	13601,1
700	6110	4399,2
800	5605	4596,1
900	1047	963,2
1000	16524	16854,5
Итого	409419,2	111061,3

Таблица 45 – Способы прокладки тепловых сетей г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ)

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Надземная	190271,5	51614,1
Подземная	219147,7	59447,2
Всего	409419,2	111061,3

Характеристики тепловых сетей ММПКХ от блочной котельной Медгородка и котельной пос. Метлино приведены в таблицах 46-47.

Таблица 46 – Общая характеристика тепловых сетей от блочной котельной Медгородка и котельной пос. Метлино

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Блочная котельная Медгородка</b>		
32	262	10,0
40	332	14,9
50	1024	58,4
70	758	57,6
80	808	71,9
100	1054	113,8
125	1490	198,2
150	176	28,0
200	1652	361,8
250	728	198,7
300	542	176,2
350	640	241,3
400	244	103,9
Итого	9710	1635
<b>Котельная пос. Метлино</b>		
25	882	28,2
32	918	34,9
40	299	13,5
50	3314	188,9
70	1689	128,4
80	677	60,3
100	5643	609,4
125	180	23,9
150	5072	806,4
200	3140	687,7
250	1091	297,8
300	318	103,4
400	179	76,3
Итого	23402	3059

Таблица 47 – Способы прокладки тепловых сетей ММПКХ от блочной котельной Медгородка и котельной пос. Метлино

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Блочная котельная Медгородка</b>		
Надземная	1476,3	248,5
Подземная	8233,7	1386,1

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Всего	9710,0	1634,7
Котельная пос. Метлино		
Надземная	1800,9	235,4
Подземная	21601,1	2823,6
Всего	23402,0	3059,0

**Параметры тепловых сетей ФГУП «ПО «Маяк»**

Характеристики тепловых сетей ММПКХ от блочной котельной Медгородка и котельной пос. Метлино приведены в таблице ниже.

Таблица 48 – Общая характеристика тепловых сетей ФГУП «ПО «Маяк»

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Магистральные		
500	4150	2195,4
400	4150	1767,9
600; 1000	4130	2601,9
200; 500; 600; 700	4130	904,5
400	3700	1576,2
400	3700	1576,2
1000	5800	5916,0
500;600	5800	3068,2
200	155	33,9
200	155	33,9
600;1000	7558	4761,5
500; 1000	7558	3998,2
500	1765	933,7
350;400;500	1765	665,4
800	14000	11480,0
800	14000	11480,0
Итого	82516,0	52992,9
Паропроводы		
200;400	4150	908,9
400	4130	1759,4
400	3700	1576,2
200	155	33,9
350	1765	665,4
Итого	13900,0	4943,8

**Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

На тепловых сетях Озерского городского округа установлена запорная арматура Ду 25-1000 мм. Запорная арматура установлена в тепловых камерах, павильонах и на отводах к строениям. В Озерском г.о. между магистралями установлены разделительные секционирующие задвижки для установления необходимого гидравлического режима. В г. Озерск установлено 6990 единиц запорной и секционирующей арматуры. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

**Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов**

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловых камерах установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных приямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. В перекрытии оборудовано один, два или четыре люка.

**Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.**

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки с ограждениями и лестницами.

**Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Аргаяшская ТЭЦ имеет количественно-качественный способ отпуска тепловой энергии. Температурный график для потребителей пос. Новогорный – 105/70°С и представлен на рисунке 6. Температурный график Аргаяшской ТЭЦ на г. Озерск – 170/70°С с верхней срезкой -130°С и нижней 85°С. Температурный график от насосных станций ФГУП «ПО «Маяк» – 150/70°С с верхней срезкой -106°С.

Температурные графики сетевой воды для Аргаяшской ТЭЦ на г. Озерск и от насосных станций ФГУП «ПО «Маяк» представлены на рисунках 4-5.

Модульная котельная Медгородка работает по температурному графику 105/70°С. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки - 70°С, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения. Выбор температурного графика обусловлен требованиями к максимальной температуре теплоносителя во внутренних системах отопления.

**Котельная поселка Метлино работает по температурному графику 100/65°С. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный**

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

по температуре воды, поступающей в тепловую сеть ± 3%;

по давлению в подающем трубопроводе ± 5%;

по давлению в обратном трубопроводе ± 0,2 кгс/см<sup>2</sup>.

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на +5%. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».

В целом можно отметить, что фактические температурные графики отпуска тепловой энергии на нужды отопления имеют меньший наклон по сравнению с утвержденным графиком. При положительных значениях температуры наружного воздуха имеет место превышение значений температуры как прямого, так и обратного теплоносителя.

**Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей**

Теплоснабжающие организации на каждый отопительный сезон разрабатывают режимные карты с параметрами гидравлических и температурных режимов работы тепловых сетей от источников.

Для обеспечения и поддержания гидравлического режима в городском округе Озерск, на тепловой сети установлены насосно-смесительные станции (НСС). Технические характеристики насосных станций приведены в таблице 40.

**Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет**

Динамика отказов и восстановлений на тепловых сетях ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» приведены в таблицах ниже.

Отказы на тепловых сетях ФГУП «ПО «Маяк» за последние 5 лет отсутствовали.

Информация о динамике отказов и восстановлений на тепловых сетях ММПКХ за последние 5 лет отсутствует.

Таблица 49 – Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2019	8	24	0,00016	-
2020	9	24	0,00018	-
2021	10	24	0,00020	-
2022	3	24	0,00006	-
2023	2	24	0,00004	-

Таблица 50 – Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

Год актуализации (разработки)	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2019	0,00016	24	0	-
2020	0,00018	24	0	-
2021	0,00020	24	0	-
2022	0,00006	24	0	-
2023	0,00004	24	0	-

**Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет**

Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей ММУП «ЖКХ пос. Новогорный», за последние 5 лет приведено в таблице ниже.

Таблица 51 – Динамика изменения показателей надежности теплоснабжения в системе теплоснабжения ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2019	8	24	0	-
2020	9	24	0	-
2021	10	24	0	-
2022	3	24	0	-
2023	2	24	0	-

**Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях. Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов. Также производится экспертиза промышленной безопасности трубопроводов с технической диагностикой их состояния. По результатам экспертизы составляется заключение, которое согласовывается с Ростехнадзором, вносится в реестр заключений. В результате проведения экспертизы производится назначение дополнительного ресурса эксплуатации трубопроводов.

Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительного-изоляционных конструкций, срока

службы, состояния и условий эксплуатации;

испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40°C.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°C. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплоснабжения производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек - задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем. Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты. При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые. При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер. При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативно-технической документации.

Процедуры летних ремонтов, параметры и методы испытаний тепловых сетей (гидравлических, температурных, на тепловые потери) проводимые ММПКХ, ФГУП «ПО Маяк» и ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» соответствуют нормативно-технической документации.

**Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

К нормативам технологических потерь, при передаче тепловой энергии, относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием тепловых сетей и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- 1) потери и затраты теплоносителя (м<sup>3</sup>) в пределах установленных норм;
- 2) потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей и с потерями и затратами теплоносителя (Гкал). К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:
- 1) затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском (после плановых ремонтов) и при подключении новых участков тепловых сетей;
- 2) технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- 3) технические обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся: технические неизбежные, в процессе передачи и распределения тепловой энергии, потери теплоносителя - с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии представлены в п 3.14.

**Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года**

Динамика изменения фактических показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях, представлена в таблицах ниже.

**Таблица 52 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях ФГУП «ПО «Маяк»**

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однострубнои исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	68002	57604	125606	140,733	10,8
2020	68002	57604	125606	144,705	11,6
2021	68002	57604	125606	146,942	10,9
2022	68002	57604	125606	119,146	8,8
2023	68002	57604	125606	137,450	10,3

**Таблица 53 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»**

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однострубнои исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д
2020	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д
2021	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д
2022	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д
2023	9692,0	39171,8	48864	н/д	н/д

**Таблица 54 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ)**

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однострубнои исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	н/д	н/д	409419	н/д	н/д
2020	н/д	н/д	409419	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	409419	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	409419	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	409419	н/д	н/д

**Таблица 55 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях от Котельной п. Метлино (ММПКХ)**

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однострубнои исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	н/д	н/д	23402	5,549	21,3
2020	н/д	н/д	23402	5,549	21,0
2021	н/д	н/д	23402	5,549	20,5

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однотрубном исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2022	н/д	н/д	23402	5,549	21,0
2023	н/д	н/д	23402	5,549	21,0

Таблица 56 – Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях от Блочной котельной Медгородка (ММПКХ)

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, м	Распределительные тепловые сети, м	Всего в однотрубном исчислении, м	Фактические потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
2019	н/д	н/д	9710	н/д	н/д
2020	н/д	н/д	9710	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	9710	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	9710	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	9710	н/д	н/д

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не выдавались.

Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

подавляющее большинство потребителей тепловой энергии Озерского городского округа подключены по элеваторной схеме присоединения с открытым водоразбором ГВС, которая представлена на рисунке ниже. Регуляторы температуры подачи горячей воды преимущественно не функционируют. Для качественного и безопасного обеспечения потребителей горячей водой требуется их установка.

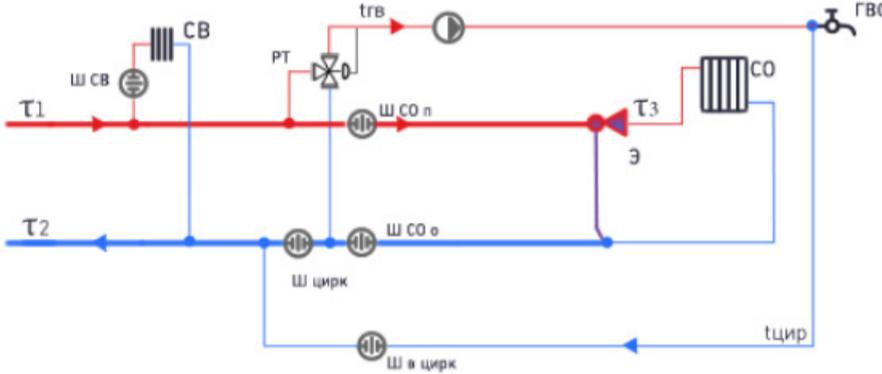


Рисунок 8 – Элеваторная схема подключения потребителей

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ на собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов. В соответствии с Федеральным законом (в ред. от 18.07.2011) от 23.11.2009 № 261-ФЗ до 1 июля 2012 года собственники помещений в многоквартирных домах обязаны обеспечить установку приборов учета тепловой энергии.

С 1 января 2012 г. вводимые в эксплуатацию и реконструируемые многоквартирные жилые дома должны оснащаться индивидуальными теплосчетчиками в квартирах.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учета тепловой энергии.

Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

В г. Озерске организована единая диспетчерская служба.

АО «РИР»

В АО «РИР» организовано круглосуточное оперативное-диспетчерское управление.

Основными задачами диспетчерских служб АО «РИР»:

непрерывное круглосуточное оперативно-технологическое (диспетчерское) управление работой энергообъектов Предприятия для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей;

обеспечение руководства Предприятия своевременной и достоверной информацией о текущей оперативной обстановке в зонах ответственности Предприятия;

оперативный контроль за соблюдением заданных режимов работы систем теплоснабжения и сроками проведения плановых и аварийно-восстановительных работ в зонах ответственности Предприятия

ММПКХ

Диспетчерская служба ММПКХ оборудована телефонной связью, принимает сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей города и обслуживающего персонала. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде. Средствами автоматизации и телемеханизации диспетчерская служба ММПКХ не оснащена.

ФГУП ПО «Маяк»

На ФГУП ПО «Маяк» для дистанционного контроля давления в тепловых сетях используется комплекс бесконтактных устройств телемеханики типа ТМ-310. Дистанционное управление отсутствует.

Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты на территории Озерского городского округа отсутствуют. На насосных станциях круглосуточно присутствует обслуживающий персонал для регулирования запорной и регулирующей арматуры и ведение статистических данных.

Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Для защиты тепловых сетей от превышения допустимого давления на НСС-2 и НСС-2А используются предохранительные клапаны, осуществляющие сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении допустимого давления.

На НСС-2 и НСС-2А установлены противоударные перемычки между обратным и подающим трубопроводами с установкой на ней обратного клапана. При внезапной остановке насосов, когда давление в обратном трубопроводе превышает давление в подающем, открывается обратный клапан на противоударной перемычке, что приводит к выравниванию давлений в трубопроводах и затуханию ударной волны.

Установленные устройства обеспечивают защиту тепловых сетей от превышения давления в соответствии с действующей НТД.

Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей, представленный администрацией Озерского городского округа, приведен в таблице ниже.

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

Тепловые сети ММПКХ непосредственно соединены с бесхозяйными тепловыми сетями в Озерском городском округе. Таким образом, в качестве организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, предлагается определить ММПКХ.

Таблица 57 – Перечень бесхозяйных тепловых сетей

№ п/п	Наименование объекта	Адресное описание объекта	Технические характеристики трубопроводов			Примечание	
			местонахождение	тепловые сети			
			котельная/ камера	диаметр, мм	протяженность, м	способ прокладки	
1	Сооружение (назначение): Теплосеть по переулку Энергетиков от ТК-6 нежилого здания № 37, корпус 1, по переулку Энергетиков до ТК-12 по ул. Центральная п. Метлино	Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, п. Метлино, в 15 м на запад от ориентира - нежилого здания по ул. 8 Марта, д. 37	от ТК-6 нежилого здания № 37, корпус 1, по переулку Энергетиков до ТК-12 по ул. Центральная п. Метлино	Сведения отсутствуют	436 м	Сведения отсутствуют	11.09.2023 № Принят на учет как бесхозяйный объект недвижимости 74:13:1002004:1809-74/134/2023-1У
2	Сооружение (назначение): Участок теплосети от тепловой камеры ГК-9 до тепловой камеры ГК-11 (пос. Горки)	Российская Федерация, Челябинская обл., г. Озерск, в 43 м на юго-восток от ориентира - нежилое здание по ул. Красноармейская, д. 5а, корпус 3	от тепловой камеры ГК-9 до тепловой камеры ГК-11 (пос. Горки)	Сведения отсутствуют	49 м	Сведения отсутствуют	22.08.2023 № Принят на учет как бесхозяйный объект недвижимости 74:41:0102022:826-74/134/2023-1У
3	Сооружение (назначение): Теплосеть к ГСК-184 по ул. Монтажных, 62г, стр. 1 (до УУТ)	Российская Федерация, Челябинская обл., г. Озерск, в 1 м на северо-восток от ориентира-нежилое здание по ул. Монтажных, 62 г, стр 1, ГСК-184	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	32 м	Сведения отсутствуют	22.08.2023 № Принят на учет как бесхозяйный объект недвижимости 74:41:0101020:1808-74/134/2023-1У
4	Транзитная теплосеть в подвале жилого дома по пр-кт Карла Маркса, 27	г. Озерск Челябинской области, проспект Карла Маркса, дом 27	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	30 м	Сведения отсутствуют	Направлены запросы для формирования начальной (максимальной) цены контракта для осуществления закупок с использованием конкурентных способов определения поставщиков (подрядчиков, исполнителей), цен контракта, заключаемого на аукционе. Затем будет подготовлено техническое задание, сформирована НМЦ для проведения закупки по выполнению кадастровых работ по формированию технического плана на данный объект.
5	Теплосеть от ТК-14 (ул. Бажова, 16) до зданий бывшей УАТ-2 (на дамбе) по ул. Челябинская 22, длина трассы 1,1 км	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	По информации, предоставленной ММПКХ, на данный объект отсутствует какая-либо документация. В связи с этим, предприятию необходимо провести кадастровые работы, с целью уточнения на месте характеристик сети, а также предельно ее техническое состояние. Данные работы запланированы на весенне-летний период 2024 года, срок окончания работ и составления документации не позднее 01.07.2024.

Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Энергетические характеристики тепловых сетей не разрабатывались.

ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Зона действия источников централизованного теплоснабжения

На территории Озерского городского округа теплоснабжение осуществляется от пяти источников тепловой энергии:

Аргаяшская ТЭЦ располагается в поселке Новогорный, является крупнейшим источником тепловой энергии на территории Озерского городского округа, а также единственным источником электрической энергии; Отопительная пиковая водогрейная котельная располагается по адресу г. Озерск, ул. Кыштымская, 5 и работает совместно с Аргаяшской ТЭЦ на тепловую сеть г. Озерск. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

Пускорезервная котельная располагается по адресу г. Озерск, ул. Четвертая линия, 9 и работает совместно с Аргаяшской ТЭЦ и пиковой котельной на тепловую сеть г. Озерск. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

Паровая котельная располагается рядом с отопительной пиковой водогрейной котельной, по адресу г. Озерск, ул. Кыштымская, 5. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

Блочная котельная Медгородка располагается на пер. Поперечном и снабжает в отопительный период тепловой энергией строения ЦМСЧ-71 и ВФС. Котельная эксплуатируется и находится в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного многоотраслевого предприятия коммунального хозяйства (ММПКХ);

Котельная поселка Метлино располагается в пос. Метлино, ул. Федорова, 88 и снабжает тепловой энергией жилой фонд, общественные здания и промышленные предприятия пос. Метлино. Котельная эксплуатируется и находится в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного многоотраслевого предприятия коммунального хозяйства (ММПКХ).

Также на большей части площади Озерского городского округа для отопления используются системы индивидуального теплоснабжения.

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии отображены на рисунках ниже.

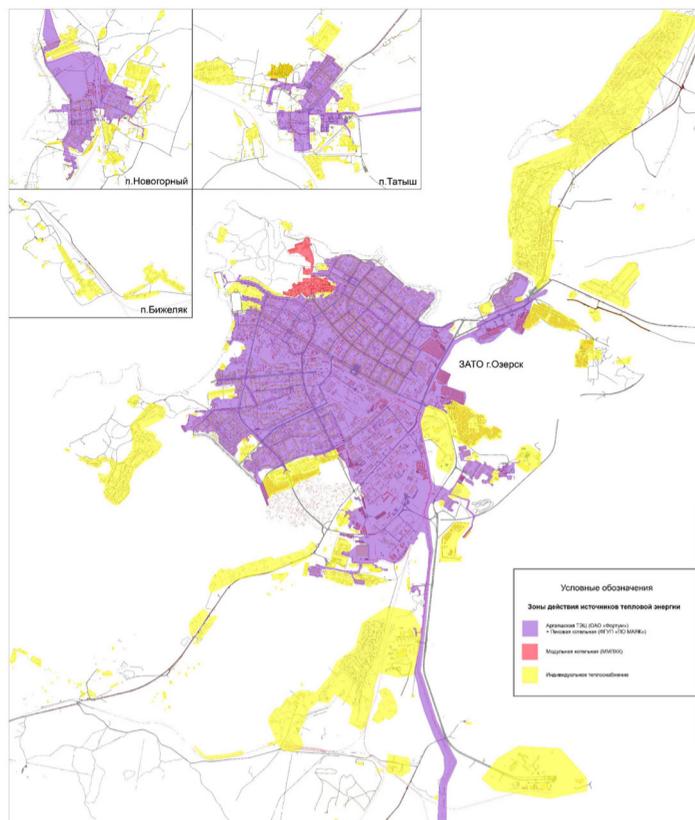


Рисунок 9-Зона действия источников тепловой энергии на территории Озерского городского округа

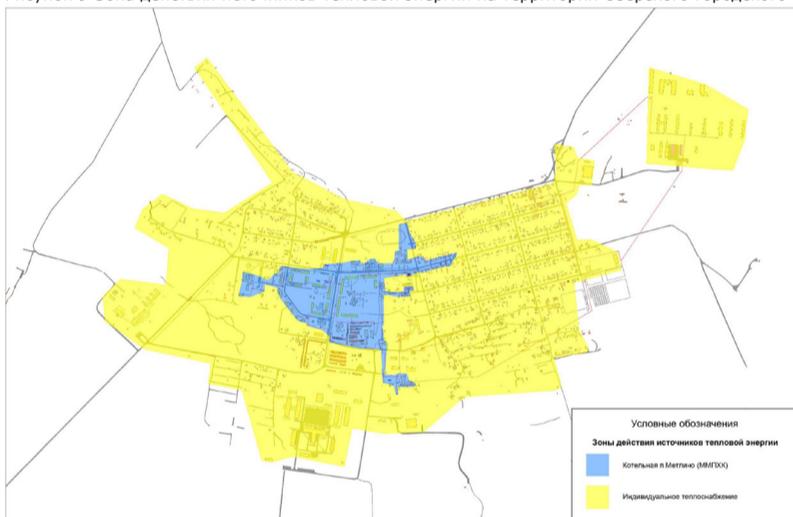


Рисунок 10-Зона действия источников тепловой энергии на территории п. Метлино

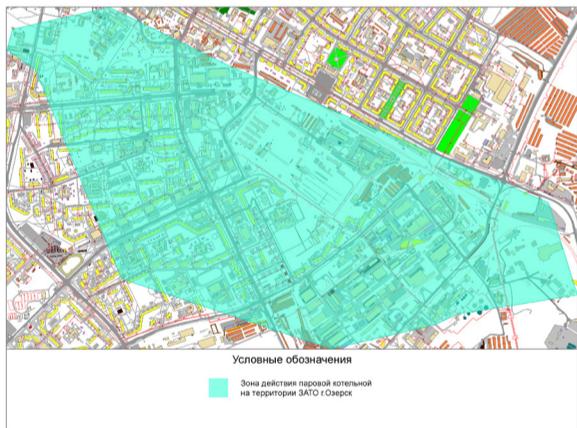


Рисунок 11-Зона действия производственно-отопительной паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк»

**ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**  
**Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии**

Значения спроса на тепловую мощность, в расчетных элементах территориального деления, представлены в таблице ниже.

Таблица 58 – Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

№ п/п	Наименование источника	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Потребление тепловой энергии за год (полезный отпуск тепловой энергии за 2023 год), Гкал
1	Аргаяшская ТЭЦ	667,7*	1646198
2	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	41,4	74155*
3	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	3,9	49154**
4	Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	78,8	232829*
5	Блочная котельная Медгородка	17,64	18993
6	Котельная пос. Метлино	7,462	20902
Всего		799,3	813

\* Договором предусмотрено покупка тепловой энергии на коллекторах котельной, Договорная нагрузка – это присоединенная нагрузка.

\*\* Полезный отпуск на коллекторах котельной – это весь выработанный пар, за исключением пара на деаэрацию.

**Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах Аргаяшской ТЭЦ**

Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах Аргаяшской ТЭЦ выполнено согласно данным с приборов учета отпуски тепловой энергии. Данные с приборов учета приведены в таблице ниже.

Таблица 59 – Данные с прибора учета Аргаяшской ТЭЦ

Наименование теплоисточника	Дата	Температура в подаче, С	Температура в обратке, С	Общий расход, тонн	Температура наружного воздуха, С	Фактическая нагрузка, Гкал/ч
Аргаяшская ТЭЦ ( на г. Озерск)	08.01.2023	124	64	3964	-11	237,84
	20.01.2023	112	57	3284	-9	221,04
	20.01.2023	112	57	3806	-6	209,33
	01.03.2023	111	53	3503	-3	203,17
	16.03.2023	95	52	3335	0	143,41
Аргаяшская ТЭЦ (на пос. Новогорный)	08.01.2023	96	65	555	-11	17,21
	30.01.2023	87	61	548	-9	14,25
	20.01.2023	86	61	533	-9	14,16
	01.03.2023	83	61	546	-9	14,16
	16.03.2023	81	56	537	0	13,43

На рисунках ниже приведены графики определения расчетной тепловой нагрузки согласно предоставленным данным.

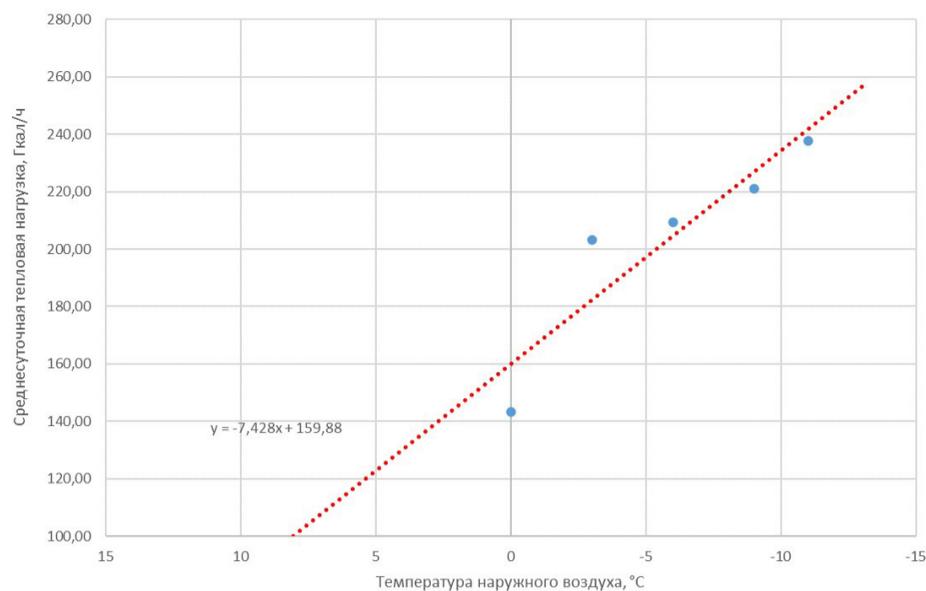


Рисунок 12-Определение расчетной тепловой нагрузки Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)

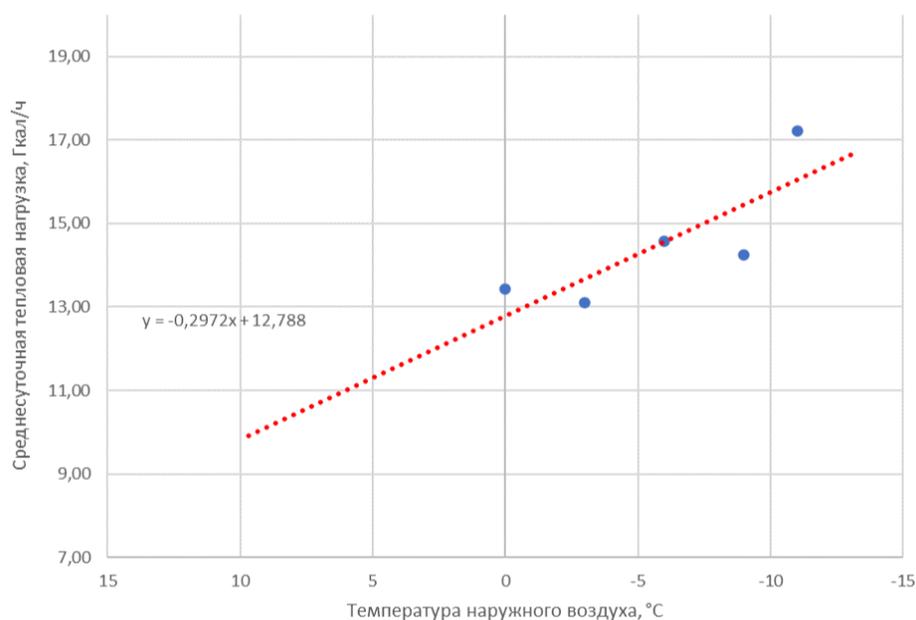


Рисунок 13-Определение расчетной тепловой нагрузки Аргаяшская ТЭЦ (на пос. Новогорный)

Значения расчетных тепловых нагрузок источника тепловой энергии представлены в таблице 60.

Таблица 60 – Значения расчетных тепловых нагрузок источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
1	Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	218,3	89,4	104,7	412,4
2	Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	14,9	0,7	7,3	22,9
3	Котельная пос. Метлино	6,3		1,2	7,5
4	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	41,4		0,0	41,4
5	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	0,0		3,9	3,9
6	Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	78,8		0,0	78,8
Всего		445,8		449,8	117,1

#### Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (от 4 эт. и выше). Под индивидуальным теплоснабжением понимается теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов и печное отопление. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в малоэтажном фонде (1-3 эт.). Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется.

#### Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Сведения об объемах потребления тепловой энергии, в расчетных элементах территориального деления, за отопительный период и за год в целом приведены в таблице 61.

Таблица 61 – Сведения об объемах потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

№ п/п	Наименование источника	Потребление тепловой энергии за год (полезный отпуск тепловой энергии за 2023 год), Гкал	Потребление тепловой энергии за отопительный период (полезный отпуск тепловой энергии за 2023 год), Гкал
1	Аргаяшская ТЭЦ	1646198	1619778
2	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	66940	66940
3	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	42117	42117
4	Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	203276	203276
5	Блочная котельная Медгородка	18993	18993
6	Котельная пос. Метлино	20902	20902
Всего		1998426	1972006

#### Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. № 306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. № 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации.

При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);

в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем;

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;

на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению утверждены постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28 декабря 2016 г. № 66/2 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению, применяемых на территории Челябинской области». Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению приведены в таблице ниже.

Таблица 62 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Челябинской области

Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого (нежилого) помещения в месяц)		
	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
Этажность	многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	0,05698	0,05698	0,05698
2	0,02838 <*>	0,02274 <*>	0,0656
3 - 4	0,03254 <*>	0,02967 <*>	0,02477 <*>
5 - 9	0,02691 <*>	0,02546 <*>	0,02802 <*>
10	0,02942	0,02942	0,02942
11	0,03130	0,03130	0,03130
12	0,02825 <*>	0,03095	0,03095
13	0,03130	0,03130	0,03130
14	0,03181	0,03181	0,03181
15	0,03224	0,03224	0,03224
16 и более	0,03310	0,03310	0,03310
Этажность	многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,02649	0,02649	0,02649
2	0,02229	0,02229	0,02229
3	0,02581	0,02581	0,02581
4 - 5	0,02178	0,02178	0,02178
6 - 7	0,01766	0,01766	0,01766
8	0,01681	0,01681	0,01681
9	0,01684	0,01684	0,01684
10	0,01463	0,02013 <*>	0,01463
11	0,01595	0,01595	0,01595
12 и более	0,01552	0,01552	0,01552

\* с применением метода аналогов.

Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории Челябинской области утверждены постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21 декабря 2017 г. № 68/1. Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению приведены в таблице ниже

**Таблица 63 – Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории Челябинской области**

№ п/п	Система горячего водоснабжения	Единица измерения	Нормативы расхода тепловой энергии	
			Метод аналогов	Расчетный метод
1.	С наружной сетью горячего водоснабжения			
1.1	с изолированными стояками:			
1.1.1	с полотенцесушителями	Гкал на 1 куб.м	-	0,06222
1.1.2	без полотенцесушителей	Гкал на 1 куб.м	-	0,05724
1.2	с неизолированными стояками:			
1.2.1	с полотенцесушителями	Гкал на 1 куб.м	0,06928	-
1.2.2	без полотенцесушителей	Гкал на 1 куб.м	0,06015	-
2	Без наружной сети горячего водоснабжения			
2.1	с изолированными стояками:			
2.1.1	с полотенцесушителями	Гкал на 1 куб.м	-	0,05973
2.1.2	без полотенцесушителей	Гкал на 1 куб.м	-	0,05475
2.2	с неизолированными стояками:			
2.2.1	с полотенцесушителями	Гкал на 1 куб.м	0,05553	-
2.2.2	без полотенцесушителей	Гкал на 1 куб.м	-	0,05973

**Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки приведено в таблице ниже.

Таблица 64 – Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки

№ п/п	Наименование источника	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
1	Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	412,4	636,6
2	Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	22,9	35,0
3	Котельная пос. Метлино	7,5	7,5
4	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	38,9	38,9
5	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	3,9	3,9
6	Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	77,4	77,4
Всего		563,0	799,3

Как видно из таблицы значение договорных тепловых нагрузок превышает расчетное значение нагрузок.

**Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения**

С момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения уточнены тепловые нагрузки потребителей. Актуальные тепловые нагрузки приведены в настоящей Схеме теплоснабжения. Приведено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки источников тепловой энергии.

**6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ**

**6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения**

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

Установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды.

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе, по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе.

Мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Перечисленные величины приведены в таблицах ниже.

**Таблица 65 – Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на Аргаяшская ТЭЦ**

Показатель	Значение показателя (тыс.Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тепловые нагрузки внешних потребителей и нагрузки потребителей собственных нужд												
ВСЕГО	225,668	200,809	187,762	152,15	79,135	65,918	48,697	57,883	80,365	153,789	186,961	241,425
внешних потребителей всего, в том числе:	220,137	195,834	182,897	149,711	78,391	65,517	48,411	57,28	79,351	151,019	182,704	236,176
в паре производственных параметров пара всего, в том числе:	27,537	21,854	29,456	16,052	16,077	7,818	2,567	0	11,476	23,545	34,423	37,029
в паре производственных отборов (противодавления) турбин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)	18,943	16,069	4,392	17,584	0	0	0	0	0	0	0	12,189
в «остром паре»	55,697	46,091	52,122	43,631	39,626	36,895	34,137	33,198	40,245	47,448	49,265	54,345
в горячей воде, в том числе:												
в паре теплофикационных параметров с горячей водой от основных бойлеров	68,484	72,844	63,537	72,444	22,688	20,804	11,707	24,082	27,63	80,026	99,016	92,765
от встроенных пучков конденсаторов	49,476	38,976	33,39	0	0	0	0	0	0	0	0	39,848
в паре производственных отборов (противодавления)	1,485	1,485	1,365	0,248	0,04	0,039	0,04	0,04	0,04	0,587	1,175	1,701
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров	4,046	3,49	3,5	2,191	0,704	0,362	0,246	0,563	0,974	2,183	3,082	3,548

**Таблица 66 – Тепловой баланс системы теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ + Котельные ФГУП «ПО «Маяк» + Котельная Медгородка, Гкал/ч**

Наименование показателя	2023
<b>Приходная часть</b>	
Установленная тепловая мощность, в том числе	997,9
Аргаяшской ТЭЦ в том числе	1 089
отборы паровых турбин, в том числе	708,5
производственных показателей	155,0
теплофикационные	553,5
РОУ	0
ПВК	0
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	100,0
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	67,0
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	100,0
Блочная котельная Медгородка	22,4
Располагаемая тепловая мощность, в том числе	971,1
Аргаяшской ТЭЦ	708,5
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	90,0
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	50,2

Наименование показателя	2023
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	100,00
Блочная котельная Медгородка	22,40
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде, в том числе	2,018
Аргаяшской ТЭЦ	0
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	0,11
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	1,26
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	0,132
Блочная котельная Медгородка	0,52
Затраты тепла на собственные нужды в паре	0
Аргаяшской ТЭЦ	0
Мощность нетто, в том числе	969,1
Аргаяшской ТЭЦ	708,5
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	89,9
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	49,0
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	99,9
Блочная котельная Медгородка	21,9
<b>Расходная часть</b>	
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	7,67
ММУП ЖКХ	
ММПКХ	
Аргаяшской ТЭЦ	
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	2,44
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	2,43
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	2,51
Блочная котельная Медгородка	0,29
Потери в паропроводах	0
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	24,89
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды котельных, в том числе	1,53
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	0,00
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	1,53
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	0,00
Блочная котельная Медгородка	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	791,80
на г. Озерск и п. Татыш	756,82
на п. Новогорный	34,98
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к коллекторам Аргаяшской ТЭЦ, в том числе	417,72
на г. Озерск и п. Татыш	394,83
отопление и вентиляция	296,99
горячее водоснабжение	97,8
на п. Новогорный	22,89
отопление и вентиляция	15,54
горячее водоснабжение	7,4
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Пускорезервной котельной «ФГУП «ПО «Маяк», в том числе	77,44
отопление и вентиляция	76,36
горячее водоснабжение	1,08
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк»	3,90
отопление и вентиляция	0,0
горячее водоснабжение	3,9
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Пиковой водогрейной котельной ФГУП «ПО «Маяк»	38,89
отопление и вентиляция	38,9
горячее водоснабжение	0,0
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Блочной котельной Медгородка	17,60
отопление и вентиляция	11,7
горячее водоснабжение	5,9
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	100
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	100
<b>Итого расчетная тепловая нагрузка</b>	655,55
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	43,21
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	279,46

Таблица 67 – Тепловой баланс систем теплоснабжения Котельная пос. Метлино, Гкал/ч

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Котельная пос. Метлино</b>					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	38,5	38,5	31,98	31,98	31,98
Располагаемая тепловая мощность станции	38,5	38,5	31,98	31,98	31,98
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,88	0,88	0,73	0,73	0,73
Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,33	2,21	2,21	2,21	2,21
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	7,462	7,462	7,462	7,462	7,462
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
отопление и вентиляция	6,265	6,265	6,265	6,265	6,265
горячее водоснабжение	1,197	1,197	1,197	1,197	1,197
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	27,8	27,9	21,6	21,6	21,6
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	27,8	27,9	21,6	21,6	21,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	27,6	27,6	21,2	21,2	21,2
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	25,2	25,3	19,0	19,0	19,0
Зона действия источника тепловой мощности, га	56	56	56	56	56
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13

**6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии**

Значения резервов и дефицитов тепловой мощности нетто представлено в п. 6.1 На системах теплоснабжения наблюдается наличие резерва тепловой мощности как по договорной, так и по расчетной нагрузке.

**6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю**

В магистральных тепловых трубопроводах от Аргаяшской ТЭЦ осуществляется качественно-количественное регулирование. ТЭЦ имеет два тепловых вывода: магистральный вывод на город Озерск и магистральный вывод на поселок Новогорный.

Расчетная величина давления в магистральных трубопроводах вывода Аргаяшской ТЭЦ на город Озерск в отопительный период равна соответственно в подающем трубопроводе 12,0 кгс/см<sup>2</sup>, в обратном - 2,0 кгс/см<sup>2</sup>. В межотопительный период в подающем - 6,0 кгс/см<sup>2</sup>, в обратном - 2,0 кгс/см<sup>2</sup>.

Зависимость расхода теплоносителя в магистральных трубопроводах вывода на город Озерск от температуры наружного воздуха отображена на рисунке ниже.

На другом выводе из ТЭЦ расчетная величина давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах равна соответственно 6,0 кгс/см<sup>2</sup> и 1,8 кгс/см<sup>2</sup>. В межотопительный период в подающем трубопроводе - 3,0 кгс/см<sup>2</sup>, в обратном - 1,8 кгс/см<sup>2</sup>.

На выходе с НСС-2 давление в подающем трубопроводе равно 6,2 кгс/см<sup>2</sup>, в обратном - 3,6 кгс/см<sup>2</sup>.

На выходе с НСС-2а давление в подающем трубопроводе равно 6,7 кгс/см<sup>2</sup>, в обратном - 4,1 кгс/см<sup>2</sup>.

В тепловых сетях поселка Метлино и Медгородка осуществляется качественное регулирование: регулируется только температура теплоносителя, расход поддерживается постоянным.

Давление теплоносителя в отопительный период в системе теплоснабжения поселка Метлино в подающем и обратном трубопроводах равно соответственно 6,2 кгс/см<sup>2</sup> и 1,8 кгс/см<sup>2</sup>.

Давление теплоносителя в отопительный период в системе теплоснабжения Медгородка в подающем и обратном трубопроводах равно соответственно 9,5 кгс/см<sup>2</sup> и 4,5 кгс/см<sup>2</sup>.

6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В системах теплоснабжения Озерского городского округа отсутствуют дефициты тепловой мощности.

**6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Котельные ФГУП «ПО «Маяк» и котельная Медгородка «ММПКХ» работают на единую систему теплоснабжения с Аргаяшской ТЭЦ. В силу отсутствия дефицита тепловой мощности, расширение технологических зон действия источников не требуется.

**6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения**

С момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения уточнены технические характеристики основного оборудования источников тепловой энергии и тепловые нагрузки потребителей. На основании уточнений скорректированы балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения.

**7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ****Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть**

Расчетная производительность водоподготовительной установки (ВПУ) котельной для подпитки тепловых сетей определяется в соответствии со строительными нормами и правилами по проектированию тепловых сетей.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» качество исходной воды для систем теплоснабжения должно отвечать требованиям СанПиН 2.1.4.1074 и правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Минэнерго России. Расчетный часовой расход воды, для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения, следует принимать:

в закрытых системах теплоснабжения - 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом, для участков тепловых сетей, длиной более 5 км от источников теплоты, без распределения теплоты, расчетный расход воды следует принимать равным - 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

в открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды, на горячее водоснабжение, с коэффициентом 1,2 плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системам отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом, для участков тепловых сетей, длиной более 5 км от источников теплоты, без распределения теплоты, расчетный расход воды следует принимать равным - 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов – равным расчетному среднему расходу воды, на горячее водоснабжение, с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков – по максимальному расходу воды, на горячее водоснабжение, плюс (в обоих случаях) 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких, отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной, наибольшей по объему, тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Объем воды в системах теплоснабжения, при отсутствии данных по фактическим объемам воды, допускается принимать равным 65 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения; 70 на 1 МВт – при открытой системе; и 30 на 1 МВт средней нагрузки – при отдельных сетях горячего водоснабжения.

В таблицах ниже представлено описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя.

**Таблица 68 – Годовой расход теплоносителя, тыс. м³**

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Аргаяшская ТЭЦ (на пос. Новогорный)</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	87274	92268	67615	44759	30794
нормативные утечки теплоносителя в сетях	34482	34482	35381	35381	30794
сверхнормативный расход воды	52792	57786	32234	9378	0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	3426062	3344288	3608796	3419081	3259140
нормативные утечки теплоносителя в сетях	882009	882009	882009	882009	882009
сверхнормативный расход воды	208322	248066	492505	0	104086
Расход воды на ГВС и подпитку тепловых сетей ММПКС	2335731	2214213	2234282	2537071	2273045
<b>Котельная п. Метлино (ММПКС)</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	103894	109588	63510	63510	63510
нормативные утечки теплоносителя в сетях	11651	17345	17345	17345	17345
сверхнормативный расход воды	0	0	0	0	0
Расход воды на ГВС	92243	92243	46165	46165	46165

**Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

Структура балансов производительности ВПУ, теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения, представлена в таблицах ниже.

**Таблица 69 – Баланс производительности водоподготовительных установок (далее - ВПУ)**

Параметр	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Аргаяшская ТЭЦ</b>						
Производительность ВПУ	т/ч	100	100	100	100	100
Срок службы	лет	62	63,0	64,0	65,0	66,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	75	75	75	75	75
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	100	100	100	100	100
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	100	100	100	100	100
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	90,1	75,6	92,3	94,9	96,4
Доля резерва	%	90,1	75,6	92,3	94,9	96,4
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>						
Производительность ВПУ	т/ч	800	800	800	800	800
Срок службы	лет	43	44	45	46	47
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	1000	1000	1000	1000	1000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	375,80	375,80	375,80	375,80	375,80
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	391,10	381,77	411,96	390,31	372,05
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	100,69	100,69	100,69	100,69	100,69
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	23,78	28,32	56,22	0,00	11,88
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС и подпитка тепловых сетей ММПКС	т/ч	266,64	252,76	255,06	289,62	259,48
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	424,2	424,2	424,2	424,2	424,2
Доля резерва	%	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
<b>Котельная п. Метлино</b>						
Производительность ВПУ*	т/ч	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
Срок службы	лет	16	17,0	18,0	19,0	20,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	200	200	200	200	200
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	11,86	12,51	7,25	7,25	7,25
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	11,86	12,51	7,25	7,25	7,25
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,33	1,98	1,98	1,98	1,98
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	10,53	10,53	5,27	5,27	5,27
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	10,65	15,82	15,82	15,82	15,82
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	80,9	80,3	85,6	85,6	85,6
Доля резерва	%	87,2	86,5	92,2	92,2	92,2

**Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения**

С момента утверждения раннее разработанной Схемы теплоснабжения уточнены технические характеристики систем водоподготовки. Сформированы балансы теплоносителя по итогам 2023 года.

#### ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

##### 8.1. Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

##### Описание видов и количества используемого основного топлива

С момента предыдущей актуализации, в структуре топливных балансов Аргаяшской ТЭЦ изменений не произошло. В качестве основного топлива на ТЭЦ используется уголь и природный газ. В качестве резервного топлива – мазут. Уголь на станцию доставляется железнодорожным транспортом разреза непосредственно на центральный склад хранения угля. Мазут также доставляется железнодорожным транспортом. Природный газ поступает на Аргаяшскую ТЭЦ по газопроводам.

Топливные балансы Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблице 70.

**Таблица 70 – Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе Аргаяшской ТЭЦ**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс.м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс.м³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс.м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)
			Всего, т. натурального топлива, (тыс.м³)	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии, т условного, т у.т	натурального топлива, т		
<b>2023</b>							
Уголь, в том числе	54 320	220 541	195 913	123 517	78 948	-	
Челябинский бурый уголь	15 000	0	0	0	15 000	-	
Майкубинский уголь	39 320	220 541	195 913	123 517	63 948	4 413	
Каражыра уголь	0	0	0	0	0	-	
Газ	241	425 405	425 405	491 891	0	8 094	
Нефтепродукты, в том числе	241	130	254	345	117	9 524	
- мазут	241	130	254	345	117	9 524	
Итого				615 753			
<b>2022</b>							
Уголь, в т.ч.	117 091	264 742	327 513	327 513	202 305	54 320	
Челябинский бурый уголь	15 000	0	0	0	0	15 000	-
Майкубинский уголь	102 091	264 742	327 513	327 513	202 305	39 320	4 323
Газ	285	419 466	419 466	317 375	391 720	0	8 109
Нефтепродукты, в том числе	285	258	301	301	412	241	9 578
- мазут	285	258	301	301	412	241	9 578
Итого				594 437			
<b>2021</b>							
Уголь, в т.ч.	95 428	424 016	402 353	402 353	252 811	117 091	
Челябинский бурый уголь	51 305	0	36 305	36 305	17941	15 000	3 459
Майкубинский уголь	0	419 466	317 375	317 375	203107	102 091	4 480
Каражыра уголь	44 123	4 550	48 673	48 673	31763	0	4 568
Газ	214	297 911	297 911	297 911	344713	0	8 100
Нефтепродукты, в том числе	214	579	508	508	697	285	9 590
- мазут	214	579	508	508	697	285	9 590
Итого				598 221			
<b>2020</b>							
Уголь, в т.ч.	113 206	530 157	547 935	547 935	361 949	95 428	
Челябинский бурый уголь	51 305	0	0	0	0	51 305	-
Майкубинский уголь	61 901	198 339	260 240	260 240	165 919	0	4 463
Каражыра уголь	0	331 818	287 695	287 695	196 030	44 123	4 770
Газ	226	185 247	185 247	185 247	214 062	0	8 089
Нефтепродукты, в том числе	226	516	528	528	725	214	9 590
- мазут	226	516	528	528	725	214	9 590
Итого				576 736			
<b>2019</b>							
Уголь, в т.ч.	56 762	778 055	721 611	721 611	462 377	113 206	
Челябинский бурый уголь	31 305	0	0	0	0	31 305	-
Майкубинский уголь	2 170	771 685	713 071	713 071	456 582	61 901	4 481
Каражыра уголь	0	6 370	8 540	8 540	5 795	0	4 754
Газ	214	145 320	145 320	145 320	167 291	0	8 089
Нефтепродукты, в том числе	349	322	445	445	608	226	9 590
- мазут	349	322	445	445	608	226	9 590
Итого				630 276			

**Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

В качестве резервного топлива на Аргаяшской ТЭЦ используется мазут. Аварийное топливо не предусмотрено.

**Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки**

На Аргаяшской ТЭЦ в качестве основного топлива используются бурый уголь марки ЗБШ и природный газ. Калорийность угля в зависимости поставки колеблется от 2904 ккал/кг до 4150 ккал/кг, природного газа - от 7987 ккал/кг до 8002 ккал/кг. Калорийность мазута - 9590 ккал/кг.

**8.2. Котельные****Описание видов и количества используемого основного топлива**

На котельных ФГУП «ПО «Маяк» в качестве основного топлива используется природный газ.

Топливные балансы котельных ФГУП «ПО «Маяк» приведены в таблице 71.

**Таблица 71 – Топливные балансы систем теплоснабжения, образованных на базе котельных ФГУП «МАЯК»**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс.м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс.м³	Израсходовано топлива за год	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс.м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм)
				натурального топлива, т (тыс. м³)	условного, т у.т		
<b>Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>							
<b>2023</b>							
Газ		10186,31	10 186,3	10 186,3	11 811,5		8 117
<b>2022</b>							
Газ		13993,5	13 994	13 994	16162,2		8 085
<b>2021</b>							
Газ		13619,0	13 619,0	13 619,0	15733,8		8 087
<b>2020</b>							
Газ		6236,7	6 236,7	6 236,7	7206,16		8 088
<b>2019</b>							
Газ		9 735,4	9735,4	9735,4	11248,7		8088
<b>Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>							
<b>2023</b>							
Газ		9953,1	9953,1	9953,1	11507,1		8 093
<b>2022</b>							
Газ		10379,9	10379,9	10379,9	12026,6		8 111
<b>2021</b>							
Газ		10538,1	10538,1	10538,1	12194,1		8 100
<b>2020</b>							
Газ		10345,9	10345,9	10345,9	11956,7		8 090
<b>2019</b>							
Газ		13 213,5	13213,5	13213,5	15270,8		8090
<b>Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>							
<b>2023</b>							
Газ		30137,5	30137,5	30137,5	34837,1		8 092
<b>2022</b>							
Газ		37624,3	37624,3	37624,3	43446,0		8 083
<b>2021</b>							
Газ		41910,7	41910,7	41910,7	48425,0		8 088
<b>2020</b>							
Газ		34966,6	34966,6	34966,6	40386,3		8 085
<b>2019</b>							
Газ		36 433,0	36 433	36 433	42079,99		8085

В качестве основного топлива на котельных ММПКХ используется природный газ.

Топливные балансы котельных ММПКХ приведены в таблице 72.

**Таблица 72 – Топливные балансы систем теплоснабжения, образованной на базе котельных ММПКХ**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс.м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс.м³	Израсходовано топлива за год	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс.м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм)
				натурального топлива, т (тыс. м³)	условного, т у.т		
<b>Блочная котельная Медгородка</b>							
<b>2023</b>							
Газ		2204,96	2 205	2 205	2 489		7 902
Итого					2 489		
<b>2022</b>							
Газ		3072,04	3 072	3 072	3468		7 902
Итого					3 468		
<b>2021</b>							
Газ		3112,55	3 113	3 113	3514		7 903
Итого					3 514		
<b>2020</b>							
Газ		2565,61	2 566	2 566	2897		7 904
Итого					2 897		
<b>2019</b>							
Газ		3104,73	3 105	3 105	3505		7 902
Итого					3 505		
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>							
<b>2023</b>							
Газ		5328,15	5 328	5 328	6000		7 883
Итого					6 000		
<b>2022</b>							
Газ		5774,78	5 775	5 775	6520		7 903
Итого					6 520		
<b>2021</b>							
Газ		6134,54	6 135	6 135	6926		7 903
Итого					6 926		
<b>2020</b>							
Газ		5777,36	5 777	5 777	6523		7 903
Итого					6 523		
<b>2019</b>							
Газ		6007,25	6 007	6 007	6782		7 903
Итого					6 782		

**Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

На Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк» в качестве резервного и аварийного топлива используется мазут марки М-100.

На котельных ММПКХ резервное топливо предусмотрено только на котельной пос. Метлино – природный газ. Аварийное топливо на котельных ММПКХ не предусмотрено.

**Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки**

Характеристики видов топлива, используемых на Аргаяшской ТЭЦ, приведены в п 2.1.13.

Бурый уголь марки ЗБШ поставляется на ТЭЦ железнодорожным транспортом. Характеристики угля приведены в п. 8.3.

Природный газ, используемый на источниках теплоснабжения городского округа Озерск, соответствует по показателям качества ГОСТу 5542. Физико-химические показатели качества природного газа за март 2024 года приведены в таблице ниже.

**Таблица 73 – Физико-химические показатели качества природного газа за март 2024 года**

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542- 2014	Средне месячный показатель		
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008				
	метан					не норм.	95,92
	этан					не норм.	1,91
	пропан					не норм.	0,53
	изо-бутан					не норм.	0,093
	норм-бутан					не норм.	0,086
	нео-пентан					не норм.	0,00095
	изо-пентан					не норм.	0,0214
	норм-пентан					не норм.	0,0135
	гексаны+высшие углеводороды					не норм.	0,0084
	диоксид углерода					не более 2,5	0,243
	азот					не норм.	1,15
	кислород					не более 0,050	0,0115
водород	не норм.	0,0015					
гелий	не норм.	0,0165					
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³ ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	33,91 8099		
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³ ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50 9840-13020	49,37 11792		
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0,6984		
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м³	ГОСТ 22387.2-2021 ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,020	менее 0,0010		
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м³	ГОСТ 22387.2-2021 ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,036	менее 0,0010		
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие		
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ 20060-2021 ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	-26,0 (P=57,8 кгс/см²)		
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	-	не нормируется	+4,3		
10*	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	-		

Мазут топочный 100 соответствует показателям качества ГОСТ 10585-2013.

**Описание видов 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 доли и значения нижней теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения**

На Аргаяшской ТЭЦ используются Майкубенский уголь

Содержание углерода в Челябинском угле — в среднем 72,5 %, золы (несгораемая часть) — 28—32 %. Теплотворная способность — 4000—6000 ккал/кг.

Содержание углерода в Майкубенском угле находится в диапазоне 74,2 -72,4%. Зольность на сухое состояние топлива находится в диапазоне 28,0-29,0%. Теплотворная способность угля — 3700—5000 ккал/кг.

Фактические значения нижней теплоты сгорания угля приведены в таблице 17.

**Описание преобладающего в городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем городском округе**

Доля топлива, используемого для производства тепловой энергии приведены в таблице ниже.

**Таблица 74 – Совокупность видов топлива, находящихся в городском округе**

Доля топлива	2019	2020	2021	2022	2023
Аргаяшская ТЭЦ					
Уголь,%	73,4	62,8	42,3	34,0	20,1
Природный газ,%	26,5	37,1	57,6	65,9	79,9
Мазут,%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%					
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%					
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%					
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%					
Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%					
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%					
Блочная котельная Медгородка					
Уголь,%					
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%					
Котельная пос. Метлино					
Уголь,%					
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%					
Итого по городскому округу					
Уголь,%	65,2	56,1	36,9	29,9	18,1
Природный газ,%	34,7	43,8	63,0	70,0	81,8
Мазут,%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Как видно из таблицы выше, доля природного газа в последние годы значительно выше других видов топлива используемых на источниках теплоснабжения городского округа.

**Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа**

Приоритетным направлением развития топливного баланса Озерского городского округа, является перевод Аргаяшской ТЭЦ на 100% использование природного газа.

**Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Актуализированы топливные балансы систем теплоснабжения городского округа.

**НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей**

Расчет потока отказов (частота отказов) участков тепловых сетей выполняется на основании данных о технологических нарушения, представленных теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

Показатели повреждаемости тепловых сетей приведены в таблице ниже.

**Таблица 75 – Показатели повреждаемости**

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
<b>пос. Новогорный (ММУП ЖКХ)</b>					
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/год	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0	0	0	0	0
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	8	9	10	3	2
в отопительный период, 1/км/год	8	9	10	3	2
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0	0	0	0	0
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	0	0	0	0	0
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	8	9	10	3	2
<b>г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ)</b>					
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в отопительный период, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в отопительный период, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>					
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в отопительный период, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в отопительный период, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>					
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в отопительный период, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в отопительный период, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

**Частота отключений потребителей**

В соответствии с пп. 124.4 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации..." под отключением потребителя тепловой энергии понимается прекращение подачи теплоносителя (снижение параметров качества относительно расчетных значений) от источника тепловой энергии к тепловой нагрузке потребителя во время отопительного периода на промежуток времени, превышающий четыре часа. Данные о частоте отключений потребителей тепловой энергии за 2019-2023 гг. отсутствуют.

**Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений**

Расчет потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения выполняется на основании данных о технологических нарушения, представленных теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

Показатели восстановления в системах теплоснабжения городского округа Озерск приведены в таблице ниже.

**Таблица 76 – Показатели восстановления**

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
<b>пос. Новогорный (ММУП ЖКХ)</b>					
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ)</b>					
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>					
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>					
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

**Информация о среднем недоотпуске тепловой энергии в результате повреждаемости на тепловых сетях отсутствует.**

**Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**

В соответствии со ст. 124 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении 311 изменений..." определение зон высоконадежного, надежного, малонадежного и ненадежного теплоснабжения потребителей осуществлялось по численным значениям вероятностей безотказной работы СЦТ с учетом требований пп. 6.26, 6.29 СП 124.13330.2012 "Тепловые сети" относительно каждого потребителя (обобщенного потребителя). По характеристикам зон (высоконадежного, надежного, малонадежного и ненадежного) теплоснабжения установлены следующие диапазоны численных значений вероятностей безотказной работы СЦТ:

- в зоне высоконадежного теплоснабжения значения вероятностей безотказной работы находятся в диапазоне от 0,9 (включительно) до 1;
- в зоне надежного теплоснабжения значения вероятностей безотказной работы находятся в диапазоне от 0,86 (включительно) до 0,9;
- в зоне малонадежного теплоснабжения значения вероятностей безотказной работы находятся в диапазоне от 0,7 (включительно) до 0,86;
- в зоне ненадежного теплоснабжения значения вероятностей безотказной работы находятся в диапазоне от 0 (включительно) до 0,7.

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения в городском округе Озерск отсутствуют.

**Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"** Авариями в коммунальных отопительных котельных считаются разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения газа в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, а также разрушения газопроводов и газового оборудования, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт.

Аварии в тепловых сетях считаются разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха. Восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов.

Аварийные ситуации на источниках теплоснабжения приведены в Разделе 2 настоящей книги.

Аварийные ситуации на тепловых сетях приведены в Разделе 3 настоящей книги.

**Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций не проводился в связи с отсутствием таковых

**Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения**

В рамках актуализации схемы выполнен расчет показателей надежности систем теплоснабжения. Результаты представлены в Главе 11.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ**

**Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации, в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования**

**10.1.1 ФГУП «ПО «Маяк»**

Описание результатов хозяйственной деятельности, а именно фактические расходы на производство и передачу тепловой энергии ФГУП «ПО «Маяк» за 2019-2023 года представлены в таблицах ниже.

**Таблица 77 – Технико-экономические показатели Пиковой водогрейной котельной ФГУП «ПО «Маяк»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч	100	100	100	100	100
Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	73,46	45,062	101,500	103,396	74,466
Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	0,365	0,184	0,540	0,588	0,311
Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	73,095	44,878	100,960	102,808	74,155
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	6,869	5,340	8,380	4,205	7,215
то же в %	%	9,40	11,90	8,30	4,09	9,73
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	66,226	39,538	92,580	98,603	66,94
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	11248,73	7206,159	15 733,813	16162,218	11811,5
Фактический удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	153,89	160,57	155,84	157,21	159,28
Средневзвешенный КПД котлоагрегатов	%	93,2	93,2	92,3	90,8	92,2
Сырье, основные материалы	тыс. руб.					
Вспомогательные материалы, в том числе:	тыс. руб.	406,37	216,15	928,35	465,365	911,424
материалы на эксплуатацию, в том числе:	тыс. руб.	406,37	216,15	928,35	465,365	911,424
материалы на ремонт	тыс. руб.	284,28	164,13	857,98	342,591	646,269
Вода на технологические цели	тыс. руб.					
Плата за пользование водными объектами	тыс. руб.					
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	1212,45	315,18	466,86	2687,791	2278,707
в том числе услуги по подрядному ремонту	тыс. руб.	37,99	2,56	118,03	26,598	3,132
услуги транспорта	тыс. руб.	167,83	34,60	97,92	107,335	125,531
услуги водоснабжения	тыс. руб.					
услуги по пуско-наладке	тыс. руб.					
расходы по испытаниям и опытам	тыс. руб.					
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	44252,95	29210,55	65027,71	72569,84	57511,86
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс. руб.	464,63	283,79	649,31	704,28	557,92
покупная электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	434,07	271,03	620,46	672,65	518,45
покупная тепловая энергия от ведомственных котельных	тыс. руб.					
энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	30,56	12,76	28,85	31,63	39,46
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	8355,43	6323,56	8163,02	9614,51	10627,52
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2783,27	2115,16	2729,67	3206,24	3564,15
Амортизация основных средств	тыс. руб.	414,58	212,41	340,70	1087,47	1184,60
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	2911,33	611,14	7801,70	9455,41	1523,26
арендная плата	тыс. руб.					
Итого расходов	тыс. руб.	60968,83	39322,54	86205,24	99898,24	78284,96
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс. руб.	23000,32	11390,50	34006,46	61127,73	18943,37
Прибыль всего, в том числе:	тыс. руб.	-2225,55	-1798,31	-7896,91	-14130,64	-3231,86
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	20774,77	9592,19	26109,55	46997,09	15711,51
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	791,48	742,19	798,37	813,49	818,18

**Таблица 78 – Технико-экономические показатели Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч	66,960	66,960	66,960	66,960	66,960
Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	94,173	71,762	75,45	70,39	70,765
Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	9,224	11,858	12,56	11,401	9,756
Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	84,949	59,904	62,89	58,989	61,009
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал			0		
то же в %	%					
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	84,949	59,904	62,89	58,989	61,009
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	15270,79	11956,70	12194,05	12026,57	11507,14
Фактический удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	179,76	199,60	193,89	203,88	188,61
Средневзвешенный КПД котлоагрегатов	%					
Сырье, основные материалы	тыс. руб.	1856,24	155,19	281,87	155,28	624,42
Вспомогательные материалы, в том числе:	тыс. руб.	1410,05	1989,37	3854,20	1669,98	3075,93
материалы на эксплуатацию, в том числе:	тыс. руб.	1410,05	1989,37	3854,20	1669,98	3075,93
материалы на ремонт	тыс. руб.	986,40	1510,60	3562,12	1229,40	2181,07
Вода на технологические цели	тыс. руб.	2007,88	1607,41	1760,53	1776,15	1942,17
Плата за пользование водными объектами	тыс. руб.					
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	4207,01	2900,75	1938,30	9645,26	7690,33
в том числе услуги по подрядному ремонту	тыс. руб.	131,80	23,52	490,04	95,45	10,57
услуги транспорта	тыс. руб.	582,35	318,43	406,53	385,18	423,65
услуги водоснабжения	тыс. руб.					
услуги по пуско-наладке	тыс. руб.					
расходы по испытаниям и опытам	тыс. руб.					
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	58117,63	47877,18	50336,4	52131,61	55805,61
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс. руб.	17051,8	9379,2	9396,6	31586,4	36565,9
покупная электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	5435,38	5081,69	5644,7	5934,84	6154,26
покупная тепловая энергия от ведомственных котельных	тыс. руб.	11510,43	4180,1	3632,2	25538,02	30278,43
энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	106,03	117,42	119,70	113,52	133,19
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	21349,58	23539,95	24658,00	26543,80	27606,97
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	6986,31	7764,10	8162,30	8733,89	9061,22
Амортизация основных средств	тыс. руб.	941,13	1603,56	1590,40	1216,94	1196,04
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	8601,30	10027,04	10540,80	11961,36	12364,10
арендная плата	тыс. руб.					
Итого расходов	тыс. руб.	123111,32	107162,18	112925,93	145805,84	156356,32
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс. руб.	50763,01	51009,03	63449,25	100796,08	95073,06
Прибыль всего, в том числе:	тыс. руб.	-20008,31	-22699,74	-33830,86	-65710,68	-61507,66
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	30754,70	28309,29	29618,39	35085,40	33565,40
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	921,08	955,04	987,51	1027	1109,16

**Таблица 79 – Технико-экономические показатели Пускорезервной котельной ФГУП «ПО «Маяк»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч	100	100	100	100	100
Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	265,364	252,018	290,855	266,678	233,733
Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	1,041	1,018	1,115	0,942	0,904
Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	264,323	251,000	289,740	265,736	232,829
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	36,629	38,150	41,693	21,351	29,553
то же в %	%	13,9%	15,2%	14,4%	8,0%	12,7%
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	227,694	212,850	248,047	244,385	203,276
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	42079,99	40386,33	48425,04	43445,98	34837,07
Фактический удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	159,20	160,90	167,13	163,49	149,63
Средневзвешенный КПД котлоагрегатов	%	91,2	91,2	91,2	87,2	93,1
Сырье, основные материалы	тыс. руб.					
Вспомогательные материалы, в том числе:	тыс. руб.	664,10	732,80	486,83	1919,21	1701,57
материалы на эксплуатацию, в том числе:	тыс. руб.	664,10	732,80	486,83	1919,210	1701,569
материалы на ремонт	тыс. руб.	475,60	412,40	302,73	1600,42	1040,91
Вода на технологические цели	тыс. руб.					
Плата за пользование водными объектами	тыс. руб.					

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.				8326,24	51229,71
в том числе услуги по подрядному ремонту	тыс. руб.				2117,661	2211,500
услуги транспорта	тыс. руб.				2 233,205	2 233,206
услуги водоснабжения	тыс. руб.					
услуги по пуско-наладке	тыс. руб.					
расходы по испытаниям и опытам	тыс. руб.					
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	149475,80	146 190,40	180 652,25	170 255,02	154 564,19
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс. руб.	15 914,50	17 527,20	19 929,71	19 146,370	20 937,588
покупная электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	15 733,10	17 337,00	19 666,97	18 910,04	20 615,29
покупная тепловая энергия от ведомственных котельных	тыс. руб.					
энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	181,40	190,20	262,74	236,330	322,299
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	24 940,21	25 653,50	21 426,32	23 362,950	24 827,784
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	7 989,90	8 231,40	6 837,07	7 492,490	7 963,249
Амортизация основных средств	тыс. руб.	4 473,50	4 326,10	3 211,55	486558,0	426141,1
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	26,00	44,10	53,90	4 150,180	213,328
арендная плата	тыс. руб.					
Итого расходов	тыс. руб.	213911,61	212 416,40	242 710,37	237 823,28	267 932,03
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс. руб.					
Прибыль всего, в том числе:	тыс. руб.					
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.					
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал					

**ММПКХ**

Данные о результатах хозяйственной деятельности ММПКХ за 2019-2023 года отсутствуют.

**ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»**

Основными видами деятельности ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» являются передача тепловой энергии, вырабатываемой Аргаяшской ТЭЦ, потребителям поселка Новогорный.

Данные о результатах хозяйственной деятельности ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» за 2019-2023 года отсутствуют.

**АО «РИР»**

Основным видом деятельности предприятия является выработка тепловой энергии. АО «РИР» владеет на правах собственности крупнейшим источником тепловой энергии на территории Озерского городского округа

**Таблица 80 – Технико-экономические показатели Аргаяшской ТЭЦ за 2023 год (на г. Озерск и п. Татыш)**

№п/п	Показатели	Утверждено 2023	
		вода+пар	вода
1	2	3	4
1.	Операционные(подконтрольные)расходы	245 922,6	155 436,1
2.	Неподконтрольныерасходы	37 424,6	23 857,0
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	0,0	0,0
	-вывоз ТКО и производственных отходов	0,0	0,0
	- водоотведение	0,0	0,0
2.2.	Арендная плата (земли)	1 837,6	1 161,4
2.1.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	2 661,4	1 682,1
	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	2 323,1	1 468,4
	расходы на обязательное страхование	111,5	70,5
	-страхование транспорта	8,2	5,2
	-страхование опасных объектов	103,3	65,3
	налог на имущество	206,7	130,7
	транспортный налог	20,0	12,7
2.2.	Отчисления на социальные нужды	26 810,9	16 945,9
2.3.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	3 330,4	2 215,4
3.	Налог на прибыль	2 784,4	1 852,2
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	990 790,1	671 619,9
3.1.	Расходы на топливо	968 978,3	657 833,7
3.2.	Расходы на электрическую энергию	0,0	0,0
3.2.	Расходы на холодную воду (за пользование водными объектами)	21 811,8	13 786,2
4.	Нормативная прибыль	И 137,47	7 408,7
4.2.	расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами	0,0	0,0
4.3.	расходы на капитальные вложения (инвестиции)	11 137,5	7 408,7
5	Расчетная предпринимательская прибыль	15 096,6	9 541,8
6	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	0,0	0,0
9	итого необходимая валовая выручка	1 300 371,2	867 863,4

\* Без учета тепловой нагрузки по пару

**Таблица 81 – Технико-экономические показатели Аргаяшской ТЭЦ за 2023 год (на пос. Новогорный)**

№ п/п	Наименование показателя	Един. изм.	Факт 2023
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	80,90
2	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0,00
3	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,00
4	Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	80,90
5	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	17,80
6	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	63,10
7	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	-
8	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	-
9	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	-
10	Прибыль	тыс. руб.	-
11	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	-

**Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций, для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения**  
В актуализированной схеме теплоснабжения представлены результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций за 2019-2023 гг.

**ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации, с учетом последних 3 лет**

В таблице ниже представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных постановлениями Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области. По большинству организаций прослеживается постоянный рост тарифа на поставки тепловой энергии и теплоноситель.

По состоянию базового периода актуализации схемы теплоснабжения (2023 г.) тарифы на услуги теплоснабжения формировались следующим образом:

АО «РИР» формирует тариф на отпуск тепловой энергии в г. Озерск и п. Татыш от энергоисточников - Аргаяшской ТЭЦ, находящейся в эксплуатации у организации, в системе теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ + пускорезервная котельная + пиковая водогрейная котельная (Зона ЕТО №01).

ФГУП «ПО «Маяк» формирует тариф на передачу тепловой энергии по сетям на балансе организации, а также тариф на отпуск тепловой энергии от собственных источников - пиковой водогрейной котельной и паровой котельной.

ММПКХ формирует тариф на передачу тепловой энергии по тепловым сетям на балансе организации (зона ЕТО № 01), а также тариф и сбыт тепловой энергии в пос. Метлино от собственного источника - котельной пос. Метлино (зона ЕТО № 02).

ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» формирует тариф на тепловую энергию для конечных потребителей выступая в качестве единого поставщика в зоне ЕТО № 03.

В таблицах ниже приведена динамика утвержденных тарифов по каждому из регулируемых видов деятельности для теплосетевых и теплоснабжающих организаций Озерского городского округа за период 2021-2023 гг. в соответствии с информацией из открытых источников Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.

**Таблица 82 – Динамика утвержденных тарифов ФГУП «ПО «Маяк», руб/Гкал**

Наименование организации	Единица измерения	01.01.2021	01.07.2021	01.01.2022	01.07.2022	01.12.2022	01.01.2023	01.07.2023	01.12.2023	01.01.2024	01.07.2024	01.12.2024
		30.06.2021	31.12.2021	30.06.2022	01.12.2022	31.12.2023	30.06.2023	01.12.2023	31.12.2023	30.06.2024	01.12.2024	31.12.2024
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	руб./Гкал	<b>Тарифы, установленные для населения</b>										
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	руб./Гкал	<b>Тарифы, установленные для прочих потребителей</b>										
		742,20	798,37	798,37	798,37	825,52	818,18	818,18	818,18	818,18	880,36	
Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	руб./Гкал	<b>Тарифы, установленные для населения</b>										
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	руб./Гкал	<b>Тарифы, установленные для прочих потребителей</b>										
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	832,07	832,07

**Таблица 83 – Динамика утвержденных тарифов АО «РИР», руб/Гкал**

Наименование организации	Единица измерения	01.01.2021	01.07.2021	01.01.2022	01.07.2022	01.12.2022	01.01.2023	01.07.2023	01.12.2023	01.01.2024	01.07.2024	01.12.2024
		30.06.2021	31.12.2021	30.06.2022	01.12.2022	31.12.2023	30.06.2023	01.12.2023	31.12.2023	30.06.2024	01.12.2024	31.12.2024
АО «РИР» (г. Озерск и п. Татыш)	руб./Гкал	<b>Тарифы, установленные для населения</b>										
		-	1093,57	1093,57	1124,72	1194,73	1194,73	1194,73	1194,73	1194,73	1327,83	1327,83
АО «РИР» (г. Озерск и п. Татыш)	руб./Гкал	<b>Тарифы, установленные для прочих потребителей</b>										
		-	1473,61	1388,17	1197,78	1484,29	1484,29	1484,29	1484,29	1484,29	1576,52	1576,52

Наименование организации	Единица измерения	01.01.2021	01.07.2021	01.01.2022	01.07.2022	01.12.2022	01.01.2023	01.07.2023	01.12.2023	01.01.2024	01.07.2024	01.12.2024	
		30.06.2021	31.12.2021	30.06.2022	01.12.2022	31.12.2023	30.06.2023	01.12.2023	31.12.2023	30.06.2024	01.12.2024	31.12.2024	
АО «РИР» (пос. Новогорный)	руб./Гкал	<b>Тарифы, установленные для населения</b>											
		-	-	-	-	-	-	-	1107,91	1107,91	1107,91	1200,25	1200,25
		<b>Тарифы, установленные для прочих потребителей</b>											
		-	-	-	-	-	-	-	1285,53	1285,53	1285,53	1669,33	1669,33

Таблица 84 – Динамика утвержденных тарифов ММПКХ, руб./Гкал

№п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода		
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря	
1	ММПКХ	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения	одноставочный, руб./Гкал	2024	1 867,59	2 081,79
				2025	2 081,79	2 181,46
				2026	2 181,46	2 194,79
				2027	2 194,79	2371,12
				2028	2 357,58	2 357,58
				2028	2 357,58	2 357,58
		Население (с учетом НДС)	одноставочный, руб./Гкал	2024	2 241,11	2498,15
				2025	2 498,15	2 617,75
				2026	2 617,75	2 633,75
				2027	2 633,75	2 845,34
				2028	2 829,10	2 829,10
				2028	2 829,10	2 829,10

**Информация, предоставляемая в соответствии с требованиями Приложения № 20 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Министерства Энергетики РФ от 05.03.2019 г. № 212**

Тарифы на отпущенную тепловую энергию для населения в зонах деятельности ЕТО за 2021-2023 годы представлены в таблице 85.

Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО за 2021-2023 годы представлены в таблице 86.

Расчетный средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности ЕТО за 2021-2023 годы представлены в таблицах.

Таблица 85 – Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации, руб/Гкал

N ЕТО	Наименование ЕТО	2021		2022		2023	
		1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие
1	ФГУП «ПО «Маяк»	742,20	798,37	798,37	798,37	825,52	818,18
4	АО «РИР»	1283,59	1240,87	1161,25	1339,51	1339,51	1268,11

Таблица 86 – Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации, тыс. Гкал

N ЕТО	Наименование ЕТО	2021	2022	2023
1	ФГУП «ПО «Маяк»	453,597	427,533	367,993
2	ММПКХ	44,402	47,256	39,719
3	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	н/д	н/д	н/д
4	АО «РИР»	1531,93	1589,29	1637,72

#### Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

#### Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Согласно статье 8 главы 3 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», плата за подключение к системе теплоснабжения подлежит государственному регулированию. Пунктом 163 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э (далее - Методические указания), определены критерии установления платы за подключение для определенных категорий потребителей. Так, для потребителей с подключаемой тепловой нагрузкой от 0,1 Гкал/ч до 1,5 Гкал/ч, а также для потребителей свыше 1,5 Гкал/ч при наличии технической возможности подключения плата устанавливается на период регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки.

Согласно пункту 165 Методических указаний размер платы за подключение для вышеуказанных категорий заявителей рассчитывается теплоснабжающей (теплосетевой) организацией путем умножения платы за подключение в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки на подключаемую тепловую нагрузку объекта заявителя.

Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 14.12.2023 г. № 113/1 «Об установлении платы за подключение к системам теплоснабжения теплоснабжающих (теплосетевых) организаций на территории Челябинской области на 2024 год» определена плата за подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения АО «РИР», ФГУП «ПО «Маяк», ММПКХ, ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» и ООО «Сервисный центр» в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки.

Плата за подключение к системам теплоснабжения вышеперечисленных теплоснабжающих (теплосетевых) организаций на территории Озерского городского округа в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки определяется согласно таблице 87.

Таблица 87 – Плата за подключение к системам теплоснабжения вышеперечисленных теплоснабжающих (теплосетевых) организаций на территории Озерского городского округа в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
	Составляющие платы за подключение объектов заявителей, в том числе:	
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	15,73
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе при наличии дифференциации:	
2.1	Надземная (наземная) прокладка	
2.1.1	до 250 мм	1 178,66
2.1.2	251 -400 мм	967,53
2.1.3	401 - 550 мм	-
2.1.4	551 * 700 мм	-
2.1.5	701 мм и выше	-
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	
2.2.1	канальная прокладка	
2.2.1.1	до 250 мм	2 329,51
2.2.1.2	251 -400 мм	1 250,44
2.2.1.3	401 - 550 мм	-
2.2.1.4	551 -700 мм	-
2.2.1.5	701 мм и выше	-
2.2.2	бесканальная прокладка	
2.2.2.1	до 250 мм	1 750,60
2.2.2.2	251 -400 мм	1 556,54
2.2.2.3	401 - 550 мм	-
2.2.2.4	551 - 700 мм	-
2.2.2.5	701 мм и выше	-
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (Г12.2)	•
4	Налог на прибыль	377,24

#### Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за поддержание резервной тепловой мощности на территории Озерского городского округа не устанавливается.

Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения

В актуализированной схеме теплоснабжения представлена динамика изменения тарифов на тепловую энергию в Озерском городском округе.

#### ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

**12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Система теплоснабжения «Аргаяшская ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая водогрейная котельная» гидравлически разбалансирована, что приводит к завышенным расходам теплоносителя у начальных потребителей магистральной и занижению расхода у конечных потребителей, следовательно, происходит недоотпуск тепловой энергии.

Срезка температурного графика к снижению качества теплоснабжения потребителей.

Отсутствие или нарушение изоляции трубопроводов тепловой сети котельной пос. Метлино приводит к сверхнормативным тепловым потерям в тепловых сетях, которые достигают 30 % полезного отпуска тепловой энергии.

**Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Большая часть тепловых сетей Озерского городского округа имеет высокий физический износ, что приводит к увеличению вероятности потенциальных аварий и инцидентов в системах теплоснабжения

Схема присоединения абонентов к системе теплоснабжения на территории г. Озерска - элеваторная с открытым водоразбором ГВС. Отсутствие на ряде потребителей необходимого для элеватора распадаемого напора (15 м вод. ст.) ведет к повышению температуры теплоносителя в подающей линии системы отопления выше нормативной при работе тепловых сетей по графику 150/70°С.

Значительная часть установленных в ИТП регуляторы температуры ГВС вышли из строя. Таким образом, возможность регулирования температуры ГВС ограничена. В отопительный период температура ГВС в местах водоразбора поднимается выше максимума, предусмотренного СанПиН 2.1.4.2496-09.

Оборудование котельной п. Метлино имеет высокую степень износа, что увеличивает вероятность аварий и отказов на источнике. На котельной п. Метлино необходимо устранение замечаний промышленной безопасности, без которых дальнейшая эксплуатация котельной невозможна.

**В здании котельной необходимо выполнить:**

ремонт отстойки и восстановление отсутствующей отстойки, очистить отстойку здания от растительности и строительного мусора в осях в осях 11/А-Е, 1-12/А, 1/А-В, 1-8/1 и В, 8/1 и В-Е;

ремонт кирпичной кладки стен и карнизов наружной поверхности стен в осях 11/1 и Г-Д, 11-12/Д;

устранить причины увлажнения стены (ремонт кровли в зоне карниза/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами и др.), осушить участки, провести ремонт поврежденных мест:

на участках выветривания наружного слоя кладки, в местах понижения плотности и пористости кирпичной кладки стены удалить рыхлый слой кладки до прочного основания, на участках повреждений глубиной менее 20 мм выполнить ремонт поверхности стены ремонтным цементно-песчаным раствором;

при глубине повреждения кирпичной кладки от 20 до 50 мм выполнить ремонт и усиление специальным ремонтным раствором (бетонной рубашкой) по арматурной сетке;

на участках с выпадением нескольких рядов кирпичей или повреждений глубиной 100 мм и более переложить наружную кладку кирпичом маркой камня не ниже М100.

ремонт наружной поверхности стеновых панелей в осях 7-9/В, 1-5/В, 1/А-В, 5/А, 6-7/А: устранить причины увлажнения стены (ремонт кровли в зоне карниза/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами и др.), удалить рыхлый слой бетона до прочного основания, выполнить ремонт и усиление специальным ремонтным раствором (бетонной рубашкой) по арматурной сетке;

ремонт цокольной части стен в осях 6-7/А, 8-11/А, 11/1 и А-Б и восстановить отделочный слой;

ремонт внутренних поверхностей стен и перегородок помещений в осях 1-11/А-В, 10-11/1 и В-Д: устранить причины увлажнения внутренних поверхностей стен (организованный отвод конденсата/устройство защитного экрана от брызг/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами, ремонт кровли и конструкций покрытия), участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, выполнить ремонт (заделку) трещин, загрунтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) стен;

ремонт поврежденных участков колонн и стоек в осях 1-11/А-В, 8/1-11/1 и Г-Д: участки со следами коррозии зачистить от ржавчины, нанести антикоррозионное покрытие, устранить причины увлажнения конструкций, восстановить защитный слой бетона на поврежденных участках, восстановить отделочный слой.

ремонт плит перекрытия и покрытия в осях 2-11/А-В, 9-11/Г-Д: устранить причины увлажнения (ремонт кровли, организованный отвод конденсата и испарений), оголенную арматуру зачистить от продуктов коррозии, нанести антикоррозионное покрытие, выполнить обрамления технологических отверстий в соответствии с требованиями технической документации, восстановить защитный слой бетона в местах разрушения, участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, загрунтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) плит перекрытия и перекрытия.

капитальный ремонт кровли в осях 1-11/А-В, 8-11/Г-Д;

капитальный ремонт полов котельной в осях 1-11/А-В на основании специально разработанных проектных решений с учетом требований СП 89.13330.2016.

восстановить отсутствующее остекление оконных проемов, заменить двойное остекление на одинарное в осях 1-11/А-В с учетом требований п. 7.9 СП 89.13330.2016.

**На котлоагрегатах необходимо:**

Котел № 7:

Выполнять проведение проверок манометров и резервных питательных насосов. Результаты проверки заносить в сменный журнал;

Провести проверку исправности сигнализации и автоматических защит;

Провести проверочный расчет пропускной способности предохранительных клапанов с учетом пониженного давления;

Провести наладку водно-химического режима котла. Разработать режимную карту и инструкцию по ведению водно-химического режима котла;

Котёл № 6:

Выполнить работы по приварке колокольчиков, имеющих разрушения кромок и высоту менее 3 мм, к барабану;

Восстановить изоляцию барабана и обмуровку котла.

**Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

На магистральных сетях ФГУП «ПО Маяк» от АТЭС до г. Озерска имеется заужение от коллекторной 1 до павильона П-2, которое обуславливает перерасход электроэнергии на насосных для циркуляции теплоносителя, в значительной мере снижает надежность и экономичность теплоснабжения города.

Отсутствует система автоматического сбора информации о параметрах работы системы теплоснабжения. Отсутствует возможность оперативного контроля работы системы теплоснабжения, возможность оперативной корректировки работы оборудования, в случае отклонения от расчетных режимов.

**Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Поставка топлива для котельных осуществляется по газопроводам. Нарушения в поставке топлива не наблюдаются.

На Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк» организовано хранение нормативного запаса резервного топлива - мазута.

Доставка топлива на Аргаяшской ТЭЦ осуществляется как по газопроводам, так и по железной дороге (твердое топливо). Сбоев в поставке топлива зафиксировано не было. На Аргаяшской ТЭЦ организован НЭЗТ и ННЗТ твердого и жидкого топлив.

**Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлены.

**Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа**

В актуализированной схеме теплоснабжения приведено текущее описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 2 ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### Озерск, 2024 СОДЕРЖАНИЕ

1. [Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения](#) 4
2. [Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе](#) 7
  - 2.1. [Ретроспективный анализ ввода жилья, зданий общественного и делового назначения, производственной застройки, общая характеристики и техническое состояние жилого фонда](#) 7
  - 2.2. [Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий](#) 10
3. [Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации](#) 12
4. [Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии \(мощности\) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе](#) 14
  - 4.1. [Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии \(мощности\) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе](#) 16
  - 4.2. [Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии \(мощности\) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе](#) 19
  - 4.3. [Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии \(мощности\) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зонах действия ЕТО на каждом этапе](#) 19
5. [Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии \(мощности\) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе](#) 19
6. [Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии \(мощности\) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии \(мощности\) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя \(горячая вода и пар\) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе](#) 19
7. [Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения](#) 20
  - 7.1 [Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения](#) 20
  - 7.2 [Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки](#) 20
  - 7.3 [Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии](#) 20
  - 7.4 [Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды](#) 20

### 1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Выполненный для определения базового спроса на тепловую энергию статистический анализ фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов источников централизованного теплоснабжения показал, что фактическая отпускаемая в тепловые сети величина тепловой энергии, пересчитанная на расчетное значение температуры наружного воздуха минус 34°C, существенно ниже суммы договорных нагрузок потребителей и расчетных значений тепловых потерь.

Средняя по системе централизованного теплоснабжения от Аргаяшской ТЭЦ + пускорезервная котельная + пиковая водогрейная котельная оценка величины расчетных тепловых нагрузок составляет порядка 42% от величины договорных нагрузок.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно для разработки схемы теплоснабжения, кардинальным образом влияя на планируемые мероприятия по развитию источников теплоснабжения и тепловых сетей (принятие в расчет договорных, но реально не достигаемых нагрузок может на порядок увеличить капитальные затраты на эти мероприятия, которые окажутся невостребованными). Расхождение, как можно предположить, обусловлено методическими погрешностями при расчете проектных тепловых нагрузок, методическими погрешностями расчета по укрупненным показателям (объемам, площадям отапливаемых зданий), унаследованной психологией системы распределения благ при их дефиците (запрос потребителя превышает потребность). Снижение расчетных нагрузок по сравнению с договорными отчасти вызвано и тем, что некоторые потребители, относящиеся к категории промышленных, отключили часть своих теплоснабляющих установок, сохранив прежнюю договорную нагрузку.

В соответствии с приложением 6 Методических рекомендаций по разработке теплоснабжения фактическая присоединенная нагрузка определяется по величине достигнутого максимума тепловой нагрузки. В рамках актуализации Схемы теплоснабжения произведено уточнение фактических нагрузок в системе теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ + пускорезервной котельной + пиковой водогрейной котельной.

Для определения расчетной нагрузки на коллекторах, которая может быть достигнута при расчетных температурах наружного воздуха, производился пересчет от фактической температуры наружного воздуха в период достигнутого максимума к расчетной температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления.

В Разделе 5 Главы 1 представлены следующие сведения, требуемые для расчета расчетной нагрузки на коллекторах теплоисточника:

- дата достижения максимума отпуска тепловой энергии с коллекторов;
- величина достигнутого максимума;
- среднесуточная температура наружного воздуха в период достигнутого максимума.

С целью повышения точности результатов, расчетная нагрузка определена не по одному, а по 3-5 максимальным суточным значениям теплоотпуска в периоды стояния темпе-

ратур наружного воздуха, близких к расчетным значениям для проектирования системы отопления.

Для дальнейших расчетов принимается рассчитанная разработчиком схемы теплоснабжения нагрузка. По остальным источникам тепловой энергии показания приборов учета не предоставлены.

**Таблица 1 - Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в поселении, городском округе, городе федерального значения за 2023 год**

N зоны	Наименование ЕТО	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч					Всего суммарная нагрузка
		отопление и вентиляция	население горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	прочие горячее водоснабжение	
1	АО «РИР» (г. Озерск, р-н Медгородка и п. Татыш)	148,2	45,7	193,9	275,8	63,0	532,7
2	ММПКХ	6,3	1,2	7,5	0	0	7,5
3	ММУП ЖКХ (п. Новогорный)	36,8	6,4	43,2	19,7	0	62,9
ИТОГО		191,3	53,3	244,6	295,5	63	603,1

**Таблица 2 - Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в поселении, городском округе, городе федерального значения за 2023 год**

N зоны	Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал					Всего суммарное потребление
		отопление и вентиляция	население горячее водоснабжение	суммарное потребление	отопление и вентиляция	прочие горячее водоснабжение	
1	АО «РИР» (г. Озерск, р-н Медгородка и п. Татыш)	643,5	198,3	841,8	852,1	194,7	1 888,7
2	ММПКХ (п. Метлино)	17,5	3,4	20,9	0,0	0,0	20,9
3	ММУП ЖКХ (п. Новогорный)	36,8	6,4	43,2	19,7	0	62,9
ИТОГО		697,8	208,1	905,9	871,8	194,7	1972,5

## 2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе

### 2.1. Ретроспективный анализ ввода жилья, зданий общественного и делового назначения, производственной застройки, общая характеристики и техническое состояние жилого фонда

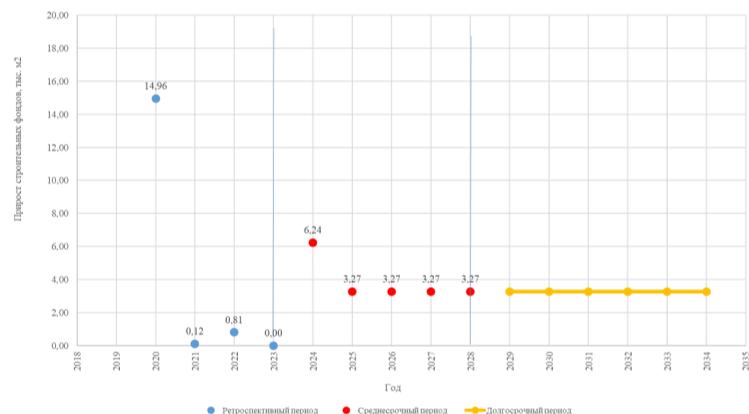
Сведения о движении строительных фондов в городском округе представлена в таблице 3. Информация принята согласно сведениям Управления архитектуры и градостроительства администрации города и данным Федеральной службы государственной статистики (<http://www.gks.ru/>).

Существующая площадь общественно-деловой застройки и промышленного сектора по состоянию на 01.01.2024 не предоставлена. Ввиду отсутствия данной информации в Генеральном плане и прочих статистических документах, анализ общественно-деловой застройки и промышленных предприятий по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения невозможен.

**Таблица 3 - Сведения о движении строительных фондов в городском округе, тыс.м<sup>2</sup>**

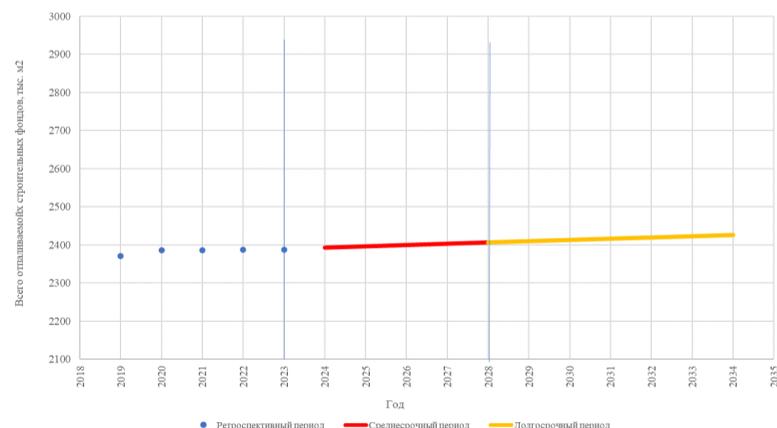
	Годы				
	2019	2020	2021	2022	2023
Общая отапливаемая площадь строительных фондов на начало года	2 183,86	2 371,08	2 386,04	2 386,17	2 386,97
Прибыло общей отапливаемой площади, в том числе:	187,22	14,96	0,12	0,81	0,00
новое строительство, в том числе:	187,22	14,96	0,12	0,81	0,00
многоквартирные жилые здания	127,57	0,00	0,00	0,81	0,00
общественно-деловая застройка	57,90	0,08	0,12	0,00	0,00
индивидуальная жилищная застройка	0,91	6,88	0,00	0,00	0,00
производственные здания	0,85	8,00	0,00	0,00	0,00
Выбыло общей отапливаемой площади	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Общая отапливаемая площадь на конец года	2371,08	2 386,04	2 386,17	2 386,97	2 386,97

Прогнозный прирост строительных фондов приведен на рисунке 1.



**Рисунок 1- Прогноз приростов строительных фондов в Озерском городском округе**

Прогнозный отапливаемых строительных фондов приведен на рисунке 2.



**Рисунок 2- Прогноз отапливаемых строительных фондов в Озерском городском округе**

### 2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов приведены в таблицах 4 - 6. **Таблица 4 - Ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей площадью жилищного фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс.м<sup>2</sup>**

Наименование показателей	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост жилищного фонда, в том числе:	128,48	6,88	0,00	0,81	0,00	6,24	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
накопительным итогом:	128,48	135,36	135,36	136,17	136,17	142,41	145,68	148,95	152,22	155,50	158,77	162,04	165,31	168,58	171,85	175,13
Многоэтажный жилищный фонд	127,57	0,00	0,00	0,81	0,00	6,24	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,91	6,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего по поселению, в том числе:	128,48	6,88	0,00	0,81	0,00	6,24	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27

**Таблица 5 - Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс.м<sup>2</sup>**

Наименование показателей	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост общественно-делового фонда, в том числе:	57,90	0,08	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
накопительным итогом:	57,90	57,98	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10	58,10

**Таблица 6 - Снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей площадью фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс.м<sup>2</sup>**

Наименование показателей	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Снос жилищного фонда, в том числе:	н/д															
накопительным итогом:	н/д															

### 3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

Удельные расходы тепловой энергии на отопление, вентиляцию для перспективного строительства для жилых домов и общественно-деловой застройки принимаются в соответствии с данными таблицы 14 СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий».

Удельные расходы тепловой энергии для нагрева холодной воды на нужды ГВС для перспективного строительства определяются в соответствии с данными СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Приложение Г.

Требования энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требования к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов принимаются согласно Приказа Минстроя России от 17.11.2017 № 1550.

Нормируемый (базовый) удельный спрос на тепловую мощность на нужды отопления и вентиляции вновь строящихся зданий по СП 50.13330.2012 приведен в таблице 7.

**Таблица 7 - Нормируемый (базовый) удельный спрос на тепловую мощность на нужды отопления и вентиляции вновь строящихся зданий по СП 50.13330.2012, Вт/(м<sup>3</sup>·°С)**

Тип здания	Этажность здания							
	1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1 Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,29
2 Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	0,487	0,44	0,417	0,371	0,4	0,342	0,324	0,311
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
4 Дошкольные учреждения, хосписы	0,521	0,521	0,521	-	-	-	-	-
5 Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	-	-	-
6 Административного назначения (офисы)	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232

Расчетный прогнозный удельный спрос на тепловую мощность на нужды отопления и вентиляции и горячего водоснабжения вновь строящихся зданий по СП 50.13330.2012 приведен в таблице 8.

**Таблица 8 - Удельное теплопотребление и удельная тепловая нагрузка для вновь строящихся зданий в границах городского округа**

Год постройки	Тип застройки	Удельное теплопотребление, Гкал/м <sup>2</sup> /год				Удельная тепловая нагрузка, ккал/(ч·м <sup>2</sup> )			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма	Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма
2024-2028	Жилая многоэтажная	0,388	0	0,190	0,578	68,4	0,0	22,5	91,0
с 2029	Жилая многоэтажная	0,388	0	0,190	0,578	68,4	0,0	22,5	91,0

### 4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

В настоящий момент существующие предприятия не имеют проектов расширения или увеличения мощности производства в существующих границах. Запланированные преобразования на территории промышленных предприятий имеют административную направленность и не окажут влияния на уровни потребления тепловой энергии города. Кроме того, при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия могут устанавливать собственные источники тепловой энергии, которые работают для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара или горячей воды на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для строительства новых промышленных предприятий.

Перспективные объекты коммунально-складского назначения не будут потреблять тепловую энергию в виде пара на технологические нужды. Отпуск тепловой энергии таким потребителям будет осуществляться с горячей водой и расходоваться на обеспечение нужд отопления, вентиляции и ГВС.

Перечень перспективных потребителей городского округа Озерск приведен в таблице 9.

Прогноз прироста тепловых нагрузок по Озерскому городскому округу сформирован на основе:

- прогноза роста площадей перспективной застройки на период до 2034 года и прогноза удельных параметров теплопотребления объектов нового строительства на отопление, вентиляцию и на нужды ГВС;
- планов сноса ветхого и аварийного фонда.

**Таблица 9 - Перечень перспективных потребителей**

№п/п	Перспективные потребители		Тепловая нагрузка, Гкал/час					Планируемый год ввода	Присоединение к тепловому источнику
	Наименование, назначение здания	Адрес	Технология	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего		
1	Производственная база (ТОСЭР)	в районе нежилого здания по ул. Кыштымская, 106 пос. Новогорный	-	3,0	-	-	3,0	-	Аргаяшская ТЭЦ

### 4.1. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя приведены в таблицах ниже. Таблица 10 - Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях на период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда, то же накопительным итогом, в том числе:	0,427	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224
Многоэтажный жилищный фонд	0,427	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по поселению, в том числе:	0,427	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224
по зонам действия источников											
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	0,427	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224	0,224
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная пос. Метлино	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 11 - Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях на период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

Наименование показателей	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки горячего водоснабжения жилищного фонда, то же накопительным итогом, в том числе:	0,141	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Многоэтажный жилищный фонд	0,141	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по поселению, в том числе:	0,141	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
по зонам действия источников											
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	0,141	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная пос. Метлино	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 12 - Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

Наименование показателей	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
то же накопительным итогом, в том числе:	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
по зонам действия источников											
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная пос. Метлино	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

### 4.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии приведены в таблицах 10 - 12.

**4.3. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зонах действия ЕТО на каждом этапе**

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зонах действия ЕТО приведены в таблицах 10 - 12.

**5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе**

Для рационального и эффективного использования энергоресурсов на территории муниципального образования предложено сохранение существующей системы теплоснабжения с учетом того, что на территории муниципального образования расширяется газораспределительная сеть, что позволит организовать отопление, горячее водоснабжение потребителей от индивидуальных газовых котлов. Предложения по реконструкции и новому строительству в отношении источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях муниципального образования, не требуется. Перспективная тепловая нагрузка на осваиваемых территориях муниципального образования будет компенсирована индивидуальными источниками. Возможность передачи тепловой энергии от существующих источников тепловой энергии имеется.

**6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

Приросты объемов потребления тепловой энергии на территории муниципального образования в производственных зонах приведены в таблице 9.

**7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения**

Актуализированы прогнозы приростов спроса на тепловую мощность производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя в зонах действия существующих источников тепловой энергии

**7.1 Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Информация о подключении новых объектов теплоснабжения к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, отсутствует.

**7.2 Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки**

В ранее утвержденной схеме теплоснабжения прогноз перспективной застройки отсутствовал. В актуализированной схеме прогноз перспективной застройки сформирован с учетом фактических приростов отапливаемых площадей в Озерском городском округе за ретроспективный период.

**7.3 Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии**

С момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения уточнены тепловые нагрузки потребителей. Актуальные тепловые нагрузки приведены в настоящей Схеме теплоснабжения.

**7.4 Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды**

Данные о фактических готовых расходах теплоносителя приведены в таблице ниже.

Таблица 13 - Данные о фактических годовых расходах теплоносителя, тонн/год

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Аргаяшская ТЭЦ (на пос. Новогорный)</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	87274	92268	67615	44759	30794
нормативные утечки теплоносителя в сетях	34482	34482	35381	35381	30794
сверхнормативный расход воды	52792	57786	32234	9378	0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	3426062	3344288	3608796	3419081	3259140
нормативные утечки теплоносителя в сетях	882009	882009	882009	882009	882009
сверхнормативный расход воды	208322	248066	492505		104086
Расход воды на ГВС и подпитку тепловых сетей ММПКХ	2335731	2214213	2234282	2537071	2273045
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	103894	109588	63510	63510	63510
нормативные утечки теплоносителя в сетях	11651	17345	17345	17345	17345
сверхнормативный расход воды	0	0	0	0	0
Расход воды на ГВС	92243	92243	46165	46165	46165

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМощности Источников ТЕПЛОМощности И ТЕПЛОМощности Потребителя

Озерск, 2024  
СОДЕРЖАНИЕ

1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки 4
  - 1.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия ТЭЦ с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки 4
  - 1.2 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия котельных с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки 9
  - 1.3 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из совместных зон действия ТЭЦ и пиковых котельных с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки 11
2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии 11
  - 2.1 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода ТЭЦ с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от ТЭЦ 12
  - 2.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода котельной с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от котельной 12
3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей 12
4. Зоны развития территории поселения, городского округа, города федерального значения с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии 13
5. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, для каждой системы теплоснабжения, - за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения 13

**1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки****1.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия ТЭЦ с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки**

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки с определением резервов (дефицитов) существующей, располагаемой тепловой мощности в системе теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая водогрейная котельная + Котельная Медгородка, представлены в таблице ниже. Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк» обеспечивает деаэрацию подпиточной воды, указанной выше системы теплоснабжения.

Балансы составлены с учетом приростов тепловой нагрузки в соответствии с данными, приведенными в Глава 2 «Перспективное потребление тепловой энергии и теплоносителя на цели теплоснабжения».

**Таблица 1 - Балансы тепловой мощности Аргаяшской ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая водогрейная котельная + Котельная Медгородка + Паровая котельная, Гкал/ч**

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Приходная часть</b>												
Установленная тепловая мощность, в том числе	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9	997,9
Аргаяшской ТЭЦ в том числе	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089



Расчет для каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети, основывается на электронной модели ГИС «Zulu» Озерского городского округа. Электронная модель существующего положения приведена в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения в границах Озерского городского округа до 2034 г. Требуемый располагаемый напор у потребителей для устойчивой работы элеваторов принят не ниже 15 м вод. ст.

Для покрытия объектов нового строительства, перспективной тепловой нагрузки и обеспечения удовлетворительных гидравлических режимов у потребителей в каждый расчетный период, необходимо выполнить реконструкцию тепловых сетей с увеличением пропускной способности за счет изменения диаметра условного прохода существующих трубопроводов, строительство и реконструкцию насосных станций, реконструкцию ЦТП и ИТП. Перечень объектов строительства и реконструкции указан в Главе 8.

Перспективный гидравлический режим системы теплоснабжения рассчитан исходя из следующих ограничений:

- поддержания располагаемого напора у потребителей не менее 1,2-1,5 атм. при зависимом и не менее 0,3-0,5 атм. (в зависимости от сопротивления систем отопления) при непосредственном присоединении систем отопления к наружным тепловым сетям;
- обеспечения давления в обратном трубопроводе у потребителей не более 6 атм. для предотвращения разрыва систем отопления абонентских систем;
- поддержания давления не менее 3 атм. в подающем трубопроводе тепловых сетей для обеспечения не вскипания теплоносителя в интервале температур 100-135°С.

### 1.1 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода ТЭЦ с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от ТЭЦ

Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода ТЭЦ с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от ТЭЦ выполнен в электронной модели.

1.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода котельной с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от котельной

По результатам расчета гидравлических режимов существующих тепловых сетей с учетом присоединения перспективной тепловой нагрузки сделать выводы, что существующие сети способны обеспечить подачу расчетного расхода теплоносителя с учетом перспективной нагрузки.

### 3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Проведенный анализ балансов тепловых нагрузок и мощностей источников теплоснабжения позволяет сделать следующие выводы:

- С учетом перспективных приростов нагрузок на протяжении расчетного срока актуализированной схемы теплоснабжения имеется резерв обеспечения тепловой нагрузки;
- Расчеты показывают, что существующей тепловой мощности «нетто» достаточно для покрытия необходимых тепловых нагрузок.

По результатам актуализации спроса на тепловую мощность на территории Озерского городского округа отсутствуют зоны развития территории с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченные тепловой мощностью на перспективу.

### 4. Зоны развития территории поселения, городского округа, города федерального значения с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии

В зонах развития территории городского округа с перспективной нагрузкой не обеспеченной источниками тепловой энергии, планируется компенсировать индивидуальными источниками теплоснабжения.

### 5. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, для каждой системы теплоснабжения, - за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения

С момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения уточнены тепловые нагрузки потребителей и балансы тепловой мощности источника тепловой энергии.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)

### ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 5

## МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Озерск, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

1. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения) 3
2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 14
3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей ..... 15
4. Описание изменений в мастер-плане развития системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 15

### 1. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)

Мастер-план разработан для обоснования принципиальных решений по перспективной загрузке источников теплоснабжения Озерского городского округа, оптимального перераспределения существующих и перспективных зон теплоснабжения, закладываемых в основу предложений по строительству и реконструкции источников (приведены в Книге 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии») и тепловых сетей (приведены в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них»).

Для повышения эффективности работы централизованной системы теплоснабжения в составе настоящей Схемы рассматривается реализация мероприятий, представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Мероприятия для развития системы теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Планируемый объем капитальных вложений, тыс.руб. (без НДС)				Всего с НДС, тыс. руб
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия			ПИР и ПСД	Оборудование	Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	Всего	
1	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2	-	-	-	-	2023	2024	0	0	36 714	36 714	44 057
2	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9	-	-	-	-	2024	2024	0	0	120 576	120 576	144 691
3	Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2	-	-	-	-	2024	2024	0	0	25 639	25 639	30 767
4	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6	-	-	-	-	2025	2025	0	0	207 523	207 523	249 027
5	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	-	-	-	-	2025	2028	9 800	0	0	9 800	11 760
6	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	-	-	-	-	2025	2028	0	0	72 800	72 800	87 360
7	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	-	-	-	-	2026	2026	0	0	238 146	238 146	285 775
8	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	-	-	-	-	2025	2028	0	0	147 100	147 100	176 520
9	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	-	-	-	-	2027	2027	0	0	0	0	0
10	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	-	-	-	-	2025	2028	0	0	115 900	115 900	139 080
11	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	-	-	-	-	2028	2028	0	0	0	0	0
12	Наладка систем ГВС у потребителей					2024	2025	-	-	-	40 000	48 000
12.1	Восстановление работы терморегуляторов или их установка					-	-	-	-	-	-	-
12.2	Расчет и установка необходимых регулировочных клапанов или шайб					-	-	-	-	-	-	-
12.3	Проведение общей наладки систем ГВС с требованием соблюдения норм СанПиН по горячей воде для населения и по температуре возвращаемого теплоносителя от зданий в тепловую сеть					-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Планируемый объем капитальных вложений, тыс.руб. (без НДС)				Всего с НДС, тыс. руб	
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия			ПИР и ПСД	Оборудование	Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	Всего		
13	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/ диаметр	м мм	4500 (в од-нотрубном исполнении) D1000	4500 (в од-нотрубном исполнении) D1000	-	-	-	-	-	-	-	
14	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19 560	23 472
14.1	От камеры Д-27/1 до камеры Д-27/3 по бульвару Луначарского г Озерск	протяженность/ диаметр	м мм	390 D219	390 D219	-	-	-	-	-	-	6 472	7 767
14.2	От камеры Д-27/3 до камеры Д-27/5 по бульвару Луначарского в г Озерск	протяженность/ диаметр	м мм	249 D325	249 D325	-	-	-	-	-	-	7 824	9 389
14.3	От ж/д по ул. Семенова 2 до тепловой камеры Д-42 (перекресток Семенова-Музрукова)	протяженность/ диаметр	м мм	195 D219	195 D219	-	-	-	-	-	-	5 264	6 316
15	Установка регулировочной арматуры на основные ответвления магистралей и на подводящих сетях к МКД для гидравлической настройки городских тепловых сетей и нормализации режима теплоснабжения МКД по 35 адресам	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8 561	10 273
16	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 931	7 117
16.1	Теплосеть от ТК-38 до ТК-7 по пер. Энергетиков	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	448	538
16.2	Теплосеть от ТК-38 до ТК-41 по ул. Мира	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	480	577
16.3	Теплосеть от ТК-14 до ТК-15 по ул. Центральная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 091	1 310
16.4	Теплосеть от ТК-39 до ВПЧ-6 по ул. Мира	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	754	904
16.5	Т/с по ул. Центральная от ТК-27 до ж/д № 82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 736	3 283
16.6	Т/с по территории д/с «Колосок» от ТК-18 до ТК-19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	421	505
17	Выполнение испытаний тепловых сетей на тепловые потери, гидравлические потери и разработка мероприятий по регулировке тепловых сетей п. Метлино с составлением соответствующего отчета	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	Устранение замечаний промышленной безопасности, без которых дальнейшая эксплуатация котельной невозможна	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Проектирование блочно-модульной котельной в п. Метлино (заказчик МКУ «УКС»)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Капитальный ремонт здания котельной п. Метлино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.1	Выполнение ремонт отмостки и восстановление отсутствующей отмостки, очистить отмостку здания от растительности и строительного мусора в осях в осях 11/А-Е, 1-12/А, 1/А-В, 1-8/1 и В, 8/1 и В-Е;	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.2	Выполнение ремонта кирпичной кладки стен и карнизов наружной поверхности стен в осях 11/1 и Г-Д, 11-12/Д	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.3	Выполнение ремонта наружной поверхности стеновых панелей в осях 7-9/В, 1-5/В, 1/А-В, 5/А, 6-7/А; устранить причины увлажнения стены (ремонт кровли в зоне карниза/ защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами и др.), удалить рыхлый слой бетона до прочного основания, Выполнение ремонт и усиление специальным ремонтным раствором (бетонной рубашкой) по арматурной сетке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.4	Выполнение ремонта цокольной части стен в осях 6-7/А, 8-11/А, 11/1 и А-Б и восстановить отделочный слой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.5	Выполнение ремонта внутренних поверхностей стен и перегородок помещений в осях 1-11/А-В, 10-11/1 и В-Д: устранить причины увлажнения внутренних поверхностей стен (организованный отвод конденсата/устройство защитного экрана от брызг/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами, ремонт кровли и конструкций покрытия), участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, Выполнение ремонт (заделку) трещин, загрунтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) стен	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.6	Выполнение ремонта поврежденных участков колонн и стоек в осях 1-11/А-В, 8/1-11/1 и Г-Д: участки со следами коррозии зачистить от ржавчины, нанести антикоррозионное покрытие, устранить причины увлажнения конструкций, восстановить защитный слой бетона на поврежденных участках, восстановить отделочный слой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.7	Выполнение ремонта плит перекрытия и покрытия в осях 2-11/А-В, 9-11/Г-Д: устранить причины увлажнения (ремонт кровли, организованный отвод конденсата и испарений), оголенную арматуру зачистить от продуктов коррозии, нанести антикоррозионное покрытие, Выполнение обрамления технологических отверстий в соответствии с требованиями технической документации, восстановить защитный слой бетона в местах разрушения, участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, загрунтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) плит покрытия и перекрытия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.8	Выполнение капитального ремонта кровли в осях 1-11/А-В, 8-11/Г-Д	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.9	Выполнение капитального ремонта полов котельной в осях 1-11/А-В на основании специально разработанных проектных решений с учетом требований СП 89.13330.2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.10	Восстановление отсутствующего остекления оконных проемов, заменить двойное остекление на одинарное в осях 1-11/А-В с учетом требований п. 7.9 СП 89.13330.2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Планируемый объем капитальных вложений, тыс.руб. (без НДС)				Всего с НДС, тыс. руб	
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия			ПИР и ПСД	Оборудование	Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	Всего		
21	Работы на котле ст. №7 по результатам ЭПБ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21.1	Проведение проверок манометров и резервных питательных насосов. Результаты проверки заносить в сменный журнал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21.2	Проведение проверки исправности сигнализации и автоматических защит	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21.3	Проведение проверочного расчета пропускной способности предохранительных клапанов с учетом пониженного давления	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21.4	Проведение наладки водно-химического режима котла. Разработать режимную карту и инструкцию по ведению водно-химического режима котла	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	Выполнение РНИ на котле ст. №7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Работы на котле ст. №6 по результатам ЭПБ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23.1	Выполнение работы по приварке колокольчиков, имеющих разрушения кромок и высоту менее 3 мм, к барабану	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23.2	Восстановление изоляции барабана и обмуровки котла	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Выполнение РНИ на котле ст. №6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	РНИ водоподготовительной установки	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	Здание склада соли: проведение капитального ремонта с установкой приточно-вытяжной вентиляции	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Обследование дымовой трубы с привлечением соответствующих организаций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Всего	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	1 048 248	1 257 898
-	в том числе	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
-	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
-	Наладка систем ГВС у потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40 000	48 000
-	АО «РИР»	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
-	источник теплоснабжения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	974 197	1 169 036
-	тепловые сети	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
-	ММПКХ	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
-	источник теплоснабжения	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
-	тепловые сети	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	34 052	40 862

В рамках рассмотрения вариантов перспективного развития систем теплоснабжения Озерского городского округа рассматривается работа Аргаяшской ТЭЦ с различными видами топлива:

- вариант 1 – предусматривает использование только природного газа с 2026 года;
- вариант 2 – предусматривает использование трех видов топлива (природного газа, уголь, мазут) с 2026 года.

Технико-экономические показатели работы Аргаяшской ТЭЦ представлены в таблице 2 и 3.

**Таблица 2 - Технико-экономические показатели работы Аргаяшской ТЭЦ (вариант 1 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1594,82	1594,8	1594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	609,6	610,2	610,5	610,7	611,0	611,3	611,6	611,9	612,2
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,12	405,12	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

**Таблица 3 - Технико-экономические показатели работы Аргаяшской ТЭЦ (вариант 2 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	61,2	61,3	61,3	61,3	61,4	61,4	61,4	61,5	61,5
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	548,4	548,9	549,1	549,4	549,7	549,9	550,2	550,4	550,7
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

**2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения**

Использование в качестве топлива - природного газа, угля и мазута позволит сократить издержки на топливо. Поэтому целесообразно сохранить структуру использования топлива на ТЭЦ, за счет использования природного газа, угля и мазута – вариант 2.

**3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей**

С целью минимизации затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе рекомендуется вариант 2.

**4. Описание изменений в мастер-плане развития системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения выполнен выбор приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения путем сравнения прогнозных значений удельного расхода топлива.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ**

Озерск, 2024СОДЕРЖАНИЕ

1. Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии 3
2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков превода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения 5
3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов 5
4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии 5
5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения 5
6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 9
7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 9

**1. Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии**

Теплоноситель в системе теплоснабжения источника тепловой энергии, предназначен как для передачи теплоты (теплоносителя), так и для восполнения утечек теплоносителя, за счет подпитки тепловой сети.

При эксплуатации тепловых сетей утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения в час.

Для систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции.

Потери в тепловых сетях новых источников теплоснабжения определяются на этапе проектирования.

Выполнен расчет нормативной и аварийной подпитки тепловых сетей источника теплоснабжения. Указанные сведения представлены в таблице ниже.

**Таблица 1 – Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии, тыс. м<sup>3</sup>**

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)																
Всего подпитка тепловой сети, т/ч, в том числе:	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
нормативные утечки теплоносителя	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)																
Всего подпитка тепловой сети, т/ч, в том числе:	391,1	381,8	412,0	390,3	372,0	372,4	375,0	377,8	380,9	384,1	387,6	391,4	395,3	399,6	404,1	408,8
нормативные утечки теплоносителя	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	101,1	103,7	106,5	109,5	112,8	116,3	120,0	124,0	128,2	132,7	137,5
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	290,4	281,1	311,3	289,6	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4
Котельная п. Метлино (ММПКХ)																
Всего подпитка тепловой сети, т/ч, в том числе:	11,9	12,5	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
нормативные утечки теплоносителя	1,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	10,5	10,5	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3

**2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения**

Часовой расход воды на горячее водоснабжение (в открытых системах расход теплоносителя) принимается по данным абонентских баз договорных нагрузок потребителей, а также по значениям присоединенных расчетных тепловых нагрузок на ГВС на коллекторах источников тепловой энергии.

В открытых и в закрытых (с отдельными сетями ГВС) системах централизованного горячего водоснабжения при установке на источниках баков – аккумуляторов горячей воды для расчета производительности ВПУ используется значение среднечасового расхода горячего водоснабжения, определяемого по перспективной среднечасовой нагрузке в зоне действия каждого источника тепловой энергии. Максимальный часовой расход теплоносителя используется только для расчета и подбора подпиточных насосов ВПУ. Значения среднечасового и максимального часового расхода включены в таблицы перспективного баланса производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источника тепловой энергии и приведены в таблице 2.

**3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов**

Сведения о наличии баков-аккумуляторов на источниках тепловой энергии приведены в таблице 2.

**4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии**

Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии представлены в таблице ниже.

**5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения**

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения представлен в таблице ниже.

**Таблица 2 – Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети, тыс. м<sup>3</sup>**

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)																	
Производительность ВПУ	т/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Срок службы	лет	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	9,9	24,4	7,7	5,1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	90,1	75,6	92,3	94,9	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
Доля резерва	%	90,1	75,6	92,3	94,9	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)																	
Производительность ВПУ	т/ч	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
Срок службы	лет	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	372,4	375,0	377,8	380,9	384,1	387,6	391,4	395,3	399,6	404,1	408,8

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	391,1	381,8	412,0	390,3	372,0	372,4	375,0	377,8	380,9	384,1	387,6	391,4	395,3	399,6	404,1	408,8
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	100,7	100,7	100,7	100,7	100,7	101,1	103,7	106,5	109,5	112,8	116,3	120,0	124,0	128,2	132,7	137,5
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	23,8	28,3	56,2	0,0	11,9	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС и подпитка тепловых сетей ММПХ	т/ч	266,6	252,8	255,1	289,6	259,5	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4	271,4
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	424,2	424,2	424,2	424,2	424,2	427,6	425,0	422,2	419,1	415,9	412,4	408,6	404,7	400,4	395,9	391,2
Доля резерва	%	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,4	53,1	52,8	52,4	52,0	51,5	51,1	50,6	50,1	49,5	48,9
Котельная п. Метлино (ММПХ)																	
Производительность ВПУ	т/ч	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
Срок службы	лет	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	11,9	12,5	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	11,9	12,5	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	10,5	10,5	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	10,7	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	80,9	80,3	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6
Доля резерва	%	87,2	86,5	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2

## 6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения балансы водоподготовительных установок актуализированы по данным 2023 года.

## 7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В соответствии с п. 103 Методических указаний должен быть выполнен сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя за последний отчетный период во всех зонах действия источников тепловой энергии и в случае выявления сверхнормативных потерь теплоносителя (сетевой воды) должны быть указаны мероприятия по их снижению до нормативных. При этом фактические потери должны приниматься по данным приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.

Расход теплоносителя, отпущенного в тепловую сеть с коллекторов или поданного потребителю, при общепринятой схеме коммерческого учета определяется как разность количеств воды, прошедших через подающий и обратный трубопровод. При существующем способе измерения расходов сетевой воды определить достоверную величину фактических потерь теплоносителя не представляется возможным, в силу наличия открытого водоразбора на систему горячего водоснабжения. В связи с этим при разработке балансов ВПУ фактические утечки приняты равными нормативным, а сверхнормативные утечки равными нулю.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Озерск, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Общие положения	4
2.	Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	5
3.	Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	15
4.	Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период)	15
5.	Предложения по строительству источников комбинированной выработки для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в районах новой застройки, не имеющих источников покрытия спроса на тепловую энергию (мощность) или при отсутствии возможности присоединения новых потребителей от существующих источников тепловой энергии	16
6.	Предложения по реконструкции и (или) модернизации действующих источников комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок	17
7.	Предложения по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки с выработкой электрической энергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	18
8.	Предложения по реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в ее состав зон действия существующих источников тепловой энергии	18
9.	Предложения по переводу в пиковый режим работы котельных по отношению к источнику комбинированной выработки	20
10.	Предложения по расширению зон действия действующих источников комбинированной выработки	20
11.	Предложения по выводу в резерв и (или) выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	20
12.	Предложения по вводу новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	20
13.	Предложения для организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями	20
14.	Предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах, расположенных на территории поселения, городского округа, города федерального значения	21
15.	Результаты определения радиуса эффективного теплоснабжения	21
16.	Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии в ретроспективный период, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии	22

### 1. Общие положения

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

В соответствии с п. 155-157 Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» структура необходимых инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии состоит из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке: номер мероприятий (проектов) «XXX.XX.XXX», в котором:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

«.01» - группа проектов на источниках тепловой энергии (мощности);

«.02» - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны указываться следующие показатели на источниках тепловой энергии:

«.01» - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

«.02» - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

«.03» - подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

### 2. «.04» - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации от 30.11.2021 г. № 2115 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации» (далее - Правила). Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным как для единой теплоснабжающей организации, так и для теплоснабжающих/теплосетевых организаций. Теплоснабжающая или теплосетевая организация, к которой следует обращаться заявителям, согласно Правилам, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенных в настоящей схеме теплоснабжения. При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения в соответствующей точке подключения отказ потребителю в заключении договора о подключении объекта, находящегося в границах определенного настоящей схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, в соответствии с Правилами не допускается.

Нормативный срок подключения (с даты заключения договора о подключении) установлен п. 55 Правил.

Нормативный срок подключения не может превышать 18 месяцев со дня заключения договора о подключении, если более длительные сроки не указаны заявителем в заявке на заключение договора о подключении.

Если более длительные сроки подключения указаны в инвестиционной программе исполнителя, а также в инвестиционных программах организаций, владеющих на праве собственности или на ином законном основании смежными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии, с которыми заключены договоры о подключении, в связи с обеспечением технической возможности подключения, срок подключения не должен превышать 3 года

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия резерва тепловой мощности на источнике и/или отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей в соответствующей точке подключения, потенциальному потребителю предлагается выбрать один из вариантов подключения:

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

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

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

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

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

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

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

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

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов), планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
3. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
4. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
5. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/(м<sup>2</sup>·год), т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

*Определение условий организации поквартирного отопления*

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

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

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

1. Здание удовлетворяет действующим строительным нормам и правилам, допускающим его перевод на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов;
2. Плотность нагрузок в рассматриваемой зоне составляет менее 0,2 (Гкал/ч)/га;
3. Единичная нагрузка потребителя составляет менее 0,1 Гкал/ч;
4. Потребители подключены или могут быть подключены к системе централизованного газоснабжения;
5. Себестоимость производства и/или транспорта тепловой энергии до конечного потребителя превышает установленный тариф;
6. Мероприятия по модернизации источников теплоснабжения и/или системы транспорта тепловой энергии до конечного потребителя являются экономически нецелесообразными, т.к. срок их окупаемости превышает срок полезного использования.

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

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

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

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

- а) наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- б) наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;
- в) температура теплоносителя - до 95°С;
- г) давление теплоносителя - до 1 МПа».

Поквартирные источники, не соответствующие данным требованиям использовать запрещается.

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

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

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

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

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

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

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с момента постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное теплоснабжение, то установка индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения». Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли.

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

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

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

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

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

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

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

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т. ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;
- системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа;

для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 куб. м. Кроме того, демонтаж приборов отопления не свидетельствует о том, что тепловая энергия гражданами не потребляется, поскольку энергия передавалась в дом, где распределялась через транзитные стояки по квартирам и общим помещениям дома, тем самым отапливая весь дом.

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

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на автономное теплоснабжение, возможен и целесообразен только для многоквартирного дома в целом, но тогда соответствующее решение должны принять собственники помещений МКД, разработать проект реконструкции внутренних инженерных систем, согласовать его с соответствующими службами. Для этого необходимо провести собрание собственников жилых помещений, на котором принять решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения, определить источник финансирования данных работ, в том числе проектных.

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

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

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

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

### 3. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

В соответствии с распоряжениями Правительства Российской Федерации №1330-р от 20.06.2019 г., №2689-р от 14.11.2019 г., №3700-р от 31.12.2020 г., турбоагрегаты Аргаяшской ТЭЦ не относятся к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

### 4. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период)

Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, должен выполняться на основе анализа установленной тепловой мощности на генерирующем объекте и присоединенной тепловой нагрузки. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки приведены в таблице ниже.

**Таблица 1 – Перспективные балансы источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч**

ст. №	Оборудование/статьи баланса	Давления отборного пара, МПа				Всего
		отоп. параметры	1,6	3,5	14	
Установленная тепловая мощность отборов паровых турбин						
1	T-35-90-4	73			0	73
2	T-35-90-4	73			0	73
3	П-35-90/10-2	60			0	60
4	T-60/65-8	133			0	133
5	ТР-40-90/0,7-2	95			0	95
6	Р-20-90/18-2	0			155	155
7	ПТ-30-90/10-3	120			0	120
СУММА по турбинам		553,5			155	708,5
Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по турбоагрегатам						
Мощность НЕТТО по турбоагрегатам		553,5	0,0	0,0	0,0	708,5
Максимальная фактическая нагрузка 2023 года		432,0			100	532,0
Резерв/дефицит мощности теплофикационных отборов по максимальной расчетной нагрузке за 2023 год		121,5	0,0	0,0	0,0	176,5
Установленная тепловая мощность Пиковая водогрейная котельная + Пускорезервная котельная + Паровая котельная + Котельная Медгородка						
Тепловая мощность прочее всего, в том числе		289,36				289,4
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»		100				100,0
Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»		100				100,0
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»		66,96				67,0
Блочная котельная Медгородка ММПКХ		22,4				22,4
Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в целом						
Установленная тепловая мощность						997,9
Располагаемая тепловая мощность						971,1
Расход тепловой мощности на собственные нужды						2,0
Мощность НЕТТО						969,1
Максимальная тепловая нагрузка фактическая на коллекторах за 2023 год						689,64
Резерв дефицит по фактической тепловой нагрузке за 2023 год						279,46

На основании анализа балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки можно сделать следующий вывод:

Вывод из эксплуатации одного из турбоагрегатов Аргаяшской ТЭЦ не приведет к значительному снижению надежности теплоснабжения потребителей в силу того, что Аргаяшская ТЭЦ работает на единую сеть совместно с источниками теплоснабжения Пиковая водогрейная котельная, Пускорезервная котельная, Паровая котельная и Блочная котельная Медгородка. В связи с чем, в системе теплоснабжения имеется значительный резерв по расчетной и договорной тепловой нагрузке.

### 5. Предложения по строительству источников комбинированной выработки для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в районах новой застройки, не имеющих источников покрытия спроса на тепловую энергию (мощность) или при отсутствии возможности присоединения новых потребителей от существующих источников тепловой энергии

Строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, требует значительных финансовых затрат. Поэтому настоящей схемой строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, не предусматривается.

### 6. Предложения по реконструкции и(или) модернизации действующих источников комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Мероприятия по реконструкции и(или) модернизации действующего источника комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок приведены в таблице ниже.

**Таблица 2 – Перечень мероприятий по реконструкции и(или) модернизации действующего источника комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

№ п/п	Наименование мероприятия	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
1	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2	2023	2024
2	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9	2024	2024
3	Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2	2024	2024
4	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6	2025	2025
5	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	2025	2028
6	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	2025	2028
7	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	2026	2026
8	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	2025	2028
9	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	2027	2027
10	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива	2025	2028
11	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов	2028	2028

### 7. Предложения по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки с выработкой электрической энергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки в настоящем проекте не разрабатывались ввиду их экономической нецелесообразности в условиях Озерского городского

округа. Настоящей схемой не предусмотрен перевод котельных в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

## 8. Предложения по реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в ее состав зон действия существующих источников тепловой энергии

Мероприятия по реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в ее состав зон действия существующих источников тепловой энергии не планируются. Мероприятия на источниках тепловой энергии ММПКХ приведены в таблице ниже.

**Таблица 3 – Перечень мероприятий ММПКХ по группе проектов №2 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»**

№ п/п	Наименование мероприятия
1	Проектирование блочно-модульной котельной в п. Метлино (заказчик МКУ «УКС»)
2	Капитальный ремонт здания котельной п. Метлино
2.1	Выполнение ремонт отстойки и восстановление отсутствующей отстойки, очистить отстойку здания от растительности и строительного мусора в осях в осях 11/А-Е, 1-12/А, 1/А-В, 1-8/1 и В, 8/1 и В-Е;
2.2	Выполнение ремонта кирпичной кладки стен и карнизов наружной поверхности стен в осях 11/1 и Г-Д, 11-12/Д
2.3	Выполнение ремонта наружной поверхности стеновых панелей в осях 7-9/В, 1-5/В, 1/А-В, 5/А, 6-7/А: устранить причины увлажнения стены (ремонт кровли в зоне карниза/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами и др.), удалить рыхлый слой бетона до прочного основания. Выполнение ремонт и усиление специальным ремонтным раствором (бетонной рубашкой) по арматурной сетке
2.4	Выполнение ремонта цокольной части стен в осях 6-7/А, 8-11/А, 11/1 и А-Б и восстановить отделочный слой
2.5	Выполнение ремонта внутренних поверхностей стен и перегородок помещений в осях 1-11/А-В, 10-11/1 и В-Д: устранить причины увлажнения внутренних поверхностей стен (организованный отвод конденсата/устройство защитного экрана от брызг/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами, ремонт кровли и конструкций покрытия), участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя. Выполнение ремонт (заделку) трещин, загрузнтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) стен
2.6	Выполнение ремонта поврежденных участков колонн и стоек в осях 1-11/А-В, 8/1-11/1 и Г-Д: участки со следами коррозии зачистить от ржавчины, нанести антикоррозионное покрытие, устранить причины увлажнения конструкций, восстановить защитный слой бетона на поврежденных участках, восстановить отделочный слой
2.7	Выполнение ремонта плит перекрытия и покрытия в осях 2-11/А-В, 9-11/Г-Д: устранить причины увлажнения (ремонт кровли, организованный отвод конденсата и испарений), оголенную арматуру зачистить от продуктов коррозии, нанести антикоррозионное покрытие, выполнение обрамления технологических отверстий в соответствии с требованиями технической документации, восстановить защитный слой бетона в местах разрушения, участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, загрузнтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) плит покрытия и перекрытия
2.8	Выполнение капитального ремонта кровли в осях 1-11/А-В, 8-11/Г-Д
2.9	Выполнение капитального ремонта полов котельной в осях 1-11/А-В на основании специально разработанных проектных решений с учетом требований СП 89.13330.2016
2.10	Восстановление отсутствующего остекления оконных проемов, заменить двойное остекление на одинарное в осях 1-11/А-В с учетом требований п. 7.9 СП 89.13330.2016
3	Работы на котле ст. №7 по результатам ЭПБ
3.1	Проведение проверок манометров и резервных питательных насосов. Результаты проверки заносить в сменный журнал
3.2	Проведение проверки исправности сигнализации и автоматических защит
3.3	Проведение проверочного расчета пропускной способности предохранительных клапанов с учетом пониженного давления
3.4	Проведение наладки водно-химического режима котла. Разработать режимную карту и инструкцию по ведению водно-химического режима котла
4	Выполнение РНИ на котле ст. №7
5	Работы на котле ст. №6 по результатам ЭПБ
5.1	Выполнение работы по приварке колокольчиков, имеющих разрушения кромок и высоту менее 3 мм, к барабану
5.2	Восстановление изоляции барабана и обмуровки котла
6	Выполнение РНИ на котле ст. №6
7	РНИ водоподготовительной установки
8	Здание склада соли: проведение капитального ремонта с установкой приточно-вытяжной вентиляции
9	Обследование дымовой трубы с привлечением соответствующих организаций

## 9. Предложения по переводу в пиковый режим работы котельных по отношению к источнику комбинированной выработки

В настоящей схеме Пиковая водогрейная котельная работает в пиковом режиме работы, котельная включается по заявке АО «РИР». Перевод других котельных в пиковый режим работы в Озерском городском округе не предусматривается.

## 10. Предложения по расширению зон действия действующих источников комбинированной выработки

Настоящей схемой расширение зон действия действующих источников не предусматривается.

## 11. Предложения по выводу в резерв и (или) выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации котельных не предусмотрен.

## 12. Предложения по вводу новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Настоящей схемой теплоснабжения не предусматривается использование возобновляемых источников энергии.

## 13. Предложения для организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями

Предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га. При разработке проектов планировки и проектов застройки для малоэтажной жилой застройки и застройки индивидуальными жилыми домами, необходимо предусматривать теплоснабжение от автономных источников тепловой энергии. Централизованное теплоснабжение малоэтажной застройки и индивидуальной застройки нецелесообразно по причине малых нагрузок и малой плотности застройки, ввиду чего требуется строительство тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности

## 14. Предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах, расположенных на территории поселения, городского округа, города федерального значения

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

По положению на 2024 г. в Администрации города отсутствуют сведения о проектах модернизации производственных котельных с целью выхода на рынок теплоснабжения. В последние годы стала устойчивой тенденция замещения теплоснабжения жилищной сферы от производственных котельных - новыми источниками тепла.

Существующие производственные зоны, расположенные вне зон существующих источников теплоснабжения и имеющих собственные тепловые источники, сохраняются. Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

## 15. Результаты определения радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно статьи 2 Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении», радиус эффективного теплоснабжения - это максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое при-соединение) теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения не-целесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе тепло-снабжения.

Согласно п. 6 2. Требованиям к схемам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., радиус эффективного тепло-снабжения позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

Расширение зоны теплоснабжения с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии. С другой стороны, подключение дополнительной тепловой нагрузки приводит к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. При этом понятием радиуса эффективного теплоснабжения является то расстояние, при котором вероятный рост доходов от дополнительной реализации тепловой энергии компенсирует возрастание расходов при подключении удаленного потребителя.

Вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплосети к вырубке от передачи тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Т.е. объект присоединения попадает в радиус эффективного теплоснабжения если выручка от передачи тепловой энергии присоединяемому объекту будет не меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к объекту.

В существующем варианте развития не выделены перспективные объекты подключения, в связи с чем определить целесообразность подключения объектов централизованного теплоснабжения к существующим источниками и/или перспективным источникам не представляется возможным.

В настоящей схеме теплоснабжения актуализированы сведения о существующем состоянии источников тепловой энергии. В соответствии с проведенным анализом текущего состояния источников тепловой энергии, сформирован перечень необходимых мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.

## 16. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии в ретроспективный период, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии

В рамках Актуализации схемы теплоснабжения, актуализированы мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии в Озерском городском округе.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Озерск, 2024

Общие положения

- Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) 7
- Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах городского округа 7
- Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения 7
- 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 7
- Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения 8
- Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки 8
- Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 8
- Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций 10
- Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в ретроспективном периоде, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них 14

**1. Общие положения**

Глава 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» обосновывающих материалов разрабатывается в соответствии с пунктом 43 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Основные положения для разработки предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них выглядят следующим образом:

- в электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа создаются новые модельные базы, которые отражают предложения по модернизации, реконструкции и новому строительству источников тепловой энергии, разработанные в предыдущем разделе;
- в электронную модель вносятся изменения, отражающие предложения по модернизации, реконструкции и новому строительству, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии, в том числе с расширением (изменением) зон действия источников тепловой энергии;
- в электронной модели разрабатываются трассировки тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии от существующих, модернизированных, реконструированных и проектируемых источников тепловой энергии, в том числе трассировки, обеспечивающие объединение зон действия от нескольких источников (перемычки или строительство новых тепловых сетей, обеспечивающих работу источников тепловой энергии на единую тепловую сеть);
- для каждой зоны действия источников тепловой энергии выбирается принцип регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети с коллекторов источников (качественный по отопительной-вентиляционной тепловой нагрузке, качественный по совмещенной тепловой нагрузке отопления и горячего водоснабжения, качественно-количественный или количественный);
- выполняется обоснование графиков изменения температур в подающих теплопроводах тепловых сетей, в каждой зоне действия источников тепловой энергии, обеспечивающих регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов источников;
- выполняются расчеты гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям с перспективной (на последний год перспективного периода) тепловой нагрузкой;
- определяются участки тепловых сетей, ограничивающих пропускную способность тепловых сетей;
- разрабатываются предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра и/или предложения по новому строительству или реконструкции насосных станций для каждого из выбранных графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети;
- выполняются поверочные расчеты гидравлических режимов тепловых сетей с учетом выполненных предложений по реконструкции тепловых сетей для выбранных графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети;
- определяются финансовые потребности для реализации предложений по реконструкции тепловых сетей с целью установления устойчивого гидравлического режима циркуляции теплоносителя с перспективными тепловыми нагрузками, для выбранных графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети;
- разрабатываются предложения по реконструкции тепловых сетей без увеличения диаметра (а в случаях скорости движения теплоносителя по тепловым сетям с перспективной тепловой нагрузкой меньше 0,3 м/с) его уменьшением для обеспечения надежности теплоснабжения;
- разрабатываются предложения по выводу из эксплуатации тепломагистралей с незначительной тепловой нагрузкой (с относительными потерями тепловой энергии при передаче по тепломагистрали более 75% от тепловой энергии, отпущенной в рассматриваемую тепломагистраль) и предложения по переключению существующей и перспективной тепловой нагрузки на близлежащие тепломагистрали и ответвления от них;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения приводится в Главе 11 Схемы теплоснабжения

Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сформированы на основе мероприятий, изложенных в Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения городского округа» и гидравлических расчетов тепловых сетей от базовых теплоисточников Озерского городского округа по магистральным выводам с перспективой до 2034 г.

Во всех предложенных вариантах полностью обеспечивается прирост тепловых нагрузок в каждой из зон действия существующих источников тепловой энергии и в зонах, не обеспеченных источниками тепловой энергии.

Стремление оптимизировать затраты теплоснабжающих организаций на развитие и реконструкцию, а также переключки тепловых сетей для поддержания надежности, задача максимально снизить тарифные последствия для потребителей обусловило поиск таких решений, в которых бы предложенные в проекте Схемы теплоснабжения мероприятия совмещали бы в себе различные цели:

- предлагаемые к строительству новые тепломагистрали, предназначенные для обеспечения тепловой энергией новых потребителей, одновременно бы повышали системную надежность и способствовали повышению эффективности теплоснабжения существующих потребителей, например, в результате их переключения с котельных на источники комбинированной выработки тепловой энергии;
- предлагаемые в проекте Схемы теплоснабжения переключки тепловых сетей, предназначенные для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, были бы минимизированы за счёт возможных переключений зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности источников, и одновременно бы повышали бы надежность теплоснабжения существующих потребителей за счёт вывода из эксплуатации старых участков;
- предложения по строительству тепловых сетей, при которых осуществляется возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии, совмещали бы в себе цель перспективного повышения эффективности теплоснабжения и снижения тарифной нагрузки для потребителей.

В результате разработки в соответствии с пунктом 10 Требования к схеме теплоснабжения и техническим заданием должны быть решены следующие задачи:

1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);
2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;
3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;
4. 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;
5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;
6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
8. Строительство и реконструкция насосных станций.

Вышеприведенные задачи по строительству и реконструкции тепловых сетей распределены по группам проектов в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154.

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей входят следующие группы проектов:

- 1 - строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;
- 2 - строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;
- 3 - реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- 4 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- 5 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;
- 6 - строительство новых насосных станций;
- 7 - реконструкция насосных станций;
- 8 - строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

**Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности (использование существующих резервов)**

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

**3. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах городского округа**

Схемой теплоснабжения не предусматривается строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах городского округа.

**4. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

Источники тепловой энергии Аргаяшская ТЭЦ, Пиковая водогрейная котельная, Пускорезервная котельная, Паровая котельная и Блочная котельная Медгородка работают на единую тепловую сеть.

Строительство новых тепловых сетей, для обеспечения условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения настоящей схемой не предусматривается.

**5. 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**

Мероприятия 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, настоящей схемой не предусмотрены.

Мероприятие по реконструкции тепловой сети для улучшения гидравлических режимов приведено в таблице ниже. Необходимость реконструкции данной сети связана с тем, что существующий трубопровод находится в нерабочем состоянии.

**Таблица 1 – Объемы строительства тепловых для улучшения гидравлических режимов**

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование показателя	Основные технические характеристики	
			Ед. измерения	До реализации мер-ия
1	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/диаметр	м мм	4500 (в однотрубном исполнении) D1000

**6. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

Строительство новых тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения не запланировано.

**7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не требуется.

**8. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Настоящей схемой предусматриваются мероприятия по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, сведения о которых представлены в таблице ниже.

Таблица 2 – Объемы строительства тепловых ММПКХ для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия		
1	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:						
1.1	От камеры Д-27/1 до камеры Д-27/3 по бульвару Луначарского г Озерск	протяженность/диаметр	м мм	390 D219	390 D219		
1.2	От камеры Д-27/3 до камеры Д-27/5 по бульвару Луначарского в г Озерск	протяженность/диаметр	м мм	249 D325	249 D325		
1.3	От ж/д по ул. Семенова 2 до тепловой камеры Д-42 (перекресток Семенова-Музрукова)	протяженность/диаметр	м мм	195 D219	195 D219		
2	Установка регулировочной арматуры на основные ответвления магистралей и на подводных сетях к МКД для гидравлической настройки городских тепловых сетей и нормализации режима теплоснабжения МКД по 35 адресам						
3	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:						
3.1	Теплосеть от ТК-38 до ТК-7 по пер. Энергетиков						
3.2	Теплосеть от ТК-38 до ТК-41 по ул. Мира						
3.3	Теплосеть от ТК-14 до ТК-15 по ул. Центральная						
3.4	Теплосеть от ТК-39 до ВПЧ-6 по ул. Мира						
3.5	Т/с по ул. Центральная от ТК-27 до ж/д № 82						
3.6	Т/с по территории д/с «Колосок» от ТК-18 до ТК-19						
4	Выполнение испытаний тепловых сетей на тепловые потери, гидравлические потери и разработка мероприятий по регулировке тепловых сетей п. Метлино с составлением соответствующего отчёта						
5	Устранение замечаний промышленной безопасности, без которых дальнейшая эксплуатация котельной невозможна						

Кроме того, следует отметить, что теплосетевое имущество, эксплуатируемое ММПКХ, в значительной мере изношено, имеет высокую аварийность. Доступные источники финансирования реконструкции теплосетевого комплекса города недостаточны. Одним из вариантов решения сложившейся ситуации рассматривается заключение концессионного соглашения для реализации необходимой инвестиционной программы.

**9. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций**

В рамках настоящей схемы предусмотрены мероприятия - наладка систем ГВС у потребителей, в т.ч.:

- Восстановление работы терморегуляторов или их установка;
- Расчет и установка необходимых регулировочных клапанов или шайб;
- Проведение общей наладки систем ГВС с требованием соблюдения норм СанПиН по горячей воде для населения и по температуре возвращаемого теплоносителя от зданий в тепловую сеть.

Планируемый объем капитальных вложений по наладке систем ГВС у потребителей составляет - 48 000 тыс.руб (с НДС).

Таблица 3 – Мероприятия по наладке систем ГВС у потребителей

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия		
13	Наладка систем ГВС у потребителей	г. Озерск:				2024	2025
13.1	Восстановление работы терморегуляторов или их установка	жилье зд-я - 961 потребитель;					
13.2	Расчет и установка необходимых регулировочных клапанов или шайб	общественные - 736 потребителей.					
13.3	Проведение общей наладки систем ГВС с требованием соблюдения норм СанПиН по горячей воде для населения и по температуре возвращаемого теплоносителя от зданий в тепловую сеть	пос. Новогорный:					
		жилье - 151 потребитель;					
		общественные - 94 потребитель.					

**10. Обоснование и выбор способа регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети с коллекторов источников тепловой энергии**

На Аргаяшской ТЭЦ используется качественно-количественный способ отпуска тепловой энергии по температурному графику 170/70°C. Температура верхней срезки 130 °С, температура нижней срезки – 85°C. Температурные графики отпуска тепловой энергии на Аргаяшской ТЭЦ и от насосных станций ФГУП «ПО «Маяк» приведены на рисунках ниже.

Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С		Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	T1	T2		T1	T2
+8	85	49	-14	130	56
+7	85	48	-15	130	55
+6	85	48	-16	130	54
+5	85	47	-17	130	54
+4	85	47	-18	130	53
+3	85	46	-19	130	53
+2	85	46	-20	130	52
+1	90	45	-21	130	52
+0	95	45	-22	130	51
-1	100	44	-23	130	51
-2	102	45	-24	130	50
-3	105	46	-25	130	50
-4	108	47	-26	130	49
-5	110	48	-27	130	49
-6	115	49	-28	130	48
-7	120	50	-29	130	48
-8	125	50	-30	130	47
-9	127	51	-31	130	47
-10	130	52	-32	130	46
-11	130	53	-33	130	46
-12	130	54	-34	130	45
-13	130	55	-35	130	45

Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С		Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	T1	T2		T1	T2
+8	85	49	-14	130	56
+7	85	48	-15	130	55
+6	85	48	-16	130	54
+5	85	47	-17	130	54
+4	85	47	-18	130	53
+3	85	46	-19	130	53
+2	85	46	-20	130	52
+1	90	45	-21	130	52
+0	95	45	-22	130	51
-1	100	44	-23	130	51
-2	102	45	-24	130	50
-3	105	46	-25	130	50
-4	108	47	-26	130	49
-5	110	48	-27	130	49
-6	115	49	-28	130	48
-7	120	50	-29	130	48
-8	125	50	-30	130	47
-9	127	51	-31	130	47
-10	130	52	-32	130	46
-11	130	53	-33	130	46
-12	130	54	-34	130	45
-13	130	55	-35	130	45

\*При превышении температуры обратной сетевой воды, срезка температуры по прямой сетевой воде, диспетчером АО «РИР», может снижаться исходя из допустимых режимов работы теплофикационных установок ФГУП «ПО» Маяк» и АО «РИР».

При среднесуточной температуре наружного воздуха -10°C и ниже, в работу запускается котел на пиковой котельной.

\*При превышении температуры обратной сетевой воды, срезка температуры по прямой сетевой воде, диспетчером АО «РИР», может снижаться исходя из допустимых режимов работы теплофикационных установок ФГУП «ПО» Маяк» и АО «РИР».

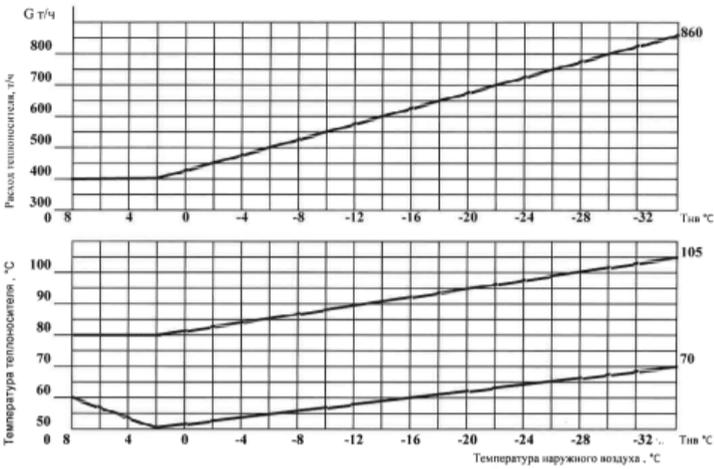
При среднесуточной температуре наружного воздуха -10°C и ниже, в работу запускается котел на пиковой котельной.

Рисунок 1- График регулирования отпуска тепла 150/70 °С со срезкой Т.Макс=106 °С\* от НСС 2, НСС 2А, 3

Рисунок 2- График регулирования отпуска тепла 170/70 °С со срезкой Т.Макс=130 °С\* от АТЭЦ АО «РИР»

УТВЕРЖДАЮ:  
Глава Озерского городского округа  
Челябинской области  
  
Е.Ю.Шербаков

Температурный график  
и режимные карты на отопительный и межотопительный периоды для  
пос.Новогорный на 2023-2024 гг.



Режимная карта отопительного периода	
Параметры теплоносителя на источнике АТЭЦ	Величина
1.Регулирование режимов работы теплосети смешанное ( качественно, количественное)	
2.Максимальное рабочее давление в подающем трубопроводе , кгс/см²	6,0 ± 5 %
3. Давление в обратном трубопроводе , кгс/см²	1,8 ±0,2 кгс/см²
4.Расход теплоносителя в соответствии с графиком	не более 860 т/ч

Режимная карта межотопительного периода	
1. Температура в подающем трубопроводе, °С	70 ±3 %
2. Температура в обратном трубопроводе, °С	60± 5 %
3. Расход теплоносителя , т/ч	300 т/ч
4.Максимальное рабочее давление в подающем трубопроводе, кгс/см²	3,0±5 %
5. Давление в обратном трубопроводе, кгс/см²	1,8 ±0,2 кгс/см²

Рисунок 3 –Температурный график и режимные карты для пос. Новогорный.  
11. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в ретроспективном периоде, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них

В рамках Актуализации схемы теплоснабжения, актуализированы мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в Озерском городском округе.

### СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2024 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Озерск, 2024  
СОДЕРЖАНИЕ

1.	Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения	3
1.1	Типы присоединений потребителей	5
1.2	Типы теплообменных аппаратов, особенности их выбора и эксплуатации	10
1.2.1	Пластинчатые разборные теплообменные аппараты	10
1.2.2	Пластинчатые паяные теплообменные аппараты	12
1.2.3	Кожухотрубные подогреватели	12
1.2.4	Емкостные водоподогреватели	14
1.3	Устройство индивидуальных тепловых пунктов у потребителей	14
2.	В обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)	15
3.	Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям	18
4.	Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения	19
5.	Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения	21
6.	Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения	22

1. Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

В настоящее время в Озерском городском округе теплоснабжение потребителей в зоне действия источников осуществляется по смешанной схеме (открытые и закрытые системы горячего водоснабжения), что отрицательно сказывается на качестве горячего

водоснабжения для потребителей, обеспечиваемых по открытой схеме, и создает дополнительные трудности в наладке гидравлических режимов.

В соответствии с п.8 ст. 40 Федерального закона от 7 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении»:

«В случае, если горячее водоснабжение осуществляется с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), программы финансирования мероприятий по их развитию (прекращение горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и перевод абонентов, подключенных к таким системам, на иные системы горячего водоснабжения) включаются в утверждаемые в установленном законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения порядке инвестиционные программы теплоснабжающих организаций, при использовании источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей которых осуществляется горячее водоснабжение. Затраты на финансирование данных программ учитываются в составе тарифов в сфере теплоснабжения».

В соответствии с п.10 ст. 20 Федерального закона от 7 декабря 2011 года № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»»: ст. 29 Федерального закона «О теплоснабжении»: а) дополнить частью 8 следующего содержания:

«8. С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства, а потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.»;

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;
- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение «перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;
- снижение аварийности систем теплоснабжения.

Подробный перечень мероприятий по обеспечению перехода на «закрытую» схему присоединения систем ГВС должен разрабатываться при ежегодной актуализации схемы теплоснабжения с учетом следующих факторов:

- определением возможности строительства индивидуальных тепловых пунктов в зданиях (наличие техподполья, возможность установки ИТП на придомовой территории, возможность увеличения расходов водопроводной воды и пр.);
- расчётом и анализом гидравлических режимов работы тепловых сетей и вновь сооружаемых тепловых пунктов;
- рассмотрением вариантов подключения каждого потребителя с определением оптимального способа присоединения к тепловым сетям (ИТП, ЦТП).

При этом в планах развития города (схема электроснабжения, схемы водоснабжения и водоотведения) необходимо учитывать планируемый переход на «закрытую» схему присоединения систем ГВС:

- с увеличением электрических нагрузок на насосное оборудование, возможно, потребуется замена кабельных линий в связи с увеличением электрической мощности токоприемников на ИТП;
- необходимо проведение гидравлических расчетов систем холодного водоснабжения для определения возможных проблем при увеличении расхода холодной воды, подаваемой к зданиям.

Возможности «закрытия» схемы ГВС у каждого потребителя (в том числе и в рамках одной серии жилых домов) различны и не существует единого технического решения, позволяющего унифицировать подходы и сформировать типовые технические решения по переходу на закрытую схему ГВС.

1.1 Типы присоединений потребителей  
В Озерском городском округе в основном применяется открытая система горячего водоснабжения, системы отопления (СО) имеют непосредственное либо элеваторное присоединение (рисунок 1-2).

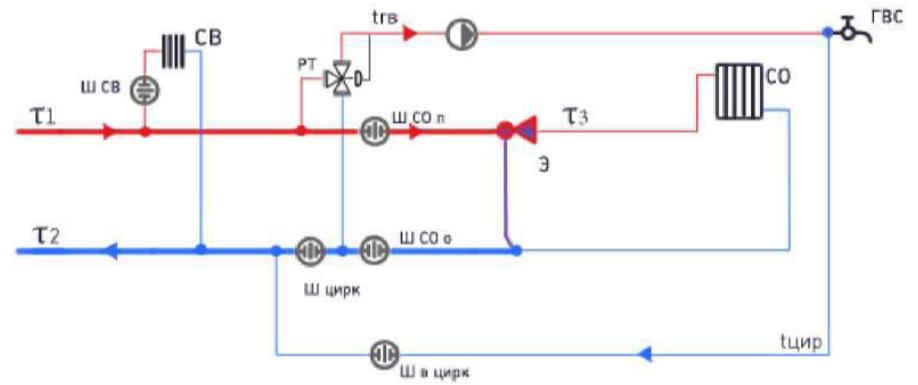


Рисунок 1- Потребитель с элеваторным присоединением СО (схема № 6)

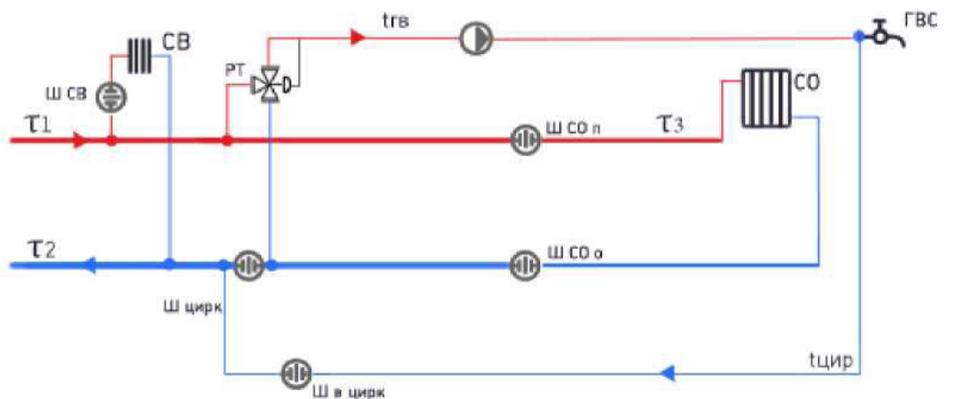


Рисунок 2- Потребитель с непосредственным присоединением СО (схема № 4)

При разработке мероприятий по переводу на закрытую схему горячего водоснабжения в Озерском городском округе рассматривались две основные схемы подключения подогревателей горячего водоснабжения (ГВС) к тепловым сетям: параллельная одноступенчатая схема ГВС и двухступенчатая смешанная схема ГВС. В одноступенчатой параллельной схеме, нагрев воды происходит в одном подогревателе ГВС, который устанавливается параллельно системе отопления с регулирующим устройством. Регулирование осуществляется одним регулирующим клапаном и заключается в поддержании постоянной температуры нагретой воды в зависимости от величины горячего водоразбора (рисунок 3 - 4).

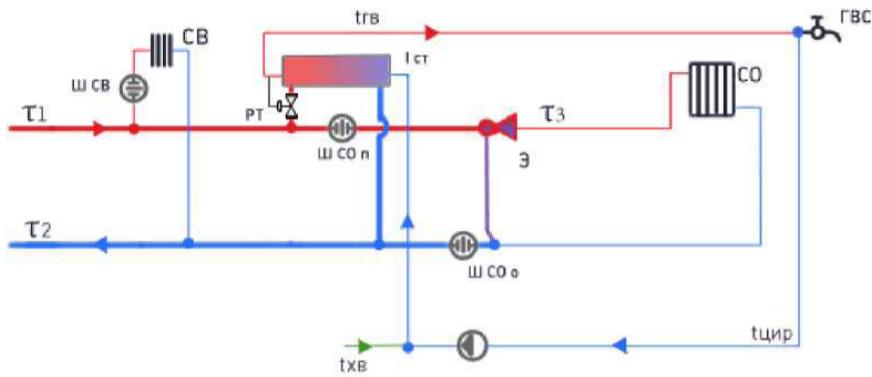


Рисунок 3- Потребитель с параллельным подключением подогревателя ГВС и элеваторным присоединением СО (схема № 19)

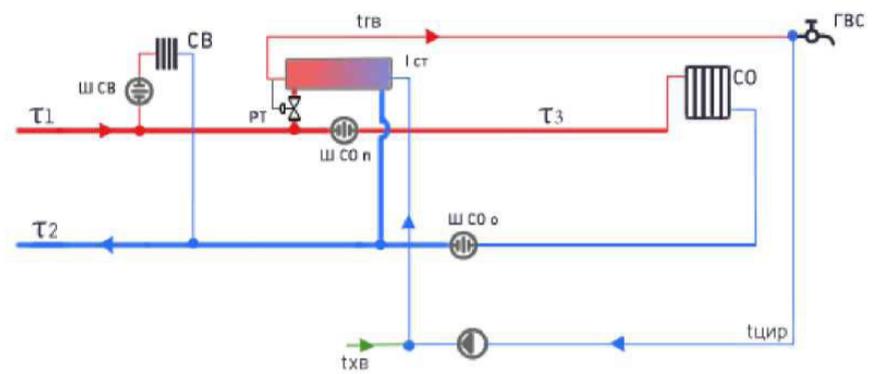


Рисунок 4- Потребитель с параллельным подключением подогревателя ГВС и непосредственным присоединением СО (схема № 28)

Для монтажа оборудования не требуется дополнительных площадей, т.к. проблема размещения оборудования в помещениях ИТП особенно актуальна. Однако при работе в режиме «излома» температурного графика для ГВС эта схема неэкономична в плане расхода греющего теплоносителя. Т.е. по сравнению с двухступенчатой схемой, одноступенчатая параллельная схема ГВС, будет потреблять больше теплоносителя при тех же самых нагрузках. Двухступенчатая схема ГВС имеет ряд преимуществ, т.к. позволяет при одинаковой нагрузке ГВС экономить до 30% расхода теплоносителя за счет использования температуры обратной воды и тем самым повышая КПД источников тепловой энергии (рисунок 5 - 6).

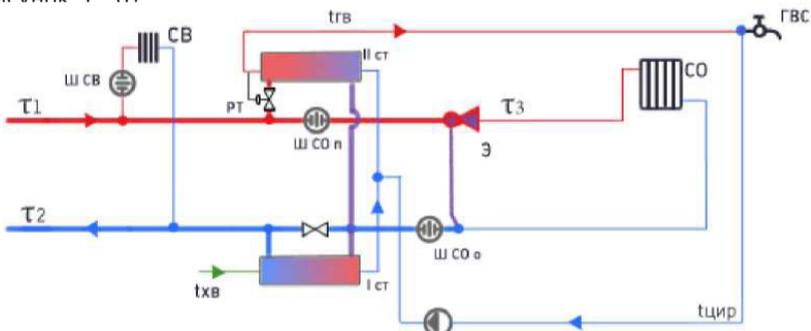


Рисунок 5- Потребитель с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением СО (схема №13)

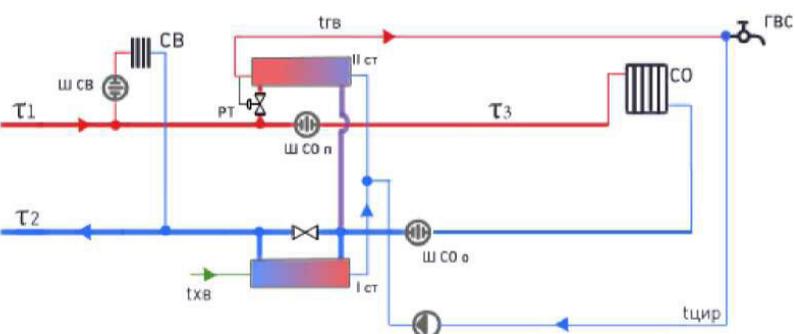


Рисунок 6- Потребитель с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО (схема № 32)

Однако данные схемы требуют больше капитальных затрат в относительно параллельной, выше в 1,5-2,0 раза в зависимости от соотношения нагрузок отопления и ГВС. При разработке проектов проектировщикам в ряде случаев приходится сталкиваться с нехваткой площадей для размещения оборудования.

При обосновании технико-экономического расчета можно подключать системы ГВС по любой схеме, которая дает максимальный выигрыш в техническом плане и обеспечивает потребность в горячей воде.

При актуализации схемы теплоснабжения было предложено использовать оба варианта присоединения теплообменников горячего водоснабжения в закрытых системах теплоснабжения.

Критерием для выбора схемы подключения выбрано соотношение максимального потока тепловой энергии на горячее водоснабжение  $Q_{га}^{max}$  и максимального потока тепловой энергии на отопление  $Q_{о}^{max}$ :  $0,2 > Q_{га}^{max} / Q_{о}^{max} > 1$  - одноступенчатая схема  $0,2 < Q_{га}^{max} / Q_{о}^{max} < 1$  - двухступенчатая схема.

На основании вышесказанного в схеме теплоснабжения при моделировании закрытой схемы горячего водоснабжения в Главе 3 «Электронная модель систем теплоснабжения» Обосновывающих материалов были приняты схемы подключения потребителей, основанные на данных критериях, с учетом режимов работы источников тепловой энергии.

Согласно СП 41-101-95 в закрытых системах теплоснабжения рекомендуется предусматривать один ЦТП на микрорайон или группу зданий с тепловой мощностью в пределах 12-35 МВт (по сумме максимального теплового потока на отопление и среднего теплового потока на горячее водоснабжение). При переходе к закрытой системе теплоснабжения в Озерском городском округе для ряда потребителей предложено объединение в группы с устройством ЦТП. Схемы подключения ЦТП представлены на рисунках 7 - 10.

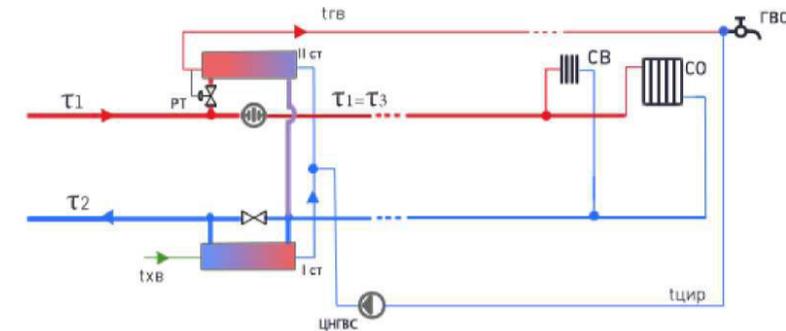


Рисунок 7- ЦТП с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО (схема №5)

Центральные тепловые пункты (ЦТП) следует, как правило, предусматривать отдельно стоящими. Рекомендуется блокировать их с другими производственными помещениями. Допускается предусматривать ЦТП пристроенными к зданиям или встроенными в общественные, административно-бытовые или производственные здания и сооружения.

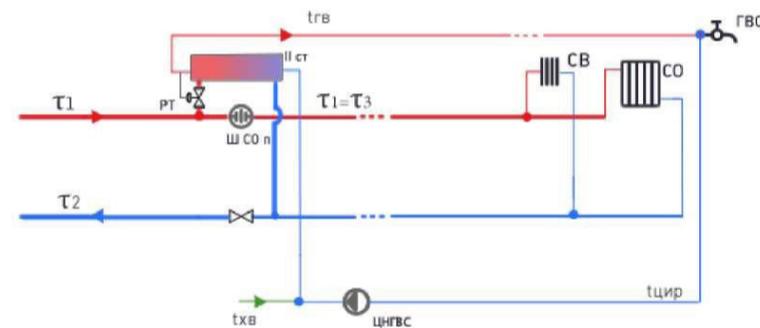


Рисунок 8- ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО (схема №6)

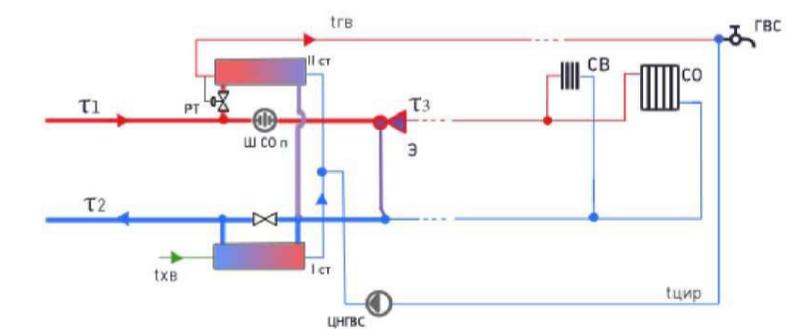


Рисунок 9- ЦТП с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным смешением на СО (схема №10)

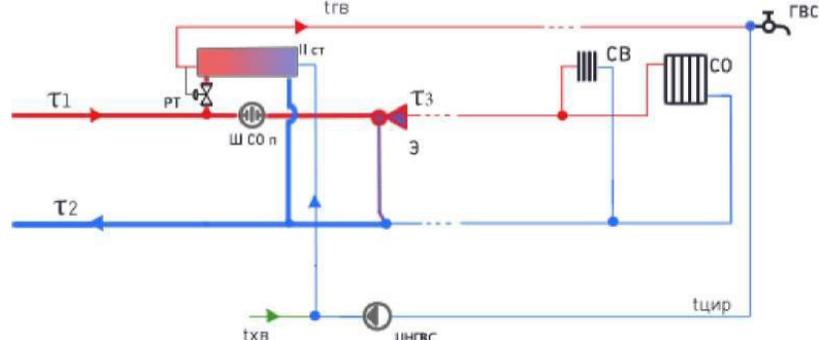


Рисунок 10- ЦТП с параллельным подключением подогревателя ГВС и элеваторным смешением на СО (схема №11)

1.2 Типы теплообменных аппаратов, особенности их выбора и эксплуатации

1.2.1 Пластинчатые разборные теплообменные аппараты

К преимуществам пластинчатых теплообменников обычно относят:

Высокий коэффициент теплопередачи в пластинчатых теплообменниках обуславли-

ет их компактность;  
Возможность полной разборки для очистки;  
Возможность увеличить/уменьшить поверхность теплообмена, если изменилась тепловая нагрузка.

Требования к пластинчатым теплообменникам в системах теплоснабжения:

Если качество химводоподготовки сетевой воды невысокое, а водопроводная вода очень жесткая, то пластинчатые теплообменники должны быть обязательно разборными. Химическая промывка полностью не очищает теплообменники, поэтому должна существовать возможность их разборки;

Предпочтительно использовать одноходовые теплообменники. В этом случае все соединения расположены на неподвижной плите и при разборке теплообменника не требуется демонтаж трубопроводов;

При 2-х ступенчатой схеме подключения подогревателей ГВС на каждую ступень должен устанавливаться отдельный теплообменник. Моноблоки, которые определенные производители предлагают в целях удешевления теплообменников, имеют ряд существенных недостатков:

в моноблоке на одной раме объединены 1-я и 2-я ступени ГВС. Это 2-х ходовой теплообменник, в котором каждый теплоноситель движется сначала вниз, затем вверх. Такая U-образная конструкция приводит к быстрому засорению нижнего коллектора моноблока;

при раздельной установке теплообменников в случае отключения одной ступени большую часть нагрузки ГВС возможно обеспечить при помощи оставшейся в работе ступени. При установке моноблока потребитель полностью лишается горячей воды в случае его ремонта;

в моноблоке трубопроводы присоединяются и к неподвижной, и к подвижной плитам. При разборке моноблока требуется демонтаж трубопроводов, что усложняет ремонт и увеличивает сроки его проведения.

Существует лишь одна причина, которая допускает установку моноблока - это отсутствие места для размещения двух теплообменников. Следует особо отметить, что расчет моноблоков чаще всего проводят неквалифицированно, что на практике приводит к занижению поверхности и превышению допустимых потерь напора. Расчет моноблока требует специальных знаний в области теплоснабжения и теплопередачи.

Пластины в теплообменниках должны быть из коррозионностойкой стали, устойчивой к воздействию хлора, AISI 316, уплотнительные прокладки из термостойкой резины EPDM (максимальная рабочая температура - 150°C). В этом случае срок службы теплообменников составляет не менее 30 лет, а прокладки придется менять не чаще, чем раз в 7-9 лет.

Обычно максимальное рабочее давление в тепловом пункте составляет 12 кгс/см<sup>2</sup>, при проведении гидравлических испытаний - 16 кгс/см<sup>2</sup>. Именно с учетом данных параметров должны подбираться теплообменники. Рабочее давление в аппарате определяется в меньшей степени толщиной и конструкцией пластин, а в большей степени толщиной прижимных плит рамы и стяжными болтами теплообменника;

Как правило, на тепловых пунктах принята двухступенчатая схема присоединения подогревателей ГВС и независимое присоединение системы отопления. Расчет пластинчатых теплообменников должен быть проведен с учетом схемы их присоединения, температурных графиков и располагаемых напоров. В расчете должна быть учтена также циркуляция ГВС;

Единичная мощность тепловых пунктов для разных городов России различна и находится в диапазоне от 0,1 Гкал/ч до 20 Гкал/ч. Для оптимального покрытия таких нагрузок предприятия производители должны иметь широкий типоразмерный ряд теплообменников, не менее 10-12 различных по площади проточной части и диаметру проходных отверстий пластин;

Следует также отметить, что зарубежные поставщики пластинчатых теплообменников привыкли к тому, что в европейских странах водопроводная (исходная) вода для ГВС обязательно умягчается перед поступлением в теплообменник. В России жесткость исходной воды очень высока, поэтому при установке пластинчатых теплообменников для систем ГВС необходимо принимать соответствующие меры. С этой целью надо обязательно автоматизировать систему ГВС. Желательно предусмотреть установку для умягчения исходной воды или применять другое техническое решение: стабилизировать температуру теплоносителя на входе в теплообменник горячей воды водоснабжения. Известно, что наиболее интенсивное образование карбонатных отложений происходит в диапазоне температур от 60 до 90°C. Для стабилизации температуры теплоносителя можно установить насос на перемычке между подающим и обратным трубопроводами со встроенным частотным преобразователем. Управление частотным преобразователем и, следовательно, насосом осуществляет электронный автоматический регулятор, контролирующий температуру теплоносителя на входе в теплообменник ГВС. Применение такой схемы позволяет продлить межремонтный цикл промывки теплообменников в несколько раз.

1.2.2 Пластинчатые паяные теплообменные аппараты

Паяные теплообменники по многим характеристикам, в том числе по энергоэффективности, превосходят разборные.

Однако они не поддаются механической очистке, а в случае ошибки в расчетах или изменения присоединенной нагрузки количество пластин нельзя изменить на месте.

Преимуществами паяных пластинчатых теплообменников являются: продолжительный срок службы (в среднем 20 лет, при сроке службы разборных теплообменников менее 10 лет);

высокая надежность, исключающая возможность протечек между пластинами;

более высокий коэффициент теплопередачи.

устойчивость к длительным высокотемпературным нагрузкам (при температуре в подающем трубопроводе выше 120°C срок службы прокладок в разборном теплообменнике существенно сокращается);

высокая механическая прочность, позволяющая выдержать гидравлические удары, выводящие из строя разборные теплообменники.

Экономический расчеты показывают, что выбор паяных пластинчатых теплообменников оправдан при малой тепловой нагрузке потребителя.

1.2.3 Кожухотрубные подогреватели

Кожухотрубный теплообменник представляет собой пучок труб, помещенных в цилиндрический кожух (корпус) таким образом, что внутренность корпуса является межтрубным пространством. Теплообменные трубки завальцованы в концевых трубных досках, приваренных к корпусу теплообменника. В некоторых кромки трубок дополнительно обвариваются для гарантии герметичности соединения. Промежуточные трубные решетки предназначены как для поддержки трубок, так и для организации поперечного тока среды. К трубным доскам крепятся камеры с патрубками для отвода среды, текущей внутри трубок. В зависимости от наличия и количества в камерах перегородок, теплообменники могут быть одноходовыми, двух- или многоходовыми относительно движения среды, текущей в трубках.

Кожухотрубные теплообменники характеризуются стойкостью к гидроударам, пониженными требованиями к чистоте сред, относительно низким коэффициентом теплопередачи и, как следствие, большими габаритами и площадями, требуемыми для обслуживания, а также высокой ценой из-за большой металлоемкости. Кроме того, ремонт таких теплообменников обычно связан с заглушкой поврежденных трубок, что ведет к уменьшению площади теплообмена. Поэтому обычно теплообменники выбираются с большим запасом по поверхности, что также обуславливает их большие габариты.

В качестве примера применения новых разработок - можно предложить применение

кожухотрубных теплообменников нового типа. Выбор конкретного типа теплообменника должен производиться в ходе разработки проектов по реконструкции ИТП у потребителей. Например, НПО ЦКТИ разработаны малогабаритные разборные подогреватели типа ПВМР по ТУ 4933-007-05762252-98. Основными конструктивными особенностями данного типа теплообменников являются: трубная система длиной 2 м, двухходовая по нагреваемой воде, которая может быть вынута из корпуса без съема его с опор и отсоединения патрубков греющей воды. Для очистки внутренней поверхности труб, заглушки и подвальцовки их концов, замены поврежденных труб выемки трубной системы не требуется.

Выполнение малой водяной камеры подвижной обеспечивает компенсацию температурных расширений трубной системы. Последовательное соединение подогревателей по теплообмениваемым потокам осуществляется непосредственно с помощью патрубков без применения «калачей».

Средний уровень коэффициентов теплопередачи в подогревателях ПВМР при номинальных условиях и чистых поверхностях нагрева - 3500-3600 ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°C). Повышенная тепловая мощность, меньшие габариты, разборность, возможность выполнения очистки и ремонт непосредственно на объектах обуславливают превосходство подогревателей ПВМР над получающими широкое распространение пластинчатыми аппаратами, и дают основание применять подогреватели ПВМР в качестве базового варианта водо-водяных подогревателей для технического перевооружения систем теплоснабжения ЖКХ.

Оценка надежности и эксплуатационных характеристик - положительная. Аппараты работают в автоматическом режиме, удаление конденсата осуществляется без использования бака для его сбора с применением конденсатных насосов с частотным регулированием.

1.2.4 Емкостные водоподогреватели

Емкостный водоподогреватель представляет собой емкость под давлением, находящейся в ней подогреваемой воды. Снизу эта емкость имеет штуцер для подвода холодной воды из водопровода, также эта емкость имеет штуцер для отвода горячей воды. Внутри емкости находится змеевик из гладкой трубы, через который проходит подогревающий теплоноситель.

Емкостные водоподогреватели. применяются в системе горячего водоснабжения с периодическим разбором горячей воды, т. е. используются как баки-аккумуляторы.

В ряде случаев, когда у потребителя нет возможности устройства ИТП, целесообразна установка емкостных водоподогревателей. Выбор конкретного типа водоподогревателя должен производиться в ходе разработки проектов по реконструкции ИТП у потребителей.

1.3 Устройство индивидуальных тепловых пунктов у потребителей

При разработке мероприятий по переходу на закрытую схему горячего водоснабжения в Озерском городском округе рассматривались две основные схемы подключения подогревателей горячей воды водоснабжения (ГВС) к тепловым сетям: Параллельная одноступенчатая схема ГВС и двухступенчатая смешанная схема ГВС.

Основные критерии выбора схемы подключения приведены в разделе 2.1 «Типы присоединений потребителей».

**2.** Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

В соответствии с Федеральным Законом № 190-ФЗ от 27 июля 2010 г «О теплоснабжении», коренным образом изменяются подходы к созданию систем горячего водоснабжения в Озерском городском округе, работа систем горячего водоснабжения потребителей производится по независимой схеме (разделенное через подогреватели), регулирование отпуска тепловой энергии, как предполагается, будет осуществляться двухступенчатое: центральное и групповое или местное.

Существуют три способа центрального регулирования отпуска тепловой энергии:

- качественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты за счет изменения температуры теплоносителя при сохранении постоянным его расхода;
- количественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты путем изменения расхода теплоносителя при постоянной температуре;
- качественно-количественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты посредством одновременного изменения расхода и температуры теплоносителя.

Применяемый в настоящее время в системах теплоснабжения качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии обеспечивает стабильность гидравлического режима тепловой сети и возможность подключения абонентов по наиболее простой и недорогой зависимой схеме с элеватором.

Недостатки:

- низкая надежность источников пиковой тепловой мощности;
- необходимость применения дорогостоящих методов обработки подпиточной воды теплотой при высоких температурах теплоносителя;
- повышенный температурный график для компенсации отбора воды на ГВС и связанное с этим снижение выработки электроэнергии на тепловом потреблении;
- большое транспортное запаздывание (тепловая инерционность) регулирования тепловой нагрузки системы теплоснабжения;
- высокая интенсивность коррозии трубопроводов из-за работы системы теплоснабжения большую часть отопительного периода с температурами теплоносителя 60-85°C;
- колебания температуры внутреннего воздуха, обусловленные влиянием нагрузки ГВС на работу систем отопления и различным соотношением нагрузок ГВС и отопления у абонентов;
- снижение качества теплоснабжения при регулировании температуры теплоносителя
- по средней за несколько часов температуре наружного воздуха, что приводит к колебаниям температуры внутреннего воздуха;
- при переменной температуре сетевой воды существенно осложняется эксплуатация компенсаторов.

При переводе на закрытую схему горячего водоснабжения значительные изменения будут происходить у потребителей тепловой энергии, где частично в местных и групповых системах будет применяться количественно-качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии (для систем ГВС).

Преимущества:

- увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет понижения температуры обратной сетевой воды;
- возможность применения недорогих методов обработки подпиточной воды теплотой;
- работа системы теплоснабжения большую часть отопительного периода с пониженными расходами сетевой воды и значительной экономией электроэнергии на транспорт теплоносителя;
- меньшая инерционность регулирования тепловой нагрузки, т.к. система теплоснабжения более быстро реагирует на изменение давления, чем на изменение температуры сетевой воды;
- постоянная температура теплоносителя в подающей магистрали теплотрассы, способствующая снижению коррозионных повреждений трубопроводов теплотрассы;
- наилучшие тепловые и гидравлические показатели по режиму систем отопления за счет уменьшения влияния гравитационного напора и снижения перегрева отопительных приборов;

- возможность применения при температуре теплоносителя 110°C в местных системах и квартальных сетях долговечных трубопроводов из неметаллических материалов;
- поддержание температуры сетевой воды постоянной, которое благоприятно сказывается на работе компенсаторов;

Недостатки:

- переменный гидравлический режим работы тепловых сетей;
- большие, по сравнению с качественным регулированием, капитальные затраты в теплосети.

Следует отметить, что центральное регулирование даже при однородной отопительной нагрузке не может обеспечить во всех помещениях расчетной температуры воздуха. Это объясняется тем, что при расчете графиков регулирования не учитывается влияние ветра, солнечной радиации, а также различие расчетных температур воздуха в помещениях разного назначения. Поэтому в разветвленных тепловых сетях центральное регулирование дополняется местным и индивидуальным регулированием, учитывающим особенности теплоснабжения отдельных абонентов.

**3.** Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям

При переводе потребителей на закрытую схему ГВС необходимо выполнение ряда мероприятий (см. приложение к текущей главе):

- разработать и внедрить в системах теплоснабжения эффективные методы регулирования, температурные графики и оптимальные схемные решения тепловых пунктов с учетом нагрузки ГВС;

- реконструировать ИТП и ЦТП с внедрением современной автоматизации и заменой оборудования;

- реконструировать системы водоподготовки на источниках;

- произвести реконструкцию ряда магистральных и внутриквартальных тепловых сетей, для обеспечения необходимых гидравлических режимов;

- осуществить прокладку внутриквартальных сетей ГВС, перечень сетей ГВС приведен в разделе «Расчет потребности инвестиций».

Перевод на закрытую схему теплоснабжения ГВС является высокозатратным мероприятием. Срок окупаемости превышает более 20 лет. Качество воды в существующей открытой системе горячего водоснабжения потребителей требованиям технических регламентов, санитарных правил и нормативов, определяющих ее безопасность. Поэтому необходимо перевода открытой системы теплоснабжения на закрытую систему горячего водоснабжения потребителей по состоянию на 2025 год отсутствует.

Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Величина капитальных затрат на реконструкцию систем теплоснабжения определяется по укрупненным нормативам цены строительства (НЦС):

- НЦС 81-02-13-2024. Сборник №13. Наружные тепловые сети;

- НЦС 81-02-19-2024. Сборник №19. Здания и сооружения городской инфраструктуры.

НЦС используются для определения предельного (максимального) объема денежных средств, необходимого и достаточного для возведения объекта непромышленного значения, строительство которого финансируется из средств федерального, регионального или местного бюджета. Они предназначены для:

- планирования инвестиций (капитальных вложений);
- оценки эффективности использования средств, направляемых на капитальные вложения;
- подготовки технико-экономических показателей в задании на проектирование;
- минимизации субъективных показателей в оценке стоимости строительного объекта.

Приведенная информация носит справочный характер и требует уточнения в ходе разработки проекта монтажа узла.

Мероприятия по каждому потребителю (зданию), необходимые для обеспечения перевода на закрытую схему ГВС включают в себя:

- 1) Составление проектных технических решений и формирование проектно-сметной документации (принято в соответствии с усредненными предложениями проектных организаций 7% от суммарной стоимости ИТП);
- 2) Мероприятия по подготовке помещений для проведения строительно-монтажных работ (ликвидация подтоплений, очистка техподполья от мусора);
- 3) Закупка оборудования, принятая в соответствии с ценами производителя;
- 4) Доставка оборудования, принятая в соответствии с п. 4.60 МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;

5) Реконструкция внутридомовой разводки коммуникаций. Прогноз по данной статье затруднителен, ввиду отсутствия общедоступных проектов-аналогов, а также сметных нормативов. В настоящем расчете затраты на реконструкцию внутридомовых коммуникаций не предусмотрены. При этом на этапе составления проектной документации в домах с несколькими ИТП рекомендуется включить в смету дополнительные трубопроводы ГВС от одного ИТП, в котором будет осуществляться подготовка горячей воды на весь дом;

6) Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ (принято в соответствии с усредненными предложениями строительно-монтажных организаций 28% от суммарной стоимости ИТП).

Одноступенчатая схема применяется при очень малых (<0,2) или очень больших значениях коэффициента (>1). В остальных случаях рекомендуется использовать двухступенчатую схему.

Начиная с присоединенной нагрузки 0,3 Гкал/ч, целесообразно при проектировании ИТП предусматривать узел приготовления ГВС в одном помещении, что позволяет сократить капитальные затраты.

Удельная стоимость ИТП с одноступенчатой схемой на 6-11% дешевле ИТП с двухступенчатой схемой.

У потребителей с тепловой нагрузкой ГВС 0,01 Гкал/ч и менее, предлагается устанавливать индивидуальные электрические водонагреватели ГВС и сохранять существующую схему подачи отопления и вентиляции по следующим причинам:

1) Низкая плотность тепловой нагрузки и низкий уровень теплоснабжения на нужды ГВС (суммарная тепловая нагрузка ГВС таких потребителей не превышает 4 Гкал/ч);

2) Высокая удельная величина капитальных вложений на реконструкцию ИТП (тыс. руб./Гкал/ч).

**4.** Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Согласно ФЗ № 416 от 07.12.2011 «О водоснабжении и водоотведении» к показателям надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения относятся:

- показатели качества воды;
- показатели надежности и бесперебойности водоснабжения и водоотведения;
- показатели эффективности использования ресурсов, в том числе уровень по-

терь воды (тепловой энергии в составе горячей воды);

Для комплексного представления об эффективности и качестве работы систем горячего водоснабжения в рамках актуализации схемы теплоснабжения предложены ряд показателей, характеризующих факторы влияющие на эффективность функционирования данных систем и качество оказываемых услуг.

Для оценки эффективности и качества систем горячего водоснабжения в данном проекте использовался метод сравнений, как наиболее простой, но вместе с тем адекватно отражающий исследуемую систему. Сущность оценки систем горячего водоснабжения состоит в сравнении фактических показателей следующих групп:

- технологические (энергетические и режимные) к которым относятся удельные расходы электрической энергии на транспорт тепловой энергии, удельные расходы воды на транспорт тепловой энергии, удельный расход воды на отпуск тепловой энергии, тепловые потери при транспорте тепловой энергии и разность температур воды в подающем и обратном трубопроводах;

- качественные (потребительские) к ним относятся температура теплоносителя в точке поставки, соответствие гигиеническим требованиям к качеству воды;

- стоимостные к которым относятся стоимость на услуги по горячему водоснабжению для потребителей (тариф на услуги).

Перевод на закрытую схему теплоснабжения ГВС является высокозатратным мероприятием. Срок окупаемости превышает более 20 лет. Качество воды в существующей открытой системе горячего водоснабжения потребителей требованиям технических регламентов, санитарных правил и нормативов, определяющих ее безопасность. Поэтому необходимость перевода открытой системы теплоснабжения на закрытую систему горячего водоснабжения потребителей по состоянию на 2025 год отсутствует.

**5.** Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения. Наиболее значительные финансовые вложения требуются для устройства ИТП у потребителей (см. приложение к текущей главе). Необходимо также обратить внимание на то, что данные системы конструктивно располагаются внутри дома, относятся к общедомовым инженерным системам и соответственно, должны принадлежать собственникам квартир и помещений МКД (многоквартирного дома).

В этой связи в качестве источников финансирования ИТП могут являться:

- средства фонда капитального ремонта;
- целевые платежи населения и других собственников помещений.

Для осуществления реконструкции тепловых и водопроводных сетей, а также источников ресурсоснабжающих организаций наиболее очевидной является схема финансирования за счет собственных средств. При этом необходимо учитывать следующие факторы:

1. Собственные средства организации, которые ресурсоснабжающие организации могут направить на финансирование проекта, ограничены объемом амортизационных отчислений, включенных в необходимую валовую выручку по тепловой энергии или холодной воде.

2. Рост тарифов ограничен в рамках предельных индексов платы граждан, устанавливаемых государством.

Затраты на реконструкцию трубопроводов холодного водоснабжения должны быть уточнены в Схеме водоснабжения Озерского городского округа. Источником финансирования могут являться составляющие тарифа на хозяйственно-питьевое водоснабжение.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Озерск, 2024  
СОДЕРЖАНИЕ

1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения.

2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

2.1. Нормативные запасы топлива источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

2.2. Нормативные запасы топлива источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

4. Виды топлива, их доли и значение нижней теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

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

6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

7. Согласование перспективных топливных балансов с программой газификации и схемой газоснабжения

8. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии

1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения

Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского округа представлены в таблицах ниже.

Топливо-энергетический баланс Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» выполнен в 2-х вариантах:

- вариант 1 – предусматривает использование только природного газа с 2026 года;

- вариант 2 – предусматривает использование трех видов топлива (природного газа, уголь, мазут) с 2026 года.

**Таблица 1 - Топливо-энергетический баланс Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 1 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1594,82	1594,8	1594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	609,6	610,2	610,5	610,7	611,0	611,3	611,6	611,9	612,2
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,12	405,12	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

**Таблица 2 - Топливо-энергетический баланс Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 2 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	61,2	61,3	61,3	61,3	61,4	61,4	61,4	61,5	61,5
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	548,4	548,9	549,1	549,4	549,7	549,9	550,2	550,4	550,7
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

**Таблица 3 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 1 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Максимальный часовой расход угля при расчетной температуре наружного воздуха	183,9	91,2	91,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход угля в летний период	0,7	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход природного газа при расчетной температуре наружного воздуха	732,4	816,5	816,5	907,7	908,6	908,2	908,3	908,3	908,3	908,3	908,4	908,4
Максимальный часовой расход природного газа в летний период	2,9	3,2	3,2	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Максимальный часовой расход мазута при расчетной температуре наружного воздуха	0,514	0,908	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Максимальный часовой расход мазута в летний период	0,002	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

\*В варианте развития 1 системы теплоснабжения планируется переход на 100% сжигание Аргаяшской ТЭЦ природного газа

**Таблица 4 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 2 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Максимальный часовой расход угля при расчетной температуре наружного воздуха	183,9	91,2	91,2	91,2	91,3	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2
Максимальный часовой расход угля в летний период	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Максимальный часовой расход природного газа при расчетной температуре наружного воздуха	732,4	816,5	816,5	816,5	817,3	817,0	817,0	817,0	817,1	817,1	817,1	817,2
Максимальный часовой расход природного газа в летний период	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Максимальный часовой расход мазута при расчетной температуре наружного воздуха	0,514	0,908	0,908	0,908	0,908	0,908	0,907	0,907	0,906	0,906	0,906	0,905
Максимальный часовой расход мазута в летний период	0,002	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004

**Таблица 5 - Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными), Гкал**

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии, Гкал											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	74 466	94 575	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538	87 538
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	70 765	53 901	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172	59 172
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	233 733	266 772	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854	262 854
4	Блочная котельная Медгородка	газ	18 993	26 410	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730	22 730
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975	37 975
Всего природный газ		газ	435 932	479 633	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268
ИТОГО			435 932	479 633	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268	470 268

Таблица 6 - Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными), т.у.т/Гкал

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Удельный расход условного топлива, т.у.т/Гкал											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,159	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,149	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162
4	Блочная котельная Медгородка	газ	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162

Таблица 7 - Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными), т.у.т

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива, т.у.т											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	11 812	15 001	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885	13 885
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	11 507	8 765	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622	9 622
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	34 837	39 761	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177	39 177
4	Блочная котельная Медгородка	газ	2 963	4 120	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546	3 546
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152	6 152
Всего природный газ		газ	67 271	73 799	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382
ИТОГО			67 271	73 799	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382	72 382

Таблица 8 - Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными), тыс. м³

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс.м³											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	10 186	12 937	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974	11 974
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	9 953	7 581	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323	8 323
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	30 137	34 397	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892	33 892
4	Блочная котельная Медгородка	газ	2 568	3 570	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073	3 073
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331	5 331
Всего природный газ		газ	58 175	63 817	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593
ИТОГО			58 175	63 817	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593	62 593

Таблица 9 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии на котельных (зимний период), тыс. м³

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива (зимний период), тыс. м³/ч											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	6,54	6,43	10,57	6,28	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,56	0,53	0,54	0,62	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98
4	Блочная котельная Медгородка	газ	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Всего природный газ		газ	20,5	20,4	24,5	20,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3

Таблица 10 - Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на котельных (летний период), тыс. м³

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива (летний период), тыс. м³/ч											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,56	0,53	0,54	0,62	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
3	Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	газ	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
4	Блочная котельная Медгородка	газ	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
5	Котельная п. Метлино (ММПКХ)	газ	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Всего природный газ		газ	1,66	1,63	1,64	1,72	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65

Таблица 11 - Расчет полезного отпуска тепловой энергии филиала АО «РИР» в г.Озерске, выполняющей функции единой теплоснабжающей организации в зоне теплоснабжения СЦТ-1 (ЕТО№01)

№ п/п	Показатели	Период регулирования, 1 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2023 г. (Факт)			Период регулирования, 1 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)			Период регулирования, 2 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)			Период регулирования, 2025 г. (Предложение РИР)				
		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе	
			Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	- ТЭЦ 25 МВт и более	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	- ТЭЦ 25 МВт и более	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	
-	- котельные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	- электробойлерные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	Покупная теплоэнергия	617,55	603,86	13,69	482,94	466,37	16,58	1 100,49	1 070,23	30,26	795,89	768,53	27,35	611,82	588,16	23,66	407,71	356,69	51,01
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

№ п/п	Показатели	Период регулирования, 1 полугодие 2023 г. (Факт)			Период регулирования, 2 полугодие 2023 г. (Факт)			Период регулирования, 2023 г. (Факт)			Период регулирования, 1 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)			Период регулирования, 2 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)			Период регулирования, 2025 г. (Предложение РИР)		
		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в том числе	
			Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар		Вода	пар
-	от источника тепловой энергии АТЭЦ АО «РИР»	573,34	573,34	-	458,69	458,69	-	1 032,03	1 032,03	-	549,81	549,81	-	435,15	435,15	-	984,95	984,95	-
-	от источников тепловой энергии котельных ПО «Маяк», в т.ч.	32,89	19,20	13,69	16,58	0,00	16,58	49,47	19,20	30,26	233,14	205,79	27,35	166,89	143,22	23,66	400,02	349,01	51,01
-	- Пиковая котельная	19,20	19,20	-	0,00	0,00	-	19,20	19,20	-	54,78	54,78	-	32,39	32,39	-	87,17	87,17	-
-	- ПРК	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	151,01	151,01	-	110,83	110,83	-	261,84	261,84	-
-	- Котельная №1	13,69	-	13,69	16,58	-	16,58	30,26	-	30,26	27,35	-	27,35	23,66	-	23,66	51,01	-	51,01
-	от источника тепловой энергии ММПКХ кот. Медгородок	11,32	11,32	-	7,67	7,67	-	18,99	18,99	-	12,94	12,94	-	9,79	9,79	-	22,73	22,73	-
3	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-
4	Отпуск тепловой энергии от источника тепловой энергии (полезный отпуск)	617,55	603,86	13,69	482,94	466,37	16,58	1 100,49	1 070,23	30,26	795,89	768,53	27,35	611,82	588,16	23,66	407,71 <sup>1</sup>	356,69 <sup>1</sup>	51,01
5	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)*	143,54	129,86	13,69	151,69	135,12	16,58	295,24	264,97	30,26	199,69	172,34	27,35	166,83	143,17	23,66	366,53	315,51	51,01
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1	- через изоляцию	124,06	110,38	13,69	131,43	114,85	16,58	255,49	225,23	30,26	173,84	146,49	27,35	145,36	121,70	23,66	319,20	268,19	51,01
5.2	- с потерями теплоносителя	19,48	19,48	-	20,27	20,27	-	39,75	39,75	-	25,85	25,85	-	21,48	21,48	-	47,33	47,33	-
5.3	то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	23,24	21,50	0,00	31,41	28,97	0,00	26,83	24,76	0,00	25,09	22,42	0,00	27,27	24,34	0,00	26,04	23,26	0,00
-	из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.4	потери от ФГУП «ПО «Маяк»	53,86	40,18	13,69	38,73	22,16	16,58	92,60	62,34	30,26	126,16	98,80	27,35	108,15	84,49	23,66	234,31	183,29	51,01
-	потери от МУП ММПКХ	88,28	88,28	-	111,70	111,70	-	199,98	199,98	-	72,43	72,43	-	57,74	57,74	-	130,17	130,17	-
-	потери Сервисного центра	1,40	1,40	-	1,26	1,26	-	2,65	2,65	-	1,11	1,11	-	0,95	0,95	-	2,05	2,05	-
6	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего, в т.ч.	474,00	474,00	0,00	331,25	331,25	0,00	805,25	805,25	0,00	596,19	596,19	0,00	444,99	444,99	0,00	041,18 <sup>1</sup>	041,18 <sup>1</sup>	0,00
6.1	- население (в т.ч. УК/ТСЖ)	301,16	301,16	-	220,81	220,81	-	521,97	521,97	-	334,44	334,44	-	215,68	215,68	-	550,12	550,12	-
6.2	- Росатом (без промплощадки)	20,17	20,17	-	14,49	14,49	-	34,67	34,67	-	21,00	21,00	-	13,55	13,55	-	34,55	34,55	-
6.3	- Промплощадка ФГУП ПО Маяк	16,89	16,89	-	15,69	15,69	-	32,58	32,58	-	169,37	169,37	-	116,19	116,19	-	285,56	285,56	-
-	- прочие (в т.ч. бюджет)	135,78	135,78	-	80,25	80,25	-	216,03	216,03	-	71,38	71,38	-	99,57	99,57	-	170,95	170,95	-
7	Передача	971,55	971,55	-	732,43	732,43	-	1 703,98	1 703,98	-	1 100,77	100,77 <sup>1</sup>	-	835,75	835,75	-	936,51 <sup>1</sup>	936,51 <sup>1</sup>	-
7.1	Маяк	563,68	519,47	-	444,21	419,96	-	939,43	939,43	-	669,73	669,73	-	503,67	503,67	-	173,40 <sup>1</sup>	173,40 <sup>1</sup>	-
7.1.1	- население (в т.ч. УК/ТСЖ)	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	0,00	-	334,44	334,44	-	215,68	215,68	-	550,12	550,12	-
7.1.2	- Росатом (без промплощадки)	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	0,00	-	21,00	21,00	-	13,55	13,55	-	34,55	34,55	-
7.1.3	- Промплощадка ФГУП ПО Маяк всего, в т.ч.:	0,00	-	-	0,00	-	-	285,56	0,00	-	169,37	169,37	-	116,19	116,19	-	285,56	285,56	-
7.1.4	- прочие (в т.ч. бюджет)	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00	0,00	-	144,92	144,92	0,00	158,25	158,25	-	303,17	303,17	-
7.2	ММПКХ	449,34	449,34	-	309,96	309,96	-	759,30	759,30	-	426,82	426,82	-	328,80	328,80	-	755,62	755,62	-
7.3	Сервисный центр	2,73	2,73	-	2,51	2,51	-	5,25	5,25	-	4,21	4,21	-	3,28	3,28	-	7,49	7,49	-

**Таблица 12 - Расчет полезного отпуска тепловой энергии филиала АО «РИР» в г.Озерске, выполняющего функции единой теплоснабжающей организации в зоне теплоснабжения СЦТ-3 (ЕТОН03)**

№ п/п	Показатели	Период регулирования, 1 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 1 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)		Период регулирования, 2 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)		Период регулирования, 2025 г. (Предложение РИР)	
		всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода	всего	в том числе Вода
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего	617,75	617,75	495,74	495,74	1 113,50	1 113,50	599,94	599,94	475,62	475,62	1 075,56	1 075,56
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	ТЭЦ 25 МВт и менее	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	ТЭЦ 25 МВт и более	617,75	617,75	495,74	495,74	1 113,50	1 113,50	599,94	599,94	475,62	475,62	1 075,56	1 075,56
-	в том числе ОТК (п. Новогорный)	0,33	0,33	0,24	0,24	0,57	0,57	0,36	0,36	0,25	0,25	0,61	0,61
-	в том числе в зоне СЦТ-1 (г. Озерск)	573,34	573,34	458,69	458,69	1 032,03	1 032,03	549,81	549,81	435,15	435,15	984,95	984,95
-	в том числе в зоне СЦТ-3 (п. Новогорный)	44,09	44,09	36,81	36,81	80,90	80,90	49,78	49,78	40,22	40,22	90,00	90,00
3	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Отпуск тепловой энергии от источника тепловой энергии (полезный отпуск) в зоне СЦТ-3	44,09	44,09	36,81	36,81	80,90	80,90	49,78	49,78	40,22	40,22	90,00	90,00
4.1	в сеть МУП ЖКХ Новогорный	44,09	44,09	36,81	36,81	80,90	80,90	49,78	49,78	40,22	40,22	90,00	90,00
5	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)*	7,64	7,64	10,16	10,16	17,80	17,80	14,53	14,53	11,03	11,03	25,56	25,56
-	в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1	- через изоляцию	6,50	6,50	8,63	8,63	15,13	15,13	12,35	12,35	9,38	9,38	21,73	21,73
5.2	- с потерями теплоносителя	1,15	1,15	1,52	1,52	2,67	2,67	2,18	2,18	1,65	1,65	3,83	3,83
5.3	то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	17,33	17,33	27,59	27,59	22,00	22,00	29,19	29,19	27,42	27,42	28,40	28,40
-	из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	потери от ФГУП «ПО «Маяк»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	потери от МУП ММПКХ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	потери от блочной кот.Медгородка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Показатели	Период регулирования, 1 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2 полугодие 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 2023 г. (Факт)		Период регулирования, 1 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)		Период регулирования, 2 полугодие 2025 г. (Предложение РИР)		Период регулирования, 2025 г. (Предложение РИР)	
		в том числе		в том числе		в том числе		в том числе		в том числе		в том числе	
		всего	Вода	всего	Вода	всего	Вода	всего	Вода	всего	Вода	всего	Вода
6	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего	36,45	36,45	26,65	26,65	63,10	63,10	35,25	35,25	29,19	29,19	64,44	64,44

**Таблица 13 - Расчет полезного отпуска тепловой ММПКХ, выполняющего функции единой теплоснабжающей организации в зоне теплоснабжения СЦТ-2 (ЕТОН002)**

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2034
<b>Котельная пос. Метлино</b>								
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	42,155	40,699	44,132	41,958	41,267	43,818	41,248	37,975
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал								
в паре, тыс. Гкал								
в горячей воде, тыс. Гкал								
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	42,155	40,699	44,132	41,958	41,267	43,818	41,248	37,975
в паре, тыс. Гкал								
в горячей воде, тыс. Гкал	42,155	40,699	44,132	41,958	41,267	43,818	41,248	37,975
Хозяйственные и собственные нужды тепловых сетей, тыс. Гкал	20,014	20,349	23,554	21,442	20,333	22,259	20,346	17,249
Полезный отпуск тепловой энергии потребителям, тыс. Гкал, всего, в том числе:	22,141	20,350	20,578	20,516	20,934	21,559	20,902	20,726
население	16,177	15,823	15,617	15,958	16,188	16,106	15,976	15,933
бюджетные потребители	3,550	2,943	3,235	2,798	2,957	3,183	2,895	2,815
прочие потребители	2,414	1,584	1,726	1,760	1,789	2,270	2,031	1,978

## 2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

### 2.1. Нормативные запасы топлива источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Норматив создания запасов топлива на тепловых электростанциях рассчитывается в соответствии с Приказом Минэнерго России от 27.11.2020 г. № 1062 «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон».

Запасы резервного топлива (уголь, мазут, торф) создаются на тепловых электростанциях, которые используют газ в качестве основного вида топлива, для поддержания работы в базовых режимах при частичном или полном отсутствии основного топлива.

Запасы аварийного топлива (дизельного или газотурбинного) создаются на тепловых электростанциях, парогазовые установки (далее - ПГУ) и (или) газотурбинные установки (далее - ГТУ) которых используют газ в качестве основного вида топлива, для поддержания работы при полном отсутствии основного топлива.

Владельцы тепловых электростанций, в составе которых есть ПГУ и (или) ГТУ, создают нормативный запас аварийного топлива (далее - НАЗТ) для обеспечения работы таких установок в аварийных ситуациях, возникающих в случае отсутствия подачи газа.

Владельцы тепловых электростанций, которые используют в качестве основного вида топлива газ, создают общий нормативный запас топлива (далее - ОНЗТ), который состоит из неснижаемого нормативного запаса резервного топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса резервного топлива (далее - НЭЗТ).

Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) создается на электростанциях для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

Владельцы тепловых электростанций рассчитывают ННЗТ и НАЗТ по согласованию с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Владельцы тепловых электростанций, которые используют в качестве основного вида топлива уголь, мазут, торф и (или) дизельное топливо, создают ННЗТ, который должен обеспечивать работу тепловых электростанций в режиме выживания в течение семи суток.

Владельцы тепловых электростанций, которые используют в качестве основного вида топлива газ, или владельцы тепловых электростанций, которые получают мазут по трубопроводу, непосредственно соединяющему их с нефтеперерабатывающим заводом, создают ННЗТ, который должен обеспечивать работу тепловых электростанций в режиме выживания в течение трех суток.

В течение трехлетнего периода ННЗТ и НАЗТ подлежат корректировке в случаях изменения на тепловой электростанции состава оборудования, структуры топлива, а также величины нагрузки неотключаемых потребителей электрической и тепловой энергии, не имеющих питания от других источников.

Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

ННЗТ (т.н.т.) из расчета работы станции в режиме "выживания" рассчитывается для всех видов топлива с учетом прогнозного объема производства электрической и (или) тепловой энергии по формуле:

$$\text{ННЗТ} = V_{\text{усл}} \cdot \text{псут} \cdot 7000 / Q_{\text{нр}},$$

где  $V_{\text{усл}}$  - расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки; псут - количество суток, в течение которых обеспечивается работа ТЭС в режиме "выживания". В расчете принято для ТЭС, сжигающих уголь, мазут, торф и дизельное топливо, псут = 7, сжигающих газ - псут = 3;  $Q_{\text{нр}}$  - теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг.

Расход условного топлива (т.н.т.) на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки определяется по формуле:

$$V_{\text{усл}} = V_{\text{усл}}(\text{эз}) + V_{\text{усл}}(\text{тэ}),$$

где  $V_{\text{усл}}(\text{эз})$  - расход условного топлива на отпуск электроэнергии в режиме выживания, т.н.т.:

$$V_{\text{усл}}(\text{эз}) = q_{\text{эз}} \cdot \text{Эот},$$

где  $q_{\text{эз}}$  - удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г/(кВтч); Эот - отпуск электроэнергии с шин за сутки, необходимый для обеспечения работы электростанции в режиме "выживания", млн. кВтч:

$$\text{Эот} = \text{Эвыр} - \text{Эсн},$$

где Эвыр - выработка электроэнергии за сутки, млн. кВтч; Эсн - расход электроэнергии на СН (собственные нужды) за сутки, млн. кВтч;

$V_{\text{усл}}(\text{тэ})$  - расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в режиме выживания, т.н.т.:

$$V_{\text{усл}}(\text{тэ}) = q_{\text{тэ}} \cdot Q_{\text{от}},$$

где  $q_{\text{тэ}}$  - удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал;  $Q_{\text{от}}$  - отпуск тепловой энергии за сутки, необходимый для обеспечения работы электростанции, в режиме "выживания", тыс. Гкал.

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{впт}} + Q_{\text{сн.т.}},$$

где  $Q_{\text{впт}}$  - отпуск тепловой электроэнергии неотключаемым потребителям за сутки, тыс. Гкал;  $Q_{\text{сн.т.}}$  - затраты на тепловые собственные нужды электростанции, тыс. Гкал.

За основу расчета НЭЗТ для стандартной группы электростанций принимаются среднесуточные расходы угля, мазута, торфа, дизельного топлива в январе и апреле планируемого года на электростанциях или котельных, необходимые для выполнения производственной программы выработки электрической и тепловой энергии планируемого года.

Расчет нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ, тыс. т.н.т.) выполняется по формуле:

$$\text{НЭЗТ}_{\text{январь}} = \frac{V_{\text{пр.январь}} \cdot \text{Кр.январь} \cdot \text{Тпер} \cdot \text{Кср}}{\text{НЭЗТ}_{\text{апрель}} = V_{\text{пр.апрель}} \cdot \text{Кр.апрель} \cdot \text{Тпер} \cdot \text{Кср}}$$

где  $V_{\text{пр}}$  - среднесуточный расход топлива для выполнения производственной программы в январе и апреле планируемого года, тыс. т.н.т.; Кр - коэффициент изменения среднесуточного расхода топлива в январе и апреле определяется по формулам:

$$\text{Кр.январь} = \frac{(V_{\text{р.январь}}/V_{1\text{январь}} + V_{1\text{январь}}/V_{2\text{январь}} + V_{2\text{январь}}/V_{3\text{январь}})/3,}{\text{Кр.апрель} = (V_{\text{р.апрель}}/V_{1\text{апрель}} + V_{1\text{апрель}}/V_{2\text{апрель}} + V_{2\text{апрель}}/V_{3\text{апрель}})/3,}$$

где  $V_1, V_2, V_3$  - фактические среднесуточные расходы топлива в январе и апреле за первый, второй и третий годы, предшествующие планируемому году (при отсутствии фактических данных за год, предшествующий планируемому, могут быть приняты плановые значения); Кср - коэффициент возможного срыва поставки (учитывает условия поставки, создающиеся в зависимости от положения на рынке топлива, взаимоотношения с поставщиками, условия перевозки и другие факторы, увеличивающие время перевозки) принимается в диапазоне 1,5-3,5; Тпер - средневзвешенное время (сутки) перевозки топлива от разных поставщиков (с учетом времени его разгрузки на электростанции, котельной) определяется по формуле:

$$\text{Тпер} = (T_1 \cdot V_1 + T_2 \cdot V_2 + \dots + T_n \cdot V_n) / (V_1 + V_2 + \dots + V_n),$$

где  $T_1, T_2, \dots, T_n$  - время перевозки и разгрузки топлива от разных поставщиков (по видам топлива), сутки;  $V_1, V_2, \dots, V_n$  - расчетные объемы поставок топлива от разных поставщиков (по видам топлива).

Для действующих тепловых электростанций и котельных расчет НЭЗТ проводится без учета неизвлекаемого ("мертвого") остатка мазута. Для вновь вводимых в эксплуатацию тепловых электростанций и котельных, а также для дополнительно организованных емкостей на действующих тепловых электростанциях и котельных, в НЭЗТ дополнительно на основе расчетов (экспертных оценок) включается объем топлива, который перейдет в неизвлекаемый остаток.

Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ, тыс. т.н.т.) на 1 октября (начало осенне-зимнего периода) определяется по формуле:

$$\text{НЭЗТ}_{\text{окт}} = \text{НЭЗТ}_{\text{январь}} + (\text{НЭЗТ}_{\text{январь}} - \text{НЭЗТ}_{\text{апрель}}),$$

При сжигании на электростанции природного газа полученная по результатам расчета величина НЭЗТ резервного топлива (угля или мазута) на 1 октября увеличивается на объем, зависящий от величины возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воздуха, если этот объем не превышает рабочий объем хранилища мазута. В расчете учитывается 40%-ное снижение подачи газа в течение 28 суток - по 14 суток в декабре и январе. Объем резервного топлива (угля или мазута) на замещение ограничения подачи газа определяется по эквивалентным коэффициентам (Кэков), учитывающим теплотворную способность топлива в соотношении к условно приведенному топливу с теплотой сгорания 7000 ккал/кг (НЭЗТ<sub>зам</sub>, тыс. т.н.т.):

$$\text{НЭЗТокт} = \text{НЭЗТ янв} + (\text{НЭЗТ янв} - \text{НЭЗТапр}) + \text{НЭЗТ зам.}$$

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

НАЗТ рассчитывается по виду топлива, которое может быть использовано в качестве аварийного в соответствии с проектной документацией на ПГУ и (или) ГТУ.

Объем НАЗТ, тыс. т определяется по формуле:

$$\text{НАЗТ} = \text{Всут} * \text{N} * \text{K} / 24,$$

где Всут - максимальный суточный расход аварийного топлива, определяемый в соответствии с проектной документацией на ПГУ и (или) ГТУ; N - количество суток. Значение N принимается равным числу суток работы в соответствии с проектной документацией на ПГУ и (или) ГТУ, от трех до пяти суток; K - количество часов непрерывной работы на аварийном виде топлива в сутки, определяется в соответствии с проектной документацией на ПГУ и (или) ГТУ.

После полного использования НАЗТ, к началу последующего цикла срабатывания аварийного топлива в течение года, но не позднее 1 октября, запас аварийного топлива должен быть восстановлен до полного объема.

**Таблица 13 - Нормативные запасы топлива Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР», тонн натурального топлива**

Показатель		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ННЗТ	уголь	12 700	12 700	12 700	12 700	12 700	12 700	12 700	12 700	12 700	12 700	12 700	12 700
	мазут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НЭЗТ	уголь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	мазут	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101
НЭЗТ	уголь	19 600	19 600	19 600	19 600	19 600	19 600	19 600	19 600	19 600	19 600	19 600	19 600
	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОНЗТ	уголь	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300
	мазут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2.2.

### 2.3. Нормативные запасы топлива котельных

Расчеты нормативных запасов топлива выполняются в соответствии с требованиями «Порядка определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)», утвержденного Приказом Минэнерго РФ от 10.08.2012 №377.

Общий нормативный запаса топлива определяется по формуле:

$$\text{НЭЗТ} = \text{НЭЗТ} + \text{НЭЗТ}, \text{ тыс. т}$$

В состав ОНЗТ включаются:

ННЗТ, рассчитываемый по общей присоединенной к источнику тепловой нагрузке;

НЭЗТ, определяемый по присоединенной тепловой нагрузке внешних потребителей тепловой энергии.

НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы котельной и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии в случае введения ограничений поставок топлива.

В соответствии с п.22 «Порядка определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)», утвержденного Приказом Минэнерго РФ от 10.08.2012 №377, для организаций, эксплуатирующих отопительные котельные на газовом топливе с резервным топливом, в НЭЗТ включается количество резервного топлива, необходимого для замещения газового топлива в периоды сокращения его подачи газоснабжающими организациями.

Для котельных, работающих на газе расчет НЭЗТ не производится, т.к. ограничения при подаче газа не планируются.

**Таблица 14 - Нормативные запасы топлива на Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк»**

Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива												
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
<b>Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>													
ННЗТ мазут, тонн натурального топлива	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3	265,3
НЭЗТ мазут, тонн натурального топлива	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
ОНЗТ мазут, тонн натурального топлива	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4	311,4

### 3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

4. На Аргаяшской ТЭЦ в качестве основного топлива используется бурый уголь марки ЗБШ. Также используется природный газ и мазут.

На котельных ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ в качестве основного топлива используется природный газ.

### 5. Виды топлива, их доли и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На Аргаяшской ТЭЦ используются майкубенский уголь, природный газ и мазут.

Содержание углерода в майкубенском угле находится в диапазоне 74,2 - 72,4%. Зольность на сухое состояние топлива находится в диапазоне 28,0-29,0%. Теплотворная способность угля — 3700—5000 ккал/кг.

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

Доля топлива, используемого для производства тепловой энергии приведены в таблице ниже.

**Таблица 15 - Совокупность видов топлива, находящихся в городском округе**

Доля топлива	2019	2020	2021	2022	2023
Аргаяшская ТЭЦ					
Уголь,%	73,4	62,8	42,3	34,0	20,1
Природный газ,%	26,5	37,1	57,6	65,9	79,9
Мазут,%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Блочная котельная Медгородка					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Котельная пос. Метлино					
Уголь,%	-	-	-	-	-
Природный газ,%	100	100	100	100	100
Мазут,%	-	-	-	-	-
Итого по городскому округу					
Уголь,%	65,2	56,1	36,9	29,9	18,1
Природный газ,%	34,7	43,8	63,0	70,0	81,8

Доля топлива	2019	2020	2021	2022	2023
Мазут, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Как видно из таблицы выше, доля природного газа в последние годы значительно выше других видов топлива используемых на источниках теплоснабжения городского округа.

#### 7. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

В топливном балансе городского округа изменений в использовании топлива не планируется.

#### 8. Согласование перспективных топливных балансов с программой газификации и схемой газоснабжения

В соответствии со статьей 17 Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 10.09.2016 № 903 «О порядке разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций» разработана региональная программа «Газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций в Челябинской области на 2017 - 2026 годы» (утверждена правительством Челябинской области от 20.09.2017 № 474-П (с изменениями на 6 декабря 2023 года).

Программа газификации не устанавливает ограничений по перспективному расходу природного газа источниками тепловой и электрической энергии

#### 9. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии

Актуализированы перспективные топливные балансы с учетом перспективных приростов потребления тепловой энергии.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2024 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Озерск, 2024  
СОДЕРЖАНИЕ

1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2.	Обоснование методов и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения	5
3.	Обоснование методов и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения	6
4.	Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам	7
4.1	Расчет надежности теплоснабжения	7
4.2	Электронное моделирование аварийных ситуаций на источниках тепловой энергии в системах теплоснабжения Мончегорска с использованием ПРК ZuluThermo 2021	13
5.	Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки	13
6.	Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии	13
7.	Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения	13
8.	Действия при возникновении аварийных ситуаций на источниках теплоснабжения	16
8.1	Порядок отключения на тепловых сетях от котельных при аварийной ситуации	17

### 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» СП 124.13330.2012 в части пунктов 6.25-6.30 раздела «Надежность».

В СП 124.13330.2012 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [P], коэффициент готовности [Kг], живучести [Ж].

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12°C;
- промышленных зданий до 8°C.

Третья категория - остальные потребители.

При авариях (отказах) на источнике теплоты в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться:

- подача 100 % необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в соответствии с климатическими данными (K = 0,86);
- заданный потребителем аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;

- заданный потребителем аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;

- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

### 2. Обоснование методов и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Отказы участков в отопительный период и период испытаний тепловых сетей от источников тепловой энергии в 2023 году приведены в таблицах 1-4.

Таблица 1 – Динамика изменения показателей надежности теплоснабжения в системе теплоснабжения ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2019	8	24	0	-
2020	9	24	0	-
2021	10	24	0	-
2022	3	24	0	-
2023	2	24	0	-

Таблица 2 – Динамика изменения показателей надежности теплоснабжения в системе теплоснабжения г. Озерск и п. Гатыш (ММПКХ)

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2019	н/д	н/д	н/д	н/д
2020	н/д	н/д	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 3 – Динамика изменения показателей надежности теплоснабжения в системе теплоснабжения от Котельная пос. Метлино (ММПКХ)

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2019	н/д	н/д	н/д	н/д
2020	н/д	н/д	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 4 – Динамика изменения показателей надежности теплоснабжения в системе теплоснабжения ФГУП «ПО «Маяк»

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2019	н/д	н/д	н/д	н/д
2020	н/д	н/д	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	н/д	н/д

3. Обоснование методов и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

По категории отключений потребителей инциденты на тепловых сетях классифицируются на:

- отказы (инциденты, которые не считаются авариями);
- аварии.

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001:

«2.10. Авариями в тепловых сетях считаются:

2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».

Как показал статистический анализ инцидентов на тепловых сетях поселения аварийных ситуаций и отказов не возникало.

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций. Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» и представлены в таблице ниже.

Таблица 5 - Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300,0	15
400,0	18
500,0	22
600,0	26
700,0	29
800,0-1000,0	40
1200,0-1400,0	до 54

4. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

4.1 Расчет надежности теплоснабжения

Методика оценки надежности теплоснабжения представлена в Приложении 18 МУ.

В соответствии с п. 6.25 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»:

- «способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [P], коэффициенту готовности [Kg], живучести [Ж]».

Методика Приложения 18 МУ внедрена в ZuluThermo, посредством модуля расчета надежности.

В соответствии с п. 6.26 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- > источника теплоты  $P_{ит} = 0,97$ ;
- > тепловых сетей  $P_{тс} = 0,9$ ;
- > потребителя теплоты  $P_{пт} = 0,99$ ;
- > системы СЦТ в целом  $P_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.
2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.
3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.
4. На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

$\lambda_0$  - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год)

- > средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;
- > средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- > средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- > средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов (в соответствии с ГОСТ 27.002-09 «Надежность в технике») каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя Л., который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час]. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-\sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i t} = e^{-\lambda t}, \quad (1.1)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке, [1/час], где L - протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы, тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка. В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяется зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкая по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{a-1}, \quad (1.2)$$

где  $\tau$  - срок эксплуатации участка [лет].

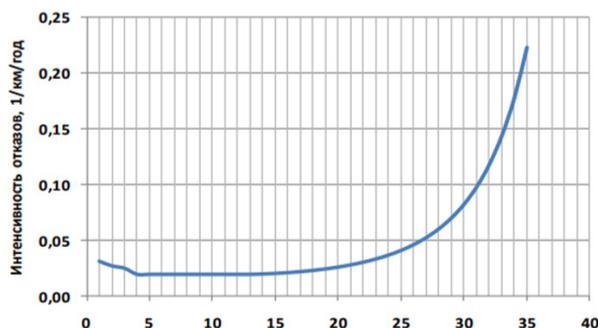
Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра a: при  $a < 1$ , она монотонно убывает, при  $a > 1$  - возрастает; при  $a = 1$  функция принимает вид  $\lambda(t) = L_0 = \text{Const}$ .

$\lambda_0$  - это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot n \cdot \tau & 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot n \cdot \tau & 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot n \cdot \tau & \tau > 17 \end{cases} \quad (1.3)$$

На рисунке ниже приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:



- > она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- > в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.
5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления).
6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя - событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12°C, в промышленных зданиях ниже +8°C (СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_a = t_n + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_a - t_n - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)} \quad (1.4)$$

где

$t'_a$  - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время  $z$  в часах, после наступления исходного события, °C;

$z$  - время, отсчитываемое после начала исходного события, ч;

$t'_a$  - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °C;

$t_n$  - температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени  $z$ , °C;

$Q_0$  - подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$  - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч·°C);

$\beta$  - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12°C при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула имеет следующий вид

$$z = \beta \times \ln \left( \frac{t_a - t_n}{t_{a,a} - t_n} \right) \quad (1.5)$$

где  $t_{a,a}$  - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°C для жилых зданий).

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимого для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a [1 + (b + c l_{c,i}) D^{1.2}] \quad (1.6)$$

где

$a, b, c$  - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ

$l_{c,i}$  - расстояние между секционирующими задвижками, м;

$D$  - условный диаметр трубопровода, м.

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

> по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 1.4 вычисляется допустимое время проведения ремонта;

> вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;

> вычисляются относительные доли (см. уравнение 1.7) и поток отказов (см. уравнение 1.8) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12°C:

$$\bar{z} = \left( 1 - \frac{z_{i,j}}{z_p} \right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}} \quad (1.7)$$

$$\bar{a}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j} \quad (1.8)$$

> вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения:

$$p_i = \exp(-\bar{a}_i) \quad (1.9)$$

4.2 Электронное моделирование аварийных ситуаций на источниках тепловой энергии в системах теплоснабжения Мончегорска с использованием ПРК ZuluThermo 2021  
Моделирование аварийных ситуаций на источниках тепловой энергии, расположенных на территории Озерского городского округа, произведено в программном комплексе ГИС Zulu при помощи пакета ZuluThermo и инструмента Коммутационные задачи.

Расчет надежности системы теплоснабжения показал, что требуемый объем резервирования теплоснабжения выполняется в достаточной мере и соответствует нормативным значениям.

Рекомендации по резервированию теплосетей для увеличения показателей надежности теплоснабжения отсутствуют (не требуются), текущий объем резервирования т/с оценен как достаточный (надежный). Результаты надежности системы централизованного теплоснабжения приведены в п. 11.3.

5. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Результаты расчета перспективных показателей вероятности безотказной работы систем теплоснабжения представлены в п.11.3. Поскольку вероятность безотказной работы ни по 1 источнику теплоснабжения не опускается ниже предельно допустимого значения, готовность теплопроводов к несению тепловой нагрузки будет также выше минимально допустимого значения 0,97.

6. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Недоотпуск тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии на котельных поселения не выявлен.

7. Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

а) применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования

На расчетный период, рациональных тепловых схем с дублированными связями не требуется. Мероприятия по развитию, позволяющие поддерживать нормативную надежность теплоснабжения, представлены в Главе 7.

б) установка резервного оборудования;

Как показано в разделе «Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города» Главы 7, на всех энергоисточниках выдерживаются положительные значения аварийного резерва тепловой мощности «нетто», с учетом мероприятий по развитию котельных. Установка резервного оборудования на энергоисточниках, для покрытия тепловой нагрузки в аварийных режимах, не требуется.

в) организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

В Озерском городском округе организована совместная работа нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть. Котельная ФГУП «ПО «Маяк» (Пускорезервная, Пиковая, Паровая) и Блочная котельная Медгородка работают на единую тепловую сеть с Аргаяшской ТЭЦ.

г) резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа, города федерального значения;

Основными показателями надежности теплоснабжения потребителей являются показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии; приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии; числом приведенных объемов недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии, что приводит к безотказной работе системы.

В ходе анализа характеристик и количества участков, предлагаемых к реконструкции с целью повышения надежности теплоснабжения выявлено, что все рассматриваемые участки уже включены в состав Главы 8 (реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса).

д) устройство резервных насосных станций;

Устройство резервных насосных станций не требуется.

е) установка баков-аккумуляторов.

В соответствии с п. 11.24 СП 89.13330.2012 Котельные установки (актуализированная версия) СНиП П-35-76:

«11.24. В котельных для открытых систем теплоснабжения и для установок централизованных систем горячего водоснабжения, водоподогреватели которых выбраны по расчетным средним часовым нагрузкам, должны предусматриваться баки-аккумуляторы горячей воды, а для закрытых систем теплоснабжения - баки запаса подготовленной подпиточной воды.

Выбор вместимостей баков-аккумуляторов и баков-запаса производится в соответствии с СП 74.13330.

Для повышения надежности работы баков-аккумуляторов следует предусматривать:

- антикоррозионную защиту внутренней поверхности баков путем применения герметизирующих жидкостей, защитных покрытий или катодной защиты и защиту воды в них от аэрации;

- заполнение баков только деаэрированной водой с температурой не выше 95 °C;

- оборудование баков переливной и воздушной трубами; пропускная способность переливной трубы должна быть не менее пропускной способности труб, подводящих

воду к баку;

- конструкции опор на подводных и отводящих трубопроводах бака-аккумулятора исключают передачу усилий на стенки и днища бака от внешних трубопроводов и компенсирующие усилия, возникающие при осадке бака;
- установку электрифицированных задвижек на подводе и отводе воды; все задвижки (кроме задвижек на сливе воды и герметика) должны быть вынесены из зоны баков;
- оборудование баков- аккумуляторов аппаратурой для контроля за уровнем воды и герметика, сигнализацией и соответствующими блокировками;
- устройство в зоне баков лотков для сбора, перелива и слива бака с последующим отводом охлажденной воды в канализацию»

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидроаккумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулярующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более предусматривается установка баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3% объема воды в системе теплоснабжения, при этом обеспечивается обновление воды в баках.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50% рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (ЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплоснабжения допускается использование теплопроводов в качестве аккумулярующих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между «ненадежной» структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управление системой в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций.

8. Действия при возникновении аварийных ситуаций на источниках теплоснабжения

Наиболее вероятными причинами возникновения аварийных ситуаций в работе системы теплоснабжения Озерского городского округа могут послужить:

- неблагоприятные погодно-климатические явления (ураганы, смерчи, бури, сильные ветры, сильные морозы, снегопады и метели, обледенение и гололед);
- человеческий фактор (неправильные действия персонала);
- прекращение подачи электрической энергии, холодной воды, топлива на источник тепловой энергии;
- внеплановый останов (выход из строя) оборудования.

К перечню возможных последствий аварийных ситуаций (ЧС) на источниках тепловой энергии относятся:

- кратковременное нарушение теплоснабжения населения, объектов социальной сферы;
- полное ограничение режима потребления тепловой энергии для населения, объектов социальной сферы;
- причинение вреда третьим лицам;
- разрушение объектов теплоснабжения (котлов, ТС, котельных);
- отсутствие теплоснабжения более 24 часов (одни сутки).

8.1 Порядок отключения на тепловых сетях от котельных при аварийной ситуации

1. Повреждение на тепловых сетях от источника тепловой энергии:

- 1.1 Отключение повреждения по тепловым сетям проводится секционирующими задвижками сначала до места повреждения, а затем секционирующими задвижками после места повреждения.
- 1.2 На выведенном из работы участке теплосети производится отключение абонентов и через спускные устройства дренируется вода из трубопровода, после чего Аварийная бригада приступает к ликвидации повреждения.
- 1.3 При необходимости снизить давление на выходе с источника или произвести останов источника.
- 1.4 На период устранения аварии указываются потребители, оставшиеся без теплоснабжения и с ухудшенным гидравлическим режимом

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

Озерск, 2024  
СОДЕРЖАНИЕ

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей
2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей
3. Расчеты экономической эффективности инвестиций
4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения
5. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности

### 1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения г. Озерск определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7 обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», Главе 8 обосновывающих материалов «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей».

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят 4 подгруппы проектов, в том числе:

- 1) Подгруппа 01 - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- 2) Подгруппа 02 - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- 3) Подгруппа 03 - подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- 4) Подгруппа 04 - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.

Таблица 1 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации Аргяшской ТЭЦ, тыс.руб.

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Группа проектов 001.01 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	182 928,3	217 322,8	385 245,7	115 900,0	72 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	36 585,7	43 464,6	77 049,1	23 180,0	14 560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов	0,0	219 513,9	260 787,4	462 294,8	139 080,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	219 513,9	480 301,3	942 596,1	1 081 676,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1
<b>Подгруппа проектов 001.01.02 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	182 928,3	207 522,8	238 145,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	36 585,7	41 504,6	47 629,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	219 513,9	249 027,4	285 774,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	219 513,9	468 541,3	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1
<b>Проект 001.01.02.001 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	36 713,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	7 342,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	44 056,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6
Проект 001.01.02.002 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	120 575,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	24 115,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	144 690,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6
Проект 001.01.02.003 «Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	25 638,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	5 127,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	30 766,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7
Проект 001.01.02.004 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	207 522,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	41 504,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	249 027,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4
Проект 001.01.02.005 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	238 145,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	47 629,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	285 774,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8
Проект 001.01.03.006 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Проект 001.01.02.007 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Подгруппа проектов 001.01.03 «Модернизация источников тепловой энергии»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	9 800,0	147 100,0	115 900,0	72 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	1 960,0	29 420,0	23 180,0	14 560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	11 760,0	176 520,0	139 080,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	11 760,0	188 280,0	327 360,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0
Проект 001.01.03.001 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	9 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	1 960,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	11 760,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0
Проект 001.01.03.002 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	72 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14 560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0
Проект 001.01.03.003 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	147 100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	29 420,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	176 520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0
Проект 001.01.03.004 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	115 900,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	23 180,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	139 080,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0

В мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них входят 8 подгрупп проектов, в том числе:

- 1) Подгруппа 1 - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;
- 2) Подгруппа 2 - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;
- 3) Подгруппа 3 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- 4) Подгруппа 4 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- 5) Подгруппа 5 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;
- 6) Подгруппа 6 - подгруппа проектов строительства новых насосных станций;
- 7) Подгруппа 7 - подгруппа проектов реконструкции насосных станций;
- 8) Подгруппа 8 - подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

Таблица 2 – Капитальные вложения на реализацию мероприятий для улучшения гидравлических режимов, тыс.руб.

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Планируемый объем капитальных вложений	
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия	Всего, тыс. руб. (без НДС)	Всего с НДС, тыс. руб.
1	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/диаметр	м мм	4500 (в однострубно исполнении) D1000	4500 (в однострубно исполнении) D1000	-	-

Таблица 3 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них ММПКХ, тыс.руб.

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Группа проектов 001.02 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3
Всего стоимость группы проектов	0,0	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	3 067,7	6 135,5	9 203,2	12 271,0	15 338,7	18 406,5	21 474,2	24 542,0	27 609,7	30 677,5	33 745,2
<b>Подгруппа проектов 001.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5	2 556,5
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3	511,3
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	3 067,7	6 135,5	9 203,2	12 271,0	15 338,7	18 406,5	21 474,2	24 542,0	27 609,7	30 677,5	33 745,2
<b>Проект 001.02.01.001 «Капитальный ремонт тепловых сетей в зоне действия ТЭЦ»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2	1 778,2
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6	355,6
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	2 133,9	4 267,7	6 401,6	8 535,4	10 669,3	12 803,2	14 937,0	17 070,9	19 204,8	21 338,6	23 472,5
<b>Проект 001.02.01.002 «Установка регулировочной арматуры на основные ответвления магистралей и на подводящих сетях к МКД для гидравлической настройки городских тепловых сетей и нормализации режима теплоснабжения МКД по 35 адресам»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2	778,2
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	933,9	1 867,8	2 801,7	3 735,6	4 669,4	5 603,3	6 537,2	7 471,1	8 405,0	9 338,9	10 272,8
<b>Группа проектов 003.02 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8
Всего стоимость группы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6
<b>Подгруппа проектов 003.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	0,0	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6
<b>Проект 003.02.01.001 «Капитальный ремонт тепловых сетей в зоне действия Котельной пос. Метлино»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1	539,1
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6

Таблица 4 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, тыс.руб.

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Группа проектов 001.02 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Всего стоимость группы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0
Подгруппа проектов 001.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0
Проект 001.02.01.003 «Наладка систем ГВС у потребителей»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0

## 2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Предложения по источникам инвестиций финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сформированы с учетом требований действующего законодательства:

- Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные Приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э;
- Основы ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075;
- Федеральный Закон № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении».

Реализацию проектов развития системы теплоснабжения муниципального образования города Озерск в соответствии с предложениями, сформулированными в настоящем документе, предлагается осуществить за счет следующих источников финансирования (в соответствии с действующим законодательством):

- собственные средства, в том числе:
  - амортизационные отчисления;
  - прибыль, направленная на инвестиции;
  - средства, полученные за счет платы за подключение (технологическое присоединение).
- привлеченные средства, в том числе:
  - кредиты.

Классификация источников финансирования приведена в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 05.05.2014 № 410 (ред. от 18.03.2016) «О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике)».

В связи с ограничением роста платы граждан и, как следствие, тарифов на тепловую энергию, при расчете тарифных последствий от реализации мероприятий был применен механизм сглаживания путем частичного финансирования затрат за счет привлечения кредитов. Источники финансирования, включенные в расчетную модель, планируется использовать по перечисленным ниже направлениям.

### Амортизационные отчисления

За счет данной статьи организации реализуют мероприятия, предусмотренные Схемой теплоснабжения, в части реконструкции источников теплоснабжения и тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Использование средств данного источника финансирования ограничено величиной амортизационных отчислений от первоначальной стоимости существующего оборудования и сооружений, а также от основных средств, ввод в эксплуатацию которых намечен в рамках реализации мероприятий Схемы теплоснабжения.

### Прибыль, направленная на инвестиции

За счет прибыли, направленной на инвестиции, для существующих потребителей в рамках проектов Схемы теплоснабжения запланированы расходы по повышению надежности, улучшению технико-экономических характеристик существующих источников теплоснабжения и тепловых сетей, не покрытых амортизационными отчислениями, для обеспечения перераспределения тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) и перспективных приростов тепловой нагрузки и др.

### Средства, полученные за счёт платы за подключение (технологическое присоединение)

В качестве источника финансирования мероприятий по подключению новых потребителей использована плата за подключение к системе теплоснабжения, определяемая в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах города. Плата за подключение устанавливается органом регулирования в соответствии с основами ценообразования и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» с учетом перспективной подключаемой нагрузки объектов.

### Кредиты

В рамках Схемы теплоснабжения муниципального образования города Озерск рассмотрен вопрос привлечения источников финансирования на строительство и реконструкцию теплогенерирующих и теплосетевых объектов, необходимых для развития и устойчивого функционирования города. При этом расходы, связанные с обслуживанием кредитов, учитываются при расчете тарифных последствий с учетом ключевой ставки по кредитам, определенной ЦБ РФ. На момент актуализации Схемы теплоснабжения принят кредит по ставке 8,3%. Расчетный срок возврата кредита - 10 лет.

## Таблица 5 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации, тыс.руб.

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Проекты СЦТ-1												
Всего стоимость проектов	0,0	224 981,7	309 455,1	465 362,6	142 147,7	90 427,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7
Всего смета проектов накопленным итогом	0,0	224 981,7	534 436,8	999 799,4	1 141 947,1	1 232 374,9	1 235 442,6	1 238 510,4	1 241 578,1	1 244 645,9	1 247 713,6	1 250 781,4
Группа проектов 001.01 «Источники теплоснабжения»												
Всего стоимость группы проектов	0,0	219 513,9	260 787,4	462 294,8	139 080,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	219 513,9	480 301,3	942 596,1	1 081 676,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1	1 169 036,1
Подгруппа проектов 001.01.02 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии»												
Всего стоимость группы проектов	0,0	219 513,9	249 027,4	285 774,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	219 513,9	468 541,3	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1	754 316,1
Проект 001.01.02.001 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2»												
Всего стоимость группы проектов	0,0	44 056,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6	44 056,6
Проект 001.01.02.002 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9»												
Всего стоимость группы проектов	0,0	144 690,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6
Проект 001.01.02.003 «Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2»												
Всего стоимость группы проектов	0,0	30 766,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7
Проект 001.01.02.004 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6»												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	249 027,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4	249 027,4

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Проект 001.01.02.005 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	0,0	285 774,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8	285 774,8
<b>Проект 001.01.03.006 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Проект 001.01.02.007 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Подгруппа проектов 001.01.03 «Модернизация источников тепловой энергии»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	11 760,0	176 520,0	139 080,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	11 760,0	188 280,0	327 360,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0	414 720,0
<b>Проект 001.01.03.001 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	11 760,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0	11 760,0
<b>Проект 001.01.03.002 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0
<b>Проект 001.01.03.003 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	0,0	176 520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0
<b>Проект 001.01.03.004 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	139 080,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0
<b>Подгруппа проектов 001.02 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	5 467,7	48 667,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	5 467,7	54 135,5	57 203,2	60 271,0	63 338,7	66 406,5	69 474,2	72 542,0	75 609,7	78 677,5	81 745,2
<b>Подгруппа проектов 001.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	5 467,7	48 667,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7	3 067,7
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	5 467,7	54 135,5	57 203,2	60 271,0	63 338,7	66 406,5	69 474,2	72 542,0	75 609,7	78 677,5	81 745,2
<b>Проект 001.02.01.001 «Капитальный ремонт тепловых сетей в зоне действия ТЭЦ»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9	2 133,9
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	2 133,9	4 267,7	6 401,6	8 535,4	10 669,3	12 803,2	14 937,0	17 070,9	19 204,8	21 338,6	23 472,5
<b>Проект 001.02.01.002 «Установка регулировочной арматуры на основные ответвления магистралей и на подводных сетях к МКД для гидравлической настройки городских тепловых сетей и нормализации режима теплоснабжения МКД по 35 адресам»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9	933,9
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	933,9	1 867,8	2 801,7	3 735,6	4 669,4	5 603,3	6 537,2	7 471,1	8 405,0	9 338,9	10 272,8
<b>Проект 001.02.01.003 «Наладка систем ГВС у потребителей»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Проекты СЦТ-2</b>												
Всего стоимость проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Группа проектов 002.01 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Подгруппа проектов 002.01.02 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии»</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Подгруппа проектов 002.01.03 «Модернизация источников тепловой энергии»</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Подгруппа проектов 002.02 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Проекты СЦТ-3</b>												
Всего стоимость проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего смета проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6
<b>Группа проектов 003.01 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Подгруппа проектов 003.01.02 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии»</b>												

Стоимость проектов	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Подгруппа проектов 003.01.03 «Модернизация источников тепловой энергии»</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Подгруппа проектов 003.02 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6
<b>Подгруппа проектов 003.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6
<b>Проект 003.02.01.001 «Капитальный ремонт тепловых сетей в зоне действия Котельной пос. Метлино»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0	647,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	647,0	1 293,9	1 940,9	2 587,9	3 234,8	3 881,8	4 528,7	5 175,7	5 822,7	6 469,6	7 116,6

### 3. Расчеты экономической эффективности инвестиций

Настоящей схемой теплоснабжения не предусматриваются мероприятия, дающие существенный экономический эффект. Все мероприятия направлены на обновление основных фондов, а также на соблюдение действующего законодательства в сфере теплоснабжения.

Для оценки эффективности инвестиций разрабатывается тарифно-балансовая модель единой теплоснабжающей организации. Тарифно-балансовая модель приведена в таблице ниже.

**Таблица 6 – Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «РИР»**

Показатели	Ед. изм.	Утверждено		Прогноз									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9
Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	555,5	556,1	559,4	559,7	560,0	560,3	560,6	560,9	561,2	561,5	561,8	562,1
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	1647,4	1594,8	1594,8	1594,8	1596,3	1597,1	1597,8	1598,6	1599,4	1600,1	1600,9	1601,6
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	245 923	260 993	260 993	271 432	282 290	293 581	305 325	317 538	330 239	343 449	357 187	371 474
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	37 425	62 195	64 683	67 270	69 961	72 759	75 670	78 697	81 844	85 118	88 523	92 064
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0	796	828	861	896	932	969	1 008	1 048	1 090	1 134	1 179
Арендная плата (земли)	тыс.руб.	1 838	1 967	2 046	2 128	2 213	2 302	2 394	2 489	2 589	2 692	2 800	2 912
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 661	2 842	2 955	3 074	3 197	3 325	3 457	3 596	3 740	3 889	4 045	4 207
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	26 811	28 454	29 592	30 776	32 007	33 287	34 619	36 003	37 443	38 941	40 499	42 119
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	3 330	22 971	23 889	24 845	25 839	26 872	27 947	29 065	30 228	31 437	32 694	34 002
Налог на прибыль	тыс.руб.	2 784	5 165	5 372	5 586	5 810	6 042	6 284	6 535	6 797	7 069	7 351	7 645
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	990 790	1 089 144	1 132 710	1 178 018	1 225 139	1 274 144	1 325 110	1 378 115	1 433 239	1 490 569	1 550 191	1 612 199
Расходы на топливо	тыс.руб.	968 978	1 062 276	1 104 767	1 148 958	1 194 916	1 242 713	1 292 421	1 344 118	1 397 883	1 453 798	1 511 950	1 572 428
Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на холодную воду (за пользование водными объектами)	тыс.руб.	21 812	26 868	27 943	29 061	30 223	31 432	32 689	33 997	35 357	36 771	38 242	39 771
<b>Нормативная прибыль</b>	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582
расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
расходы на капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582
<b>Расчетная предпринимательская прибыль</b>	тыс.руб.	15 097	17 245	17 934	18 652	19 398	20 174	20 981	21 820	22 693	23 600	24 544	25 526
<b>Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов</b>	тыс.руб.	0	-26 704	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>итого необходимая валовая выручка</b>	тыс.руб.	1 300 371	1 423 532	1 497 806	1 557 718	1 620 027	1 684 828	1 752 221	1 822 310	1 895 202	1 971 010	2 049 851	2 131 845
Тариф на тепловую энергию, среднегодовой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АО «РИР» (г. Озерск и п. Татыш)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 195	1 283	1 335	1 388	1 444	1 501	1 562	1 624	1 689	1 757	1 827	1 900
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 484	1 546	1 608	1 672	1 739	1 808	1 881	1 956	2 034	2 116	2 200	2 288
АО «РИР» (пос. Новогорный)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 108	1 169	1 216	1 265	1 315	1 368	1 423	1 480	1 539	1 601	1 665	1 731
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 286	1 541	1 603	1 667	1 734	1 803	1 875	1 950	2 028	2 110	2 194	2 282

**Таблица 7 – Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ММПКХ**

Показатели	Ед. изм.	Утверждено		Прогноз									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Котельная пос. Метлино</b>													
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии всего, в том числе:	тыс.Гкал	27,133	34,163	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975
С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
С коллекторов источника в тепловые сети	тыс.Гкал	27,133	34,163	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975
в паре	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде	тыс.Гкал	27,133	34,163	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975	37,975
Хозяйственные и собственные нужды тепловых сетей	тыс.Гкал	5,575	5,535	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249	17,249

Полезный отпуск тепловой энергии потребителям всего, в том числе:	тыс.Гкал	21,558	28,628	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726	20,726
население	тыс.Гкал	16,000	16,000	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933	15,933
бюджетные потребители	тыс.Гкал	3,000	3,000	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815	2,815
прочие потребители	тыс.Гкал	2,558	9,628	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978	1,978
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	13 024,83	14 120,51	17 662,04	18 368,52	19 103,26	19 867,39	20 662,09	21 488,57	22 348,12	23 242,04	24 171,72	25 138,59
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	4 108,28	3 967,68	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65	5 224,65
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	39 023,34	44 774,47	74 664,94	77 651,54	80 757,60	83 987,90	87 347,42	90 841,32	94 474,97	98 253,97	102 184,13	106 271,49
Прибыль	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Корректировка НВВ	тыс.руб.	-8 571,97	1 322,40	40 114,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс.руб.	47 584,48	64 185,06	137 666,08	101 244,71	105 085,51	109 079,95	113 234,16	117 554,54	122 047,73	126 720,66	131 580,50	136 634,73

#### 4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Проекты строительства и последующей эксплуатации теплоэнергетических объектов является общественно значимым, поскольку направлены на удовлетворение нужд населения в части теплоснабжения. Основные социально-экономические результаты, которых удается достичь, при реализации теплоэнергетических проектов, являются:

- обеспечение потребителей качественным теплоснабжением, отвечающим нормативным требованиям;
- повышение надежности и качества теплоснабжения;
- улучшение экологической обстановки, поскольку применяется современное, энергоэффективное оборудование.

Тарифно-балансовая модель объекта генерации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации представлена в таблице Таблица 6.

#### 5. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности

Актуализированы объемы инвестиций. Основным источником финансирования является амортизация, прибыль.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Озерск, 2024

### СОДЕРЖАНИЕ

1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях 4
2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии 4
3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных) ..... 4
4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети 4
5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности ..... 4
6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.. 4
7. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)... 4
8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии ..... 4
9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) ..... 4
10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии 5
11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения) 5
12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения) 5
13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения) ..... 5
14. Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях 5
15. Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность..... 6
16. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии (источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии). 9
17. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии (котельные) 12
18. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей..... 17
19. Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения 26
20. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, а в ценовых зонах теплоснабжения также изменений (фактических данных) в достижении ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения 28

1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
7. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения)  
Указанные сведения представлены в таблицах ниже.
13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения)

Указанные сведения представлены в таблицах ниже.

14. Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях

Информация о зафиксированных фактах нарушения антимонопольного законодательства отсутствует.

15. Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность

К индикаторам, характеризующим динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны, за счет ее расширения (сокращения) по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

- общая отапливаемая площадь жилых зданий;
- общая отапливаемая площадь общественно-деловых зданий;
- тепловая нагрузка всего, в том числе:
- в жилищном фонде, в том числе, для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;
- в общественно-деловом фонде, в том числе, для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения.
- расход тепловой энергии, всего, в том числе:
- в жилищном фонде для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;
- в общественно-деловом фонде том числе для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;
- удельная тепловая нагрузка в жилищном фонде;
- удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;
- градус-сутки отопительного периода;
- удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;
- удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде;
- удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде;
- средняя плотность тепловой нагрузки;
- средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;
- средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя;
- средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя.
- Таблица 1 - Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Общая отапливаемая площадь	тыс.м <sup>2</sup>	2 387,0	2 393,2	2 396,5	2 399,8	2 403,0	2 406,3	2 409,6	2 412,8	2 416,1	2 419,4	2 422,7	2 425,9
2	Тепловая нагрузка всего, в том числе:	Гкал/ч	563,0	563,6	566,9	567,2	567,5	567,8	568,1	568,4	568,7	569,0	569,3	569,6
2.1	в жилищном фонде, в том числе:	Гкал/ч	218,9	219,5	219,8	220,1	220,3	220,6	220,9	221,2	221,5	221,8	222,1	222,4
2.2	для целей отопления и вентиляции	Гкал/ч	112,1	112,4	112,5	112,7	112,8	113,0	113,1	113,3	113,4	113,6	113,7	113,9
2.3	для целей горячего водоснабжения	Гкал/ч	106,8	107,1	107,2	107,4	107,5	107,7	107,8	108,0	108,1	108,3	108,4	108,6
2.4	в общественно-деловом фонде в том числе:	Гкал/ч	344,1	344,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1
2.5	для целей отопления и вентиляции	Гкал/ч	331,1	331,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1
2.6	для целей горячего водоснабжения	Гкал/ч	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
3	Расход тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс.Гкал	2 162,0	2 169,8	2 138,4	2 155,2	2 156,7	2 157,4	2 158,2	2 159,0	2 159,7	2 160,5	2 161,2	2 162,0
3.1	в жилищном фонде	тыс.Гкал	840,6	844,9	828,9	836,2	837,4	838,4	839,4	840,4	841,4	842,4	843,4	844,3
3.2	для целей отопления и вентиляции	тыс.Гкал	430,3	432,6	424,4	428,1	428,7	429,2	429,7	430,2	430,8	431,3	431,8	432,3
3.3	для целей горячего водоснабжения	тыс.Гкал	410,2	412,3	404,6	408,1	408,7	409,2	409,7	410,2	410,6	411,1	411,6	412,1
3.4	в общественно-деловом фонде в том числе:	тыс.Гкал	1 321,5	1 324,9	1 309,4	1 319,0	1 319,2	1 319,0	1 318,8	1 318,6	1 318,3	1 318,1	1 317,9	1 317,7
3.5	для целей отопления и вентиляции	тыс.Гкал	1 271,6	1 275,0	1 259,5	1 269,1	1 269,4	1 269,2	1 268,9	1 268,7	1 268,5	1 268,2	1 268,0	1 267,8
3.6	для целей горячего водоснабжения	тыс.Гкал	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9
4	Удельная тепловая нагрузка отапливаемой площади	Гкал/ч/м <sup>2</sup>	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23
5	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/м <sup>2</sup> /год	0,91	0,91	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
6	Градус-сутки отопительного периода	°С сут	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
7	Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление	Гкал/м <sup>2</sup> /(°С сут)	8,21	8,22	8,09	8,14	8,14	8,13	8,12	8,11	8,10	8,10	8,09	8,08
8	Удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде	Гкал/ч/м <sup>2</sup>	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
9	Удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде	Гкал/м <sup>2</sup> /(°С сут)	58,4	58,6	57,9	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3
10	Средняя плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч/га	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
11	Средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	Гкал/га	1 984,0	1 994,2	1 956,6	1 973,6	1 976,6	1 979,0	1 981,3	1 983,6	1 985,9	1 988,3	1 990,6	1 992,9
12	Средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя	Гкал/ч/чел.	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
13	Средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя	Гкал/чел/год	19,9	20,2	20,0	20,3	20,5	20,6	20,8	20,9	21,1	21,3	21,4	21,6

16. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии (источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии).

Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа разрабатываются в соответствии пунктом 79 Требований к схемам теплоснабжения и содержат результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с п. 183 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

К индикаторам, характеризующим функционирование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе источника (источников) комбинированной выработки, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

- установленная электрическая мощность источника комбинированной выработки;
- установленная тепловая мощность источника комбинированной выработки, в том числе, базовая (турбоагрегатов) и пиковая;
- присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах;
- доля резерва тепловой мощности источника комбинированной выработки;
- отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе из отборов турбоагрегатов;
- доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии, отпущенной с коллекторов источника комбинированной выработки;
- удельный расход условного топлива на электрическую энергию, отпущенную с шин источника комбинированной выработки;
- удельный расход условного топлива на электрическую энергию, выработанную на базе теплового потребления;
- коэффициент полезного использования теплоты топлива на источнике комбинированной выработки;
- число часов использования установленной тепловой мощности источника комбинированной выработки;
- число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов источника комбинированной выработки;
- удельная установленная тепловая мощность источника комбинированной выработки на одного жителя;
- частота отказов с прекращением подачи тепловой энергии от источника комбинированной выработки;
- относительный средневзвешенный остаточный парковочный ресурс турбоагрегатов.

Таблица 2 - Индикаторы, характеризующие динамику функционирования Аргаяшской ТЭЦ

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Аргаяшская ТЭЦ</b>														
1	Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
2	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в том числе:	Гкал/ч	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9
2.1	базовая (турбоагрегатов)	Гкал/ч	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5
2.2	пиковая	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	555,5	556,1	559,4	559,7	560,0	560,3	560,6	560,9	561,2	561,5	561,8	562,1
5	Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	%	21,6	21,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,9	20,8	20,8	20,7	20,7	20,7
6	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе:	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
6.1	из отборов турбоагрегатов	тыс.Гкал	933,8	904,0	904,0	904,0	904,8	905,3	905,7	906,1	906,5	907,0	907,4	907,8
7	Доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии, отпущенной с коллекторов ТЭЦ	б/р	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
8	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
9	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, выработанную на базе теплового потребления	г/кВт-ч	161,2	161,816	162,03	161,8	162,2	162,0	162,3	162,2	162,5	162,4	162,6	162,5
10	Коэффициент полезного использования теплоты топлива на ТЭЦ	%	56,7	57,2	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3
11	Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	час/год	1 513,0	1 464,7	1 464,7	1 464,7	1 466,1	1 466,8	1 467,5	1 468,2	1 468,9	1 469,6	1 470,3	1 470,9
12	Число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ	час/год	1 687,1	1 633,2	1 633,2	1 633,2	1 634,7	1 635,5	1 636,3	1 637,1	1 637,8	1 638,6	1 639,4	1 640,2
13	Удельная установленная тепловая мощность ТЭЦ на одного жителя	МВт/тыс. чел.	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3
14	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	1/год	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Относительный средневзвешенный остаточный парковочный ресурс турбоагрегатов	час	73668	69751	66073	62405	58694	54959	51217	47510	43797	40076	36352	32630

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии (котельные)

Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа разрабатываются в соответствии пунктом 79 Требований к схемам теплоснабжения и содержат результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов, характеризующих функционирование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной (котельных).

К индикаторам, характеризующим функционирование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной (котельных) в соответствии с п. 184 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, должны относиться:

- установленная тепловая мощность котельной;
- присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах;
- доля резерва тепловой мощности котельной;
- отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе на цели отопления и вентиляции, на цели горячего водоснабжения;
- удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной;
- коэффициент полезного использования теплоты топлива;
- число часов использования установленной тепловой мощности;
- удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя;
- частота отказов с прекращением подачи тепловой энергии от котельной;
- относительный средневзвешенный остаточный парковочный ресурс котлоагрегатов котельной;
- доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с установленной тепловой мощностью меньше, либо равной 10 Гкал/ч;
- доля котельных, оборудованных приборами учета.

Таблица 3 - Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	47,8	47,0	77,3	45,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	49,4	49,6	18,7	50,9	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	73,1	44,9	101,0	102,8	74,2	94,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	153,9	160,6	155,8	157,2	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	80,3	77,0	79,3	78,7	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	734,6	450,6	1 015,0	1 034,0	744,7	945,7	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4	875,4
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	1,325	1,334	1,344	1,353	1,363	1,372	1,382	1,392	1,403	1,413	1,423	1,434	1,445	1,456	1,467	1,478
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	4,0	3,8	3,8	4,4	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	57,8	61,4	60,6	61,5	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	84,9	59,9	62,9	59,0	61,0	46,5	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	179,8	199,6	193,9	203,9	188,6	188,6	171,8	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	68,8	61,9	63,7	60,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1 406,4	1 071,7	1 126,8	1 051,2	1 056,8	805,0	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7	883,7
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	0,887	0,893	0,900	0,906	0,912	0,919	0,926	0,932	0,939	0,946	0,953	0,960	0,967	0,975	0,982	0,990
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	78,9	76,4	77,0	77,1	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	7,8	9,6	9,0	8,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	264,3	251,0	289,7	265,7	232,8	265,7	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8	261,8
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	159,2	160,9	167,1	163,5	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	77,7	76,9	74,0	75,7	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	2 653,6	2 520,2	2 908,6	2 666,8	2 337,3	2 667,7	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5	2 628,5
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	1,325	1,334	1,344	1,353	1,363	1,372	1,382	1,392	1,403	1,413	1,423	1,434	1,445	1,456	1,467	1,478
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Блочная котельная Медгородка (ММПКХ)</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	16,3	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	25,1	20,9	26,5	26,4	19,0	26,4	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	90,6	91,4	95,4	96,2	96,6	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35	79,35
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	934,7	1 182,2	1 176,5	847,9	847,9	1 179,0	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7	1 014,7
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	0,297	0,299	0,301	0,303	0,305	0,307	0,310	0,312	0,314	0,316	0,319	0,321	0,324	0,326	0,329	0,331
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	н/д															
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>																		
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	38,5	38,5	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	72,3	72,6	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	26,1	26,5	27,1	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	48,6	51,4	49,5	51,3	55,9	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	1 071,9	1 138,1	1 289,8	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5	1 187,5
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс.чел	0,510	0,514	0,430	0,433	0,436	0,439	0,442	0,445	0,449	0,452	0,455	0,459	0,462	0,466	0,469	0,473
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	н/д															
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### 17. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей

Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа разрабатываются в соответствии пунктом 79 Требований к схемам теплоснабжения и содержат результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов, характеризующих динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям системы теплоснабжения.

К индикаторам, характеризующим функционирование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной (котельных) в соответствии с п. 185 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения должны относиться:

- протяженность тепловых сетей, в том числе, магистральных и распределительных;
- материальная характеристика тепловых сетей, в том числе магистральных и распределительных;
- средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, в том числе магистральных и распределительных;
- удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, теплотребляющая установка которого подключена к системе теплоснабжения;
- присоединенная тепловая нагрузка;
- относительная материальная характеристика;
- нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях магистральных, распределительных;
- относительные нормативные потери в тепловых сетях;
- линейная плотность передачи тепловой энергии по тепловым сетям;
- количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению подачи тепловой энергии потребителям;
- удельная повреждаемость тепловых сетей магистральных, распределительных;
- тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения));
- доля потребителей присоединенных по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепловой энергии в тепловые сети);
- фактический расход теплоносителя;
- удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде;
- нормативная подпитка тепловой сети;
- фактическая подпитка тепловой сети;
- расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя;
- удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии.

Таблица 4 - Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>г. Озерск и п. Татыш (ММПКХ)</b>														
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	км	419,13	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1	419,1
1.1	магистральных	км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	распределительных	км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м <sup>2</sup>	111,06	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1
2.1	магистральных	тыс.м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	распределительных	тыс.м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.1	магистральных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	распределительных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м <sup>2</sup> /чел	1,45	1,47	1,48	1,49	1,51	1,52	1,53	1,55	1,56	1,57	1,59	1,60
5	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	532,66	533,23	533,52	533,82	534,12	534,42	534,71	535,01	535,31	535,61	535,90	536,20
6	Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	208,50	208,28	208,17	208,05	207,93	207,82	207,70	207,59	207,47	207,36	207,24	207,13
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.1	магистральных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	распределительных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
8	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.1	магистральных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.2	распределительных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	100,7	101,1	103,7	106,5	109,5	112,8	116,3	120,0	124,0	128,2	132,7	137,5
18	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн.кВт-ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>пос. Новогорный (ММУП ЖКХ)</b>														
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	км	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86
1.1	магистральных	км	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
1.2	распределительных	км	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м <sup>2</sup>	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11
2.1	магистральных	тыс.м <sup>2</sup>	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
2.2	распределительных	тыс.м <sup>2</sup>	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
3	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
3.1	магистральных	лет	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
3.2	распределительных	лет	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м <sup>2</sup> /чел	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
5	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	22,9	22,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9
6	Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	354,32	354,32	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27	313,27
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс.Гкал	25,17	25,56	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51
7.1	магистральных	тыс.Гкал	5,03	5,11	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
7.2	распределительных	тыс.Гкал	20,14	20,45	20,41	20,41	20,41	20,41	20,41	20,41	20,41	20,41	20,41	20,41
8	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
9	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.1	магистральных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.2	распределительных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	3,6	3,6	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
18	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн.кВт-ч	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627
20	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	6,972	6,972	6,972	6,972	6,972	6,972	6,972	6,972	6,972	6,972	6,972	6,972
<b>ФГУП «ПО «Маяк» (на г. Озерск и п. Татыш)</b>														
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	км	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42	96,42
1.1	магистральных	км	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4	96,4
1.2	распределительных	км	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м <sup>2</sup>	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,9
2.1	магистральных	тыс.м <sup>2</sup>	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94	57,94
2.2	распределительных	тыс.м <sup>2</sup>	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
3	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.1	магистральных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	распределительных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м <sup>2</sup> /чел	0,76	0,77	0,77	0,78	0,79	0,79	0,80	0,81	0,81	0,82	0,83	0,84
5	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7	532,7
6	Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77	108,77
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.1	магистральных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	распределительных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
10	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.1	магистральных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.2	распределительных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	100,7	101,1	103,7	106,5	109,5	112,8	116,3	120,0	124,0	128,2	132,7	137,5
18	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн.кВт-ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная п. Метлино (ММПКХ)</b>														
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	км	23,40	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
1.1	магистральных	км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	распределительных	км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м <sup>2</sup>	3,06	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
2.1	магистральных	тыс.м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	распределительных	тыс.м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.1	магистральных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	распределительных	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м <sup>2</sup> /чел	0,89	0,89	0,89	0,90	0,90	0,91	0,91	0,92	0,92	0,93	0,93	0,94
5	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
6	Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95	409,95
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.1	магистральных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	распределительных	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
10	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.1	магистральных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.2	распределительных	ед./м/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
18	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн.кВт-ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения

Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа разрабатываются в соответствии пунктом 79 Требований к схемам теплоснабжения и содержат результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов, характеризующих реализацию инвестиционных планов развития изолированных систем теплоснабжения. К индикаторам, характеризующим реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения по годам расчетного периода схемы теплоснабжения в соответствии с п. 186 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения должны относиться:

- плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии;
- освоение инвестиций, в процентах от плана;
- плановая потребность в инвестициях в тепловые сети;
- освоение инвестиций в тепловые сети, в процентах от плана;
- план инвестиций на переход к закрытой системе горячего водоснабжения;
- всего инвестиций накопленным итогом;
- освоение инвестиций в переход к закрытой системе горячего водоснабжения;
- всего плановая потребность в инвестициях;
- всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом;
- источники инвестиций, в том числе собственные средства; средства за счет присоединения потребителей;
- средства бюджетов бюджетной системы Российской Федерации;
- тариф на производство тепловой энергии;
- тариф на передачу тепловой энергии;
- тариф на теплоноситель;
- конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС);
- тариф на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- индикатор изменения конечного тарифа на тепловую энергию для потребителя.

Таблица 5 – Индикаторы, характеризующих реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	млн.руб.	0,0	219,5	260,8	462,3	139,1	87,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Освоение инвестиций	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	В процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	млн.руб.	0,0	6,1	49,3	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.	Всего накопленным итогом	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8.	Освоение инвестиций в переход к закрытой системе горячего водоснабжения	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9.	Всего плановая потребность в инвестициях	млн.руб.	0,0	225,6	310,1	466,0	142,8	91,1	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
10.	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	млн.руб.	0,0	225,6	535,7	1 001,7	1 144,5	1 235,6	1 239,3	1 243,0	1 246,8	1 250,5	1 254,2	1 257,9
11.	Источники инвестиций		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.1.	Собственные средства	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.2.	Средства за счет присоединения потребителей	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.3.	Средства бюджетов	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12.	Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.	Тариф на передачу тепловой энергии	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС)	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
15.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС)	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, а в ценовых зонах теплоснабжения также изменений (фактических данных) в достижении ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения. Индикаторы развития отображают изменения, которые являются результатом реализации комплекса мероприятий, на источниках и тепловых сетях, предусмотренных в Схеме теплоснабжения.

Индикаторы развития систем теплоснабжения изменились в следствие следующих причин:

- актуализация перспективных балансов мощности;
- актуализация перспективных топливных балансов;
- актуализация мероприятий по развитию источников тепловой энергии, а также тепловых сетей и сооружений на них.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2024 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Озерск, 2024  
СОДЕРЖАНИЕ

1.	Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения	3
2.	Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации	5
3.	Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации	7
3.1.	Порядок присвоения статуса ЕТО	7
3.2.	Критерии определения ЕТО	9
3.3.	Обязанности ЕТО	10
3.4.	Внесение изменений в зоны деятельности ЕТО	11
3.5.	Утвержденные решения о присвоении статуса ЕТО	12
3.5.1.	Определение ЕТО в зоне № 01	12
3.5.2.	Определение ЕТО в зоне № 02	12
3.5.3.	Определение ЕТО в зоне № 03	12
4.	Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)	15
4.1.	Системы теплоснабжения в административных границах Озерского городского округа	15
4.2.	Зоны действия источников тепловой энергии (мощности)	16
4.2.1.	Зона действия системы Аргаяшская ТЭЦ + пиковая водогрейная котельная + пускорезервная котельная + паровая котельная + блочная котельная Медгородка (СЦТ-1)	18
4.2.2.	Зона действия котельной пос. Метлино (СЦТ-2)	18
4.2.3.	Зона действия Аргаяшская ТЭЦ на пос. Новогорный (СЦТ-3)	19
5.	Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений	23

**Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения**

Реестр изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа представлен в ниже.

Технологические связи имеются в системе теплоснабжения СЦТ-1, образованной на базе Аргаяшская ТЭЦ, пиковой водогрейной котельной, пускорезервной котельной, паровой котельной и блочной котельной Медгородка.

**Таблица 1 – Реестр существующих изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах Озерского городского округа**

Наименование теплоисточника	№ СЦТ	Адрес	Энергоисточник		Тепловые сети		Осуществление регулируемой деятельности
			собственный	хоз. ведение	собственный	хоз. ведение	
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии							
Аргаяшская ТЭЦ	СЦТ-1	Челябинская область, п. Новогорный, ул. Ленина, 1	АО «РИР»	АО «РИР»	ФГУП «ПО «Маяк», Администрация г. Озерск	ФГУП «ПО «Маяк», ММПКС	да
Пиковая водогрейная котельная		456784, г. Озерск, Челябинской области, пр. Ленина, д. 31	ФГУП «ПО «Маяк»	ФГУП «ПО «Маяк»	ФГУП «ПО «Маяк», Администрация г. Озерск, ООО «Сервисный центр»	ФГУП «ПО «Маяк», ММПКС, ООО «Сервисный центр»	да
Блочная котельная Медгородка		Челябинская область, г. Озерск, пер. Поперечный, 15	Администрация г. Озерск	ММПКС	Администрация г. Озерск	ММПКС	да
Пускорезервная котельная		456784, г. Озерск, Челябинской области, пр. Ленина, д. 31	ФГУП «ПО «Маяк»	ФГУП «ПО «Маяк»	ФГУП «ПО «Маяк», Администрация г. Озерск, ООО «Сервисный центр»	ФГУП «ПО «Маяк», ММПКС, ООО «Сервисный центр»	да
Паровая котельная		456784, г. Озерск, Челябинской области, пр. Ленина, д. 31	ФГУП «ПО «Маяк»	ФГУП «ПО «Маяк»	ФГУП «ПО «Маяк», Администрация г. Озерск, ООО «Сервисный центр»	ФГУП «ПО «Маяк», ММПКС, ООО «Сервисный центр»	да
Аргаяшская ТЭЦ	СЦТ-3	Челябинская область, п. Новогорный, ул. Ленина, 1	АО «РИР»	АО «РИР»	Администрация г. Озерск	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	да
Котельные							
Котельная пос. Метлино	СЦТ-2	Челябинская область, п. Мет-лино, ул. Федорова, 88	Администрация г. Озерск	ММПКС	Администрация г. Озерск	ММПКС	да

### 1. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в зону обслуживания единой теплоснабжающей организации в соответствии с актуализированным на 2024 г. проектом Схемы теплоснабжения Озерского городского округа представлен в таблице ниже. **Таблица 2 – Утвержденные единые теплоснабжающие организации (ЕТО) в системах теплоснабжения на территории городского округа**

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии						
СЦТ-1	Аргаяшская ТЭЦ	АО «РИР»	источник	01	АО «РИР»	п. 11 Правил
		ФГУП «ПО «Маяк»	сети			
		ММПКС	сети			
		ФГУП «ПО «Маяк»	источник, сети			
		ММПКС	сети			
		ООО «Сервисный центр»	сети			
СЦТ-3	Аргаяшская ТЭЦ	ФГУП «ПО «Маяк»	источник, сети	03	АО «РИР»	п. 9 Правил
		ФГУП «ПО «Маяк»	источник, сети			
		ММПКС	источник, сети			
		АО «РИР»	источник			
СЦТ-2	Котельная пос. Метлино	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	сети	02	ММПКС	п. 11 Правил
		ЕТО на базе котельных				

### 2. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

#### 2.1. Порядок присвоения статуса ЕТО

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

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

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

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснаб-

жающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с пунктами 7-10 1111 РФ № 808 от 08.08.2012 г. Организация может лишиться статуса единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по оплате тепловой энергии (мощности), и (или) теплоносителя, и (или) услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, предусмотренных условиями указанных в абзацах третьем и четвертом пункта 12 настоящих Правил договоров, в размере, превышающем объем таких обязательств за 2 расчетных периода, либо систематическое (3 и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение иных обязательств, предусмотренных условиями таких договоров, либо неоднократное (2 и более раза в течение одного календарного года) нарушение антимонопольного законодательства, в том числе при распределении тепловой нагрузки в системе теплоснабжения. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;

прекращение права собственности или владения имуществом, указанным в абзаце втором пункта 7 настоящих Правил, по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;

подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Орган местного самоуправления поселения, городского округа в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения о лишении организации статуса единой теплоснабжающей организации или получения от федерального органа исполнительной власти, главы местной администрации муниципального района (в отношении сельских поселений, расположенных на территории соответствующего муниципального района, если иное не установлено законом субъекта Российской Федерации) копии решения о лишении организации статуса единой теплоснабжающей организации обязан разместить на официальном сайте соответствующее решение, а также предложить теплоснабжающим и (или) теплосетевым организациям подать заявку о присвоении им статуса единой теплоснабжающей организации. Подача заявления заинтересованными организациями и определение единой теплоснабжающей организации осуществляется в порядке, установленном пунктами 5-11 ПП РФ №808 от 08.08.2012. Новая единая теплоснабжающая организация начинает выполнять функции единой теплоснабжающей организации с даты принятия решения о присвоении ей такого статуса.

## 2.2. Критерии определения ЕТО

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- 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;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

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

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

## 2.3. Обязанности ЕТО

Обязанности ЕТО установлены 1111 РФ от 08.08.2012 № 808. В соответствии с п. 12 данного постановления ЕТО обязана:

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

## 2.4. Внесение изменений в зоны деятельности ЕТО

Установленные границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 ПП РФ от 08.08.2012 № 808 могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.
- Таким образом, возможны следующие варианты изменения границ зон деятельности ЕТО:
- расширение зоны деятельности при подключении новых потребителей, источников тепловой энергии или тепловых сетей, находящихся вне границ утвержденной в схеме теплоснабжения зоны деятельности ЕТО;
- расширение зоны деятельности при объединении нескольких систем теплоснабжения (нескольких зон действия теплоисточников, не связанных между собой на момент утверждения границ зон деятельности ЕТО);
- сокращение или ликвидация зоны деятельности при отключении потребителей, источников тепловой энергии или тепловых сетей, находящихся в границах утвержденной в схеме теплоснабжения зоны деятельности ЕТО (в том числе при технологическом объединении/разделении систем теплоснабжения);
- образование новой зоны деятельности ЕТО при технологическом объединении/разделении систем теплоснабжения;
- образование новой зоны деятельности ЕТО при вводе в эксплуатацию новых источников тепловой энергии;
- утрата статуса ЕТО по основаниям, приведенным в правилах организации теплоснабжения.

В соответствии с указанными пунктами постановлений Правительства РФ в утвержденной схеме теплоснабжения Озерского городского округа были разработаны:

- реестр зон действия всех существующих (на базовый период разработки схемы теплоснабжения) изолированных (технологически не связанных) систем теплоснабжения, действующих в административных границах Озерского городского округа;

реестр зон действия перспективных изолированных систем теплоснабжения, образованных на базе действующих и перспективных (предлагаемых к строительству) источников тепловой энергии (таблица 1);

реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций, определенных в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения Озерского городского округа (таблица 2).

## 2.5. Утвержденные решения о присвоении статуса ЕТО

### 2.5.1. Определение ЕТО в зоне № 01 и № 03

Функции ЕТО в системе теплоснабжения СЦТ-1, СЦТ-3 выполняет АО «РИР». Предусматривается объединение в рамках одной ЕТО систем теплоснабжения СЦТ-1 и СЦТ-3 с последующим установлением тарифов на тепловую энергию для АО «РИР» в соответствии с подпунктом «г» пункта 23 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», с дифференциацией по схеме подключения к магистральным тепловым сетям теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, эксплуатирующих тепловые сети, а именно: ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ в Озерском городском округе и ММУП ЖКХ пос. Новогорный в поселке Новогорный.

### 2.5.2. Определение ЕТО в зоне № 02

Функции ЕТО в системе теплоснабжения СЦТ-2 выполняет ММПКХ, пересмотр утвержденной ЕТО не предусматривается.

**Таблица 3 – Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системах теплоснабжения на территории Озерского городского округа**

№ 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 теплоснабжающей (теплосетевой) организации	Вид имущественного права	Ёмкость тепловых сетей, м <sup>3</sup>	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО

ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии								
СЦТ-1	Аргаяшская ТЭЦ	708,5	АО «РИР»	10 156 002	источник	собственность	—	нет
			ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д*	сети	собственность	Н/Д	нет
			ММПКС	Н/Д	сети	аренда	31023,00	нет
	Пиковая водогрейная котельная	100	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	собственность	Н/Д	нет
			ММПКС	Н/Д	сети	аренда	0,00	нет
			ООО «Сервисный центр»	Н/Д	сети	собственность	Н/Д	нет
			ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	аренда	Н/Д	нет
Пускорезервная котельная	90	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	аренда	Н/Д	нет	
Паровая котельная	50,22	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	собственность	Н/Д	нет	
Блочная котельная Медгородка	22,4	ММПКС	Н/Д	источник, сети	аренда	171,75	нет	
СЦТ-3	Аргаяшская ТЭЦ	708,5	АО «РИР»	10 156 002	источник	собственность	—	да
			ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	Н/Д	сети	аренда	1806,35	нет
ЕТО на базе котельных								
СЦТ-2	Котельная пос. Метлино	31,9	ММПКС	Н/Д	источник, сети	аренда	321,00	нет

**3.** - данные не предоставлены Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности.

В соответствии с пунктом 11 Правил организации теплоснабжения, в случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации в соответствующей зоне деятельности источника, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения Озерского городского округа, заявки на присвоение статуса ЕТО не поступало.

В силу п. 3, 4 Правил организации теплоснабжения, утв. Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, статус единой теплоснабжающей организации (ЕТО) присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации при утверждении схемы теплоснабжения. Для присвоения организации статуса ЕТО лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в орган местного самоуправления, уполномоченные на разработку схемы теплоснабжения, в течение 1 месяца со дня размещения в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также со дня размещения решения, о лишении какой-либо ЕТО статуса, заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны (зон) ее деятельности (п.5 Правил).

Сбор заявок на присвоение организации статуса ЕТО не осуществляется:

- в случае размещения в установленном порядке вышеуказанными органами проекта актуализированной схемы теплоснабжения;
- в случае изменения границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации, не влекущих за собой возникновение новой зоны (новых зон) деятельности единой теплоснабжающей организации.

Согласно п. 14 Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утв. Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 (в редакции 1111 РФ от 16.03.2019 г. № 276 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»):

14. При разработке проекта новой схемы теплоснабжения раздел 10 «Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)», предусмотренный подпунктом «к» пункта 4 требований к схемам теплоснабжения, содержащийся в схеме теплоснабжения (актуализированной схеме теплоснабжения), включается в указанный проект в неизменном виде, за исключением:

- случаев, указанных в пункте 13 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- случая возникновения новой зоны (новых зон) деятельности единой теплоснабжающей организации.

#### 4. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

##### 4.1. Системы теплоснабжения в административных границах Озерского городского округа

Согласно п. 4 1111 РФ от 08.08.2012 г. № 808 в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

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

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

По состоянию на 01.01.2024 г. на территории Озерского городского округа функционируют 5 котельных и 1 источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Помимо источников тепловой энергии в систему теплоснабжения входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплоснабжения.

В схеме теплоснабжения определены зоны действия изолированных систем теплоснабжения (раздел 4 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов схемы теплоснабжения), расположенных в установленных границах Озерского городского округа.

Реестр существующих изолированных, технологически не связанных систем теплоснабжения, действующих в административных границах Озерского городского округа, представлен в таблице 1.

В схеме теплоснабжения установлены следующие технологически изолированные зоны действия источников тепловой энергии - системы теплоснабжения, (см. соответствующий раздел Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов схемы теплоснабжения), расположенные в установленных границах Озерского городского округа.

В административных районах Озерского городского округа на базовый период разработки проекта схемы теплоснабжения установлены изолированные зоны действия (Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»), образованные на базе:

- источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии АО «РИР»: Аргаяшская ТЭЦ;
- 3 котельных ФГУП «ПО «Маяк»;
- 2 котельных ММПКС.

Ведомственные и промышленные котельные не предоставили свои данные для учета в разработанной схеме теплоснабжения.

Зоны действий котельных, не описанные в разделе 6.2., подлежат уточнению при выполнении актуализации схемы теплоснабжения при предоставлении теплоснабжающими организациями соответствующих сведений.

##### 4.2. Зоны действия источников тепловой энергии (мощности)

В настоящем разделе определены существующие и перспективные технологически изолированные зоны действия (системы теплоснабжения) в границах Озерского городского округа для последующего определения зон деятельности единых теплоснабжающих организаций в соответствии с Правилами организации теплоснабжения.

Реестр существующих зон действия энергоисточников приведен в таблице 1. Необходимо отметить, что при выполнении актуализации проекта схемы теплоснабжения с учетом замечаний состав и структура СЦТ скорректированы, в результате чего частично изменена их нумерация.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО одной или нескольких из определенной зон деятельности. Кроме того, согласно п. 11 Правил «В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью».

В процессе развития системы теплоснабжения в городе возможно появление дополнительных заявок или энергоисточников, рассмотрение которых может привести к расширенному составу ЕТО.

Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает в соответствии с ч.1 ст.6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» и п.3. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., главы местной администрации городского поселения, главы местной администрации городского округа - в отношении городских поселений, городских округов с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек;

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

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

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

- подключение к системе теплоснабжения новых тепло потребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Порядок присвоения статуса ЕТО подробно приведен в разделе 3 настоящей Главы.

##### 4.2.1. Зона действия системы Аргаяшская ТЭЦ + пиковая водогрейная котельная + пускорезервная котельная + паровая котельная + блочная котельная Медгородка (СЦТ-1)

Зона действия системы Аргаяшская ТЭЦ + пиковая водогрейная котельная + пускорезервная котельная + паровая котельная + блочная котельная Медгородка (СЦТ-1) явля-

ется совместной и образована одним источником комбинированной выработки тепловой и электрической энергий и четырьмя котельными (Рисунок 1)  
На перспективу данная зона может увеличиться за счёт присоединения новых потребителей тепловой энергии и переключения потребителей котельных на источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергий:

#### 4.2.2. Зона действия котельной пос. Метлино (СЦТ-2)

Зона действия котельной пос. Метлино является изолированной (Рисунок 2). Тепловые сети находятся в эксплуатации ММУП «ЖКХ пос. Метлино». На перспективу данная зона может увеличиться за счёт присоединения новых потребителей.

#### 4.2.3. Зона действия Аргаяшская ТЭЦ на пос. Новогорный (СЦТ-3)

Система теплоснабжения пос. Новогорный выделена в отдельную зону теплоснабжения. Потребители тепловой энергии в п. Новогорный снабжаются тепловой энергией от самостоятельного теплового вывода АТЭЦ (от отдельной бойлерной) и по температурному графику, отличному от температурного графика работы тепломagистралей ФГУП «ПО «Маяк».

Тепловые сети находятся в эксплуатационной ответственности ММУП «ЖКХ пос. Новогорный». На перспективу данная зона может увеличиться за счёт присоединения новых потребителей (Рисунок 3).



Рисунок 1

Зона действия системы теплоснабжения СЦТ-1 «Аргаяшская ТЭЦ + пиковая водогрейная котельная + пускорезервная котельная + паровая котельная + блочная котельная Медгородка»

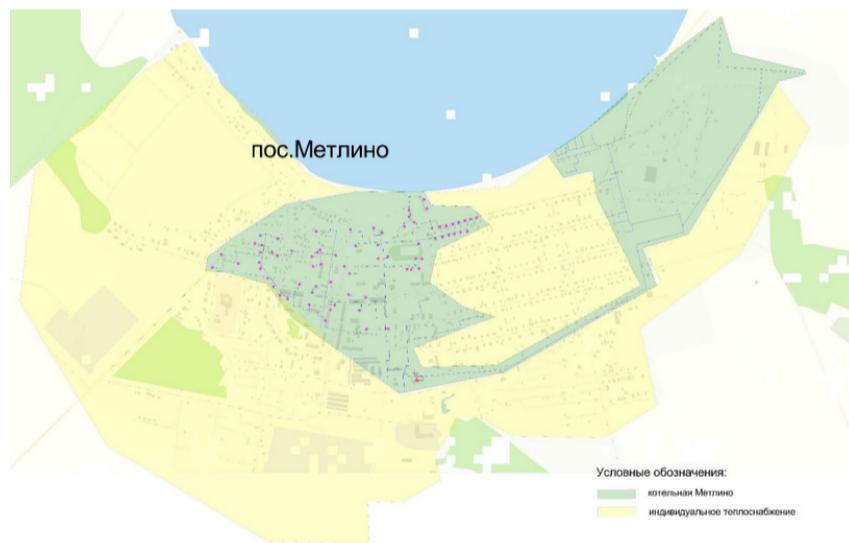
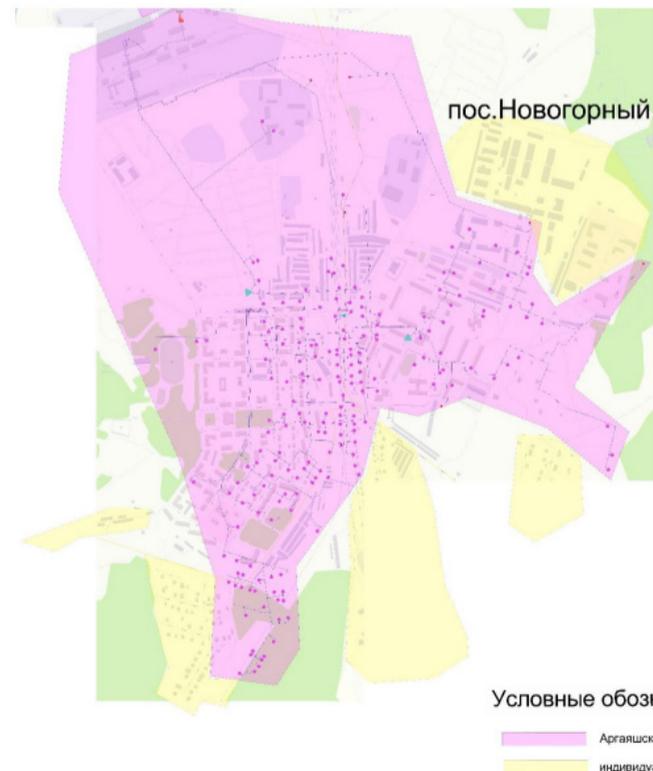


Рисунок 2- Зона действия системы теплоснабжения СЦТ-2 котельная пос. Метлино

Рисунок 3- Зона действия системы теплоснабжения СЦТ-3 Аргаяшская ТЭЦ на пос. Новогор-



ный

#### 5. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений

За период с момента утверждения ранее разработанной схемы теплоснабжения изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций не выявлено.

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2024 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 16 РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Озерск, 2024  
СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВЕДЕНИЕ	3	
2.	Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии		5
3.	Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них		7
4.	Перечень мероприятий, обеспечивающих перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения	8	

### 1. ВВЕДЕНИЕ

Глава 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения» содержит свободный перечень ключевых показателей развития системы теплоснабжения Озерского городского округа и программы технических и технологических мероприятий, обеспечивающих их достижение.

Глава 16 включает:

- перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии;
- перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них;
- перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.

Перечни мероприятий содержать следующие сведения:

- уникальный номер мероприятия в составе всех мероприятий в схеме теплоснабжения;
- краткое описание мероприятия;
- срок реализации (начало, окончание нового строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации);
- объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятия в целом и по каждому году его реализации;
- источник инвестиций.

Уникальный номер мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО сформирован в следующем порядке «XXX.XX.XX.XXX», в котором:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО учитываются следующие показатели:

- «.01» - группа проектов на источниках тепловой энергии;
- «.02» - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят 4 подгруппы проектов, в том числе:

- 4 Подгруппа 01 - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- 5 Подгруппа 02 - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- 6 Подгруппа 03 - подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- 7 Подгруппа 04 - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.

В мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них входят 8 подгрупп проектов, в том числе:

- 1 Подгруппа 1 - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;
- 2 Подгруппа 2 - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;
- 3 Подгруппа 3 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- 4 Подгруппа 4 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- 5 Подгруппа 5 - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;
- 6 Подгруппа 6 - подгруппа проектов строительства новых насосных станций;
- 7 Подгруппа 7 - подгруппа проектов реконструкции насосных станций;
- 8 Подгруппа 8 - подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

### 2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии приведен в таблицах ниже.

Таблица 1 – Перечень мероприятий по реконструкции и(или) модернизации действующего источника комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия		
1	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2					2023	2024
2	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9					2024	2024
3	Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2					2024	2024
4	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6					2025	2025
5	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива					2025	2028
6	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива					2025	2028
7	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов					2026	2026
8	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива					2025	2028
9	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов					2027	2027
10	Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива					2025	2028
11	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов					2028	2028

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

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики			
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия
1	Проектирование блочно-модульной котельной в п. Метлино (заказчик МКУ «УКС»)				
2	Капитальный ремонт здания котельной п. Метлино				
2.1	Выполнение ремонта отмоксти и восстановление отсутствующей отмоксти, очистить отмоксту здания от растительности и строительного мусора в осях 11/А-Е, 1-12/А, 1/А-В, 1-8/1 и В, 8/1 и В-Е;				
2.2	Выполнение ремонта кирпичной кладки стен и карнизов наружной поверхности стен в осях 11/1 и Г-Д, 11-12/Д				
2.3	Выполнение ремонта наружной поверхности стеновых панелей в осях 7-9/В, 1-5/В, 1/А-В, 5/А, 6-7/А; устранить причины увлажнения стены (ремонт кровли в зоне карниза/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами и др.), удалить рыхлый слой бетона до прочного основания, Выполнение ремонт и усиление специальным ремонтным раствором (бетонной рубашкой) по арматурной сетке				
2.4	Выполнение ремонта цокольной части стен в осях 6-7/А, 8-11/А, 11/1 и А-Б и восстановить отделочный слой				
2.5	Выполнение ремонта внутренних поверхностей стен и перегородок помещений в осях 1-11/А-В, 10-11/1 и В-Д; устранить причины увлажнения внутренних поверхностей стен (организованный отвод конденсата/устройство защитного экрана от брызг/защита поверхности стены морозостойкими и водостойкими материалами, ремонт кровли и конструкций покрытия), участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, Выполнение ремонт (заделку) трещин, загрунтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) стен				
2.6	Выполнение ремонта поврежденных участков колонн и стоек в осях 1-11/А-В, 8/1-11/1 и Г-Д; участки со следами коррозии зачистить от ржавчины, нанести антикоррозионное покрытие, устранить причины увлажнения конструкций, восстановить защитный слой бетона на поврежденных участках, восстановить отделочный слой				
2.7	Выполнение ремонта плит перекрытия и покрытия в осях 2-11/А-В, 9-11/Г-Д; устранить причины увлажнения (ремонт кровли, организованный отвод конденсата и испарений), оголенную арматуру зачистить от продуктов коррозии, нанести антикоррозионное покрытие, Выполнение обрамления технологических отверстий в соответствии с требованиями технической документации, восстановить защитный слой бетона в местах разрушения, участки со следами намокания очистить от высолов и слабого штукатурного слоя, загрунтовать, заново оштукатурить с последующей побелкой (окраской) плит перекрытия и покрытия				
2.8	Выполнение капитального ремонта кровли в осях 1-11/А-В, 8-11/Г-Д				
2.9	Выполнение капитального ремонта полов котельной в осях 1-11/А-В на основании специально разработанных проектных решений с учетом требований СП 89.13330.2016				
2.10	Восстановление отсутствующего остекления оконных проемов, заменить двойное остекление на одинарное в осях 1-11/А-В с учетом требований п. 7.9 СП 89.13330.2016				
3	Работы на котле ст. №7 по результатам ЭПБ				
3.1	Проведение проверок манометров и резервных питательных насосов. Результаты проверки заносить в сменный журнал				
3.2	Проведение проверки исправности сигнализации и автоматических защит				
3.3	Проведение проверочного расчета пропускной способности предохранительных клапанов с учетом пониженного давления				
3.4	Проведение наладки водно-химического режима котла. Разработать режимную карту и инструкцию по ведению водно-химического режима котла				
4	Выполнение РНИ на котле ст. №7				
5	Работы на котле ст. №6 по результатам ЭПБ				
5.1	Выполнение работы по приварке колокольчиков, имеющих разрушения кромок и высоту менее 3 мм, к барабану				
5.2	Восстановление изоляции барабана и обмуровки котла				
6	Выполнение РНИ на котле ст. №6				
7	РНИ водоподготовительной установки				
8	Здание склада соли: проведение капитального ремонта с установкой приточно-вытяжной вентиляции				
9	Обследование дымовой трубы с привлечением соответствующих организаций				

3. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них приведен в таблицах ниже.

Таблица 3 – Объемы строительства тепловых для улучшения гидравлических режимов

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики			
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия
1	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/диаметр	м мм	4500 (в однострубно-ном исполнении) D1000	4500 (в однострубно-ном исполнении) D1000

Таблица 4 – Объемы строительства тепловых сетей ММПКХ для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики			
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия
1	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:				
1.1	От камеры Д-27/1 до камеры Д-27/3 по бульвару Луначарского г Озерск	протяженность/диаметр	м мм	390 D219	390 D219
1.2	От камеры Д-27/3 до камеры Д-27/5 по бульвару Луначарского в г Озерск	протяженность/диаметр	м мм	249 D219	249 D219
1.3	От ж/д по ул. Семенова 2 до тепловой камеры Д-42 (перекресток Семенова-Музрукова)	протяженность/диаметр	м мм	D325 195	D325 195
2	Установка регулировочной арматуры на основные ответвления магистралей и на подводящих сетях к МКД для гидравлической настройки городских тепловых сетей и нормализации режима теплоснабжения МКД по 35 адресам				
3	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:				
3.1	Теплосеть от ТК-38 до ТК-7 по пер. Энергетиков				
3.2	Теплосеть от ТК-38 до ТК-41 по ул. Мира				
3.3	Теплосеть от ТК-14 до ТК-15 по ул. Центральная				
3.4	Теплосеть от ТК-39 до ВПЧ-6 по ул. Мира				
3.5	Т/с по ул. Центральная от ТК-27 до ж/д № 82				
3.6	Т/с по территории д/с «Колосок» от ТК-18 до ТК-19				
4	Выполнение испытаний тепловых сетей на тепловые потери, гидравлические потери и разработка мероприятий по регулировке тепловых сетей п. Метлино с составлением соответствующего отчета				
5	Устранение замечаний промышленной безопасности, без которых дальнейшая эксплуатация котельной невозможна				
6	Капитальный ремонт тепловых сетей, в том числе:				

4. Перечень мероприятий, обеспечивающих перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

В рамках настоящей схемы предусмотрены мероприятия - наладка систем ГВС у потребителей, в т.ч.:

- Восстановление работы терморегуляторов или их установка;
- Расчет и установка необходимых регулировочных клапанов или шайб;
- Проведение общей наладки систем ГВС с требованием соблюдения норм СанПиН по горячей воде для населения и по температуре возвращаемого теплоносителя от зданий в тепловую сеть.

Планируемый объем капитальных вложений по наладке систем ГВС у потребителей составляет – 48 000 тыс.руб. (с НДС)

Таблица 5 – Мероприятия по наладке систем ГВС у потребителей

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия		
13	Наладка систем ГВС у потребителей	г. Озерск:				2024	2025
13.1	Восстановление работы терморегуляторов или их установка	жилищные зд-я - 961 потребитель;					
13.2	Расчет и установка необходимых регулировочных клапанов или шайб	общественные - 736 потребителей.					
13.3	Проведение общей наладки систем ГВС с требованием соблюдения норм СанПиН по горячей воде для населения и по температуре возвращаемого теплоносителя от зданий в тепловую сеть	пос. Новогорный:					
		жилищные - 151 потребитель;					
		общественные - 94 потребителя.					

## СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД ДО 2024 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД) ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ГЛАВА 17 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Озерск, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения 3
2. Ответы разработчиков схемы теплоснабжения на поступившие замечания и предложения 3
3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также всех изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения 3

1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

Замечания и предложения по схеме теплоснабжения на 2025 г. поступали от АО «РИР» филиал в г. Озерске № 23-05-11/993 от 02.05.2024.

Перечень замечаний и предложений от АО «РИР»:

1. Таблица 11, стр. 20 изложить в следующем виде:

**Таблица 11 - Величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки**

Наименование зоны	Площадь зоны теплоснабжения, га	Существующая тепловая нагрузка, Гкал/час	Перспективная тепловая нагрузка, Гкал/час	Существующая величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, Гкал/га	Перспективная величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, Гкал/га
Аргаяшской ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	1833	532,66	536,20	0,29	0,29
Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	323	22,89	25,89	0,07	0,08
Котельная пос. Метлино	56	7,46	7,46	0,13	0,13

2. Таблица 12, стр. 25 «расходную часть» изложить в следующем виде:

**Таблица 12 - Балансы тепловой мощности Аргаяшской ТЭЦ + Пускорезервная котельная + Пиковая водогрейная котельная + Котельная Медгородка + Паровая котельная, Гкал/ч**

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Расходная часть												
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67
ММУП ЖКХ												
ММПКХ												
Аргаяшской ТЭЦ												
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
Блочная котельная Медгородка	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89	24,89
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды котельных, в том числе	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Пускорезервная котельная «ФГУП «ПО «Маяк»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Блочная котельная Медгородка	0,00	0,00	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	791,80	792,37	795,66	795,96	796,26	796,56	796,86	797,15	797,45	797,75	798,05	798,34
на г. Озерск и п. Татыш	756,82	757,39	760,68	760,98	761,28	761,58	761,87	762,17	762,47	762,77	763,07	763,36
на п. Новогорный	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к коллекторам Аргаяшской ТЭЦ, в том числе	417,72	418,29	421,59	421,89	422,19	422,48	422,78	423,08	423,38	423,67	423,97	424,27
на г. Озерск и п. Татыш	394,83	395,40	395,70	396,00	396,29	396,59	396,89	397,19	397,48	397,78	398,08	398,38
отопление и вентиляция	296,99	297,42	297,64	297,87	298,09	298,32	298,54	298,76	298,99	299,21	299,44	299,66
горячее водоснабжение	97,8	97,98	98,05	98,13	98,20	98,27	98,35	98,42	98,50	98,57	98,64	98,72
на п. Новогорный	22,89	22,89	25,89	25,89	25,89	25,89	25,89	25,89	25,89	25,89	25,89	25,89
отопление и вентиляция	15,54	15,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54
горячее водоснабжение	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Пускорезервной котельной «ФГУП «ПО «Маяк», в том числе	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44	77,44
отопление и вентиляция	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36	76,36
горячее водоснабжение	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк»	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
отопление и вентиляция	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
горячее водоснабжение	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Пиковой водогрейной котельной ФГУП «ПО «Маяк»	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89
отопление и вентиляция	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
горячее водоснабжение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная нагрузка присоединенная непосредственно к Блочной котельной Медгородка	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60
отопление и вентиляция	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
горячее водоснабжение	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Итоговая расчетная нагрузка	655,55	656,12	659,42	659,71	660,01	660,31	660,61	660,90	661,20	661,50	661,80	662,09
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	43,21	42,65	39,35	39,05	38,75	38,45	38,16	37,86	37,56	37,26	36,97	36,67
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	279,46	278,89	275,60	275,30	275,00	274,70	274,41	274,11	273,81	273,51	273,21	272,92

3. Таблица 19, стр. 32 изложить в следующем виде:

**Таблица 19 – Значения расчетных тепловых нагрузок источника тепловой энергии**

№ п/п	Наименование источника	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
1	Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск и р-н Медгородка)	221,8	87,0	103,7	412,4

№ п/п	Наименование источника	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
2	Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	14,9	0,7	7,4	22,9
3	Котельная пос. Метлино	6,3		1,2	7,5
4	Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	38,9		0,0	38,9
5	Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»	0,0		3,9	3,9
6	Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк»	76,4		1,1	77,4
Всего		445,8		117,2	563,0

4. Таблица 22, стр.41 поз. 1,4, 13, 14, 29,29.1, 29.2, 29.3, 29.4 изложить в следующем виде:

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Планируемый объем капитальных вложений, тыс.руб. (без НДС)				Всего с НДС, тыс. руб
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия			ПИР и ПСД	Оборудование	Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	Всего	
1	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2					2023	2024	0	0	103 125	103 125	123 750
2	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9					2024	2024	0	0	120 576	120 576	144 691
4	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6					2024	2025	0	0	242 531	242 531	291 037
13	Наладка систем ГВС у потребителей	г. Озерск: жилье зд-я - 961 потребитель; общественные - 736 потребителей. пос. Новогорный: жилье - 151 потребитель; общественные - 94 потребитель.				2024	2025				40 000	48 000
14	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/ диаметр	мм	4500 (в однострубно исполнении) D1000	4500 (в однострубно исполнении) D1000						-	-
29	Всего	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 431 360	1 717 632
	в том числе	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
29.1	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2										0	0
29.2	Наладка систем ГВС у потребителей										40 000	48 000
29.3	АО «РИР»	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	источник теплоснабжения										1 357 309	1 628 771
	тепловые сети										0	0
29.4	ММПКХ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	источник теплоснабжения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	тепловые сети	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34 052	40 862

5. Скорректировать предложение на Стр.47:

«вариант 1 – предусматривает использование только природного газа с 2026 года;»

6. Таблица 23 Стр.48 изложить в следующем виде:

**Таблица 23 - Технико-экономические показатели работы Аргаяшской ТЭЦ (вариант 1 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1594,82	1594,8	1594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2									
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	609,6	610,2	610,5	610,7	611,0	611,3	611,6	611,9	612,2
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,12	405,12	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

7. Таблицу 24 стр.49 изложить в следующем виде:

**Таблица 24 - Технико-экономические показатели работы Аргаяшской ТЭЦ (вариант 2 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	61,2	61,3	61,3	61,3	61,4	61,4	61,4	61,5	61,5
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	548,4	548,9	549,1	549,4	549,7	549,9	550,2	550,4	550,7
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

8. Раздел 4.2 стр. 51 изложить в следующем виде:

Использование в качестве топлива - природного газа, угля и мазута позволит сократить издержки на топливо. Поэтому целесообразно сохранить структуру использования топлива на ТЭЦ, за счет использования природного газа, угля и мазута – вариант 2.

9. Подраздел 5.8.1 изложить в следующем виде:

#### 5.8.1 Температурные графики отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии

На Аргаяшской ТЭЦ используется качественно-количественный способ отпуска тепловой энергии по температурному графику 170/70°C. Температура верхней срезки 130 °С, температура нижней срезки – 85°C. Температурные графики отпуска тепловой энергии на Аргаяшской ТЭЦ и от насосных станций ФГУП «ПО «Маяк» приведены на рисунках ниже.

**График регулирования отпуска тепла 150/70°C со срезкой Т. Макс=106°C\* от НСС 2, НСС 2А, 3 на 2024-2025г.г.**

Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С		Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	T1	T2		T1	T2
+8	70	49	-14	106	56
+7	70	48	-15	106	55
+6	70	48	-16	106	54
+5	70	47	-17	106	54
+4	70	47	-18	106	53
+3	70	46	-19	106	53
+2	70	46	-20	106	52
+1	71	45	-21	106	52
+0	73	45	-22	106	51
-1	76	44	-23	106	51
-2	78	45	-24	106	50
-3	80	46	-25	106	50
-4	83	47	-26	106	49
-5	85	48	-27	106	49
-6	87	49	-28	106	48
-7	90	50	-29	106	48
-8	92	50	-30	106	47
-9	94	51	-31	106	47
-10	97	52	-32	106	46
-11	99	53	-33	106	46
-12	101	54	-34	106	45
-13	103	55	-35	106	45

\*Временная верхняя срезка температуры принята на период наладки системы теплоснабжения, перепады могут быть дополнительно скорректированы по причине высокой температуры обратной сетевой воды и по мере наладки, срезка может быть повышена до расчетных значений в 115 °С.  
Режимы работы НСС:  
НСС-2,2А \* в период с +8 до +2°С – 6,4/3,0 кгс/см², \* в период от +2°С и ниже – 7,2/2,8 кгс/см², в неотопительный период – 6,0/5,3 кгс/см². НСС-3 в зимний период 6,0/1,6 кгс/см², в летний период 4,2/3,0 кгс/см².

Рисунок 4- График регулирования отпуска тепла 150/70 °С со срезкой Т.Макс=106 °С\* от НСС 2, НСС 2А, 3

**График регулирования отпуска тепла 170/70°C со срезкой на Т. Макс=130°C\* от АТЭЦ АО РИР на 2024-2025г.г.**

Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С		Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	T1	T2		T1	T2
+8	85	49	-14	130	56
+7	85	48	-15	130	55
+6	85	48	-16	130	54
+5	85	47	-17	130	54
+4	85	47	-18	130	53
+3	85	46	-19	130	53
+2	85	46	-20	130	52
+1	90	45	-21	130	52
+0	95	45	-22	130	51
-1	100	44	-23	130	51
-2	102	45	-24	130	50
-3	105	46	-25	130	50
-4	108	47	-26	130	49
-5	110	48	-27	130	49
-6	115	49	-28	130	48
-7	120	50	-29	130	48
-8	125	50	-30	130	47
-9	127	51	-31	130	47
-10	130	52	-32	130	46
-11	130	53	-33	130	46
-12	130	54	-34	130	45
-13	130	55	-35	130	45

\*При превышении температуры обратной сетевой воды, срезка температуры по прямой сетевой воде, диспетчером АО «РИР», может снижаться исходя из допустимых режимов работы теплофикационных установок ФГУП «ПО» Маяк» и АО «РИР». При среднесуточной температуре наружного воздуха -10°С и ниже, в работу запускается котел на пиковой котельной.

Рисунок 5- График регулирования отпуска тепла 170/70 °С со срезкой Т.Макс=130 °С\* от АТЭЦ АО «РИР»



Рисунок 6 – Утвержденный температурный график и режимные карты для пос. Новогорный

Пиковая водогрейная котельная

Котельная работает с Аргаяшской ТЭЦ на единую магистральную тепловую сеть, температурный график отпуска тепловой энергии совпадает с температурным графиком работы Аргаяшской ТЭЦ.

Паровая котельная

Котельная осуществляет выработку пара на нужды промышленных потребителей города Озерск и на деаэрацию подпитки теплоносителя в системе ХВО. Отпуск тепловой мощности на котельной регулируется давлением отпускаемого пара.

Пускорезервная котельная

Котельная работает с Аргаяшской ТЭЦ на единую магистральную тепловую сеть. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной осуществляется качественным способом регулирования по температурному графику 95/70°C.

Блочная котельная Медгородка

Модульная котельная Медгородка работает по температурному графику 105/70°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки - 70°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

Котельная пос. Метлино

Котельная поселка Метлино работает по температурному графику 100/65°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки - 65°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

10. Таблицу 26 стр. 58 п. 4 изложить в следующем виде:

**Таблица 26 – Перечень мероприятий по реконструкции и(или) модернизации действующего источника комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

№ п/п	Наименование мероприятия	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
1	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2	2023	2024
4	Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6	2024	2025

11. Таблицу 28 Стр.62 изложить в следующем виде:

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики		
		Наименование показателя	Ед. измерения	После реализации мер-ия
1	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/диаметр	м мм	4500 (в однострубно исполнении) D1000
				4500 (в однострубно исполнении) D1000

12. Предложение на Стр. 64 изложить в следующем виде:

Планируемый объем капитальных вложений по наладке систем ГВС у потребителей составляет – 48 000 тыс.руб (с НДС).

13. Предложение на стр.69 изложить в следующем виде:

- вариант 1 – предусматривает использование только природного газа с 2026 года;

14. Таблицы 31 – 34 на стр.70 изложить в следующем виде:

**Таблица 31 - Топливо-энергетический баланс Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 1 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1594,82	1594,8	1594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2									
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	609,6	610,2	610,5	610,7	611,0	611,3	611,6	611,9	612,2
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,12	405,12	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

**Таблица 32 - Топливо-энергетический баланс Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 2 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	Един. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
хозяйственные нужды	тыс.Гкал	1,23	1,23	1,23	1,23	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс.МВт-ч	917,4	988,3	939,8	939,8	940,7	941,2	941,6	942,1	942,5	943,0	943,4	943,9
на тепловом потреблении	тыс.МВт-ч	420,35	452,80	415,79	415,79	416,7	417,1	417,6	418,0	418,5	418,9	419,4	419,8
в конденсационном режиме	тыс.МВт-ч	497,07	535,50	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04	524,04
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс.т условного топлива	615,8	610,2	610,2	610,2	610,8	611,1	611,4	611,6	611,9	612,2	612,5	612,8
уголь	тыс.т условного топлива	123,5	61,2	61,2	61,2	61,3	61,3	61,3	61,4	61,4	61,4	61,5	61,5
мазут	тыс.т условного топлива	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
природный газ	тыс.т условного топлива	491,9	548,4	548,4	548,4	548,9	549,1	549,4	549,7	549,9	550,2	550,4	550,7
на выработку электрической энергии	тыс.т условного топлива	328,39	330,1	330,1	330,1	330,4	330,6	330,7	330,9	331,1	331,2	331,4	331,5
на выработку тепловой энергии	тыс.т условного топлива	287,37	280,1	280,1	280,1	280,3	280,5	280,6	280,7	280,9	281,0	281,1	281,3
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	174,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6

**Таблица 33 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 1 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Максимальный часовой расход угля при расчетной температуре наружного воздуха	183,9	91,2	91,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход угля в летний период	0,7	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход природного газа при расчетной температуре наружного воздуха	732,4	816,5	816,5	907,7	908,6	908,2	908,3	908,3	908,3	908,3	908,4	908,4
Максимальный часовой расход природного газа в летний период	2,9	3,2	3,2	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Максимальный часовой расход мазута при расчетной температуре наружного воздуха	0,514	0,908	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Максимальный часовой расход мазута в летний период	0,002	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

\*В варианте развития 1 системы теплоснабжения планируется переход на 100% сжигание Аргаяшской ТЭЦ природного газа

**Таблица 34 - Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии Аргаяшской ТЭЦ, в зоне деятельности АО «РИР» (вариант 2 развития системы теплоснабжения)**

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Максимальный часовой расход угля при расчетной температуре наружного воздуха	183,9	91,2	91,2	91,2	91,3	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2
Максимальный часовой расход угля в летний период	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Максимальный часовой расход природного газа при расчетной температуре наружного воздуха	732,4	816,5	816,5	816,5	817,3	817,0	817,0	817,0	817,1	817,1	817,1	817,2
Максимальный часовой расход природного газа в летний период	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Максимальный часовой расход мазута при расчетной температуре наружного воздуха	0,514	0,908	0,908	0,908	0,908	0,908	0,907	0,907	0,906	0,906	0,906	0,905
Максимальный часовой расход мазута в летний период	0,002	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004

15. Раздел 8.3 изложить в следующем виде:

На Аргаяшской ТЭЦ используются Майкубенский уголь

Содержание углерода в Челябинском угле — в среднем 72,5 %, золы (несгораемая часть) — 28–32 %. Теплотворная способность — 4000–6000 ккал/кг.

Содержание углерода в Майкубенском угле находится в диапазоне 74,2 -72,4%. Зольность на сухое состояние топлива находится в диапазоне 28,0-29,0%. Теплотворная способность угля — 3700—5000 ккал/кг.

16. Таблицу 44 стр.78 изложить в следующем виде:

**Таблица 44 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации Аргаяшской ТЭЦ, тыс.руб.**

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Группа проектов 001.01 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	99 037,7	198 810,2	436 970,1	261 133,7	235 635,4	125 722,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	19 807,5	39 762,0	87 394,0	52 226,7	47 127,1	25 144,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов	118 845,2	238 572,3	524 364,1	313 360,4	282 762,4	150 866,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	118 845,2	357 417,5	881 781,6	1 195 142,0	1 477 904,5	1 628 771,0	1 628 771,0	1 628 771,0	1 628 771,0	1 628 771,0	1 628 771,0	1 628 771,0
<b>Подгруппа проектов 001.01.02 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	99 037,7	185 310,2	364 170,1	114 033,7	119 735,4	125 722,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	19 807,5	37 062,0	72 834,0	22 806,7	23 947,1	25 144,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	118 845,2	222 372,3	437 004,1	136 840,4	143 682,4	150 866,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	118 845,2	341 217,5	778 221,6	915 062,0	1 058 744,5	1 209 611,0	1 209 611,0	1 209 611,0	1 209 611,0	1 209 611,0	1 209 611,0	1 209 611,0
<b>Проект 001.01.02.001 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 2»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	99 037,7	4 087,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	19 807,5	817,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	118 845,3	4 905,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	118 845,3	123 750,5	123 750,5	123 750,5	123 750,5	123 750,5	123 750,5	123 750,5	123 750,5	123 750,5	123 750,5	123 750,5
<b>Проект 001.01.02.002 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 9»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	120 575,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	24 115,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	144 690,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6	144 690,6
<b>Проект 001.01.02.003 «Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	25 638,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	5 127,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	30 766,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7	30 766,7
<b>Проект 001.01.02.004 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№ 6»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	35 008,1	207 522,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	7001,6	41 504,58	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	42 009,7	249 027,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	42 009,7	291 037,1	291 037,1	291 037,1	291 037,1	291 037,1	291 037,1	291 037,1	291 037,1	291 037,1	291 037,1
<b>Проект 001.01.02.005 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№ 4»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	156 647,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	0,0	31 329,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	187 976,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	187 976,7	187 976,7	187 976,7	187 976,7	187 976,7	187 976,7	187 976,7	187 976,7	187 976,7	187 976,7
<b>Проект 001.01.02.006 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	114 033,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	0,0	0,0	22 806,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	136 840,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	136 840,4	136 840,4	136 840,4	136 840,4	136 840,4	136 840,4	136 840,4	136 840,4	136 840,4
<b>Проект 001.01.03.007 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»</b>												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	119 735,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	23 947,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	143 682,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	143 682,4	143 682,4	143 682,4	143 682,4	143 682,4	143 682,4	143 682,4	143 682,4
Проект 001.01.02.008 «Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегатов»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	125 722,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25 144,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150 866,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150 866,6	150 866,6	150 866,6	150 866,6	150 866,6	150 866,6	150 866,6
Подгруппа проектов 001.01.03 «Модернизация источников тепловой энергии»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	13 500,0	72 800,0	147 100,0	115 900,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	2 700,0	14 560,0	29 420,0	23 180,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	16 200,0	87 360,0	176 520,0	139 080,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	16 200,0	103 560,0	280 080,0	419 160,0	419 160,0	419 160,0	419 160,0	419 160,0	419 160,0	419 160,0	419 160,0
Проект 001.01.03.001 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	13 500,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	2 700,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	16 200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0	16 200,0
Проект 001.01.03.002 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	72 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	0,0	14 560,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	87 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0	87 360,0
Проект 001.01.03.003 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	147 100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	0,0	0,0	29 420,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	176 520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0	176 520,0
Проект 001.01.03.004 «Техническое перевооружение котлоагрегатов с переводом на сжигание газообразного топлива»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	0,0	0,0	0,0	115 900,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	0,0	0,0	23 180,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	0,0	0,0	139 080,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	0,0	0,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0	139 080,0

17. Таблица 45 стр.82 изложить в следующем виде:

**Таблица 45 – Капитальные вложения на реализацию мероприятий для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, тыс.руб.**

№ п/п	Наименование мероприятия	Основные технические характеристики				Планируемый объем капитальных вложений	
		Наименование показателя	Ед. измерения	До реализации мер-ия	После реализации мер-ия	Всего, тыс.руб. (без НДС)	Всего с НДС, тыс. руб
1	Реконструкция и ввод в эксплуатацию трубопровода обратной тепловой сети Ду1000 от коллекторной 1 до П-2 для обеспечения расчетных расходов теплоносителя от АТЭЦ в сторону города Озерск	протяженность/диаметр	м мм	4500 (в однострубно исполнении) D1000	4500 (в однострубно исполнении) D1000	-	-

18. Таблица 47 стр.85 изложить в следующем виде:

**Таблица 47 – Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, тыс.руб.**

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Группа проектов 001.02 «Тепловые сети и сооружения на них»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0
Подгруппа проектов 001.02.01 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0
Проект 001.02.01.003 «Наладка систем ГВС у потребителей»												
Всего капитальные затраты, без НДС	0,0	2 000,0	38 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы												
НДС	0,0	400,0	7 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов	0,0	2 400,0	45 600,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	0,0	2 400,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0	48 000,0

19. Пункт 9.6 изложить в следующем виде:

Настоящей схемой теплоснабжения не предусматриваются мероприятия, дающие существенный экономический эффект. Все мероприятия направлены на обновление основных фондов, а также на соблюдение действующего законодательства в сфере теплоснабжения.

Для оценки эффективности инвестиций разрабатывается тарифно-балансовая модель единой теплоснабжающей организации. Тарифно-балансовая модель приведена в таблице ниже.

**Таблица 48 – Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «РИР»**

Показатели	Ед.изм.	Утверждено		Прогноз									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9
Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	555,5	556,1	559,4	559,7	560,0	560,3	560,6	560,9	561,2	561,5	561,8	562,1
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	1647,4	1594,8	1594,8	1594,8	1596,3	1597,1	1597,8	1598,6	1599,4	1600,1	1600,9	1601,6
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	245 923	260 993	260 993	271 432	282 290	293 581	305 325	317 538	330 239	343 449	357 187	371 474
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	37 425	62 195	64 683	67 270	69 961	72 759	75 670	78 697	81 844	85 118	88 523	92 064
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0	796	828	861	896	932	969	1 008	1 048	1 090	1 134	1 179
Арендная плата (земли)	тыс.руб.	1 838	1 967	2 046	2 128	2 213	2 302	2 394	2 489	2 589	2 692	2 800	2 912
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 661	2 842	2 955	3 074	3 197	3 325	3 457	3 596	3 740	3 889	4 045	4 207
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	26 811	28 454	29 592	30 776	32 007	33 287	34 619	36 003	37 443	38 941	40 499	42 119
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	3 330	22 971	23 889	24 845	25 839	26 872	27 947	29 065	30 228	31 437	32 694	34 002
Налог на прибыль	тыс.руб.	2 784	5 165	5 372	5 586	5 810	6 042	6 284	6 535	6 797	7 069	7 351	7 645
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	990 790	1 089 144	1 132 710	1 178 018	1 225 139	1 274 144	1 325 110	1 378 115	1 433 239	1 490 569	1 550 191	1 612 199
Расходы на топливо	тыс.руб.	968 978	1 062 276	1 104 767	1 148 958	1 194 916	1 242 713	1 292 421	1 344 118	1 397 883	1 453 798	1 511 950	1 572 428
Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на холодную воду (за пользование водными объектами)	тыс.руб.	21 812	26 868	27 943	29 061	30 223	31 432	32 689	33 997	35 357	36 771	38 242	39 771
Нормативная прибыль	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582
расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
расходы на капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	15 097	17 245	17 934	18 652	19 398	20 174	20 981	21 820	22 693	23 600	24 544	25 526
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.руб.	0	-26 704	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
итого необходимая валовая выручка	тыс.руб.	1 300 371	1 423 532	1 497 806	1 557 718	1 620 027	1 684 828	1 752 221	1 822 310	1 895 202	1 971 010	2 049 851	2 131 845
Тариф на тепловую энергию, среднегодовой													
АО «РИР» (г. Озерск и п. Татыш)													
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 195	1 283	1 335	1 388	1 444	1 501	1 562	1 624	1 689	1 757	1 827	1 900
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 484	1 546	1 608	1 672	1 739	1 808	1 881	1 956	2 034	2 116	2 200	2 288
АО «РИР» (пос. Новогорный)													
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 108	1 169	1 216	1 265	1 315	1 368	1 423	1 480	1 539	1 601	1 665	1 731
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 286	1 541	1 603	1 667	1 734	1 803	1 875	1 950	2 028	2 110	2 194	2 282

20. Раздел 10.1.5 Изложить в следующем виде:

**1.1.5. Утвержденные решения о присвоении статуса ЕТО**

1.1.5.1. Определение ЕТО в зоне № 01, зоне № 03

Функции ЕТО в системе теплоснабжения СЦТ-1, СЦТ-3 выполняет АО «РИР». Предусматривается объединение в рамках одной ЕТО систем теплоснабжения СЦТ-1 и СЦТ-3 с последующим установлением тарифов на тепловую энергию для АО «РИР» в соответствии с подпунктом «г» пункта 23 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», с дифференциацией по схеме подключения к магистральным тепловым сетям теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, эксплуатирующих тепловые сети, а именно: ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ в Озерском городском округе и ММУП ЖКХ пос. Новогорный в поселке Новогорный.

**10.1.5.2.** Определение ЕТО в зоне № 02

Функции ЕТО в системе теплоснабжения СЦТ-2 выполняет ММПКХ, пересмотр утвержденной ЕТО не предусматривается.

21. Таблица 49 стр. 96 изложить в следующем виде:

**Таблица 49 – Утвержденные единые теплоснабжающие организации (ЕТО) в системах теплоснабжения на территории городского округа**

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии						
СЦТ-1	Аргаяшская ТЭЦ	АО «РИР»	источник	01	АО «РИР»	п. 11 Правил
		ФГУП «ПО «Маяк»	сети			
		ММПКХ	сети			
	Пиковая водогрейная котельная	ФГУП «ПО «Маяк»	источник, сети			
		ММПКХ	сети			
		ООО «Сервисный центр»	сети			
Пускорезервная котельная	ФГУП «ПО «Маяк»	источник, сети				
Паровая котельная	ФГУП «ПО «Маяк»	источник, сети				
Блочная котельная Медгородка	ММПКХ	источник, сети				
СЦТ-3	Аргаяшская ТЭЦ	АО «РИР»	источник	03	АО «РИР»	п. 9 Правил
		ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	сети			
ЕТО на базе котельных						
СЦТ-2	Котельная пос. Метлино	ММПКХ	источник, сети	02	ММПКХ	п. 11 Правил

22. Таблица 50 стр. 98 изложить в следующем виде:

**Таблица 50 – Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системах теплоснабжения на территории Озерского городского округа**

№ 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 теплоснабжающей (теплосетевой) организации	Вид имущественного права	Ёмкость тепловых сетей, м³	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии											

СЦТ-1	Аргаяшская ТЭЦ	708,5	АО «РИР»	10 156 002	источник	собственность	—	нет	01	АО «РИР»	п. 11 Правил
			ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д*	сети	собственность	Н/Д	нет			
			ММПКХ	Н/Д	сети	аренда	31023,00	нет			
	Пиковая водогрейная котельная	100	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	собственность	Н/Д	нет			
			ММПКХ	Н/Д	сети	аренда	0,00	нет			
			ООО «Сервисный центр»	Н/Д	сети	собственность	Н/Д	нет			
Пускорезервная котельная	90	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	аренда	Н/Д	нет				
Паровая котельная	50,22	ФГУП «ПО «Маяк»	Н/Д	источник, сети	собственность	Н/Д	нет				
Блочная котельная Медгородка	22,4	ММПКХ	Н/Д	источник, сети	аренда	171,75	нет				
СЦТ-3	Аргаяшская ТЭЦ	708,5	АО «РИР»	10 156 002	источник	собственность	—	да	03	АО «РИР»	п. 9 Правил
			ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	Н/Д	сети	аренда	1806,35	нет			
ЕТО на базе котельных											
СЦТ-2	Котельная пос. Метлино	31,9	ММПКХ	Н/Д	источник, сети	аренда	321,00	нет	02	ММПКХ	п. 11 Правил

23. Таблицу 52 на стр. 107 изложить в следующем виде:

**Таблица 52 - Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность**

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Общая отапливаемая площадь	тыс.м²	2 387,0	2 393,2	2 396,5	2 399,8	2 403,0	2 406,3	2 409,6	2 412,8	2 416,1	2 419,4	2 422,7	2 425,9
2	Тепловая нагрузка всего, в том числе:	Гкал/ч	563,0	563,6	566,9	567,2	567,5	567,8	568,1	568,4	568,7	569,0	569,3	569,6
2.1	в жилищном фонде, в том числе:	Гкал/ч	218,9	219,5	219,8	220,1	220,3	220,6	220,9	221,2	221,5	221,8	222,1	222,4
2.2	для целей отопления и вентиляции	Гкал/ч	112,1	112,4	112,5	112,7	112,8	113,0	113,1	113,3	113,4	113,6	113,7	113,9
2.3	для целей горячего водоснабжения	Гкал/ч	106,8	107,1	107,2	107,4	107,5	107,7	107,8	108,0	108,1	108,3	108,4	108,6
2.4	в общественно-деловом фонде в том числе:	Гкал/ч	344,1	344,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1	347,1
2.5	для целей отопления и вентиляции	Гкал/ч	331,1	331,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1	334,1
2.6	для целей горячего водоснабжения	Гкал/ч	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
3	Расход тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс.Гкал	2 162,0	2 109,4	2 064,4	2 078,5	2 080,0	2 080,8	2 081,5	2 082,3	2 083,0	2 083,8	2 084,6	2 085,3
3.1	в жилищном фонде	тыс.Гкал	840,6	821,4	800,3	806,4	807,7	808,6	809,6	810,5	811,5	812,5	813,4	814,4
3.2	для целей отопления и вентиляции	тыс.Гкал	430,3	420,5	409,7	412,8	413,5	414,0	414,5	415,0	415,5	416,0	416,4	416,9
3.3	для целей горячего водоснабжения	тыс.Гкал	410,2	400,9	390,6	393,6	394,2	394,6	395,1	395,6	396,1	396,5	397,0	397,5
3.4	в общественно-деловом фонде в том числе:	тыс.Гкал	1 321,5	1 288,0	1 264,1	1 272,1	1 272,3	1 272,1	1 271,9	1 271,7	1 271,5	1 271,3	1 271,1	1 270,9
3.5	для целей отопления и вентиляции	тыс.Гкал	1 271,6	1 238,2	1 214,3	1 222,2	1 222,5	1 222,3	1 222,1	1 221,9	1 221,7	1 221,5	1 221,3	1 221,1
3.6	для целей горячего водоснабжения	тыс.Гкал	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9
4	Удельная тепловая нагрузка отапливаемой площади	Гкал/ч/м²	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23
5	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/м²/год	0,91	0,88	0,86	0,87	0,87	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
6	Градус-сутки отопительного периода	°С сут	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
7	Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление	Гкал/м²/(°С сут)	8,21	7,99	7,81	7,85	7,85	7,84	7,83	7,82	7,82	7,81	7,80	7,79
8	Удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде	Гкал/ч/м²	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
9	Удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде	(°С сут)	58,4	57,0	55,9	56,3	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2
10	Средняя плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч/га	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
11	Средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	Гкал/га	1 984,0	1 938,8	1 889,0	1 903,4	1 906,4	1 908,6	1 910,9	1 913,2	1 915,4	1 917,7	1 920,0	1 922,2
12	Средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя	Гкал/ч/чел.	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
13	Средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя	Гкал/чел/год	19,9	19,6	19,3	19,6	19,7	19,9	20,0	20,2	20,3	20,5	20,7	20,8

24. Таблицу 53 на стр. 108 изложить в следующем виде:

**Таблица 53 - Индикаторы, характеризующие динамику функционирования Аргаяшской ТЭЦ**

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Аргаяшская ТЭЦ</b>														
1	Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
2	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в том числе:	Гкал/ч	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9	1 088,9
2.1	базовая (турбоагрегатов)	Гкал/ч	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5	553,5
2.2	пиковая	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	555,5	556,1	559,4	559,7	560,0	560,3	560,6	560,9	561,2	561,5	561,8	562,1
5	Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	%	21,6	21,5	21,0	21,0	21,0	20,9	20,9	20,8	20,8	20,7	20,7	20,7
6	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе:	тыс.Гкал	1 647,4	1 594,8	1 594,8	1 594,8	1 596,3	1 597,1	1 597,8	1 598,6	1 599,4	1 600,1	1 600,9	1 601,6
6.1	из отборов турбоагрегатов	тыс.Гкал	933,8	904,0	904,0	904,0	904,8	905,3	905,7	906,1	906,5	907,0	907,4	907,8
7	Доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии, отпущенной с коллекторов ТЭЦ	б/р	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
8	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	г/кВт-ч	412,7	428,6	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1	405,1
9	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, выработанную на базе теплового потребления	г/кВт-ч	161,2	161,816	162,03	161,8	162,2	162,0	162,3	162,2	162,5	162,4	162,6	162,5
10	Коэффициент полезного использования теплоты топлива на ТЭЦ	%	56,7	57,2	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3
11	Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	час/год	1 513,0	1 464,7	1 464,7	1 464,7	1 466,1	1 466,8	1 467,5	1 468,2	1 468,9	1 469,6	1 470,3	1 470,9
12	Число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ	час/год	1 687,1	1 633,2	1 633,2	1 633,2	1 634,7	1 635,5	1 636,3	1 637,1	1 637,8	1 638,6	1 639,4	1 640,2
13	Удельная установленная тепловая мощность ТЭЦ на одного жителя	МВт/тыс. чел.	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3
14	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	1/год	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс турбоагрегатов	час	73668	69751	66073	62405	58694	54959	51217	47510	43797	40076	36352	32630

25. Таблицу 56 на стр. 120 изложить в следующем виде:

**Таблица 56 – Индикаторы, характеризующих реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	млн.руб.	118,8	238,6	524,4	313,4	282,8	150,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Освоение инвестиций	млн.руб.												
3.	В процентах от плана	%												
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	млн.руб.	0,0	6,1	49,3	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	млн.руб.												
6.	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	млн.руб.												
7.	Всего накопленным итогом	млн.руб.												

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
8.	Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме горячего водоснабжения	%												
9.	Всего плановая потребность в инвестициях	млн.руб.	118,8	244,7	573,7	317,1	286,5	154,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
10.	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	млн.руб.	118,8	363,5	937,2	1 254,3	1 540,8	1 695,3	1 699,1	1 702,8	1 706,5	1 710,2	1 713,9	1 717,6
11.	Источники инвестиций		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.1.	Собственные средства	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.2.	Средства за счет присоединения потребителей	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.3.	Средства бюджетов	млн.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12.	Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.	Тариф на передачу тепловой энергии	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС)	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС)	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

26. Таблицу 57 на стр. 121 изложить в следующем виде:

**Таблица 57 – Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «РИР»**

Показатели	Ед.изм.	Утверждено					Прогноз							
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9	1088,9
Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	555,5	556,1	559,4	559,7	560,0	560,3	560,6	560,9	561,2	561,5	561,8	562,1	
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	1647,4	1594,8	1594,8	1594,8	1596,3	1597,1	1597,8	1598,6	1599,4	1600,1	1600,9	1601,6	
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	245 923	260 993	260 993	271 432	282 290	293 581	305 325	317 538	330 239	343 449	357 187	371 474	
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	37 425	62 195	64 683	67 270	69 961	72 759	75 670	78 697	81 844	85 118	88 523	92 064	
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0	796	828	861	896	932	969	1 008	1 048	1 090	1 134	1 179	
Арендная плата (земли)	тыс.руб.	1 838	1 967	2 046	2 128	2 213	2 302	2 394	2 489	2 589	2 692	2 800	2 912	
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 661	2 842	2 955	3 074	3 197	3 325	3 457	3 596	3 740	3 889	4 045	4 207	
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	26 811	28 454	29 592	30 776	32 007	33 287	34 619	36 003	37 443	38 941	40 499	42 119	
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	3 330	22 971	23 889	24 845	25 839	26 872	27 947	29 065	30 228	31 437	32 694	34 002	
Налог на прибыль	тыс.руб.	2 784	5 165	5 372	5 586	5 810	6 042	6 284	6 535	6 797	7 069	7 351	7 645	
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	990 790	1 089 144	1 132 710	1 178 018	1 225 139	1 274 144	1 325 110	1 378 115	1 433 239	1 490 569	1 550 191	1 612 199	
Расходы на топливо	тыс.руб.	968 978	1 062 276	1 104 767	1 148 958	1 194 916	1 242 713	1 292 421	1 344 118	1 397 883	1 453 798	1 511 950	1 572 428	
Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Расходы на холодную воду (за пользование водными объектами)	тыс.руб.	21 812	26 868	27 943	29 061	30 223	31 432	32 689	33 997	35 357	36 771	38 242	39 771	
Нормативная прибыль	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582	
расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
расходы на капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	11 137	20 660	21 486	22 346	23 240	24 169	25 136	26 141	27 187	28 274	29 405	30 582	
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	15 097	17 245	17 934	18 652	19 398	20 174	20 981	21 820	22 693	23 600	24 544	25 526	
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.руб.	0	-26 704	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
итога необходимая валовая выручка	тыс.руб.	1 300 371	1 423 532	1 497 806	1 557 718	1 620 027	1 684 828	1 752 221	1 822 310	1 895 202	1 971 010	2 049 851	2 131 845	
Тариф на тепловую энергию, среднегодовой														
АО «РИР» (г. Озерск и п. Татыш)														
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 195	1 283	1 335	1 388	1 444	1 501	1 562	1 624	1 689	1 757	1 827	1 900	
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 484	1 546	1 608	1 672	1 739	1 808	1 881	1 956	2 034	2 116	2 200	2 288	
АО «РИР» (пос. Новогорный)														
Тарифы, установленные для населения	руб/Гкал	1 108	1 169	1 216	1 265	1 315	1 368	1 423	1 480	1 539	1 601	1 665	1 731	
Тарифы, установленные для прочих потребителей	руб/Гкал	1 286	1 541	1 603	1 667	1 734	1 803	1 875	1 950	2 028	2 110	2 194	2 282	

27. Соответствующие правки необходимо внести в обосновывающие материалы

2. **Ответы разработчиков схемы теплоснабжения на поступившие замечания и предложения**

Все замечания и предложения, указанные в пункте 1, учтены в схеме теплоснабжения.

3. **Перечень учтенных замечаний и предложений, а также всех изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения**

Все замечания и предложения, указанные в пункте 1, учтены в схеме теплоснабжения.

Учредитель (соучредители): Собрание депутатов Озерского городского округа, администрация Озерского городского округа, Челябинской области, МБУ «Редакция газеты «Озерский вестник» города Озерска  
И.о. директора, гл. редактора – Е.В. Шабанова  
Адрес редакции и издателя: 456780, г. Озерск, пр.Победы, 17, офис 4.  
Телефон: 2-68-12, e-mail: ozersk\_vestnik@mail.ru, oz.vestnik@mail.ru  
По вопросам доставки обращаться по тел.: 8 922 239 57 99

Тираж 500. Распространяется бесплатно. Газета зарегистрирована в Управлении Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Челябинской области. Регистрационный номер – ПИ № ТУ 74-01169. Отпечатано с оригинал-макета в типографии АО «Челябинский Дом печати». 454080 г. Челябинск, Свердловский пр.,60.

Время подписания в печать: 11.07.2024, в 12.00  
Заказ № 1921

ППО – публикуется на платной основе. **Рукописи не возвращаются и не рецензируются.**