



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

Обосновывающие материалы

## **Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения**

г. Казань, 2023

## Оглавление

1. Общие положения.....	3
2. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	4
3. Анализ утвержденной Схемы и программы развития электроэнергетики Единой энергетической системы России на 2022-2028 гг.....	4
4. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения города Йошкар-Ола.....	8
4.1. Описание вариантов развития систем теплоснабжения на территории городского округа Йошкар-Ола.....	8
4.2. Описание разногласий к схеме теплоснабжения и мнение экспертного сообщества.....	8
4.3. Базовые мероприятия, предусмотренные к реализации.....	10
4.4. Реализуемые мероприятия на источниках теплоснабжения МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» согласно утвержденному сценарию развития.....	12
4.5. Рассмотрение варианта развития в части переключения нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 (мероприятия на источнике тепловой энергии).....	17
4.6. Рассмотрение вариантов переключения тепловой нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 (мероприятия в тепловых сетях).....	23
5. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения.....	32
6. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения.....	34

## **1. Общие положения**

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

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

1. Указ Главы Республики Марий Эл от 29.04.2021 N 57 "Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Марий Эл на период 2022 - 2026 годов" (вместе со "Схемой перспективного развития электроэнергетики Республики Марий Эл на период 2021 - 2026 годов").

2. Указ Главы Республики Марий Эл от 19.04.2022 N 44 "Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Марий Эл на период 2023 - 2027 годов".

3. Индивидуальная программа социально-экономического развития Республики Марий Эл на 2020-2024 годы, утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 8 апреля 2020 года N 927-р, с учетом изменений согласно распоряжению Правительства РФ от 10.06.2021 N 1549-р, распоряжения Правительства РФ от 19.10.2021 N 2938-р.

4. Генеральный план городского округа «Город Йошкар-Ола» (с изменениями на 28.09.2016г) утвержденный Решением Собрании депутатов городского округа от 14.06.2009 №745-IV.

5. Заявление о разногласиях ПАО «Т Плюс» от 27.05.2022 №50500-08-01622 и Заявление ПАО «Т Плюс» «О разногласиях» от 30.05.2022 №50500-08-02679».

6. Письмо МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» от 22.06.2022 №7405-02 «О рассмотрении разногласий ПАО «Т Плюс».

7. Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 03.10.2022 №50861-ОЛ/04 «О направлении заключения экспертов по разногласиям согласно заявлению ПАО «Т Плюс».

8. Протокол Минстроя России от 06.10.2022 №1316-ПРМ-ОЛ предварительного заседания по рассмотрению заявления ПАО «Т Плюс» о разногласиях

по схеме теплоснабжения городского округа «Город Йошкар-Ола» на период до 2027 года (актуализация на 2023 год), утвержденной постановлением администрации городского округа «Город Йошкар-Ола» от 14.04.2022г. №385.

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

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

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

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

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

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

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

В таблице 3.1 приведена региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции

и перемаркировке с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Марий-Эл на период до 2028 года.

В таблице 3.2 приведена региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Марий-Эл на период до 2028 года.

**Таблица 3.1 – Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Средней Волги с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации, МВт<sup>1</sup>**

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

**Таблица 3.2 – Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учётом вводов с высокой вероятностью реализации, млрд. кВт\*ч<sup>1</sup>**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;



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

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

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

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

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

- Вариант 1: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: №№ 16, 34, 35; сторонних потребителей ОАО «Марбиофарм» (базовый вариант утвержденной схемы теплоснабжения);
- Вариант 2: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: зона действия ТЭЦ-1;
- Вариант 3: переключение на ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс» тепловой нагрузки МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»: ТЭЦ-1, №№ 16, 34, 35; сторонних потребителей ОАО «Марбиофарм».

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

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

Согласно п.8 Правил №2115: «необходимость подключения к иной системе теплоснабжения ранее подключенных потребителей от источника тепловой энергии, тепловых сетей, планируемых или подлежащих к выводу из эксплуатации согласно схеме теплоснабжения или в порядке, установленном законодательством Российской Федерации» является регулируемым видом деятельности - технологическим присоединением и осуществляется по договору о подключении на основании поданной

заявителем заявки на подключение к системе теплоснабжения.

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

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

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

В соответствии с законодательством РФ для осуществления переключения потребителей необходимо:

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

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

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

Состав мероприятий приведен в таблице 4.1. В соответствии с предоставленными исходными данными актуализированы сроки реализации мероприятий и потребность в инвестициях.

**Таблица 4.1 – Переключение тепловых нагрузок в соответствии базовым (утвержденным) вариантом**

<b>№</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Потребность в инвестициях, тыс. руб., с НДС</b>	<b>Актуализированный период реализации</b>	<b>Описание эффекта от реализации</b>
1	Переключение тепловой нагрузки потребителей котельной ОК-3 на котельную ОК-37	649 424,00	2026-2027	Оптимизация расходов на производство тепловой энергии
2	Переключение тепловой нагрузки потребителей котельной ОК-4 на котельную ОК-37			
3	Переключение тепловой нагрузки потребителей котельной ОК-34 на магистральный тепловод М-7 от источника ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс»	12 700,00	2025	Перевод тепловой нагрузки на источник комбинированной выработки тепловой энергии
4	Переключение тепловой нагрузки котельной ОК-35 на источник ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс»	15 000,00	2026	
5	Переключение тепловой нагрузки ОК-16 на источник ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс»	34 052,00	2024	
6	Переключение тепловой нагрузки потребителей ОАО «Марбиофарм» на источник ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс»	41 037,60	2023	

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

Мероприятия, которые предполагается осуществить в МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», влияющие на баланс тепловой мощности по котельной ОК-37 в целях реализации утвержденного варианта развития представлены в таблице 4.1 настоящей главы.

Баланс тепловой мощности котельной ОК-37 по результатам переключения тепловых нагрузок котельных ОК-3 и ОК-4 сохранен без изменений по отношению к утвержденной схеме теплоснабжения и приведен в таблице 4.2.

Мероприятия, влияющие на баланс тепловой мощности ТЭЦ-2 ПАО «Т Плюс», представлены в таблице 4.1 настоящей главы. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-2 по результатам переключения тепловых нагрузок котельных ОК-16, ОК-34 и ОК-35, потребителей ОАО «Марбиофарм» приведен в таблице 4.3. При формировании баланса учтены мероприятия по снятию ограничений в выдаче тепловой мощности, приведенные в разделе 4.5. настоящей главы.

Баланс тепловой мощности ТЭЦ-1 приведен в таблице 4.4.

**Таблица 4.2 – Баланс тепловой мощности котельной ОК-37 в зоне деятельности ЕТО МУП "Йошкар-Олинская ТЭЦ-1, Гкал/ч**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе:	212,2 4	212,2 4	212,2 4	212,2 4	212,2 4	214,2 9	214,2 9	214,2 9	214,2 9	214,2 9
Располагаемая тепловая мощность станции	185,5 0	184,2 7	184,7 7	184,2 7	188,2 0	190,2 5	190,2 5	190,2 5	190,2 5	190,2 5
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,08	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Потери в тепловых сетях в горячей воде	8,84	5,65	5,00	5,06	5,05	5,05	5,13	5,21	5,85	7,06
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	137,1 5	129,1 1	127,4 4	128,0 0	125,7 9	125,7 9	127,5 8	129,3 6	144,1 4	171,5 6
отопление	111,0 6	106,2 0	106,5 0	107,7 1	105,6 4	105,6 4	107,0 7	108,5 2	121,2 0	146,2 1
вентиляция		7,25	6,01	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,86	5,98
горячее водоснабжение	26,09	15,67	14,92	14,92	14,80	14,80	15,16	15,48	17,08	19,37
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	125,6 8	129,1 1	127,4 5	115,4 7	116,0 0	116,0 0	117,7 9	119,5 7	134,2 9	162,0 6
отопление	105,8 6	106,2 0	106,5 0	95,19	95,19	95,19	96,62	98,07	110,3 0	135,5 5
вентиляция	7,25	7,25	6,01	5,36	6,01	6,01	6,01	6,01	6,51	6,51
горячее водоснабжение	12,57	15,67	14,93	14,92	14,80	14,80	15,16	15,48	17,48	20,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	36,43	46,39	49,22	48,10	54,23	56,28	54,42	52,56	37,15	8,51
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	47,90	46,39	49,22	60,63	64,03	66,08	64,22	62,36	46,99	18,01
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	136,5 2	135,2 6	135,7 6	135,7 6	138,1 8	140,2 3	140,2 3	140,2 3	140,2 3	140,2 3
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	136,5 2	129,1 1	127,4 4	128,0 0	125,7 9	125,7 9	127,5 8	129,3 6	140,2 3	140,2 3
Зона действия источника тепловой мощности, га	268,3 5	268,3 5	273,8 3	274,2 1	275,5 3	275,5 3	275,5 3	275,5 3	316,1 3	389,8 5
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,51	0,48	0,47	0,47	0,46	0,46	0,46	0,47	0,46	0,44

**Таблица 4.3– Баланс тепловой мощности ТЭЦ-2 ПАО "Т ПЛЮС" с учетом перевода тепловых нагрузок котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

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

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

**Таблица 4.4 – Баланс тепловой мощности ТЭЦ-1МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная тепловая мощность, в том числе:	344,0 5	344,0 5	344,0 5	344,0 5	344,0 5	344,0 5	344,0 5	344,0 5	344,0 5	344,0 5
отборы паровых турбин, в том числе:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
производственных показателей (с учетом противодействия)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
РОУ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПВК	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность станции	294,7 1	290,3 1	290,3 1	290,4 2	290,5 0	290,5 0	290,5 0	290,5 0	290,5 0	290,5 0
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,60	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,60	9,13	8,40	8,65	8,01	8,01	8,01	8,01	8,05	8,05
Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	<b>177,5 2</b>	<b>177,0 3</b>	<b>179,0 9</b>	<b>187,0 3</b>	<b>174,5 2</b>	<b>174,4 7</b>	<b>174,4 7</b>	<b>174,4 7</b>	<b>175,3 7</b>	<b>175,3 7</b>
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе:	177,5 2	177,0 3	179,0 9	187,0 3	174,5 2	174,4 7	174,4 7	174,4 7	175,3 7	175,3 7
отопление и вентиляция	166,1 3	166,5 5	167,5 4	175,7 1	163,8 6	163,8 2	163,8 2	163,8 2	164,5 4	164,5 4
горячее водоснабжение	11,39	10,48	11,55	11,32	10,66	10,66	10,66	10,66	10,84	10,84
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	<b>172,2 3</b>	<b>175,2 5</b>	<b>170,5 5</b>	<b>175,2 3</b>	<b>168,5 4</b>	<b>168,5 0</b>	<b>168,5 0</b>	<b>168,5 0</b>	<b>169,4 0</b>	<b>169,4 0</b>
отопление и вентиляция	157,7 5	157,2 6	156,6 6	160,5 8	154,9 6	154,9 2	154,9 2	154,9 2	155,6 3	155,6 3

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
горячее водоснабжение	14,48	18,00	13,89	14,65	13,58	13,58	13,58	13,58	13,76	13,76
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	99,98	99,63	98,30	90,22	103,4 6	103,5 1	103,5 1	103,5 1	102,5 7	102,5 7
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	105,2 7	101,4 1	106,8 4	102,0 3	109,4 4	109,4 8	109,4 8	109,4 8	108,5 4	108,5 4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	248,6 1	243,2 9	243,2 9	243,4 1	243,4 9	243,4 9	243,4 9	243,4 9	243,4 9	243,4 9
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	172,2 3	175,2 5	170,5 5	175,2 3	168,5 4	168,5 0	168,5 0	168,5 0	169,4 0	169,4 0
Зона действия источника тепловой мощности, га	381,6 1	381,6 1	381,6 1	382,2 3	382,2 3	382,2 3	382,2 3	382,2 3	382,2 3	382,2 3
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,47	0,46	0,47	0,49	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46



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

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

**Таблица 4.5 – Мероприятия, предлагаемые к реализации на ТЭЦ-2 в сфере теплоснабжения в целях создания технической возможности переключения**

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

*Примечание:*

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

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

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

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

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

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

В отопительный период, при похолоданиях до -16 в целях покрытия пиковых тепловых нагрузок, возникает необходимость использовать РОУ-1. Производительность

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

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

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

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

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

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

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

Расконсервация двух водогрейных котлов КВГМ-100-150 суммарной тепловой мощностью 200 Гкал/ч обусловлена необходимостью покрытия подключенной нагрузки переключением тепловых нагрузок источников МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1». Наряду с отборами паровых турбин, при температурах наружного воздуха ниже минус 5 °С, в работу

будут включаться водогрейные котлы. Время работы водогрейных котлов составит порядка 2143 часов в год.

Оценка балансов тепловой мощности по ТЭЦ-2 в условиях перевода тепловой нагрузки котельных ОК-16, ОК-34 и ОК-35 и ТЭЦ-1 приведена в таблице 4.6.

**Таблица 4.6– Баланс тепловой мощности ТЭЦ-2 ПАО "Т ПЛЮС" с учетом перевода тепловых нагрузок ТЭЦ-1 и котельных МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1»**

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

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

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

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

Описание существующей ситуации:

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

Установленная тепловая мощность - 344,05 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность – 290,31 Гкал/ч.

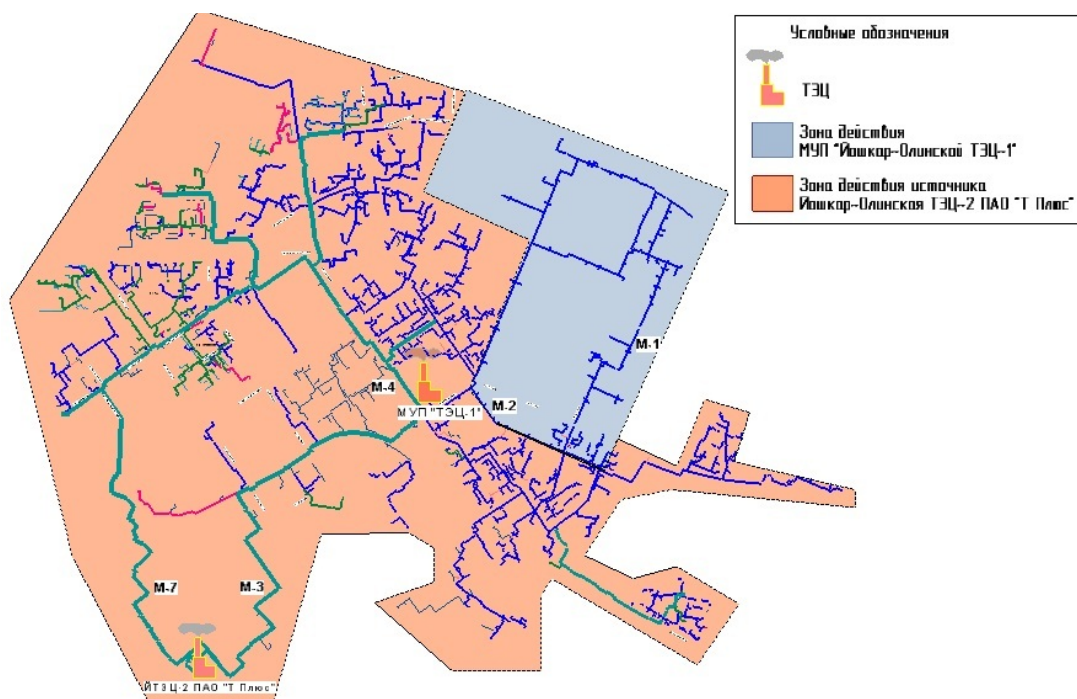
Суммарная присоединенная нагрузка составляет 174,87 Гкал/ч.

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

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

Температурный график системы теплоснабжения: 115/70 °С.

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



**Рисунок 4.1. Схема существующего положения.**

Расчеты выполнены с использованием программного комплекса ZuluGIS на базе материалов полученных от Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» и МУП

«Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» с последующим сопоставлением результатов.

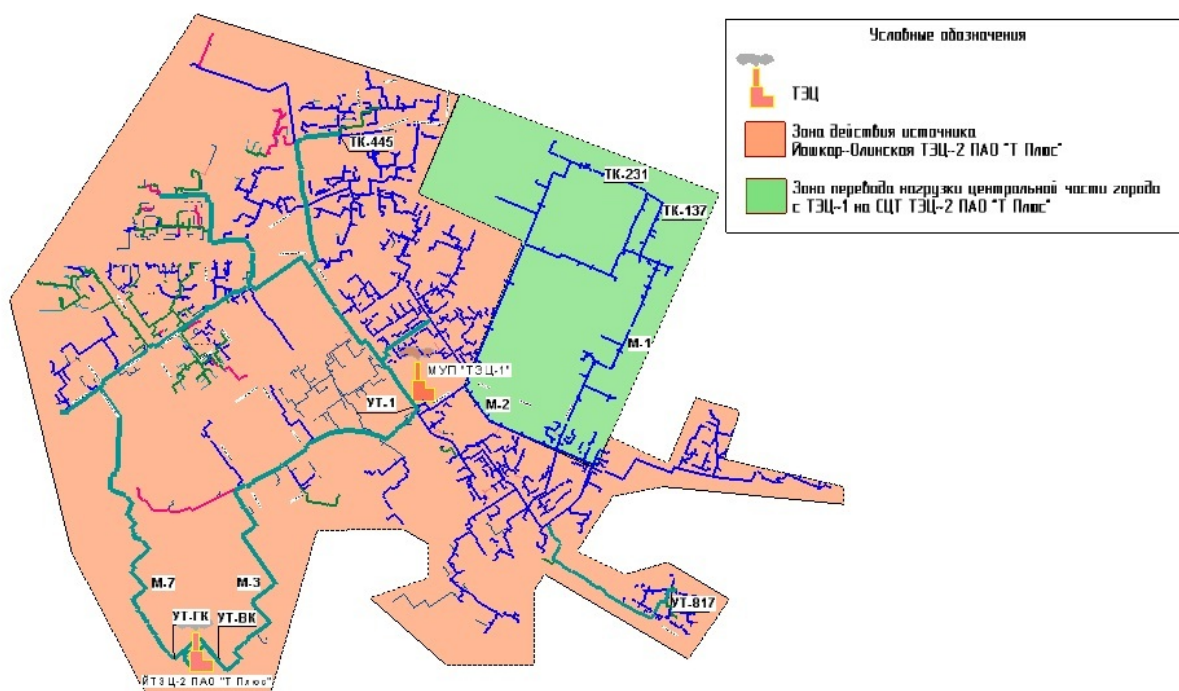
Исходные данные подключенных тепловых нагрузок к источникам тепла МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» и Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» приняты из Главы 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей» актуализации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

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

Разрешенное давление в тепловых сетях, находящихся в хозяйственном ведении и в эксплуатации МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1», согласно Заключение экспертизы промышленной безопасности и Паспорту трубопроводов составляет 10 кгс/см<sup>2</sup>. Разрешенное давление в тепловых сетях, находящихся в хозяйственном ведении и в эксплуатации Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс», составляет 13 кгс/см<sup>2</sup>.

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





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

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

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

**Таблица 4.7 – Мероприятия по тепловым сетям**

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

Мероприятия, указанные в таблице 4.7. относятся к деятельности по технологическому присоединению и планируются к выполнению за счет платы за подключение.

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

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

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

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

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

С учетом вышеизложенного, для переключения потребителей ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2, необходимо выполнение дополнительных мероприятий, приведенных в таблице 4.8.

**Таблица 4.8 – Дополнительные капитальные вложения, необходимые для переключения тепловой нагрузки ТЭЦ-1**

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

Капитальные вложения, приведенные в таблице 4.8. должны осуществляться за счет платы за подключение.

С учетом полного отключения потребителей от ТЭЦ-1 возможно:

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

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

Определение платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности осуществляется в соответствии с разделом 6 Постановления Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Расчет платы за поддержание резервной тепловой мощности, представленный в таблице 4.9., выполнен в соответствии с требованиями законодательства, но является ориентировочным и не может использоваться для утверждения платы. Расчет выполнен по данным 2022 года.

**Таблица 4.9 – Расчет платы за поддержание резервной тепловой мощности ТЭЦ-1**

Наименование	Единицы измерения	2022
Необходимая валовая выручка на производство тепловой энергии (НВВ)	тыс.руб.	614 659,09
Расходы на топливо	тыс.руб.	354 598,93
Установленная тепловая мощность в схеме теплоснабжения	Гкал/час	344,05
Суммарная договорная (заявленная) тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии	Гкал/час	0,00
Заявленная величина резервной тепловой мощности	Гкал/час	174,87
Суммарная договорная (заявленная) тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии с учетом мощности, поддерживаемой социально-значимых потребителей)	Гкал/час	174,87
Коэффициент соотношения установленной тепловой мощности и суммарной договорной (заявленной) тепловой нагрузки потребителей		1,97
Количество месяцев в расчетном периоде регулирования, мес.	мес.	12
Размер платы на услуги по поддержанию резервной тепловой мощности	тыс. руб./Гкал/ч в мес.	123,93
Размер платы (НВВ) на услуги по поддержанию резервной тепловой мощности за 174,87 Гкал/час	тыс. руб./Гкал/ч в мес.	21 671,68

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

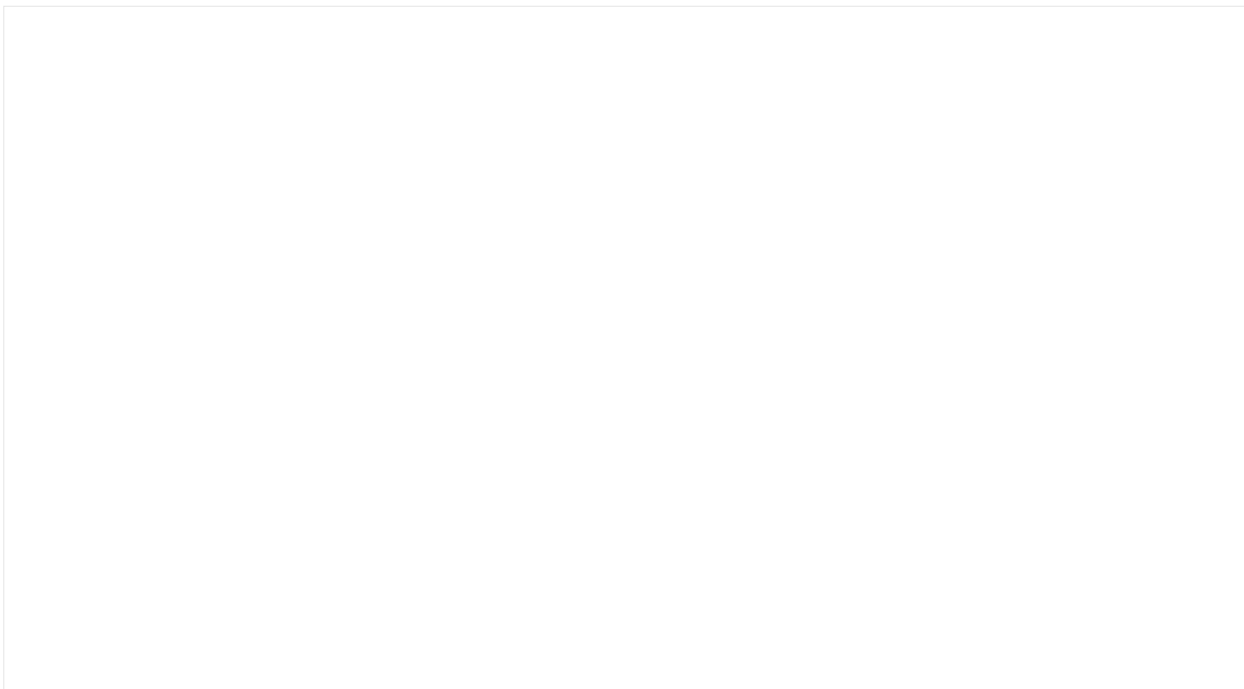
Величина платы за поддержание резервной тепловой мощности значительно превышает экономический эффект от переключения потребителей, приведенный в разделе 5 настоящей главы. Выполнение переключения потребителей ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 с сохранением ТЭЦ-1 в резерве экономически нецелесообразно, приводит к увеличению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

Вывод из эксплуатации опасного производственного объекта ТЭЦ-1 требует дополнительных капитальных вложений на ликвидацию/консервацию. Величина необходимых капитальных вложений принята по сметным расчетам, предоставленным МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» и приведена в таблице 4.10. В соответствии с пунктом 110 Постановления Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» затраты на ликвидацию (консервацию) источников тепловой энергии не включаются в плату за подключение. При условии реализации данных мероприятий – источник финансирования собственные средства МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1».

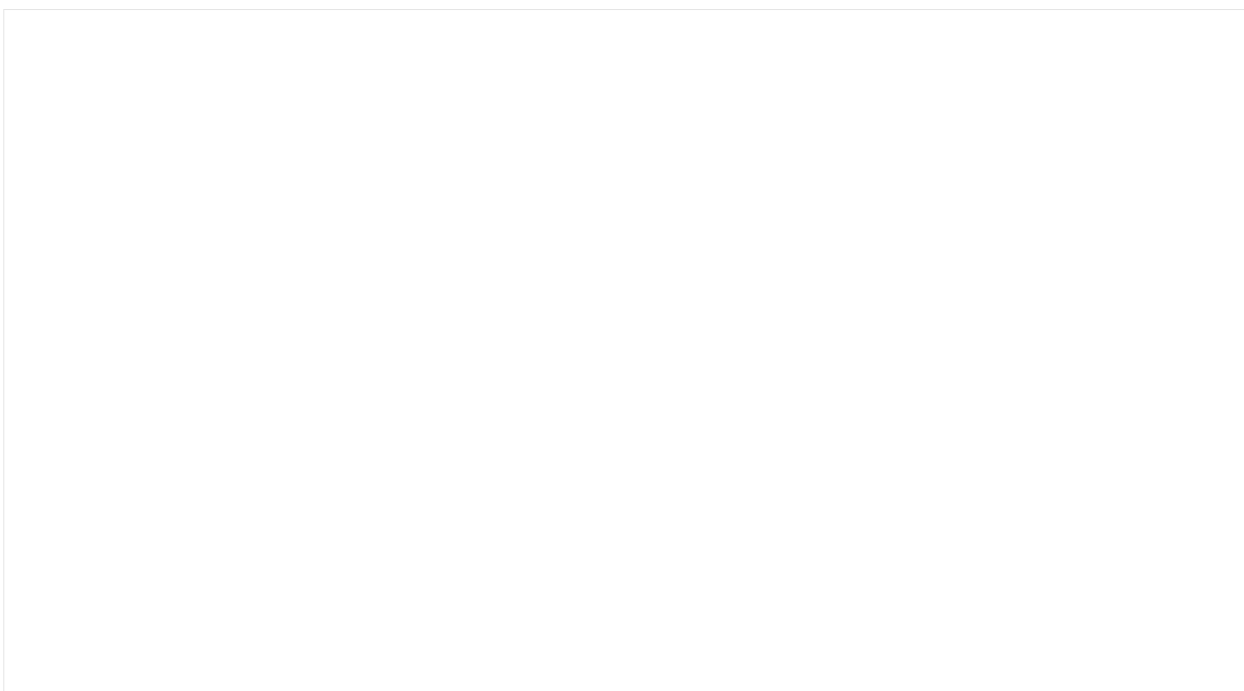
**Таблица 4.10 – Дополнительные капитальные вложения, необходимые для вывода из эксплуатации ТЭЦ-1**

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

Включение данных затрат в тариф на тепловую энергию МУП «Йошкар-Олинская ТЭЦ-1» приведет к негативным тарифным последствиям. Прогноз тарифных последствий при включении в тариф затрат на консервацию ТЭЦ-1 приведен на рисунке 4.3., при включении в тариф затрат на ликвидацию ТЭЦ-1 на рисунке 4.4. Принято, что мероприятие по консервации / ликвидации ТЭЦ-1 осуществляется в 2027 году, капитальные вложения на реализацию мероприятия включаются в тариф на тепловую энергию равными долями в течение 2024-2027 годов.



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



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

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

Переключение тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2 требует проведения анализа возможных изменений в зонах действия единых теплоснабжающих организаций (ЕТО).

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

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

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

Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системе теплоснабжения, в случае переключения тепловой нагрузки потребителей с ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2, приведен в таблице 4.11.

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

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

**Таблица 4.11 – Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системе теплоснабжения**

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

## 5. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

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

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

**Таблица 5.1 - Техничко-экономическое сравнение вариантов развития систем теплоснабжения**

Показатель	Варианты				
	1	2.1.	2.2.	3.1.	3.2.
Капитальные вложения, млн. руб.	102,79	836,60	1321,30	939,3 9	1424,0 9
Экономический эффект, млн. руб.	27,49	138,00	138,00	165,4 9	165,49
Простой срок окупаемости, лет	3,74	6,06	9,57	5,68	8,61
Дисконтированный срок окупаемости, лет	5,71	9,26	14,62	8,67	13,14

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

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

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



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

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

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

**Таблица 5.2 – Результаты сравнения вариантов развития**

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

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

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

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