



# **Схема теплоснабжения городского округа Симферополь Республики Крым на 2016-2031 гг.**

**Обосновывающие материалы**

**Мастер-план**

**Разработчик**

**НП «Энергоэффективный  
город»**

**Исполнительный директор**

**Силинский В. П.**

**«\_\_»\_\_\_\_\_ 2016 г.**

## СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ Симферополь на период 2016-2031 гг. (Утверждаемая часть)	018.СТС.016.001.000.000
<b>Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения</b>	<b>018.СТС.016.002.001.000</b>
<b>Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения</b>	<b>018.СТС.016.003.002.000</b>
Приложение 1. Прогноз приростов площади строительных фондов в разрезе планировочных микрорайонов	018.СТС.016.004.002.001
Приложение 2. Прогноз приростов тепловых нагрузок в разрезе планировочных микрорайонов	018.СТС.016.005.002.002
<b>Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа</b>	<b>018.СТС.016.006.003.000</b>
Приложение 1. Альбом характеристик тепловых сетей	018.СТС.016.007.003.001
Приложение 2. Альбом характеристик потребителей тепловой энергии	018.СТС.016.008.003.002
Приложение 3. Альбом характеристик насосных станций и ЦТП	018.СТС.016.009.003.003
Приложение 4. Альбом тепловых камер	018.СТС.016.010.003.004
Приложение 5. Инструкция по применению Zulu Thermo	018.СТС.016.011.003.005
<b>Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки</b>	<b>018.СТС.016.012.004.000</b>
Приложение 1. Результаты расчётов гидравлических режимов существующих тепловых сетей с перспективной тепловой нагрузкой	018.СТС.016.013.004.001
<b>Мастер-план</b>	<b>Шифр не присваивается</b>
<b>Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок</b>	<b>018.СТС.016.014.005.000</b>
<b>Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии</b>	<b>018.СТС.016.015.006.000</b>
<b>Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, и сооружений на них</b>	<b>018.СТС.016.016.007.000</b>
<b>Глава 8. Перспективные топливные балансы</b>	<b>018.СТС.016.017.008.000</b>
<b>Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения</b>	<b>018.СТС.016.018.009.000</b>
Приложение 1. Результаты расчета показателей надежности	018.СТС.016.019.009.001
<b>Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение</b>	<b>018.СТС.016.020.010.000</b>
<b>Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации</b>	<b>018.СТС.016.021.011.000</b>

## Содержание

Перечень таблиц.....	4
Перечень рисунков.....	5
1. Задачи и принципы разработки Мастер-плана.....	6
2. Выбор варианта развития зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных .....	10
3. Выбор варианта развития зоны котельных ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7 .....	36
4. Выбор варианта развития зоны котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел».....	42
5. Выбор варианта развития зоны котельной ул. Алтайская, 2а.....	48
6. Выбор варианта развития зоны котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а .....	53
7. Выбор варианта развития зоны котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 - ул. Мате Залки, 9а – ул. Ломоносова, 1а.....	58

## Перечень таблиц

Таблица 1. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Существующее положение.....	12
Таблица 2. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 0. Сохранение существующего зонирования .....	17
Таблица 3. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 1.4. Присоединение зон 4-х котельных.....	23
Таблица 5. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 2. Отказ от теплоснабжения по магистрали «ТЭЦ-город» .....	29
Таблица 6. Перечень первоочередных мероприятий по перекладкам и новому строительству тепловых сетей для резервирования потребителей Симферопольской ТЭЦ от котельной по ул. Стрелковая, 91а .....	33

## Перечень рисунков

Рисунок 1. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Существующее положение и предпосылки поиска улучшений.....	11
Рисунок 2. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Развитие при сохранении существующего зонирования .....	16
Рисунок 3. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Развитие с присоединением зон котельных к ТЭЦ .....	21
Рисунок 4. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Изменение котловой себестоимости по мере присоединения зон котельных к ТЭЦ.....	22
Рисунок 5. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант2. Отказ от теплоснабжения по магистрали «ТЭЦ-город» .....	28
Рисунок 6. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных. Сравнительный анализ вариантов по себестоимости до конечного потребителя .....	32
Рисунок 7. Пьезометрические графики в режиме резервирования потребителей Симферопольской ТЭЦ от котельной по ул. Стрелковая, 91а.....	35
Рисунок 8. Зоны котельных ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7. Существующее положение .....	37
Рисунок 9. Баланс тепловой энергии котельных ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7.....	38
Рисунок 10. Зона котельной ул. Дзюбанова, 9. Перспектива.....	40
Рисунок 11. Зона котельной ул. Дзюбанова, 9. Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя .....	41
Рисунок 12. Зона котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел». Существующее положение .....	43
Рисунок 13. Баланс тепловой энергии котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел». ....	44
Рисунок 14. Зона котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел». Варианты перспективного развития.....	46
Рисунок 15. Зона котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел». Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя.....	47
Рисунок 16. Зона котельной ул. Алтайская, 2а. Существующее положение .....	49
Рисунок 17. Зона котельной ул. Алтайская, 2а. Варианты перспективного развития.....	51
Рисунок 18. Зона котельной ул. Алтайская, 2а. Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя .....	52
Рисунок 19. Зона котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а. Существующее положение .....	55
Рисунок 20. Зона котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а. Варианты перспективного развития.....	56
Рисунок 21. Зона котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а. Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя .....	57
Рисунок 22. Зона котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 - ул. Мате Залки, 9а – ул. Ломоносова, 1а. Существующее положение .....	60
Рисунок 23. Зона котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 - ул. Мате Залки, 9а – ул. Ломоносова, 1а. Варианты перспективного развития .....	61
Рисунок 24. Зона котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 - ул. Мате Залки, 9а – ул. Ломоносова, 1а. Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя.....	62

## 1. Задачи и принципы разработки Мастер-плана

Мастер-план является дополнительной главой обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения, не входящей в обязательные требования Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Все мероприятия, включенные в главу 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и главу 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» условно можно разделить на две группы:

- Мероприятия, определенные после сравнения альтернативных вариантов и выбора оптимального варианта;
- Мероприятия, решение по которым принималось по безальтернативному (обобщенному) принципу.

Задача настоящего Мастер-плана состояла в обосновании выбора наилучших вариантов реконструкции для наиболее проблемных зон теплоснабжения г. Симферополя. Теплоснабжение потребителей перспективной застройки г. Симферополя не потребовало рассмотрения вариантов: перспективные потребители запланированы к подключению к ближайшим источникам, как правило, имеющим резерв располагаемой мощности. Вариантность рассмотрения потребовалась для уже сложившихся зон, в наибольшей степени нуждающихся в структурных изменениях.

Необходимость структурных изменений связана со следующими основными проблемами системы теплоснабжения г. Симферополя:

- Излишняя степень централизации теплоснабжения при низкой плотности тепловых нагрузок, непродолжительном отопительном сезоне и, часто, малой доле нагрузок ГВС;
- Наличие в системе теплоснабжения неэффективной, выработавшей свой ресурс Симферопольской ТЭЦ, находящейся на значительном удалении от точек потребления тепловой энергии по магистрали «ТЭЦ-город»;
- Значительный износ оборудования котельных;
- Большая удельная протяженность тепловых сетей, выработавших свой ресурс, чрезмерные тепловые и гидравлические потери;
- Наличие ЦТП, не имеющих средств регулирования и не позволяющих обеспечить качественные режимы теплоснабжения. 4-х трубная система после ЦТП;

- Отсутствие индивидуальных средств регулирования потребления тепла на отопление и ГВС.

К наиболее проблемным (по совокупности перечисленных показателей) зонам, для которых было проведено детальное моделирования различных вариантов реконструкции, были отнесены:

- Зоны, получающие в настоящее время тепловую энергию от Симферопольской ТЭЦ по магистрали «ТЭЦ-город», вместе с зонами находящихся в непосредственной близости 5 котельных (по адресам: пер. Фруктовый, 13, ул. Стрелковая, 91а, ул. Железнодорожная, 13, ул. Гайдара, 3а/8а и пер. Северный, 17);
- Зоны котельных ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7;
- Зона котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел»;
- Зона котельной ул. Алтайская, 2а;
- Зона котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а;
- Зона котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 – ул. Мате Залки, 9а - ул. Ломоносова, 1а.

Неэффективность и значительный износ оборудования всех звеньев системы теплоснабжения в указанных зонах: источников, тепловых сетей, ЦТП и тепловых вводов потребителей, обусловили комплексный подход к реконструкции, при котором планируется реновация (а зачастую, новое строительство) всех перечисленных звеньев системы теплоснабжения. При этом в Схему теплоснабжения включены мероприятия по оборудованию автоматизированными индивидуальными тепловыми пунктами (ИТП) тепловых вводов потребителей, не находящихся на балансе регулируемых Схемой теплоснабжения теплоснабжающих или теплосетевых организаций (в настоящее время).

Следует подчеркнуть, что в Мастер-плане вопросы реконструкции зон теплоснабжения рассмотрены комплексно, с итеративным расчетом ценовых последствий, в то время как разделы Схемы теплоснабжения (и главы Обосновывающих материалов) по заданной структуре содержания посвящены или какой-то одной теме (перспективный прирост нагрузок, топливный баланс, надежность, финансовые последствия и ценовые последствия), или одному из звеньев системы теплоснабжения (источники, сети).

В качестве критерия выбора наилучшего варианта развития зоны теплоснабжения был принят минимум ценовых последствий для конечных потребителей, минимальная стоимость услуги отопления и ГВС.

Вариантные расчёты ценовых последствий основываются на методике и программных средствах, позволяющих рассчитать себестоимость тепловой энергии в

произвольной точке тепловой сети. Для сравнения вариантов применяется расчёт нормативной величины себестоимости, отличающийся от обоснования тарифа с применением индексов-дефляторов к достигнутым показателям отдельных видов расходов. Прежде всего нормируются затраты на ФОТ (которые в настоящее время значительно завышены у ГУП «КТКЭ»), их расчёт производится с учетом планируемых характеристик основных средств. Учитываются эффекты от реализации предусмотренных Схемой теплоснабжения мероприятий. Сокращение эксплуатационных расходов, определяющее окупаемость проектов, происходит за счёт снижения численности персонала при вводе нового автоматизированного оборудования, снижения затрат на ремонты нового оборудования, снижения тепловых потерь с остыванием и утечками теплоносителя, снижения расходов на перекачку теплоносителя, снижение удельных расходов топлива. Капитальные затраты на строительство и реконструкцию вычисляются по единым удельным показателям. От величины капитальных затрат по единым коэффициентам амортизационных отчислений рассчитываются затраты в фонд реновации оборудования, являющийся обобщением амортизационных отчислений или возвращаемых займов, стоимость которых в проводимых в Мастер-плане сравнительных расчётах не учитывается. Сравнению подлежат конечные состояния вариантов реконструкции (конечные эффекты) в текущих ценах.

В качестве вариантов развития зон теплоснабжения, в основном, рассмотрены варианты изменения зон теплоснабжения источников – изменения степени централизации теплоснабжения, либо в направлении большей централизации (например, увеличение зоны Симферопольской ТЭЦ с подключением к ней 4-х котельных ГУП «КТКЭ»), либо децентрализации (распределение нагрузки на новые БМК или даже устройство поквартирного отопления). Также в качестве вариантов рассматривалась возможность сохранения ЦТП с 4-х трубной распределительной системой, либо ликвидация ЦТП и устройство ИТП.

Проведенные многовариантные расчёты позволили определить характерные для г. Симферополя направления реконструкции. Для подавляющего большинства реконструируемых зон теплоснабжения (исключением являются зоны котельных ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7) наибольшее снижение себестоимости тепловой энергии до конечного потребителя дает децентрализация зон, строительство ряда автоматизированных блок-модульных котельных малой мощности, с единой системой диспетчеризации и технического обслуживания, вместо одной старой котельной большой мощности (как правило, переразмеренной). Такие котельные во многих случаях



планируется строить на месте существующих ЦТП. Что касается ЦТП, многовариантные расчёты доказали технико-экономическую целесообразность их ликвидации, замены 4-х трубной тепловой сети после них на 2-х трубную с установкой ИТП у потребителей.

Безальтернативными решениями, принятыми в Схеме теплоснабжения и не ставшими предметом сравнительного анализа в Мастер-плане, являются:

- Мероприятия по реновации котельных, находящихся в эксплуатации более 30-40 лет, в зависимости от эффективности их функционирования. К концу проектного срока (2031 год) большинство котельных подлежат реконструкции (замене на новые блок-модульные котельные – БМК). Наиболее новые, но не автоматизированные котельные, подлежат автоматизации с сокращением обслуживающего персонала.
- Мероприятия по замене тепловых сетей, находящихся в эксплуатации более 30 лет. Эффективность такой замены значительно повышается при перекладке с новыми диаметрами, определенными на основании созданной при разработке Схемы теплоснабжения гидравлической модели тепловых сетей. Большинство участков (около 2/3) подлежит перекладке с уменьшением диаметра (в связи с уменьшением нагрузки относительно принятой в первоначальных проектах). Такие участки включаются в группу проектов «...повышение эффективности...». Остальные – в группу проектов «...в связи с исчерпанием ресурса...». Прокладка тепловых сетей планируется преимущественно из предварительно изолированных труб в ППУ изоляции в подземном (преимущественно) исполнении.

Разработанный проект Схемы теплоснабжения обеспечивает практически полную реновацию основных средств теплоснабжающих организаций до 2031 года, причем расчёты ценовых (тарифных) последствий, приведенные в Главе 11 обосновывающих материалов, показывают, что выполнить это возможно с удерживанием роста тарифа в соответствии с задаваемыми Минэкономразвития РФ индексами-дефляторами, с привлечением в отдельные годы бюджетных субсидий в сравнительно небольших (по сравнению с существующим уровнем дотаций) размерах.

Мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии включены в Схему с 2019 года.

Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них включены в Схему с 2017 года (в 2017 году – только мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов нагрузки и мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса).

## **2. Выбор варианта развития зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных**

Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) показывает Рисунок 1. На этом же рисунке приведены значения себестоимости тепловой энергии в различных точках. Нагрузка тепломагистрали «ТЭЦ-город» составляет всего 15,6 Гкал/ч, тогда как протяженность до первых потребителей составляет 6,2 км, а до наиболее удаленного 10,4 км. Заявленные тепловые потери в магистралях от ТЭЦ превышают полезный отпуск потребителям. Себестоимость в точке поставки тепла от ТЭЦ КТКЭ превышает среднюю (котловую) себестоимость тепла в зоне ТЭЦ и близлежащих 4-х котельных КТКЭ, себестоимость тепловой энергии для конечных потребителей, получающих тепло по магистрали от ТЭЦ, превышает среднюю себестоимость по объединенной зоне в 1,6 раза. Поскольку эксплуатационный ресурс магистрали выработан на 100%, теплоснабжение по ней малонадежно. При этом будущее Симферопольской ТЭЦ в среднесрочной перспективе не определено.

Исходные данные и результаты расчёта себестоимости тепловой энергии у конечных потребителей содержит Таблица 1.



**Таблица 1. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Существующее положение**

Наименование показателя	Ед. Изм.	Вариант 0 (существующее положение)									
Расчетная зона	-	Производство	Поселки	Магистраль ТЭЦ-город	Зона ТЭЦ после ТК-27а в городе	Зона ул. Железнодорожная, 13	Зона ул. Стрелковая, 91а	Зона ул. Гайдара, 3а/8а	Зона пер. Фруктовый, 13	Зона пер. Северный, 17	Зона ул. Глинки, 66а
Наименование источника	-	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	ул. Железнодорожная, 13	ул. Стрелковая, 91а	ул. Гайдара, 3а/8а	пер. Фруктовый, 13	пер. Северный, 17	Зона ул. Глинки, 66а
Расчетное состояние	-	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение
Изменение зоны действия	-		Зона 1 Зона сохраняется (поселки от ТЭЦ)	Зона 2 Зона сохраняется (магистраль от ТЭЦ до ТК-27а с потребителями)	Зона 3 Зона сохраняется (ТК-27а до потребителей)	Зона 4	Зона 5	Зона 6	Зона 7	Зона 8	Зона 9
Мероприятия на сетях	-	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение	существующее положение
Установленная мощность котлов	Гкал/ч					24,90	34,90	20,00	60,00	33,20	19,98
Количество котлов	шт					3	4	2	3	4	3
Единичная мощность котлов	Гкал/ч					3х8,3 Гкал/ч	3х8,3 Гкал/ч 1х10,0 Гкал/ч	2х10,0 Гкал/ч	3х20,0 Гкал/ч	4х8,3 Гкал/ч	2х6,66 Гкал/ч
Схема ХВО						II ступенчатое На-катионирование + ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На-катионирование + ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На-катионирование + ДСВ (водоструйный)	I ступенчатое На-катионирование + ДСВ (водоструйный)	I ступенчатое На-катионирование	II ступенчатое На-катионирование + ДСА (паровой)
нагрузка потребителей ОВ	Гкал/ч		37,4	4,6	17,2	20,8	16,4	14,3	25,4	25,2	7,0
нагрузка потребителей ГВС	Гкал/ч		3,7	0,2	0,4	1,6	1,2	0,2	3,6	3,8	0,8
Подключенная нагрузка потребителей	Гкал/ч		41,10	4,80	17,59	22,33	17,65	14,46	28,95	28,98	7,77
Полезный отпуск	Гкал	158944,2	77175,6	47814,7	27142,6	42748,2	33806,9	22925,5	42889,2	60858,2	21482,4
Потери в сетях	Гкал	0,0	9732,0	24221,9	12677,3	7808,7	6944,1	2420,3	30716,5	7631,6	4093,4
Доля потерь в ТС	%	0,0%	11,2%	33,6%	31,8%	15,4%	17,0%	9,5%	41,7%	11,1%	16,0%
Отпуск в сеть	Гкал	158944,2	86907,6	72036,6	39819,9	50556,9	40751,0	25345,8	73605,7	68489,8	25575,8
Собственные нужды	Гкал	0	0	0	0	1169,01	942,27	586,06	1701,95	1583,66	591,38
Доля собственных нужд	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,26%	2,26%	2,26%	2,26%	2,26%	2,26%
Выработка	Гкал	158944,2	86907,6	72036,6	39819,9	51725,9	41693,3	25931,9	75307,7	70073,5	26167,2



**Продолжение. Таблица 1. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Существующее положение**

Наименование показателя	Ед. Изм.	Вариант 0 (существующее положение)									
Расчетная зона	-	Производство	Посёлки	Магистраль ТЭЦ-город	Зона ТЭЦ после ТК-27а в городе	Зона ул. Железнодорожная, 13	Зона ул. Стрелковая, 91а	Зона ул. Гайдара, 3а/8а	Зона пер. Фруктовый, 13	Зона пер. Северный, 17	Зона ул. Глилки, 66а
Наименование источника	-	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	ул. Железнодорожная, 13	ул. Стрелковая, 91а	ул. Гайдара, 3а/8а	пер. Фруктовый, 13	пер. Северный, 17	Зона ул. Глилки, 66а
Удельный расход топлива на выработку ТЭ	кг у.т./Гкал	166,6	0	0	0	156	159,08	155,9	158,19	158,45	159,55
Удельный расход ЭЭ на ОТПУСК в сеть, кВт*ч/Гкал	кВт*ч/Гкал		0	0	0	24,43	35,98	35,62	39,62	34,68	38,87
Удельный расход воды на отпуск	м3/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75	2,05	0,71	2,25	0,47	0,96
Расход условного топлива	т.у.т.	26480,1	0,0	0,0	0,0	8069,2	6632,6	4042,8	11912,9	11103,1	4175,0
Расход ЭЭ	тыс. кВт*ч					1235,2	1466,2	902,9	2916,6	2375,2	994,1
Расход ХВ	тыс. м3	0,00	0,00	0,00	0,00	38,07	83,73	17,88	165,90	32,37	24,43
Располагаемый напор на источнике	м		0,0	0,0	0,0						
Температурный график	ОС		110-70	110-70	110-70	110-70	110-70	110-70	110-70	110-70	110-70
Способ прокладки (канальная)	-		54%	10%	33%	23%	73%	23%	85%		
Протяженность тепловых сетей	п.м		19470,6	8531,7	12459,1	13393,0	9252,9	8638,8	16315,8		
Материальная характеристика	м2		8637,2	11544,5	7145,1	3517,2	2463,5	2275,6	5780,8		
Средневзвешенный диаметр по материальной характеристике	м		0,222	0,677	0,287	0,131	0,133	0,132	0,177		
Объем тепловых сетей	м3		2439,2	6916,6	2614,4	407,3	300,3	248,8	1132,5		
Количество ЦТП в зоне действия источника	шт					4,0	3,0	1,0	9,0	0,0	0,0
Количество тепловых камер	шт			9,0	54,0	40,0	66,0	55,0	43,0	41,0	11,0
Количество потребителей	шт			13,0	112,0	139,0	87,0	69,0	152,0	205,0	28,0

При разработке Мастер-плана выполнено технико-экономическое сравнение 3-х вариантов:

- Вариант 0. Сохранение существующего зонирования;
- Вариант 1. Расширение зоны ТЭЦ с подключением 4-х котельных (пер. Фруктовый, 13, ул. Стрелковая, 91а, ул. Железнодорожная, 13, ул. Гайдара, 3а/8а);
- Вариант 2. Отказ от магистрали «ТЭЦ-город» с переключением нагрузок ТЭЦ на котельные ул. Стрелковая, 91а, и пер. Северный, 17 и одновременной децентрализацией теплоснабжения от котельных в результате строительства в зоне котельной пер. Фруктовый, 13 2-х БМК (с переключением на одну из них части нагрузок котельной ул. Глинки, 66а) и строительства индивидуальных источников теплоснабжения (4 ИБМК).

Во всех вариантах учитывается прирост нагрузок за счёт нового строительства по 5-летнему проектному периоду.

Все варианты предполагают полную реконструкцию необходимых для них существующих сетей (включая магистраль «ТЭЦ-город», кроме, разумеется, варианта 2, отказа от магистрали «ТЭЦ-город» с переключением нагрузок ТЭЦ на котельные).

Результаты расчётов себестоимости тепловой энергии до конечных потребителей по Варианту 0 (сохранение существующего зонирования) показывает Рисунок 2.

Вариант предполагает:

- реконструкцию магистрали «ТЭЦ-город» (стоимость реконструкции оценена в 827 млн. рублей);
- реконструкцию распределительных сетей (по большей части, с уменьшением диаметров по результатам гидравлических расчётов);
- реконструкцию котельных с оптимизацией величины установленной мощности (установленная мощность котельных снижается, на котельной пер. Фруктовый, 13 – в 2 раза);
- ликвидацию ЦТП;
- замену 4-х трубной тепловой сети после ЦТП на 2-х трубную;
- установку ИТП у потребителей.

В результате проведенных мероприятий:

- очень значительно увеличивается себестоимость тепловой энергии потребителей ТЭЦ и в точке поставки в ТК-27а (в наибольшей степени за счёт включения амортизационной составляющей и налога на имущество после постановки на баланс реконструированной магистрали «ТЭЦ-город»
- увеличивается себестоимость тепловой энергии потребителей большинства котельных (очень значительно для кот. по ул. Железнодорожная, 13);
- очень значительно уменьшается себестоимость на котельной пер. Фруктовый, 13 – за счет уменьшения установленной мощности реконструированной котельной.

Суммарные капитальные затраты по зоне в Варианте 0 составят 4460,4 млн. рублей, что позволит сократить удельные операционные затраты с 1743 руб./Гкал до с 1333 руб./Гкал. Однако зональная себестоимость тепловой энергии у конечного потребителя возрастет с 1816 руб./Гкал до с 2236 руб./Гкал (в основном, за счёт роста амортизационной составляющей).

Исходные данные и результаты расчёта себестоимости тепловой энергии у конечных потребителей в Варианте 0 содержит Таблица 2

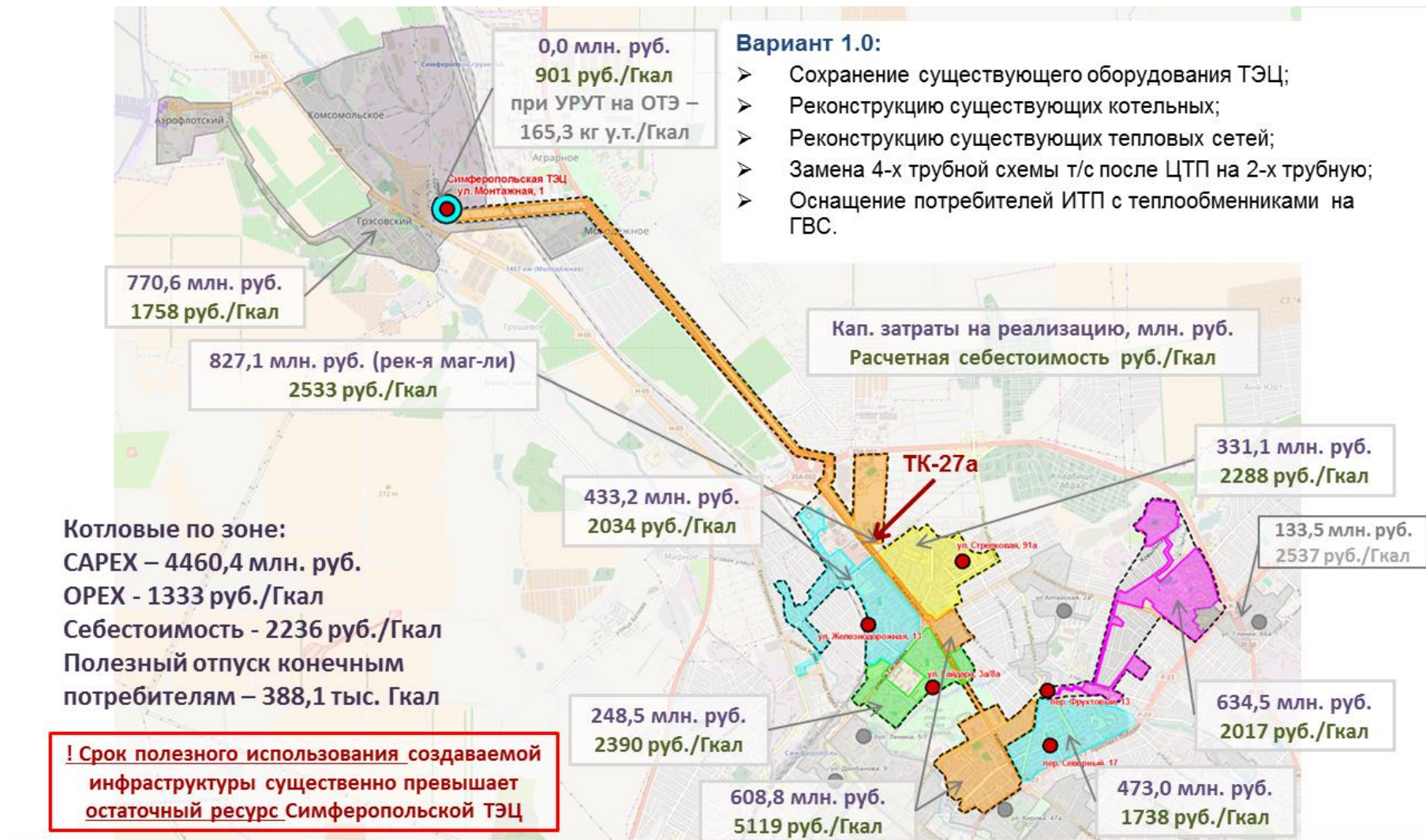


Рисунок 2. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Развитие при сохранении существующего зонирования



**Таблица 2. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 0. Сохранение существующего зонирования**

Наименование показателя	Ед. Изм.	Вариант 1.0 (существующее положение с учетом перспектив)									
Расчетная зона	-	Производство	Поселки	Магистраль ТЭЦ-город	Зона ТЭЦ после ТК-27а в городе	Зона ул. Железнодорожная, 13	Зона ул. Стрелковая, 91а	Зона ул. Гайдара, 3а/8а	Зона пер. Фруктовый, 13	Зона пер. Северный, 17	Зона ул. Глилки, 66а
Наименование источника	-	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	ул. Железнодорожная, 13	ул. Стрелковая, 91а	ул. Гайдара, 3а/8а	пер. Фруктовый, 13	пер. Северный, 17	ул. Глилки, 66а
Расчетное состояние	-		существующее положение+персп. на 5 лет максимум	существующее положение+персп. на 5 лет максимум	существующее положение+персп. на 5 лет максимум	существующее положение+персп. на 5 лет максимум	существующее положение+персп. на 5 лет максимум	существующее положение+персп. на 5 лет максимум	существующее положение+персп. на 5 лет максимум	существующее положение+персп. на 5 лет максимум	существующее положение+персп. на 5 лет максимум
Изменение зоны действия	-		Зона 1 Зона сохраняется (поселки от ТЭЦ)	Зона 2 Зона сохраняется (магистраль от ТЭЦ до ТК-27а с потребителями)	Зона 3 Зона сохраняется (ТК-27а до потребителей)	Зона 4 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 5 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 6 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 7 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 8 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 9 Зона сохраняется (зона котельной)
Мероприятия на сетях	-		Полная реконструкция	Полная реконструкция	Полная реконструкция	Полная реконструкция	Полная реконструкция	Полная реконструкция	Полная реконструкция	Полная реконструкция	Полная реконструкция
Установленная мощность котлов	Гкал/ч					28	23	15	32	32	10
Количество котлов	шт					4	4	3	4	4	3
Единичная мощность котлов	Гкал/ч					2х4,0 Гкал/ч 2х10,0 Гкал/ч	2х2,5 Гкал/ч 2х9,0 Гкал/ч	3х5,0 Гкал/ч	4х8,0 Гкал/ч	4х8,0 Гкал/ч	1х2,0 Гкал/ч 2х4,0 Гкал/ч
Схема ХВО						II ступенчатое На- катионирование + ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На- катионирование + ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На- катионирование + ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На- катионирование + ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На- катионирование + ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На- катионирование
нагрузка потребителей ОВ	Гкал/ч	109,2	64,6	4,6	18,9	21,10	16,10	12,80	25,00	25,30	6,80
нагрузка потребителей ГВС	Гкал/ч	7,2	4,4	0,2	1,0	1,60	1,10	0,20	3,80	3,70	0,80
Подключенная нагрузка потребителей	Гкал/ч	116,4	69,00	4,80	19,90	22,70	17,20	13,00	28,80	29,00	7,60
Полезный отпуск	Гкал	209282,3	121753,3	53767,4	33909,9	40737,8	30364,4	19433,9	59610,8	59458,9	14822,6
Потери в сетях	Гкал	0,0	13839,5	19922,0	11862,8	3846,2	3226,0	1580,9	8442,1	4170,4	1318,3
Доля потерь в ТС	%	0,0%	10,2%	27,0%	25,9%	8,6%	9,6%	7,5%	12,4%	6,6%	8,2%
Отпуск в сеть	Гкал	209282,3	135592,8	73689,4	45772,7	44584,0	33590,3	21014,8	68052,9	63629,3	16141,0
Собственные нужды	Гкал	0	0	0	0	678,94	511,53	320,02	1036,34	968,97	245,8
Доля собственных нужд	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Выработка	Гкал	209282,3	135592,8	73689,4	45772,7	45262,9	34101,9	21334,8	69089,2	64598,2	16386,8

**Продолжение. Таблица 2. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 0. Сохранение существующего зонирования**

Наименование показателя	Ед. Изм.	Вариант 1.0 (существующее положение с учетом перспективы)									
Расчетная зона	-	Производство	Поселки	Магистраль ТЭЦ-город	Зона ТЭЦ после ТК-27а в городе	Зона ул. Железнодорожная, 13	Зона ул. Стрелковая, 91а	Зона ул. Гайдара, 3а/8а	Зона пер. Фруктовый, 13	Зона пер. Северный, 17	Зона ул. Глинки, 66а
Наименование источника	-	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	ул. Железнодорожная, 13	ул. Стрелковая, 91а	ул. Гайдара, 3а/8а	пер. Фруктовый, 13	пер. Северный, 17	ул. Глинки, 66а
Количество ЦТП в зоне действия источника	шт		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество тепловых камер	шт		100	9	54	40	66	55	43	41	11
Количество потребителей	шт		133	13	112	137	87	69	152	205	28
Капитальные затраты на источник	млн. руб.		0,0	0,0	0,0	143,3	117,7	76,7	163,7	163,7	51,2
Капитальные затраты на сети	млн. руб.		648,9	827,1	556,3	222,0	168,2	141,6	387,8	212,5	63,5
Капитальные затраты на ЦТП/ПНС	млн. руб.		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные затраты на ИТП	млн. руб.		121,7	0,0	52,6	67,9	45,2	30,2	83,0	96,8	18,8
Всего затраты	млн. руб.		770,6	827,1	608,9	433,2	331,1	248,5	634,5	473,0	133,5

Составляющие себестоимости, руб./Гкал	ТЭЦ (производство)	Зона рядом с ТЭЦ	Магистраль "ТЭЦ - ТК-27А"	Зона ТЭЦ в городе (после ТК-27А)	ул. Железнодорожная, 13	ул. Стрелковая, 91а	ул. Гайдара, 3а/8а	пер. Фруктовый, 13	пер. Северный, 17	ул. Глинки, 66а
Фонд реновации	24	333	769	924	618	764	731	601	471	529
Налог на имущество	-	139	338	395	234	240	281	234	175	198
Топливо	711	-	-	-	749	758	740	782	733	746
Покупная ТЭ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ФОТ	62	133	160	297	224	325	443	195	170	406
ЭЭ	78	134	-	-	160	148	141	148	149	597
ХВ	0	0	0	49	4	4	2	11	3	4
В/ОТВ	3	1	8	4	0	0	0	1	0	0
Прочие расходы	22	15	23	32	44	50	51	43	38	57
Себестоимость ТЭ	<b>901</b>	<b>755</b>	<b>1 299</b>	<b>1 700</b>	<b>2 034</b>	<b>2 288</b>	<b>2 390</b>	<b>2 017</b>	<b>1 738</b>	<b>2 537</b>

Вариант 1 расширения зоны ТЭЦ с подключением зон 4-х котельных (пер. Фруктовый, 13, ул. Стрелковая, 91а, ул. Железнодорожная, 13, ул. Гайдара, 3а/8а) рассматривался в подвариантах:

- Вариант 1.1. – подключение зоны кот. ул. Железнодорожная, 13;
- Вариант 1.2. – подключение зоны кот. ул. Железнодорожная, 13 + Стрелковая, 91а;
- Вариант 1.3. – подключение зоны кот. ул. Железнодорожная, 13 + Стрелковая, 91а + Гайдара 3а;
- Вариант 1.4. – подключение зоны кот. ул. Железнодорожная, 13 + Стрелковая, 91а + Гайдара 3а + пер. Фруктовый, 13.

▪

Вариант предполагает 1.4 предполагает:

- реконструкцию магистрали «ТЭЦ-город» (827 млн. рублей);
- реконструкцию распределительных сетей (по большей части, с уменьшением диаметров по результатам гидравлических расчётов);
- закрытие 4-х котельных со строительством на их месте новых ПНС;
- ликвидацию ЦТП;
- замену 4-х трубной тепловой сети после ЦТП на 2-х трубную;
- установку ИТП у потребителей.

Рисунок 3 показывает присоединение результаты максимального увеличения зоны действия ТЭЦ.

Как видно из представленных данных, реализация Варианта 1 по сравнению с Вариантом 0 приведет к существенному сокращению операционных расходов и себестоимости тепловой энергии для конечных потребителей зоны. Себестоимость становится чуть выше существующего положения (1982 руб./Гкал по сравнению с 1816 руб./Гкал), но операционные расходы снижаются очень значительно, с 1743 руб./Гкал до 1136 руб./Гкал.

Капитальные затраты на реализацию варианта составят 4258 млн. рублей.

Рисунок 4 показывает изменение величины удельных операционных затрат и себестоимости вариантов от сохранения существующего зонирования до максимальной передачи нагрузок на ТЭЦ.

Следует, однако, сделать важное замечание. При расчёте удельного расхода топлива на ТЭЦ при увеличении ее теплофикационной загрузки вся экономия топлива была полностью отнесена на тепловую энергию, а удельные расходы топлива на электроэнергию не изменялись. Это предположение (в реальности, конечно, не осуществимое) было сделано для того, чтобы показать максимально возможный эффект от

ТЭЦ именно для системы теплоснабжения. Расчёты, выполненные на основе этого предположения, показали возможность снижения условного расхода топлива на отпуск тепловой энергии с 166,6 до 126,6 кг у.т./Гкал. Фактически ожидать такого нельзя, себестоимость тепловой энергии для конечного потребителя будет на много выше приведенной на рисунке.

Другой важный довод против принятия указанного варианта состоит в неопределенности будущего Симферопольской ТЭЦ. С 1 января 2017 года электростанция войдет в первую ценовую зону оптового рынка электроэнергии и мощности, при этом существующее оборудование ТЭЦ становится неконкурентоспособным.

Неопределенность будущего Симферопольской ТЭЦ определяется следующими обстоятельствами:

- Невозможность участия в КОМ по существующим критериям отбора (оборудование менее 90 кгс/см<sup>2</sup>, единичная мощность менее 100 МВт);
- Перспектива ввод новых эффективных мощностей в Крыму – Симферопольская и Севастопольская ПГУ\_ТЭС;
- Наличие более эффективных мощностей (в том числе построенных в рамках ДМП) в ОЭС Юга.

В схеме теплоснабжения предполагается режим вынужденной генерации Симферопольской ТЭЦ условно до 2020 года (до этого года предполагается, что новая Симферопольская ТЭЦ электрической мощностью 230 – 252 МВт, или более, согласно сценариям опережающего развития в соответствии с СиПР Республики Крым и г. Севастополя на период 2016 – 2020 гг., введена в эксплуатацию не будет). В этот период предполагается значительное снижение доли выработки электрической энергии в конденсационном режиме с существующих 86%. После 2020 года предполагается останов Симферопольской ТЭЦ в летний период.

Исходные данные и результаты расчёта себестоимости тепловой энергии у конечных потребителей в Варианте 1.4 содержит Таблица 3.



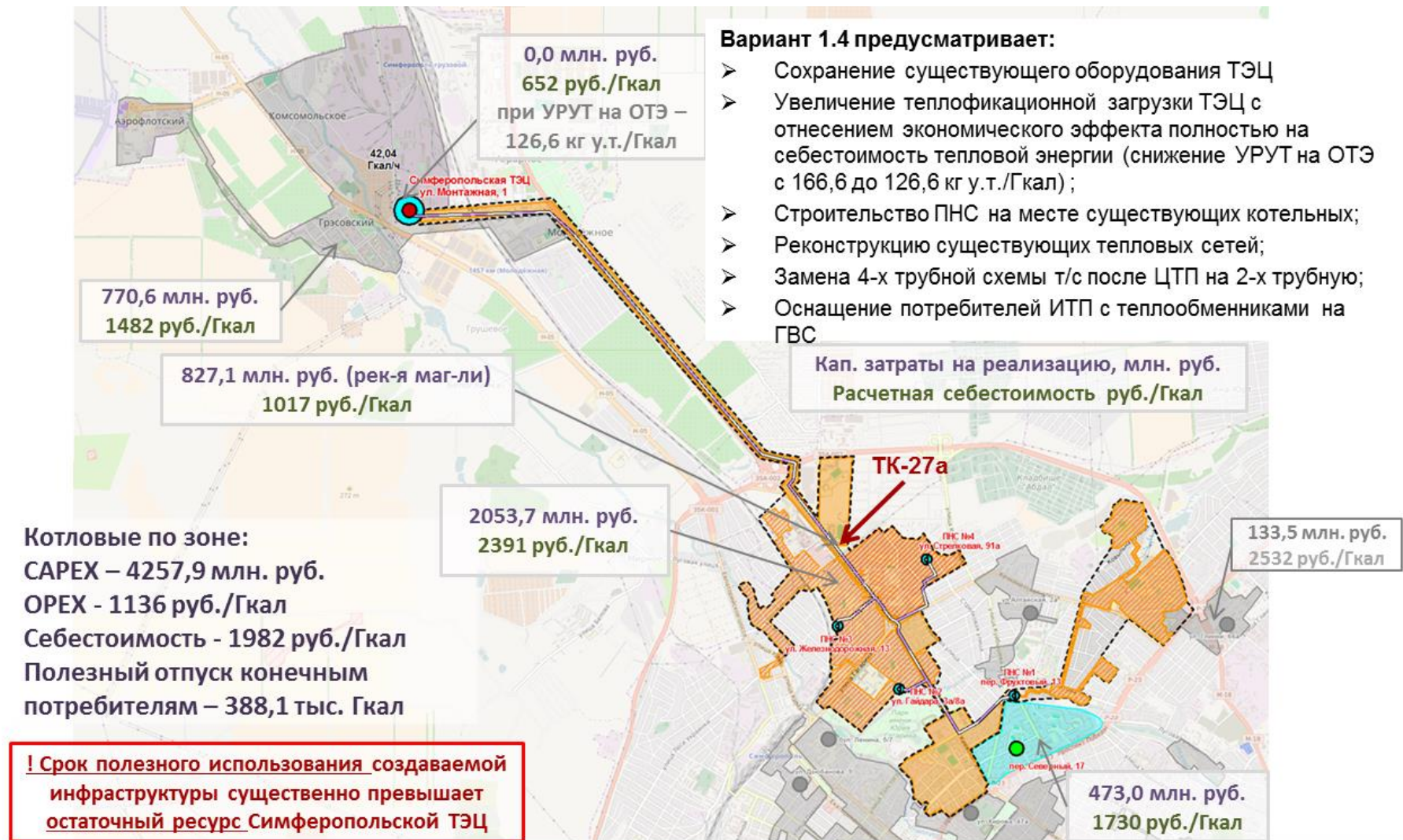
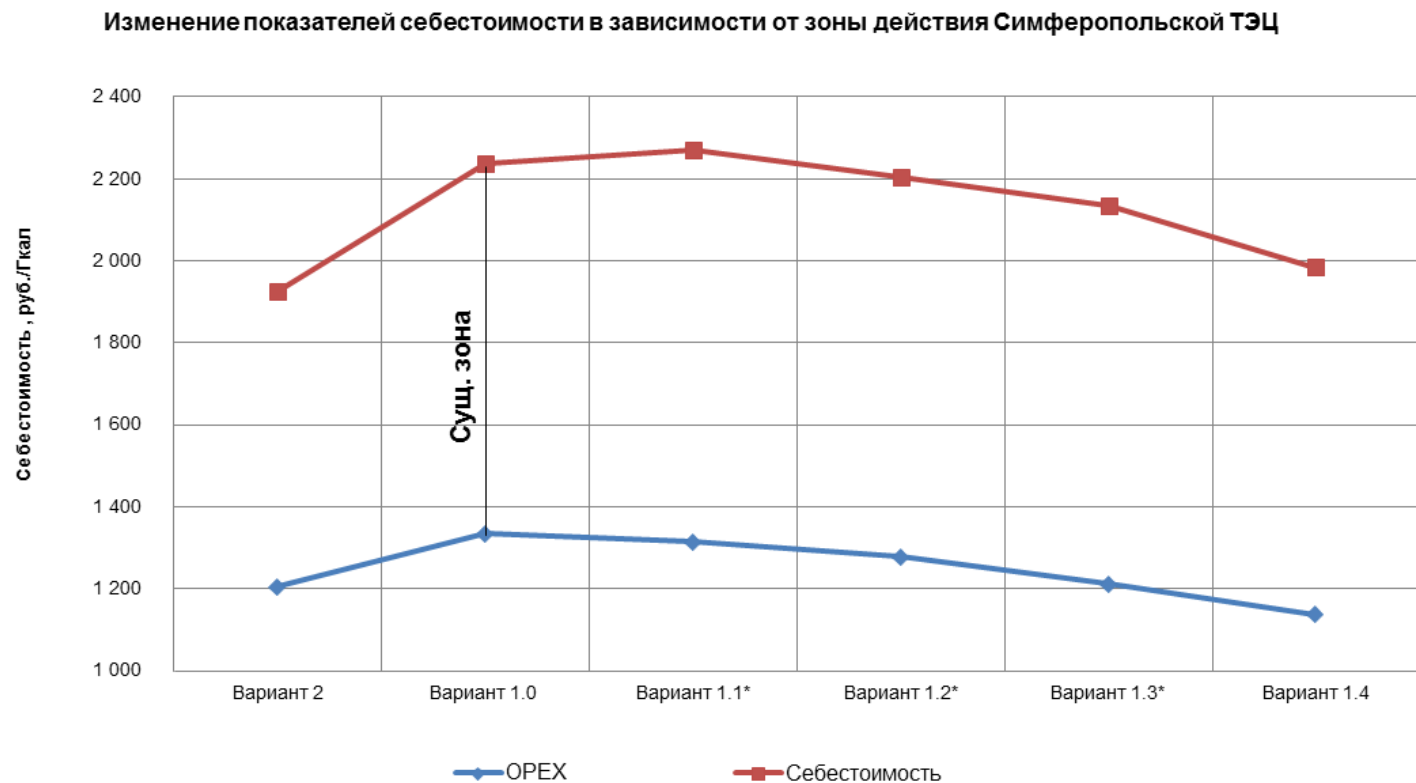


Рисунок 3. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Развитие с присоединением зон котельных к ТЭЦ



**Примечание:** \*- промежуточные варианты:

- Вариант 1.1- подключение зоны котельной ул. Железнодорожная, 13
- Вариант 1.2- подключение зоны котельной ул. Железнодорожная, 13 + ул. Стрелковая, 91а
- Вариант 1.3- подключение зоны котельной ул. Железнодорожная, 13 + ул. Стрелковая, 91а + ул. Гайдара, 3а/8а

**Рисунок 4. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных**  
**Изменение котловой себестоимости по мере присоединения зон котельных к ТЭЦ**

**Таблица 3. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 1.4. Присоединение зон 4-х котельных**

Наименование показателя	Ед. Изм.	Вариант 1.4									
Расчетная зона	-	Производство	Посёлки	Магистраль ТЭЦ-город	Зона ТЭЦ после ТК-27а в городе	Зона ул. Железнодорожная, 13	Зона ул. Стрелковая, 91а	Зона ул. Гайдара, 3а/8а	Зона пер. Фруктовый, 13	Зона пер. Северный, 17	Зона ул. Глилки, 66а
Наименование источника	-		Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	пер. Северный, 17	ул. Глилки, 66а
Расчетное состояние	-		существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум
Изменение зоны действия	-		Зона 1 Зона сохраняется (посёлки от ТЭЦ)	Зона 2 Зона сохраняется (магистраль от ТЭЦ до ТК-27а с потребителями)	Зона 3 Зона сохраняется (ТК-27а до потребителей)	Зона 4 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 5 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 6 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 7 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 8 Зона сохраняется (зона котельной)	Зона 9 Зона сохраняется (зона котельной)
Мероприятия на сетях	-		Полная реконструкция	Полная реконструкция	Полная реконструкция	Строительство перемычки и ПНС. Новые распред. сети.	Строительство перемычки и ПНС. Новые распред. сети.	Строительство перемычки и ПНС. Новые распред. сети.	Строительство перемычки и ПНС. Новые распред. сети.	Полная реконструкция	Полная реконструкция
Установленная мощность котлов	Гкал/ч									32	10
Количество котлов	шт									4	3
Единичная мощность котлов	Гкал/ч									4х8,0 Гкал/ч	1х2,0 Гкал/ч 2х4,0 Гкал/ч
Схема ХВО										II ступенчатое На- катионирование + ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На- катионирование
нагрузка потребителей ОВ	Гкал/ч	163,1	64,6	4,6	18,90	21,10	16,10	12,80	25,00	25,30	6,80
нагрузка потребителей ГВС	Гкал/ч	12,3	4,4	0,2	1,00	1,60	1,10	0,20	3,80	3,70	0,80
Подключенная нагрузка потребителей	Гкал/ч	175,40	69,00	4,80	19,90	22,70	17,20	13,00	28,80	29,00	7,60
Полезный отпуск	Гкал	382491,8	121753,3	226977,0	33909,9	40737,8	30364,4	19433,9	59610,8	59458,9	14822,6
Потери в сетях	Гкал	0,0	13839,5	19922,0	11862,8	4660,6	4649,7	1811,6	11940,7	4170,4	1318,3
Доля потерь в ТС	%	0,0%	10,2%	8,1%	25,9%	10,3%	13,3%	8,5%	16,7%	6,6%	8,2%
Отпуск в сеть	Гкал	382491,8	135592,8	246899,0	45772,7	45398,4	35014,1	21245,5	71551,6	63629,3	16141,0
Собственные нужды	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	968,97	245,8
Доля собственных нужд	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,50%	1,50%
Выработка	Гкал	382491,8	135592,8	246899,0	45772,7	45398,4	35014,1	21245,5	71551,6	64598,2	16386,8

**Продолжение. Таблица 3. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 1.4. Присоединение зон 4-х котельных**

Наименование показателя	Ед. Изм.	Вариант 1.4									
Расчетная зона	-	Производство	Поселки	Магистраль ТЭЦ-город	Зона ТЭЦ после ТК-27а в городе	Зона ул. Железнодорожная, 13	Зона ул. Стрелковая, 91а	Зона ул. Гайдара, 3а/8а	Зона пер. Фруктовый, 13	Зона пер. Северный, 17	Зона ул. Глинки, 66а
Наименование источника	-		Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	пер. Северный, 17	ул. Глинки, 66а
Количество ЦТП в зоне действия источника	шт		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество тепловых камер	шт		100	9	54	40	66	55	43	41	11
Количество потребителей	шт		133	13	112	137	87	69	152	205	28
Капитальные затраты на источник	млн. руб.		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	163,7	51,2
Капитальные затраты на сети	млн. руб.		648,9	827,1	556,3	252,0	221,2	160,2	447,8	212,5	63,5
Капитальные затраты на ЦТП/ПНС	млн. руб.		0,0	0,0	0,0	39,7	23,5	24,0	50,1	0,0	0,0
Капитальные затраты на ИТП	млн. руб.		121,7	0,0	52,6	67,9	45,2	30,2	83,0	96,8	18,8
Всего затраты	млн. руб.		770,6	827,1	608,9	359,6	289,9	214,4	580,9	473,0	133,5

	ТЭЦ (производство)	Зона рядом с ТЭЦ	Магистраль "ТЭЦ - ТК-27А"	Зона ТЭЦ в городе (после ТК-27А)	ул. Железнодорожная, 13	ул. Стрелковая, 91а	ул. Гайдара, 3а/8а	пер. Фруктовый, 13	пер. Северный, 17	ул. Глинки, 66а
Фонд реновации	13	333	182	924	502	528	619	538	471	529
Налог на имущество	-	139	80	395	194	210	243	214	175	198
Топливо	545	-	-	-	-	-	-	-	733	746
Покупная ТЭ	-	74	57	356	116	156	95	204	-	-
ФОТ	34	133	38	297	158	256	302	152	162	401
ЭЭ	43	134	-	-	96	89	84	89	149	597
ХВ	0	0	0	49	6	9	3	15	3	4
В/ОТВ	2	1	2	4	1	1	0	1	0	0
Прочие расходы	16	15	6	32	19	22	25	20	38	57
Себестоимость ТЭ	652	830	365	2 056	1 092	1 270	1 371	1 234	1 730	2 532



Вариант 2 отказа от магистрали «ТЭЦ-город» с переключением нагрузок ТЭЦ на котельные ГУП «КТКЭ» показывает Рисунок 5.

Вариант 2 предполагает следующие мероприятия на источниках и тепловых сетях:

Ул. Железнодорожная, 13 – замена котельной на автоматизированную БМК с некоторым сокращением зоны действия: переводом наиболее удаленного потребителя (Евпаторийское шоссе 39, школа №13) на индивидуальную БМК.

Ул. Стрелковая, 91а – замена котельной на автоматизированную БМК с увеличением зоны действия в результате подключения существующих потребителей от Симферопольской ТЭЦ по ул. Кечкеметская, Киевская, Садовая, Свободная, а также по направлению от ул. Никанорова к потребителю по ул. Киевская 181.

Ул. Гайдара, 3а/8а – замена котельной на автоматизированную БМК с сохранением зоны действия.

Пер. Северный, 17 - замена котельной на автоматизированную БМК с увеличением зоны действия котельной путем подключения существующих потребителей от Симферопольской ТЭЦ по ул. Киевская, ул. Толстого, ул. Набережная, пр. Кирова, ул. Троллейбусная. Также на новую БМК пер. Северный, 17 переводится часть нагрузок ликвидируемой котельной по ул. Глинки 66а – потребители ЦТП по Бородина 2а.

Пер. Фруктовый, 13 – ликвидация котельной с передачей части нагрузок на котельную пер. Северный, 17, строительства 2-х БМК: №1 по ул. Ковыльная и №2 по ул. Бела Куна. Потребитель по ул. Надинского, 20 переводится на индивидуальную БМК. Потребитель по ул. Сельвинского, 71 также переводится на индивидуальную БМК.

Общими для зон всех котельных мероприятиями является ликвидация ЦТП с переходом на 2-х трубную систему с установкой ИТП.

Сравнение Варианта 2 с Вариантом 1.4 показывает, что котловая себестоимость тепловой энергии для конечных потребителей зоны при отказе от магистрали «ТЭЦ-город» равна 1924 руб./Гкал, что ниже себестоимости 1982 руб./Гкал для варианта централизации нагрузок на ТЭЦ. В то же время, удельные операционные расходы ниже для Варианта 1.4: 1136 руб./Гкал по сравнению с 1205 руб./Гкал для Варианта 2. Необходимо подчеркнуть, что и себестоимость и операционные расходы для потребителей в зоне магистрали «ТЭЦ-город» для Варианта 2 существенно ниже, чем для Варианта 1.4. Некоторое выравнивание вариантов происходит из-за увеличения себестоимости для потребителей посёлков (Грэсовский, Комсомольский, Аэрофлотский), вследствие снижения эффективности ТЭЦ при уменьшении подключенной нагрузки

(следует отметить, что себестоимость для потребителей поселков становится выше себестоимости для потребителей от новых БМК).

Капитальные затраты на реализацию Варианта 2 существенно ниже: они составят 3402 млн. рублей, в то время как для Варианта 1.4. требуется 4258 млн. рублей.

Исходные данные и результаты расчёта себестоимости тепловой энергии у конечных потребителей в Варианте 2 содержит Таблица 4.

Рисунок 6 содержит диаграммы, дающее наглядное представление о капитальных затратах и себестоимости тепловой энергии до конечного потребителя при реализации различных вариантов реконструкции и развития рассмотренной зоны.

На основании сравнительного анализа технико-экономических оценок вариантов развития зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ и близлежащих котельных сделаны следующие выводы:

- Вариант 2 (отказ от подачи тепла ТЭЦ по магистрали «ТЭЦ-город») даёт наименьшую расчётную себестоимость тепловой энергии (при том, что Вариант 1.4. (присоединения зон котельных к ТЭЦ) определен для достаточно низкого УРУТ на ОТЭ – 126,6 кг у.т./Гкал). Капитальные затраты на вариант 2 меньше, чем на вариант 1.4.
- При достаточной близости Вариантов 2 и 1.4 по себестоимости тепловой необходимо учитывать, что срок полезного использования создаваемой инфраструктуры Варианта 1.4. (расширения зоны ТЭЦ) существенно превышает горизонт планирования будущего Симферопольской ТЭЦ. После ввода электрических мощностей, предусмотренных в базовом варианте СиПР Республики Крым и г. Севастополя на период 2016 – 2020 гг., существующий состав оборудования Симферопольской ТЭЦ (имеющий УРУТ на ОЭЭ – 455 г.у.т./кВт\*ч) будет неконкурентоспособен на электрическом рынке. Будущее Симферопольской ТЭЦ не определено.
- До определения будущего Симферопольской ТЭЦ капитальные затраты на то или иное изменение зонирования районов теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ и ближайших котельных (тем более, на расширение зоны ТЭЦ) не оправданы. В настоящей редакции период неопределённости принят до 2020 года включительно, когда существующее в зоне распределение нагрузок между ТЭЦ и котельными ГУП «КТКЭ» сохраняется. С 2021 года (год будет уточняться при актуализации Схемы) в Схему включаются мероприятия по реализации наилучшего Варианта 2.

До 2021 года, однако, необходимо решить проблемы надёжности теплоснабжения по магистрали «ТЭЦ-город».

Теплоснабжение по магистрали «ТЭЦ-город» не надёжно и требует резервирования. В настоящее время есть возможность обеспечить потребителей магистрали «ТЭЦ-город» от котельных ГУП РК «КТКЭ». Однако если к котельной по пер. Фруктовый, 13 потребители ближайшей зоны тепломагистрали «ТЭЦ-город» подключаются без необходимости выполнения каких-либо мероприятий, то потребители ТЭЦ, ближайшие к котельной по ул. Стрелковая, 91а, подключаются к этой котельной с ограничениями, не позволяющими в полной мере и качественно обеспечить их теплоснабжение.

В ближайший период, в целях обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей, резервируемых от кот. по ул. Стрелковая, 91а, требуется выполнить мероприятия по реконструкции тепловых сетей, гарантирующие качественное резервирование. Перечень соответствующих мероприятий содержит Таблица 5. Рисунок 7 показывает пьезометрические графики до наиболее удаленных потребителей кот. по ул. Стрелковая, 91а при резервировании существующих потребителей Симферопольской ТЭЦ.

Выполненные расчёты позволили определить справедливый тариф покупки тепловой энергии от Симферопольской ТЭЦ в ТК-37а, такой, при котором себестоимость для конечных потребителей ТЭЦ была бы равна себестоимости для потребителей котельных ГУП «КТКЭ». Величина «справедливого» тарифа покупки тепловой энергии от Симферопольской ТЭЦ, при которой конечная себестоимость тепловой энергии для всех потребителей рассмотренной зоны станет равной 2025 руб./Гкал, равна 1295 руб./Гкал. Сейчас тариф покупки тепловой энергии от Симферопольской ТЭЦ равен 1506 руб./Гкал.

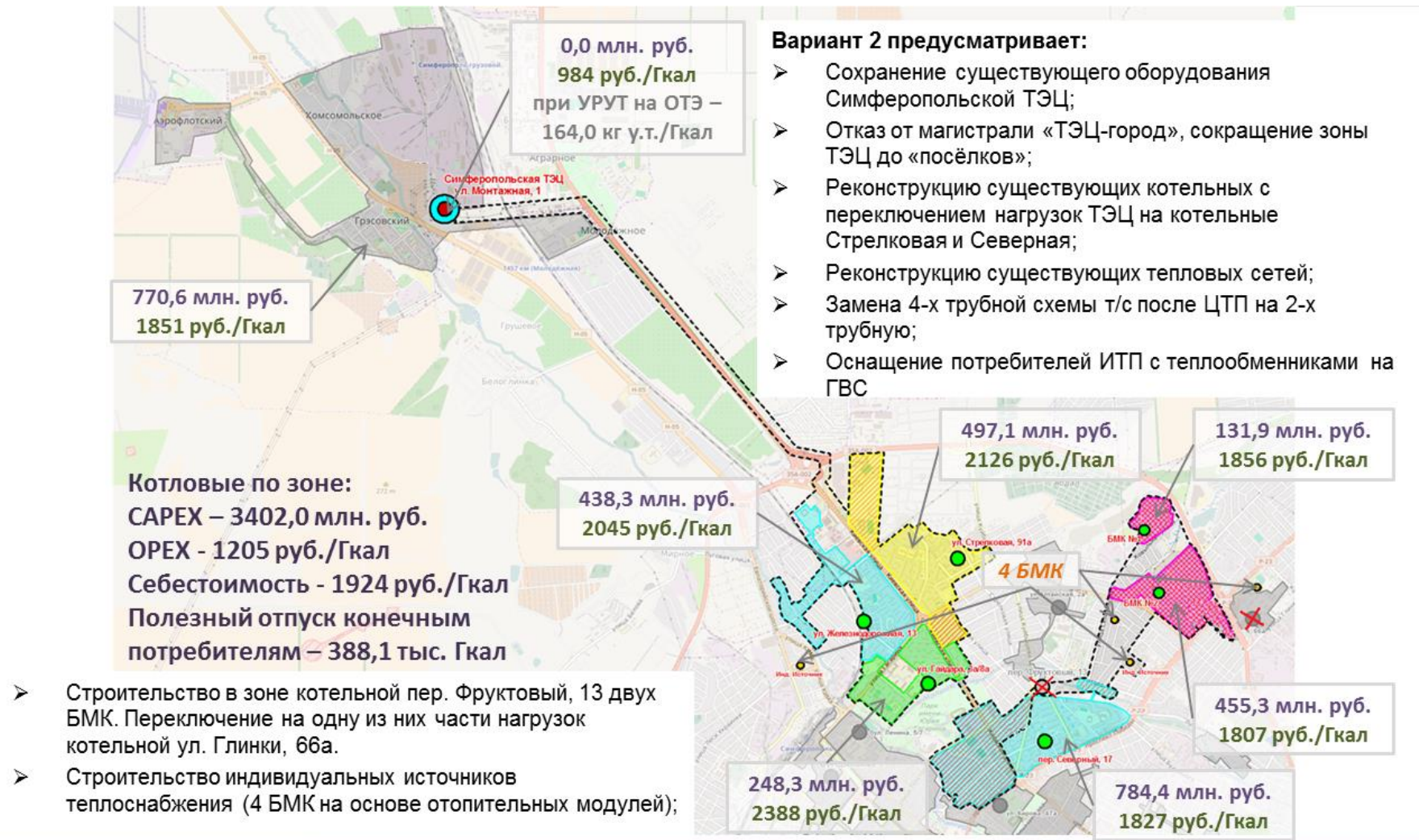


Рисунок 5. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант2. Отказ от теплоснабжения по магистрали «ТЭЦ-город»

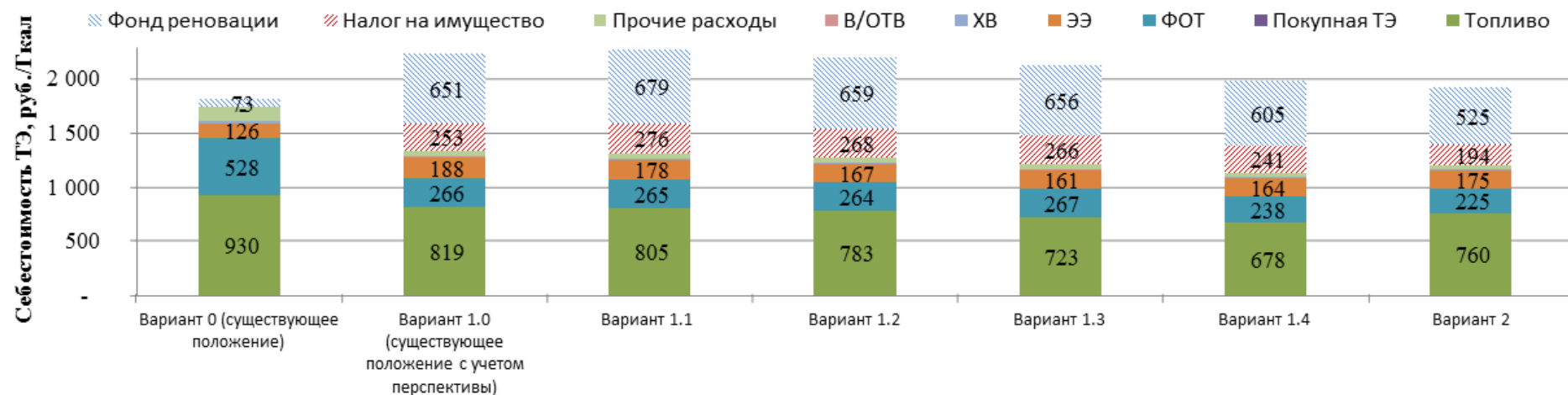


**Таблица 4. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 2. Отказ от теплоснабжения по магистрали «ТЭЦ-город»**

Наименование показателя	Ед. Изм.	Вариант 2									
Расчетная зона	-	Производство	Поселки	Магистраль ТЭЦ-город	Зона ул. Железнодорожная, 13	Зона ул. Стрелковая, 91а	Зона ул. Гайдара, 3а/8а	Зона пер. Фруктовый, 13		Зона пер. Северный, 17	Зона пер. Северный, 17 и ул. Глинки, 66а
Наименование источника	-		Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Ул. Железнодорожная, 13	ул. Стрелковая, 91а	ул. Гайдара, 3а/8а	БМК №1-Ф13	БМК №2-Ф13	пер. Северный, 17	Индивидуальные источники
Расчетное состояние	-		существующее положение+перс. п. на 5 лет максимум	Отказ от магистрали	Сохранение зоны максимум	Укрупнение зоны максимум	Сохранение зоны максимум	Часть зоны котельной пер. Фруктовый, 13 максимум	Часть зоны котельной пер. Фруктовый, 13 и ул. Глинки, 66а максимум	Укрупнение зоны максимум	небаланс
Изменение зоны действия	-		Зона 1 Зона сохраняется (поселки от ТЭЦ)		Зона 4 Сохранение зоны	Зона 5 Укрупнение зоны за счет потребителей ТЭЦ	Зона 6 Сохранение зоны	Зона 7/1 Часть зоны котельной пер. Фруктовый, 13 максимум	Зона 7/2 Часть зоны котельной пер. Фруктовый, 13 и ул. Глинки, 66а максимум	Зона 8 Укрупнение зоны за счет потребителей ТЭЦ и котельной пер. Фруктовый, 13	перевод на индивидуальное теплоснабжение
Мероприятия на сетях	-		Полная реконструкция		Новые сети	Новые сети	Новые сети	Новые сети	Новые сети	Новые сети	нет сетей
Установленная мощность котлов	Гкал/ч				29	33	15	12	30	46	
Количество котлов	шт				4	4	3	4	3	4	
Единичная мощность котлов	Гкал/ч				2х4,5 Гкал/ч 2х10,0 Гкал/ч	2х4,5 Гкал/ч 2х12,0 Гкал/ч	3х5,0 Гкал/ч	2х0,5 Гкал/ч 2х5,5 Гкал/ч	4х7,5 Гкал	4х11,5 Гкал/ч	2х0,3 Гкал/ч
Схема ХВО					II ступенчатое На-катионирование+ ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На-катионирование+ ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На-катионирование+ ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На-катионирование	II ступенчатое На-катионирование+ ДСВ (водоструйный)	II ступенчатое На-катионирование+ ДСВ (водоструйный)	нет
нагрузка потребителей ОВ	Гкал/ч	107,7	64,6		21,1	22,03	12,8	6,6	22,8	39,7	5,57
нагрузка потребителей ГВС	Гкал/ч	7,7	4,4		1,6	1,7	0,2	1,3	3,1	4,4	0,10
Подключенная нагрузка потребителей	Гкал/ч	115,4	69,00		22,70	23,73	13,00	7,90	25,90	44,10	5,67
Полезный отпуск	Гкал	135592,8	121753,3		40737,8	42708,9	19433,9	17505,2	52187,3	84926,2	8826,3
Потери в сетях	Гкал	0,0	13839,5		3846,2	5133,9	1580,9	924,5	4771,5	8255,8	0,0
Доля потерь в ТС	%	0,0%	10,2%		8,6%	10,7%	7,5%	5,0%	8,4%	8,9%	0,0%
Отпуск в сеть	Гкал	135592,8	135592,8		44584,0	47842,8	21014,8	18429,8	56958,8	93182,0	8826,3
Собственные нужды	Гкал	0	0		678,94	728,57	320,02	280,66	867,39	1419,01	0
Доля собственных нужд	%	0,00%	0,00%		1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	0,00%
Выработка	Гкал	135592,8	135592,8		45262,9	48571,4	21334,8	18710,4	57826,2	94601,0	8826,3

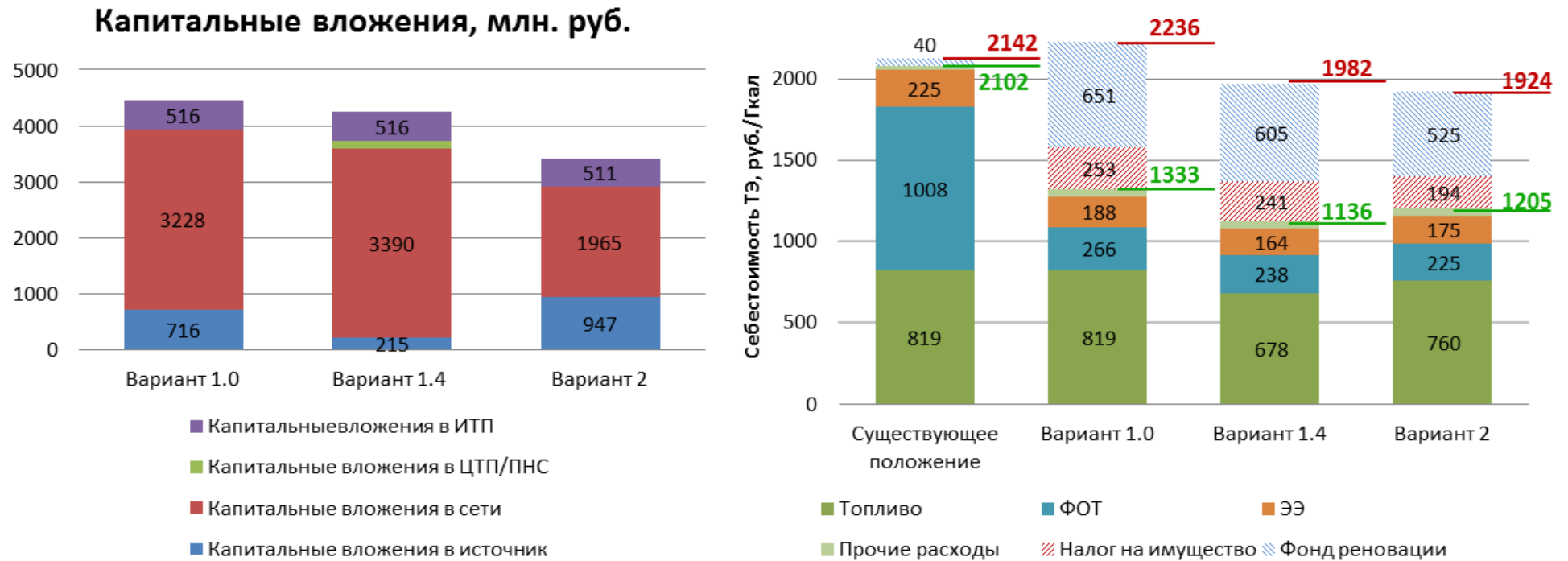
**Продолжение. Таблица 4. Исходные данные для расчёта себестоимости тепловой энергии в зоне теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных Вариант развития 2. Отказ от теплоснабжения по магистрали «ТЭЦ-город»**

Наименование показателя	Ед. Изм.	Вариант 2									
Расчетная зона	-	Производство	Поселки	Магистраль ТЭЦ-город	Зона ул. Железнодорожная, 13	Зона ул. Стрелковая, 91а	Зона ул. Гайдара, 3а/8а	Зона пер. Фруктовый, 13		Зона пер. Северный, 17	Зона пер. Северный, 17 и ул. Глинки, 66а
Наименование источника	-		Симферопольская ТЭЦ	Симферопольская ТЭЦ	Ул. Железнодорожная, 13	ул. Стрелковая, 91а	ул. Гайдара, 3а/8а	БМК №1-Ф13	БМК №2-Ф13	пер. Северный, 17	Индивидуальные источники
Удельный расход топлива на выработку ТЭ	кг у.т./Гкал	164,0	0		156	156	156	156	156	156	156
Удельный расход ЭЭ на ОТПУСК в сеть, кВт*ч/Гкал	кВт*ч/Гкал	31,2	31,2		34,40	22,04	30,64	24,49	27,67	30,99	15,0
Удельный расход воды на отпуск	м3/Гкал	0,60	0,48		0,14	0,20	0,07	0,06	0,19	0,15	0,01
Расход условного топлива	т.у.т.	22237,2	0,0		7061,0	7577,1	3328,2	2918,8	9020,9	14757,8	1376,9
Расход ЭЭ	тыс. кВт*ч	4229,2	4229,2		1533,8	1054,4	643,8	451,3	1575,9	2888	132,4
Расход ХВ	тыс. м3	81,71	65,66		6,33	9,72	1,45	1,02	10,69	14,23	0,04
Располагаемый напор на источнике	м		60,0		65,0	60,0	60,0	50,0	55,0	60,0	
Температурный график	ОС		110-70		110/70	110/70	110/70	110/70	110/70	110/70	
Способ прокладки (канальная)	-		54%		24%	81%	24%	96%	83%	88%	
Протяженность тепловых сетей	п.м		19470,6		11654,6	11771,6	8001,4	2151	9435,9	20414,5	
Материальная характеристика	м2		8637,2		2508,9	2935,2	1539,2	426,7	2706,4	4553,1	
Средневзвешенный диаметр по материальной характеристике	м		0,222		0,108	0,125	0,096	0,099	0,143	0,112	
Объем тепловых сетей	м3		2439,2		263,2	381,1	136,2	37,2	401,6	538,8	
Нормативные утечки на тепловых сетях зима	тыс. м3	28,4	22,396		2,443	3,525	1,264	0,343	3,716	5,0	
Нормативные утечки на тепловых сетях лето	тыс. м3	42,7	34,703		3,057	4,924	0	0,543	5,577	7,4	
Нормативные потери в тепловых сетях зима	Гкал		7298,8		2448,7	2894,372	1580,904	450,08	2568,7	4614,1	
Нормативные потери в тепловых сетях лето	Гкал		6540,7		1397,5	2239,513	0	474,457	2202,9	3641,6	



Показатель	Вариант 0	Вариант 1.0	Вариант 1.1*	Вариант 1.2*	Вариант 1.3*	Вариант 1.4	Вариант 2
УРУТ, кг.у.т./Гкал	163,9	161,6	150,1	147,5	137,3	132,1	160,1
Расход топлива, т.у.т.		73 721	38 220	42 721	42 705	61 046	68 278
Потери в сетях, %	27,7%	15,7%	19,7%	19,0%	18,2%	16,0%	9,0%
Численность персонала, чел.	407,8	222,3	107,6	125,8	139,6	197,4	189,5
Фонд реновации, тыс. руб.	24 565	252 559	138 744	154 776	166 799	234 731	203 768
Капитальные затраты, тыс. руб., в том числе:	0	4 460 400	2 566 200	2 856 100	3 070 500	4 257 900	3 423 065
Источники	0	716 300	0	0	0	214 900	947 365
Сети	0	3 227 900	2 284 300	2 505 500	2 665 700	3 389 500	1 965 000
ЦТП	0	0	39 700	63 200	87 200	137 300	0
ИТП	0	516 200	242 200	287 400	317 600	516 200	510 700
Себестоимость ТЭ, руб./Гкал/ч	1 816	2 236	2 268	2 204	2 132	1 982	1 924
Себестоимость ТЭ без учета фонда реновации, руб./Гкал/ч	1 743	1 585	1 589	1 544	1 476	1 377	1 399
Себестоимость ТЭ без учета фонда реновации и налога, руб./Гкал/ч	1 743	1 333	1 313	1 277	1 211	1 136	1 205
Полезный отпуск, Гкал	337 023	388 086	204 396	234 760	254 194	388 086	388 079
НВВ, тыс. руб.		867 841				769 130	746 641

Примечание: \* - Только зона расширяемой Симферопольской ТЭЦ

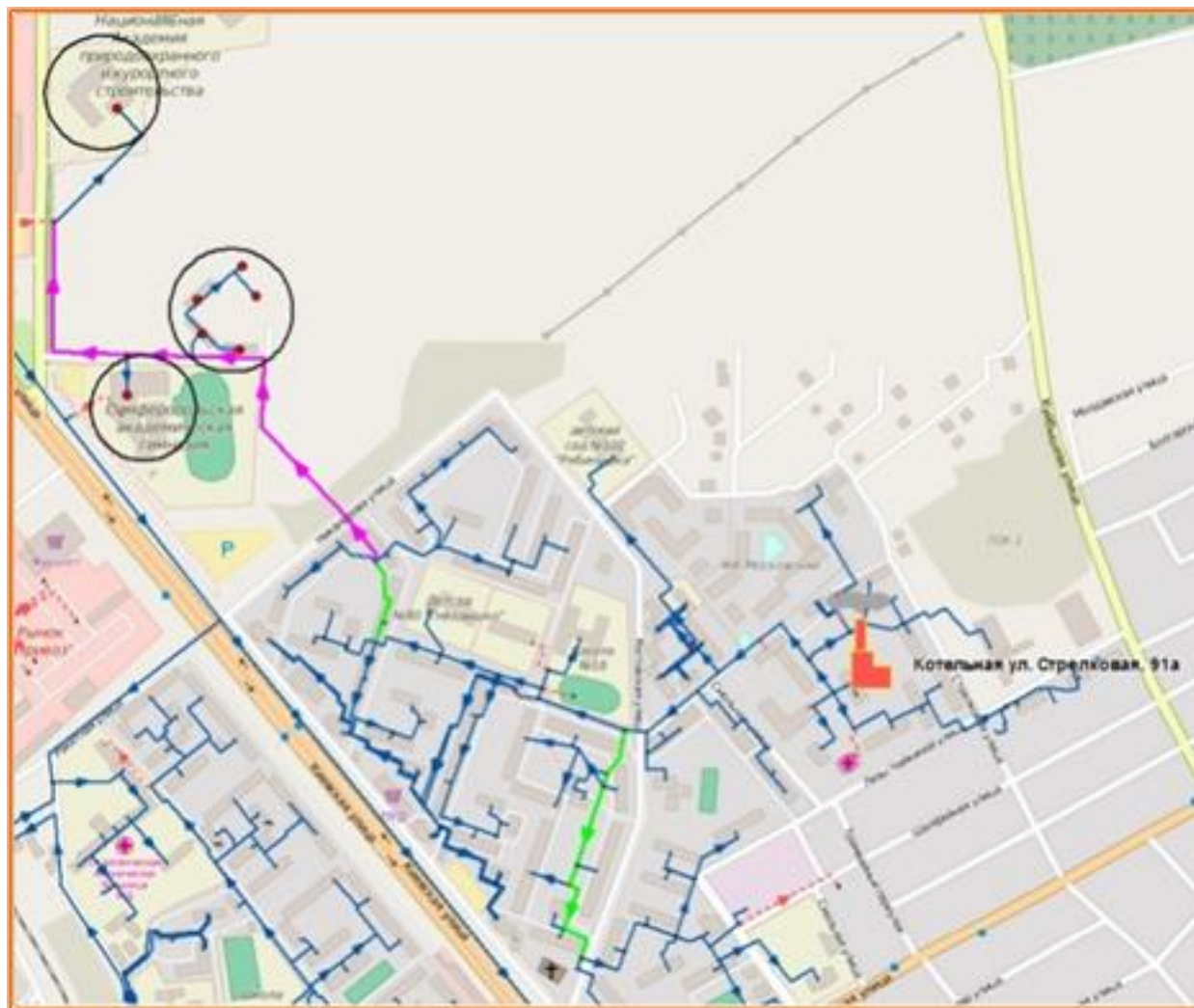


**Рисунок 6. Зоны теплоснабжения Симферопольской ТЭЦ (Город и Посёлки) и близлежащих котельных. Сравнительный анализ вариантов по себестоимости до конечного потребителя**



**Таблица 5. Перечень первоочередных мероприятий по перекладкам и новому строительству тепловых сетей для резервирования потребителей Симферопольской ТЭЦ от котельной по ул. Стрелковая, 91а**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Реконструкция Двн, м	Существующий Двн., м	Вид прокладки тепловой сети	Капзатраты, млн. руб.
ТК-37-1	ТК-37-2	29,46	0,259	0,207	подземная	1,14
ТК-31	ТК-46	68	0,309	0,207	подземная	3,05
ТК-46	ТК-47	18	0,309	0,207	подземная	0,81
ТК-47	СК-67	25,47	0,309	0,207	Канальная	1,14
ТК-50	ТК-51	29	0,309	0,207	Канальная	1,30
ТК-51	ТК-52	67	0,309	0,207	Канальная	3,00
ТК-52	ТК-54	61,2	0,309	0,259	Канальная	2,74
ТК-37-2	ТК-40	90	0,259	0,207	Канальная	3,48
СК-67	ТК-50	87,68	0,309	0,207	Канальная	3,93
ТК-40		430,59	0,207	0	Канальная	12,11
		89,32	0,15	0	Канальная	2,05
		276,21	0,1	0	Канальная	5,61
		<b>1271,93</b>				<b>40,37</b>



\* красные участки – строительство, зеленые - реконструкция



**Рисунок 7. Пьезометрические графики в режиме резервирования потребителей Симферопольской ТЭЦ от котельной по ул. Стрелковая, 91а**

### 3. Выбор варианта развития зоны котельных ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7

Котельные ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7 расположены в Железнодорожном районе города. Источники обеспечивают тепловой энергией потребителей исторической части города. Зоны котельных показывает Рисунок 8. Здесь же сформулированы основные предпосылки для поиска улучшений в данной зоне.

Плотность нагрузок в зоне действия котельных 0,3 Гкал/ч/Га при средней плотности по городу – 0,49 Гкал/ч/Га. Доля ГВС в балансе подключенных нагрузок котельных составляет 3,1% и 1,5% для бул. Ленина, 5/7 и ул. Дзюбанова, 9 соответственно, при средней доли ГВС по городу - 5,0%. До 80% потребителей ГВС подключены через ЦТП (в зоне бул. Ленина, 5/7 – ЦТП пер. Кронштадтский, 8 и ул. Толстого, 2, в зоне ул. Дзюбанова, 9 – ул. Гоголя, 79 и ул. Гоголя, 68). В летнее время ГВС всей зоны обеспечивается от ул. Дзюбанова, 9.

Водогрейные котлы на данных котельных введены в эксплуатацию в конце 70-х и начале 80-х годов прошлого века. Несмотря на проводимые ремонты, котлы морально и физически устарели. Дальнейшая эксплуатация такого оборудования приведет в краткосрочной перспективе к лавинообразному увеличению инцидентов и аварий, и как следствие, снижению качества и надежности теплоснабжения.

Информация об основном оборудовании котельных:

Наименование котельной	Марка котла	Год ввода котла	Единичная мощность, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
бул. Ленина, 5/7	ТВГ-8м	1978	8,3	24,90
	ТВГ-8м	1978	8,3	
	ТВГ-8м	1974	8,3	
ул. Дзюбанова, 9	КВГМ-10	1983	10,0	20,00
	КВГМ-10	1983	10,0	



### Предпосылки поиска улучшений:

1. Износ оборудования котельных и тепловых сетей.
2. Целесообразность сосредоточения реконструкции на одной котельной Дзюбанова.
3. Малая доля нагрузки ГВС в балансе котельных: **3,1%** бул. Ленина, 5/7 и **1,5%** ул. Дзюбанова, 9 при 4-х трубной схеме после ЦТП (целесообразность отказа от ГВС).
4. Потери в тепловых сетях в зоне действия – **23,5%**.

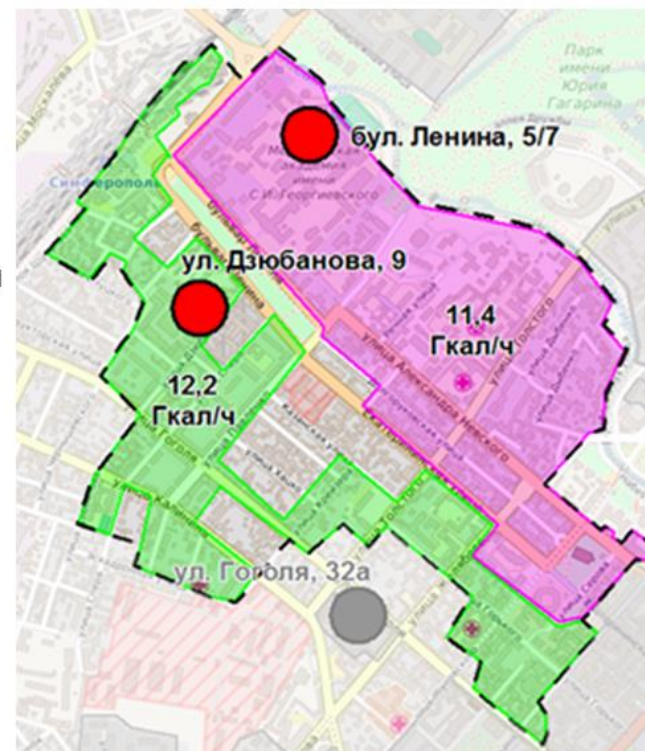
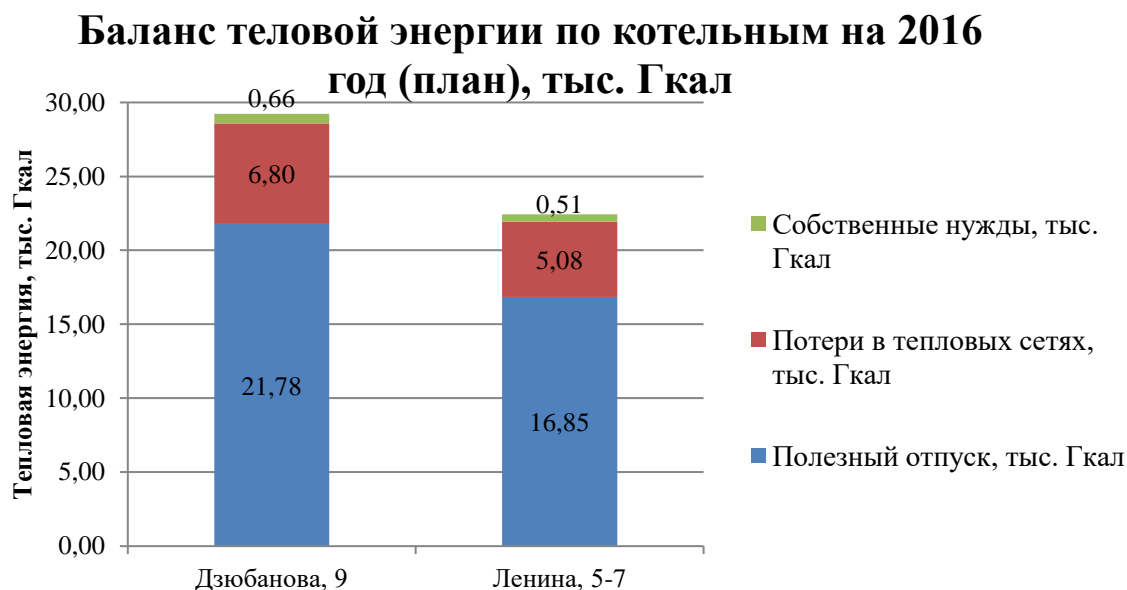


Рисунок 8. Зоны котельных ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7. Существующее положение

Баланс тепловой энергии по котельным показывает диаграмма Рисунок 9. Потери в тепловых сетях составляют 23,2% - 23,8% от отпуска в сеть, что является следствием малой плотности нагрузок в зоне и протяженности тепловых сетей.



**Рисунок 9. Баланс тепловой энергии котельных ул. Дзюбанова, 9 и бул. Ленина, 5/7.**

Обе котельные практически исчерпали эксплуатационный ресурс. Малая плотность тепловых нагрузок и отсутствие свободных площадок в зоне исторической застройки не позволяют рассматривать вариант разукрупнения источников путем строительства БМК малой мощности. Мероприятия по реконструкции целесообразно сосредоточить на одной площадке. Площадка котельной ул. Дзюбанова, 9 имеет преимущество расположения (в зоне промышленной застройки), имеет ТП и необходимую инфраструктуру. Объединение зон котельных на базе котельной по ул. Дзюбанова, 9 с последующим выводом из эксплуатации котельной бул. Ленина 5/7 определено как безальтернативное мероприятие для данной зоны.

Рассматривались 2 варианта реконструкции:

- Переключение нагрузок на котельную ул. Дзюбанова, 9 с отказом от централизованного ГВС;
- Переключение нагрузок на котельную ул. Дзюбанова, 9 с сохранением круглогодичного ГВС по закрытой схеме в ИТП потребителей.

Мероприятия планируется выполнять в два этапа.

На первом этапе планируется заменить в межотопительный период основное оборудование котельной ул. Дзюбанова, 9, а также выполнить замену и новое строительство тепловой магистрали по бул. Ленина и ул. Екатерининская до ул. Жуковского.

На втором этапе планируется заменить остальные тепловые сети котельных и установить ИТП у потребителей.

Перспективную зону действия котельной ул. Дзюбанова, 9 и состав мероприятий по вариантам показывает Рисунок 10. Здесь же приведены балансы тепловой мощности по вариантам.

Рисунок 6 содержит результаты сравнительного анализа капитальных затрат и себестоимости тепловой энергии до конечного потребителя при реализации различных вариантов реконструкции и развития рассмотренной зоны.

Необходимо отметить рост себестоимости тепловой энергии для обоих вариантов (за счет амортизационной составляющей и налога на имущество). Операционные затраты, по сравнению с существующим положением, сокращаются, что обуславливает простую окупаемость проекта реконструкции зоны за 22 года. (В данном случае, как и большинстве других случаев интерпретации результатов расчёта эффективности реконструкции объектов централизованного теплоснабжения с выработанным эксплуатационным ресурсом, необходимо понимать, что задачи реконструкции здесь состоят не столько в повышении доходности, сколько в сохранении самой возможности теплоснабжения как важнейшей функции жизнеобеспечения).

На основании сравнительного анализа сделаны следующие выводы:

В Схему теплоснабжения включается вариант развития с реконструкцией котельной по ул. Дзюбанова, 9, с присоединением к ней зоны закрываемой котельной бул. Ленина 5/7 и отказом от централизованного ГВС.

#### Безальтернативные мероприятия:

- Объединение зон действия котельных на базе котельной ул. Дзюбанова, 9;
- Реконструкция котельной ул. Дзюбанова, 9 с последующим выводом из эксплуатации бул. Ленина, 5/7;
- Строительство/реконструкция тепловой магистрали бул. Ленина - ул. Екатерининская до ул. Желябова;
- Замена ветхих сетей по результатам гидравлического расчета;
- Отказ от 4-х трубной схемы после ЦТП и переход на 2-х трубную.
- Установка ИТП у потребителей

#### Варианты развития:

- **Вариант 1** - отказ от централизованного ГВС. Установка на котельной водогрейных водотрубных котлов 2х15,0 Гкал/ч;
- **Вариант 2** – сохранение круглогодичного ГВС через теплообменники в ИТП потребителей. Установка на котельной водогрейных водотрубных котлов 2х15,0 Гкал/ч и водогрейных водотрубных котлов 2х2,0 Гкал/ч

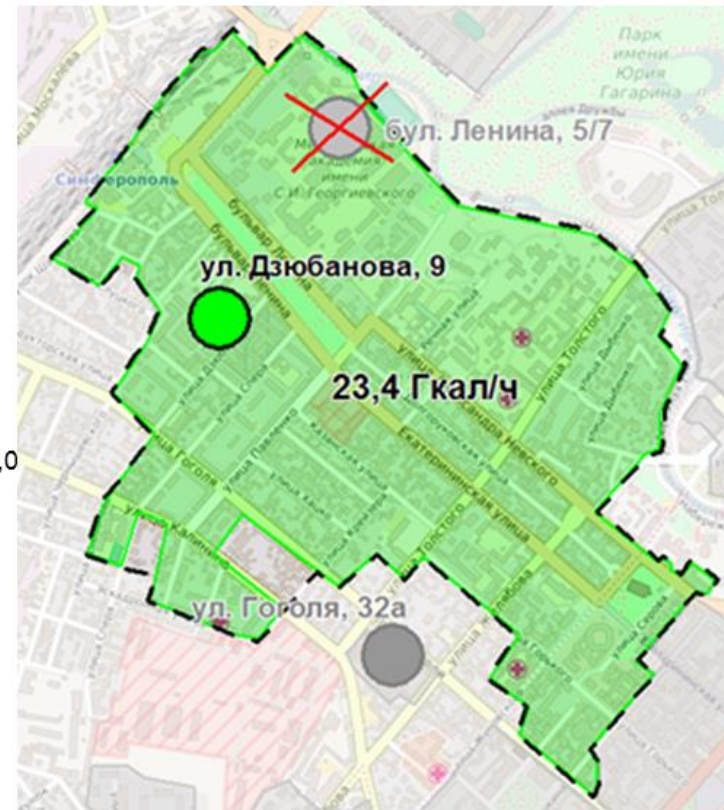
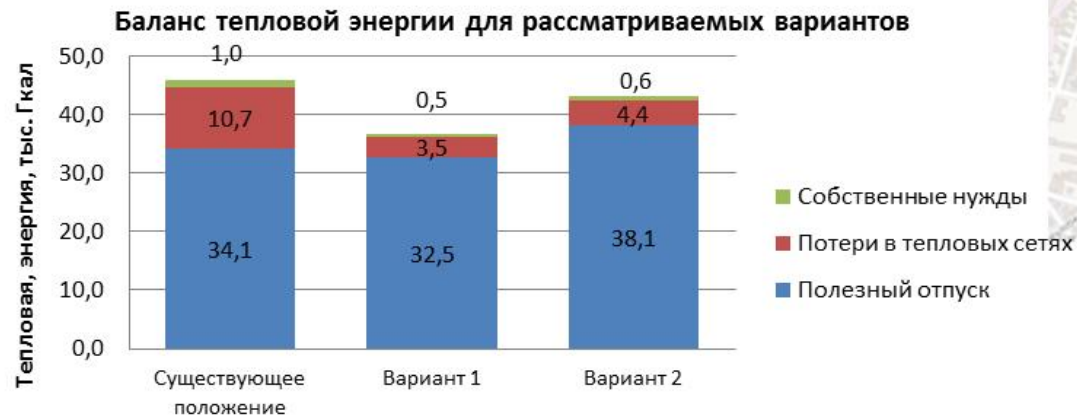


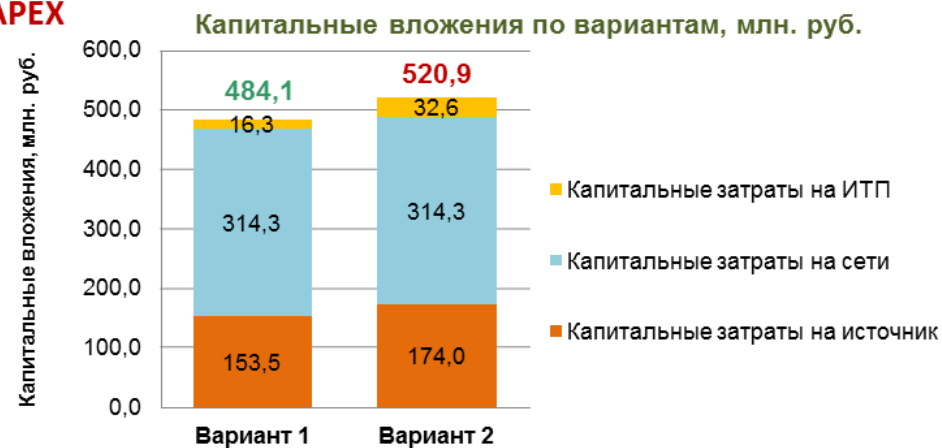
Рисунок 10. Зона котельной ул. Дзюбанова, 9. Перспектива



### Выводы:

1. Малая доля ГВС в зоне определяет экономическую целесообразность отказа от ГВС.
2. Капитальные вложения по Вар.1 на 7,6% ниже Вар. 2, операционные затраты ниже на 8,6%, себестоимость тепловой энергии по Вар. 1 также ниже Вар. 2.
3. **Вариант 1 включается в Схему.**
4. Простая окупаемость 22 года.

### CAPEX



### OPEX/себестоимость

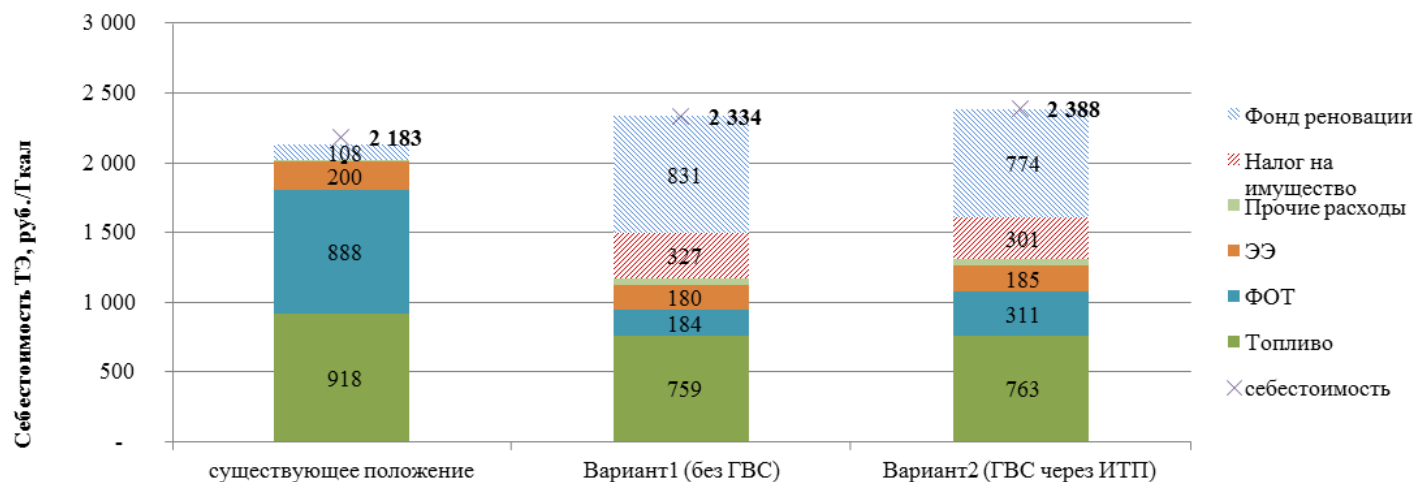


Рисунок 11. Зона котельной ул. Дзюбанова, 9. Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя

#### **4. Выбор варианта развития зоны котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел»**

Котельная ул. Узловая, 9 расположена в западной части города на значительном удалении от других источников и выделена в отдельный тепловой район «Промэнергоузел». Котельная обеспечивает тепловой энергией многоэтажную жилую и социально-административную застройку м-н ул. Героев Сталинграда, м-н ул. Маршала Жукова и м-н Льдозавод. Застройка района выполнена типовыми советскими 9-11 этажными жилыми домами и сопутствующей инфраструктурой. Плотность нагрузок в рассматриваемой зоне – 0,37 Гкал/ч/Га. Потребители подключены по 4-х трубной схеме через ЦТП. Доля нагрузки ГВС составляет 8,5% суммарной подключенной нагрузки потребителей.

Зону котельных показывает Рисунок 12. Здесь же указана информация об основном оборудовании котельной. Здесь же сформулированы основные предпосылки для поиска улучшений в данной зоне.

Установленная мощность котельной не соответствует подключенной нагрузке. При необходимой мощности котельной в 35 Гкал/ч, установленная мощность составляет 173,3 Гкал/ч.

Котельная проектировалась и строилась в начале 80-х годов прошлого века как районная для обеспечения тепловой энергией планируемой массовой жилой застройки западной части города. Паровые котлы ДЕ-25-14 обеспечивали собственные нужды мазутного хозяйства. Однако планируемые подключения не были реализованы в полном объеме, вследствие чего, на котельной наблюдается профицит тепловых мощностей.

Основное оборудование котельной переразмерено, морально устарело и нуждается в замене.

Потери в тепловых сетях от котельной составляют 20,4% от отпуска в сеть. Планируемые мероприятия должны быть направлены на снижение тепловых потерь и снижение установленной мощности источника.

### Предпосылки поиска улучшений:

1. Большая удаленность источника от потребителей (0,6 - 2,0 км);
2. Установленная мощность котельной существенно превышает необходимую;
3. Основное оборудование котельной выработало ресурс;
4. Выработка ресурса на тепловых сетях;
5. Очень низкая плотность нагрузок в зоне – 0,0,37 (Гкал/ч)/Га при средней **0,4 (Гкал/ч)/Га**;
6. Доля нагрузки ГВС в балансе 15,0%
7. Наличие 4-х трубной схемы после ЦТП;
8. Потери в тепловых сетях в зоне действия – 20,4%.

Наименование котельной	Марка котла	Год ввода котла	Единичная мощность, Гкал/ч	Уст. мощность, Гкал/ч
ул. Узловая, 9	ПТВМ-30М	1980	35,0	173,320
	ПТВМ-30М	1980	35,0	
	ПТВМ-30М	1984	35,0	
	ПТВМ-30М	1985	35,0	
	ДЕ-25/14 ГМ	1985	16,66	
	ДЕ-25/14 ГМ	1986	16,66	

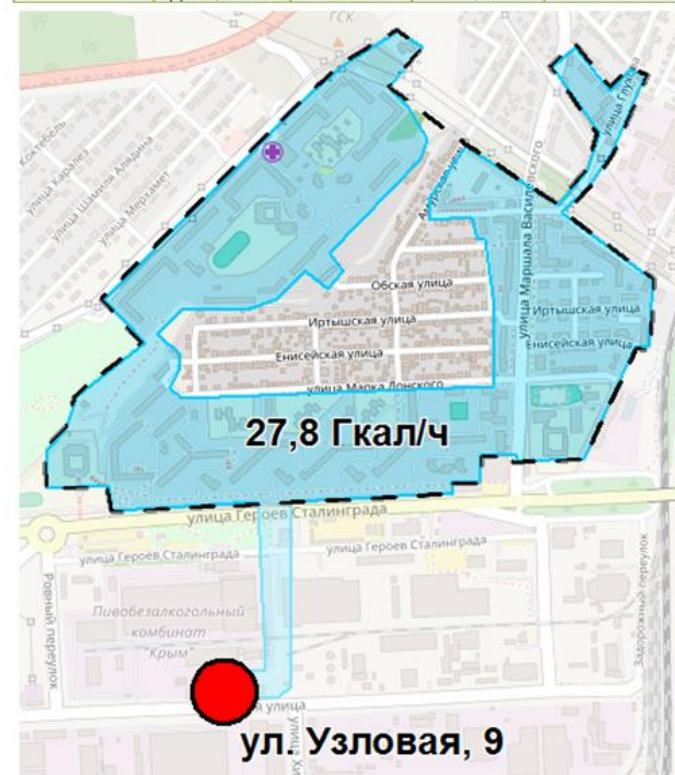
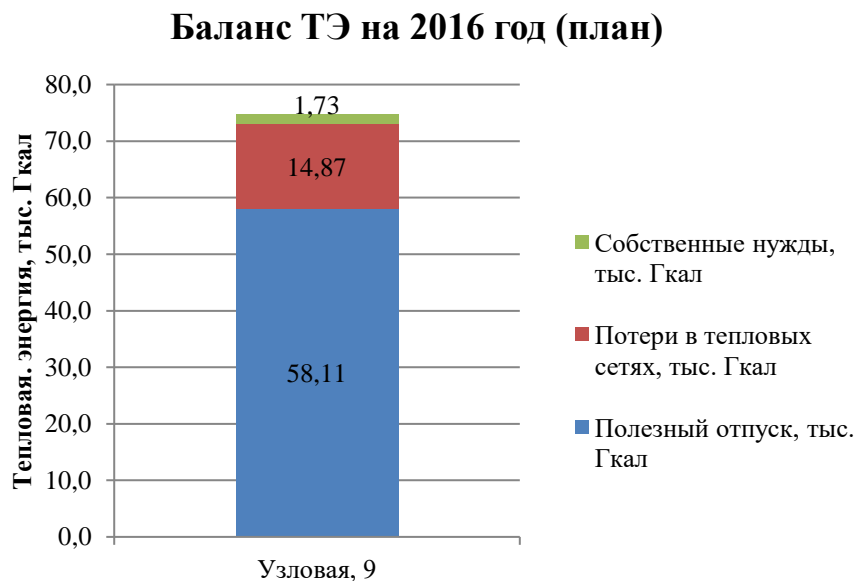


Рисунок 12. Зона котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел». Существующее положение

Баланс тепловой энергии по котельным показывает диаграмма Рисунок 13. Потери в тепловых сетях составляют 23,2% - 23,8% от отпуска в сеть, что является следствием малой плотности нагрузок в зоне и протяженности тепловых сетей.



**Рисунок 13. Баланс тепловой энергии котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел».**

Для данной котельной рассматривается 3 варианта развития:

- Вариант 1 – Снижение установленной мощности котельной. Перекладка тепловых сетей с уменьшением диаметров по результатам гидравлического расчета. Реконструкция ЦТП и использование 4-х трубной схемы после ЦТП на рассматриваемую перспективу.
- Вариант 2 - Снижение установленной мощности котельной. Перекладка тепловых сетей с уменьшением диаметров по результатам гидравлического расчета. Отказ от ЦТП с переходом на 2-х трубную схему и установкой теплообменников ГВС в ИТП потребителей.
- Вариант 3 – Разукрупнение котельной путем строительства 4-х БМК и переходом на 2-х трубную схему с установкой теплообменников ГВС в ИТП потребителей.

Перспективную зону действия котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел» для различных вариантов развития показывает Рисунок 14. Здесь же приведены балансы тепловой мощности по вариантам.

Рисунок 15 содержит результаты сравнительного анализа капитальных затрат и себестоимости тепловой энергии до конечного потребителя при реализации различных вариантов реконструкции и развития рассмотренной зоны.

На основании сравнительного анализа сделаны следующие выводы:

- Структура теплоснабжения зоны котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел» требует децентрализации.
- В Схему включается Вариант 3, закрытия котельной и строительства 4-х БМК, наилучший как по себестоимости т/э (ОРЕХ сокращается в 2 раза!), капитальным затратам и расходу топлива.
- Простая окупаемость капитальных затрат при реализации варианта децентрализации составляет 7,4 года (редкий по малости срок окупаемости для проектов реконструкции систем теплоснабжения).

Реконструкция зоны действия котельной ул. Узловая, 9 позволит не только снизить удельные (на полезный отпуск) операционные затраты в стоимости тепловой энергии для потребителей этой зоны, но и снизить саму себестоимость. Данный эффективный проект можно рассматривать в качестве сильного «донора» программы реконструкции всей системы теплоснабжения г. Симферополя.

Вместе с тем, приходится отметить, что на котельной, подлежащей закрытию, было реализовано много энергоэффективных проектов, в том числе, внедрено частотное регулирование, средства автоматизации и диспетчеризации и др. Осуществляя эти проекты, персонал предприятия приобрел полезный опыт эксплуатации нового эффективного оборудования, но, к сожалению, объект приложения сил был выбран неправильно. Системный технико-экономический анализ зоны теплоснабжения данной котельной показал, что структура теплоснабжения здесь крайне неэффективна, затраты на эксплуатацию котельной с установленной мощностью, значительно превышающей подключенную нагрузку, не оправданы, сложившаяся конфигурация тепловых сетей нерациональна, удельная протяженность тепловых сетей и затраты на транспорт теплоносителя очень велики. В результате, котельная, в которую в прошедшие годы было вложено большое количества средств, планируется к закрытию с 2020 года, вместо нее планируется построить новые БМК. Это лишний раз свидетельствует о важности проработки схем теплоснабжения, прежде реализации конкретных проектов.



#### Безальтернативные мероприятия:

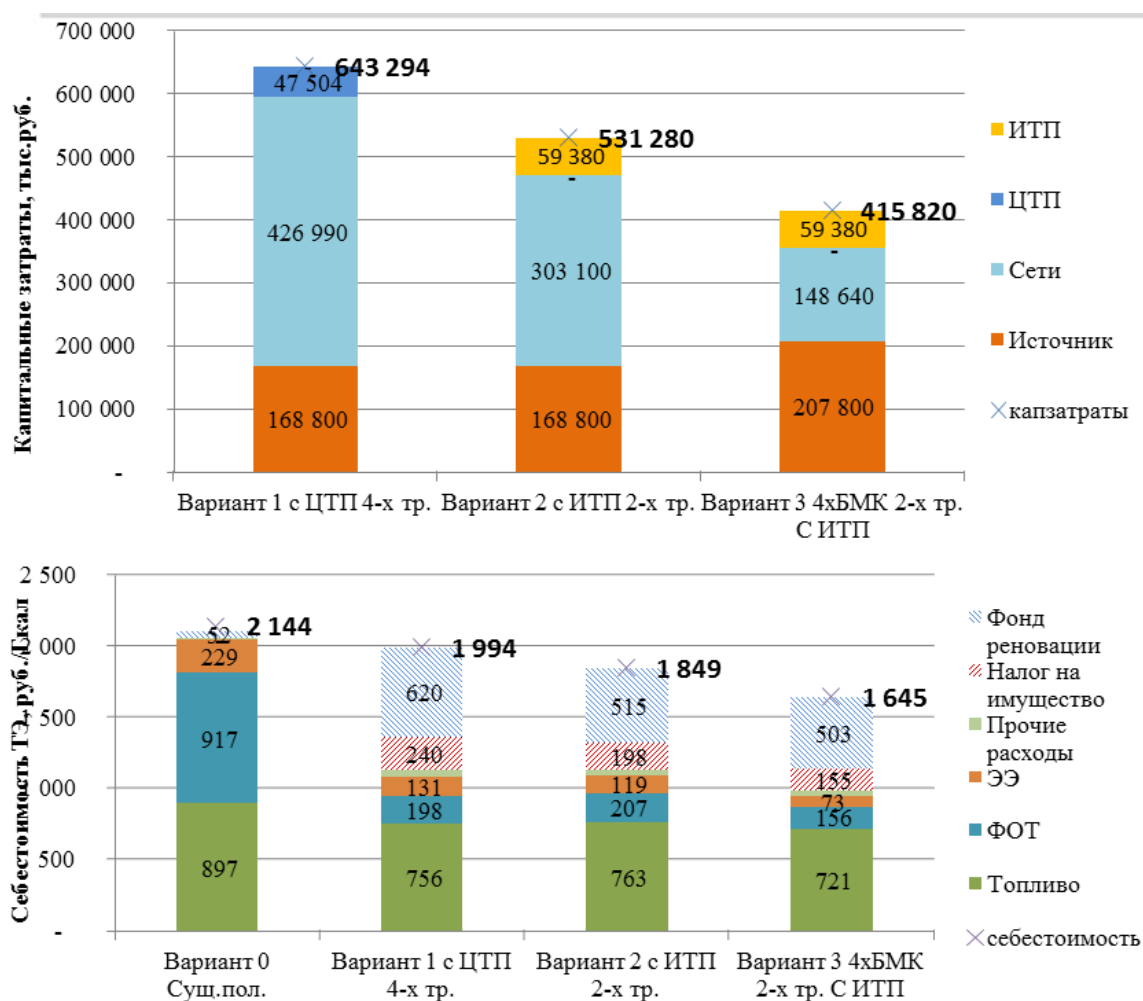
1. Перекладка тепловых сетей с уменьшением диаметров по результатам гидравлического расчета;

#### Варианты развития:

- **Вариант 1** - Снижение уст. мощности. Реконструкция ЦТП, сохранение 4-х трубной схемы.
- **Вариант 2** – Снижение установленной мощности. Отказ от ЦТП с переходом на 2-х трубную схему с ИТП (О+ГВС).
- **Вариант 3** – Строительство 4-х БМК и переходом на 2-х трубную схему с ИТП (О+ГВС).



Рисунок 14. Зона котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел». Варианты перспективного развития



**Рисунок 15. Зона котельной ул. Узловая, 9 «Промэнергоузел». Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя**

## **5. Выбор варианта развития зоны котельной ул. Алтайская, 2а**

Котельная расположена в северной части Киевского теплового района и обеспечивает тепловой энергией многоэтажные жилые дома и социально-административную застройку района «Красная горка». Горячее водоснабжение от котельной осуществляется по закрытой схеме круглогодично. Потребители котельной подключены по 4-х трубной схеме после ЦТП. На 2016 год заявленные потери в тепловых сетях составляют 13,3% от отпуска в сеть.

Зону котельных показывает Рисунок 16. Здесь же приведена информация об основном оборудовании котельной, балансы тепловой энергии по котельной, а также сформулированы основные предпосылки для поиска улучшений в данной зоне.

Котельная имеет типовой для Симферополя состав оборудования в данном классе мощности. Три водогрейных котла ТВГ-8м, установленные на котельной в 1971 году, а также вспомогательное оборудование котельной морально и физически устарело и нуждается в замене.

Как видно из представленного рисунка, зона действия котельной может быть условно разделена на две: непосредственно котельной и ЦТП ул. Куйбышева, 91. При этом котельная и ЦТП связано тепловой сетью 2Ду 150 протяженностью более 0,5 км.

Для данной зоны предлагаются 4 варианта развития:

- Вариант 1 - Реконструкция котельной. Реконструкция ЦТП и сохранение существующей 4-х трубной схемы теплоснабжения.
- Вариант 2 – Реконструкция котельной. Переход на 2-х трубную схему с установкой ИТП (О+ГВС). Устройство ПНС на месте ЦТП ул. Куйбышева, 91.
- Вариант 3 – Реконструкция котельной. Отказ от централизованного ГВС. Переход на 2-х трубную схему с установкой ИТП (О). Устройство ПНС на месте ЦТП ул. Куйбышева, 91.
- Вариант 4 – Два источника в зоне. Реконструкция котельной ул. Алтайская. Строительство новой БМК №1–А2а на месте ЦТП ул. Куйбышева, 91. Переход на 2-х трубную схему с установкой ИТП (О+ГВС).

### Предпосылки поиска улучшений:

1. Выработка ресурса котельной;
2. Выработка ресурса тепловых сетей;
3. Плотность нагрузок в зоне – 0,4 (Гкал/ч)/Га (соответствует средней по городу);
4. Наличие **двух зон концентрации** нагрузок;
5. Доля нагрузки ГВС в балансе – **менее 8,7%**
6. Наличие 4-х трубной схемы после ЦТП;
7. Потери в тепловых сетях в зоне действия – **13,3%**.

Наименование котельной	Марка котла	Год ввода котла	Единичная мощность, Гкал/ч	Уст. мощность, Гкал/ч
ул. Алтайская, 2а	ТВГ-8м	1971	8,3	24,90
	ТВГ-8м	1971	8,3	
	ТВГ-8м	1971	8,3	

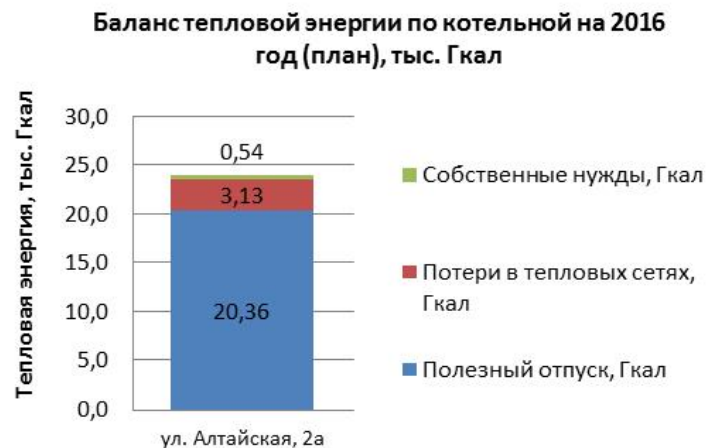


Рисунок 16. Зона котельной ул. Алтайская, 2а. Существующее положение



Перспективную зону действия котельной ул. Алтайская, 2а для различных вариантов развития показывает Рисунок 17. Здесь же приведены балансы тепловой мощности по вариантам.

Рисунок 18 содержит результаты сравнительного анализа капитальных затрат и себестоимости тепловой энергии до конечного потребителя при реализации различных вариантов реконструкции и развития рассмотренной зоны.

На основании сравнительного анализа сделаны следующие выводы:

- В Схему включается Вариант 2, наилучший по себестоимости тепловой энергии, с сохранением 1-й котельной, переходом на 2-х трубку, оборудованием ИТП с сохранением ГВС.
- Вариант 2 по ценовым показателям близок варианту 3, притом, что у варианта 3 меньшие ОРЕХ и САРЕХ. Если к моменту реализации проекта доля ГВС еще снизится, целесообразно повторно проверить оптимальность варианта.
- При реализации варианта 2 следует делать усилия в направлении восстановления централизованного ГВС для всех потребителей котельной Алтайская, что еще повысит эффективность варианта.
- Простая окупаемость 18,4 года.

Заметим, что для данной зоны вариант с минимальной себестоимостью тепловой энергии позволяет сохранить ГВС, а значит, качество предоставления коммунальной услуги населению.



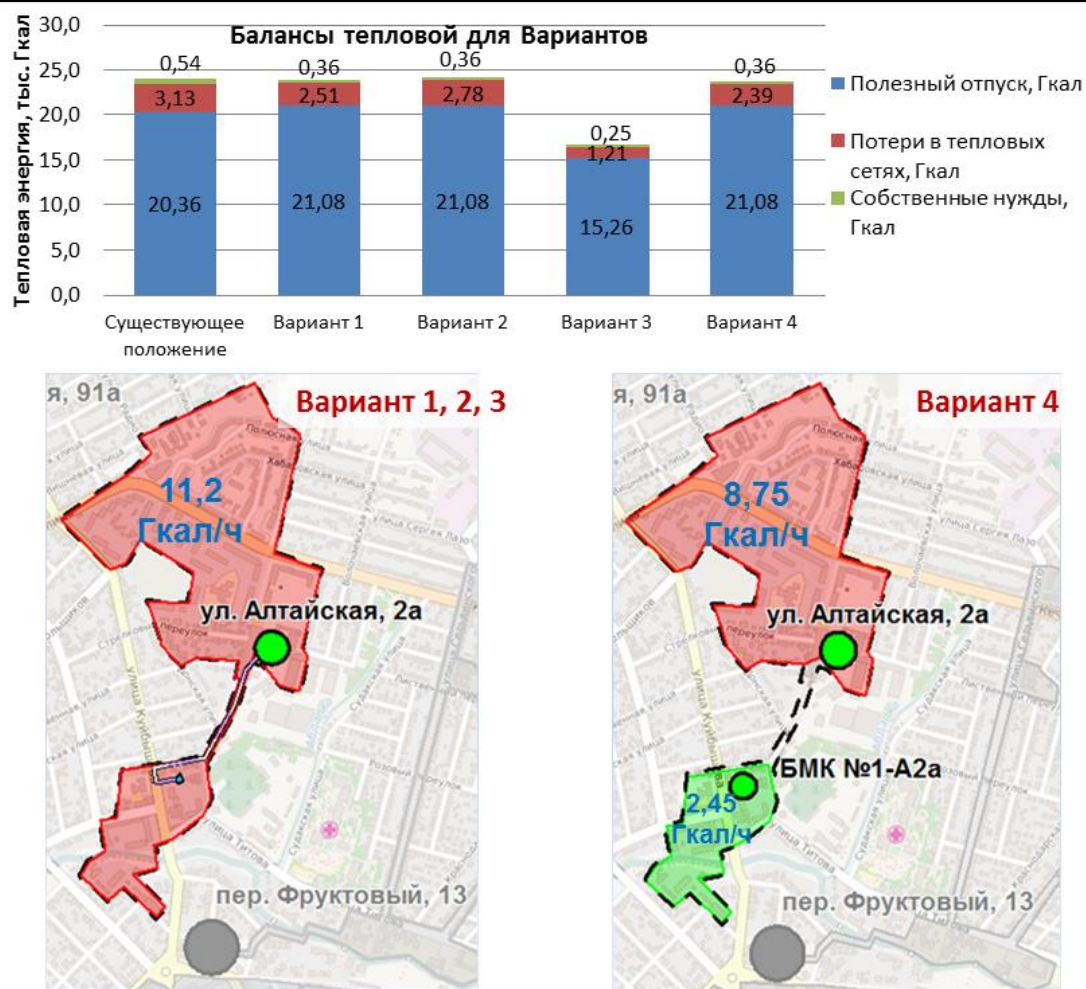
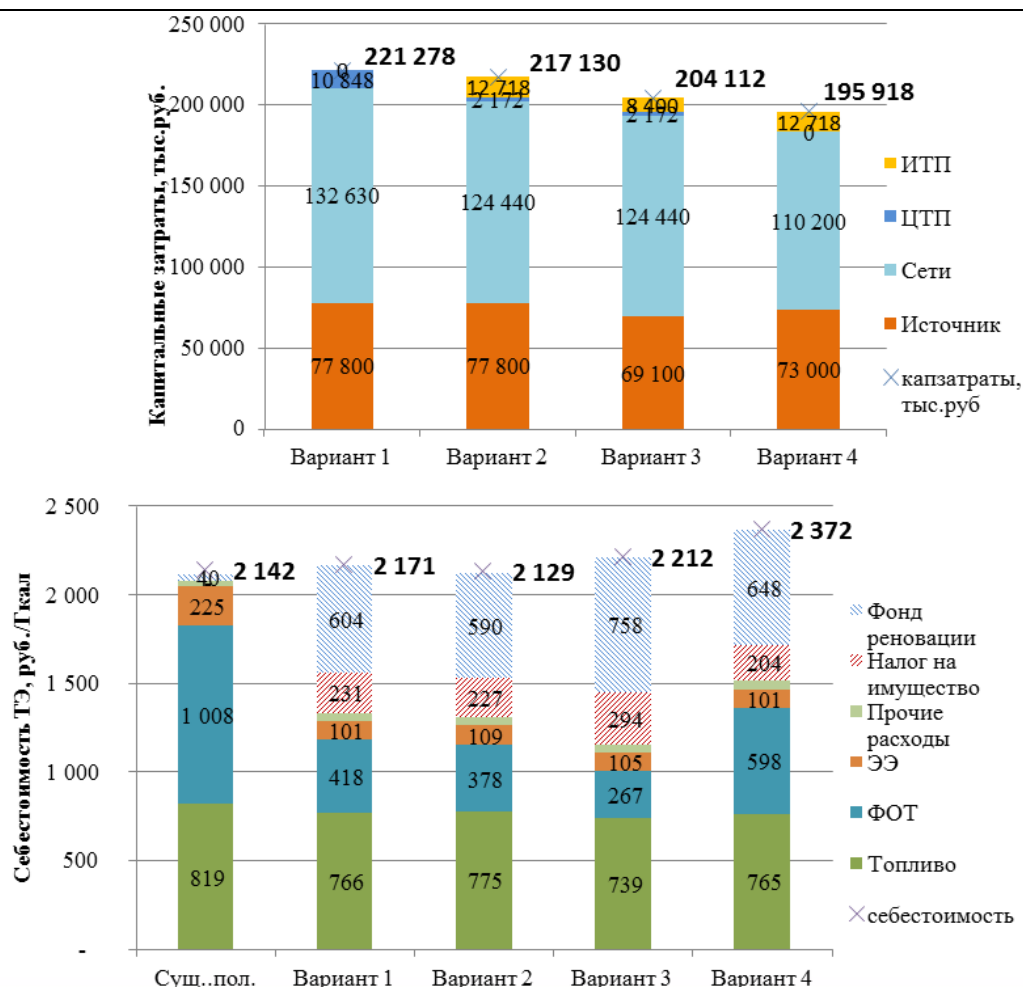


Рисунок 17. Зона котельной ул. Алтайская, 2а. Варианты перспективного развития



**Рисунок 18. Зона котельной ул. Алтайская, 2а. Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя**

## **6. Выбор варианта развития зоны котельной**

### **ул. 1-й Конной Армии, 37а**

Котельная обеспечивает тепловой энергией многоэтажные жилые дома и социально-административную застройку района «Залесский». Горячее водоснабжение от котельной осуществляется по закрытой схеме круглогодично. Потребители котельной подключены по 4-х трубной схеме после ЦТП. Котельная имеет парового потребителя – 7-ю городскую клиническую больницу. Пар используется в технологических целях (стерилизация). Водогрейные и паровые котлы, а также вспомогательное оборудование котельной морально и физически устарели и нуждаются в замене. В зоне котельной ул. 1-й Конной Армии расположено 18 ЦТП различной мощности требующих реконструкции.

Зону котельных показывает Рисунок 19. Здесь же приведена информация об основном оборудовании котельной, балансы тепловой энергии по котельной, а также сформулированы основные предпосылки для поиска улучшений в данной зоне.

В непосредственной близости от зоны действия рассматриваемого источника находится зона действия котельной ул. Баррикадная, 57а. Данная котельная имеет в своем составе два жаротрубных котла RTQ-900, установленных в 2010 году. В замене данные котлы не нуждаются. Зона котельной сохраняется на рассматриваемую перспективу.

Для данной зоны предлагаются 3 варианта развития:

- Вариант 1 - Реконструкция котельной. Реконструкция ЦТП и сохранение существующей 4-х трубной схемы.
- Вариант 2 – Реконструкция котельной. Переход на 2-х трубную схему теплоснабжения с ИТП (О+ГВС). Устройство ПНС на месте ЦТП ул. Куйбышева, 91.
- Вариант 3 – Четыре источника в зоне. Реконструкция котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а. Строительство 3-х новых БМК на месте ЦТП. Переход на 2-х трубную схему с ИТП (О+ГВС).

Перспективные варианты развития зоны теплоснабжения котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а показывает Рисунок 20. Здесь же приведены балансы тепловой мощности по вариантам.

Рисунок 21 содержит результаты сравнительного анализа капитальных затрат и себестоимости тепловой энергии до конечного потребителя при реализации различных вариантов реконструкции и развития рассмотренной зоны.

На основании сравнительного анализа сделаны следующие выводы:

- Структура теплоснабжения в зоне котельной 1-й Конной Армии требует децентрализации.
- В Схему включается Вариант 3, наилучший как по себестоимости т/э (ОРЕХ сокращается на 44%), капитальным затратам и расходу топлива.
- Простая окупаемость 15,5 лет.

### Предпосылки поиска улучшений:

1. Выработка ресурса котельной;
2. Выработка ресурса тепловых сетей;
3. Выработка ресурса 18-ти ЦТП в зоне котельной;
4. Плотность нагрузок в зоне – 0,37 (Гкал/ч)/Га (при средней 0,4 (Гкал/ч)/Га);
5. Доля нагрузки ГВС в балансе источника – **12,1%**
6. Наличие 4-х трубной схемы после ЦТП;
7. Потери в тепловых сетях в зоне действия – **13,3%**.

Наименование котельной	Марка котла	Год ввода котла	Единичная мощность, Гкал/ч	Уст. мощность, Гкал/ч
Ул. 1-й Конной Армии, 37а	ПТВМ-30М-4	1975	35,0	108,66
	ПТВМ-30М-4	1977	35,0	
	КВГМ-30-150	1993	30,0	
	ДКВР-6,5/13	1972	4,33	
	ДКВР-6,5/13	1972	4,33	

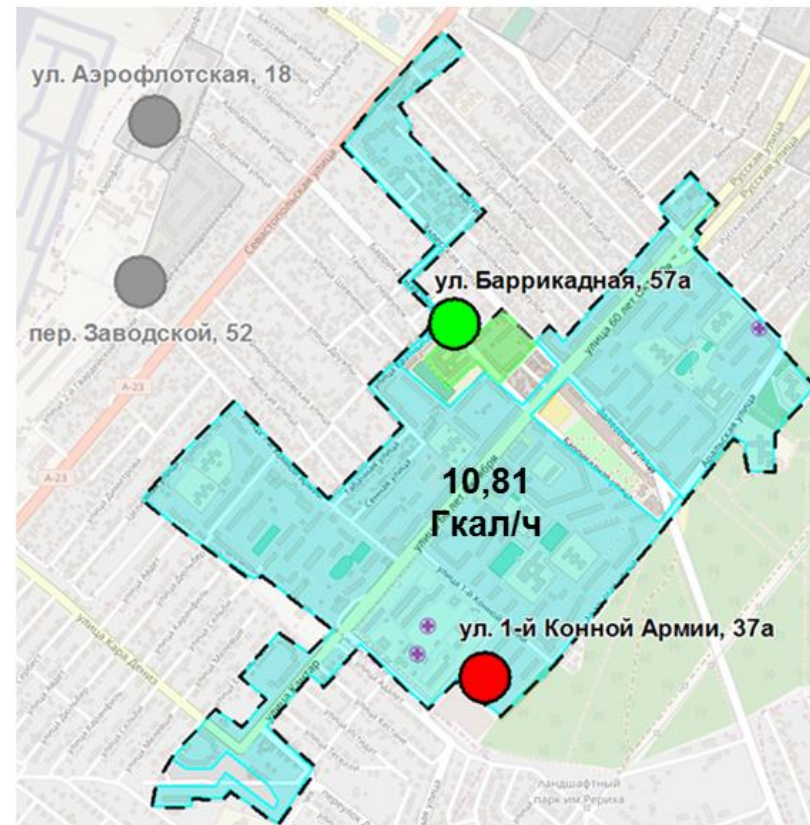


Рисунок 19. Зона котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а. Существующее положение



### Безальтернативные мероприятия:

1. Перекладка тепловых сетей результатам гидравлического расчета, преимущественно с уменьшением диаметров;

### Варианты развития:

- **Вариант 1** - Реконструкция котельной. Реконструкция ЦТП и сохранение существующей 4-х трубной схемы.
- **Вариант 2** – Реконструкция котельной. Переход на 2-х трубную схему теплоснабжения с ИТП (О+ГВС). Устройство ПНС на месте ЦТП ул. Куйбышева, 91.
- **Вариант 3** – Четыре источника в зоне. Реконструкция котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а. Строительство 3-х новых БМК на месте ЦТП. Переход на 2-х трубную схему с ИТП (О+ГВС).

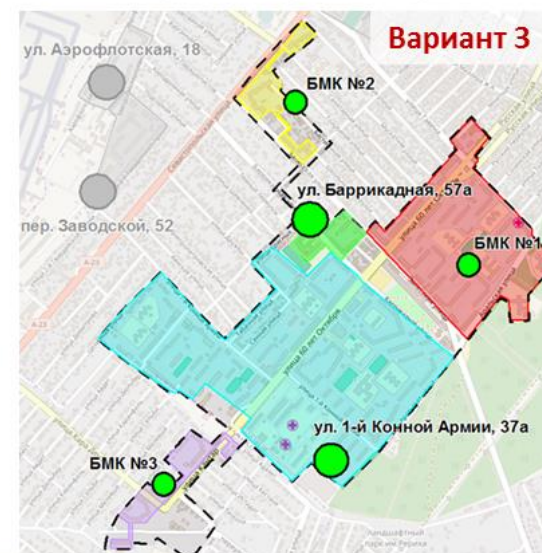
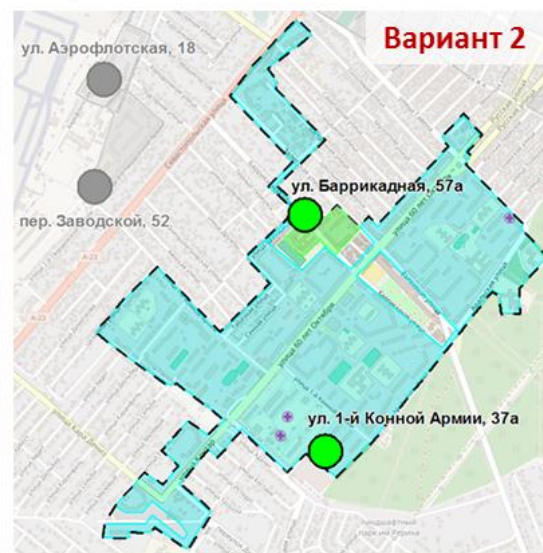
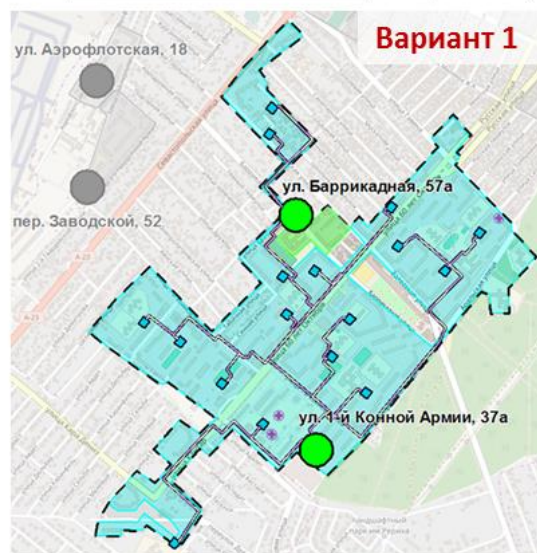
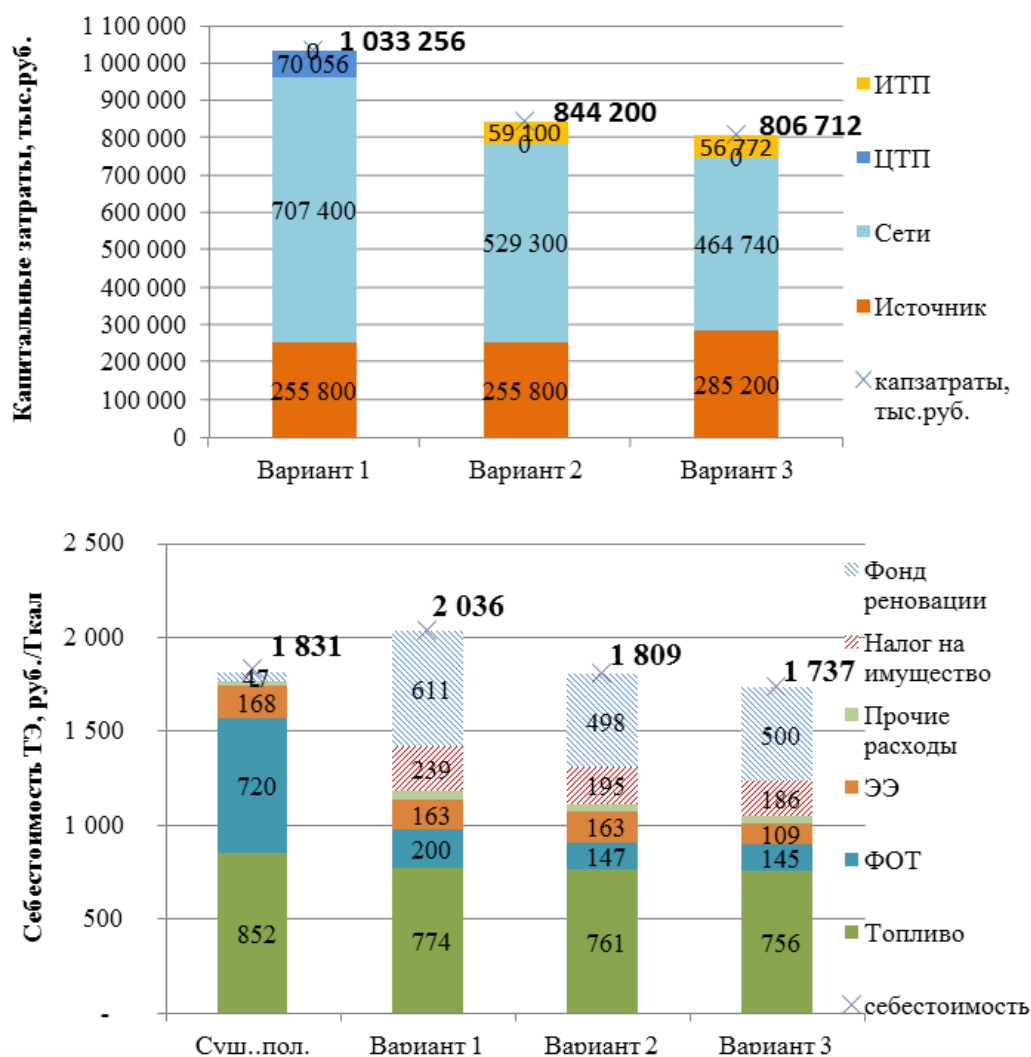


Рисунок 20. Зона котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а. Варианты перспективного развития



**Рисунок 21. Зона котельной ул. 1-й Конной Армии, 37а. Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя**

## **7. Выбор варианта развития зоны котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 - ул. Мате Залки, 9а – ул. Ломоносова, 1а**

Группа котельных ул. Тургенева, 11, ул. Воровского, 8, ул. Мате Залки, 9а, ул. Ломоносова, 1а расположена в Киевском тепловом районе вдоль р. Салгир. Зона действия котельных представлена на рисунке.

Горячее водоснабжение от котельных осуществляется по закрытой схеме круглогодично. Потребители котельной подключены по 4-х трубной схеме после ЦТП. Нагрузка ГВС котельной ул. Тургенева, 11а составляет 0,98 Гкал/ч, или 6,7% подключенной нагрузки. Нагрузка ГВС котельной ул. Мате Залки, 9а составляет 2,0 Гкал/ч или 11,4% от подключенной нагрузки. Доля нагрузки ГВС котельной ул. Воровского, 8 не превышает 7,0% от подключенной нагрузки.

Рядом с зоной расположена котельная ул. Гурзуфская, которая имеет наиболее современное оборудование – два жаротрубных котла RTQ-600 введенных в эксплуатацию в 2010 году. Данная котельная не нуждается в модернизации (за исключением диспетчеризации) и ее зону действия планируется сохранить на рассматриваемую перспективу.

Основное оборудование котельных введено в эксплуатацию в конце 70-х годов прошлого века и в настоящее время морально и физически устарело.

Особенностью котельной ул. Тургенева, 11а также является вытянутая зона действия вдоль р. Салгир. Расстояние от источника до наиболее отдаленного потребителя (ул. Беспалова, 11) составляет более 2,1 км.

Зону котельных показывает Рисунок 22. Здесь же приведена информация об основном оборудовании котельных, балансы тепловой энергии по котельным, а также сформулированы основные предпосылки для поиска улучшений в данной зоне.

Для данной зоны предлагаются 3 варианта развития:

- Вариант 1. Реконструкция котельных с сохранением существующих зон. Сохранение ГВС в зоне котельной ул. Тургенева, 11а.
- Вариант 2. Вывод из эксплуатации котельной по ул. Воровского, 8. Реконструкция остальных 3-х котельных с переключением зоны закрываемой котельной по ул. Воровского, 8 на котельную ул. Тургенева, 11а. Переключение потребителей котельной ул. Тургенева, 11а в районе улицы

Фрунзе на котельную по ул. Мате Залки, 9а. Сохранение ГВС в зоне котельной ул. Тургенева, 11а. Строительство БМК №1-Т11а для потребителей ул. Воровского 60,65 и детского сада №62. Сохранение ГВС в зоне котельной ул. Тургенева, 11а.

- Вариант 3. То же, что Вариант 2 с отказом от ГВС в зоне котельной ул. Тургенева, 11а.

Перспективные варианты развития рассматриваемой зоны теплоснабжения показывает Рисунок 23. Здесь же приведены балансы тепловой мощности по вариантам. На рисунке также перечислены основные предпосылки поиска улучшений в анализируемой зоне.

Рисунок 24 содержит результаты сравнительного анализа капитальных затрат и себестоимости тепловой энергии до конечного потребителя при реализации различных вариантов реконструкции и развития рассмотренной зоны.

На основании сравнительного анализа сделаны следующие выводы:

- Наилучшим вариантом является Вариант3 со строительством БМК и отказом от ГВС в зоне кот. Тургенева.
- Простая окупаемость 17,5 лет.



#### Предпосылки поиска улучшений:

1. «Вытянутость» зоны котельной, ул. Тургенева, 11а;
2. Выработка ресурса основного оборудования котельных
3. Выработка ресурса тепловых сетей;
4. Наличие ЦТП и 4-х трубной схемы теплоснабжения на котельных ул. Тургенева, 11а и ул. Мате Залки, 9а; выработка ресурса ЦТП;
5. Плотность нагрузок в зоне: ул. Тургенева, 11а – 0,37 (Гкал/ч)/Га; ул. Мате Залки, 9а – 0,51 (Гкал/ч)/Га; ул. Ломоносова – 0,51 (Гкал/ч)/Га; ул. Воровского, 9а – 0,43 (Гкал/ч)/Га (при средней 0,4 (Гкал/ч)/Га);
6. Доля нагрузки ГВС в балансе: ул. Тургенева, 11а – 6,7% (0,98 Гкал/ч); ул. Воровского, 8 – 7,0%; ул. Мате Залки, 9а – 11,4 % (2,0 Гкал/ч);
7. Потери в тепловых сетях в зоне действия – 13,3%.



Наименование котельной	Марка котла	Год ввода котла	Единичная мощность, Гкал/ч	Уст. мощность, Гкал/ч
ул. Мате Залки, 9а	КВГМ-10	1975	10,0	30,00
	КВГМ-10	1975	10,0	
	КВГМ-10	1986	10,0	
ул. Тургенева, 11а	ТВГ-8м	1975	8,3	24,90
	ТВГ-8м	1975	8,3	
	ТВГ-8м	1975	8,3	
ул. Воровского, 8	Е-1/9	1978	0,63	1,26
	Е-1/9	1978	0,63	

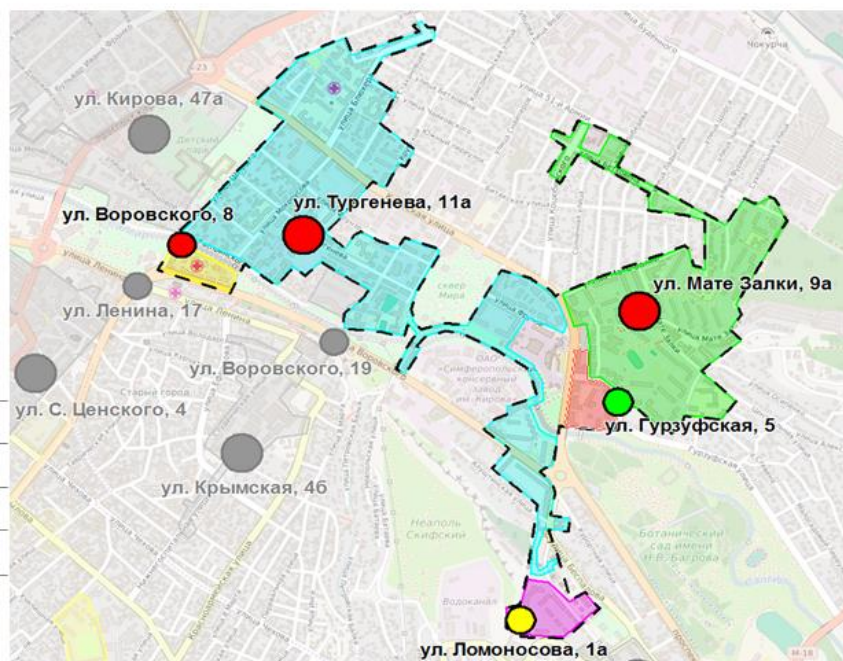


Рисунок 22. Зона котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 - ул. Мате Залки, 9а – ул. Ломоносова, 1а. Существующее положение



#### Безальтернативные мероприятия:

1. Перекладка тепловых сетей результатом гидравлического расчета преимущественно с уменьшением диаметров;
2. Переход на 2-х трубную схему теплоснабжения с установкой теплообменников ГВС в ИТП потребителей.

#### Варианты развития:

- **Вариант 1** – Реконструкция котельных. **Сохранение** существующих зон. Сохранение ГВС в зоне кот. Тургенева;
- **Вариант 2** – Реконструкция котельных, **вывод из эксплуатации кот. Воровского**. Сохранение ГВС в зоне кот. Тургенева. Переключение зоны кот. Воровского на кот. Тургенева. Переключение потребителей кот. Тургенева а в районе ул. Фрунзе на кот. Мате Залки. Строительство БМК №1-Т11а для потребителей ул. Воровского, 60, 65 и детского сада №62.;
- **Вариант 3** – Реконструкция котельных, **вывод из эксплуатации кот. Воровского**. Переключение зоны кот. Воровского на кот. Тургенева. Переключение потребителей кот. Тургенева в районе ул. Фрунзе на кот. Мате Залки. Строительство БМК №1-Т11а для потребителей ул. Воровского, 60, 65 и детского сада №62. Отказ от ГВС в зоне кот. Тургенева.

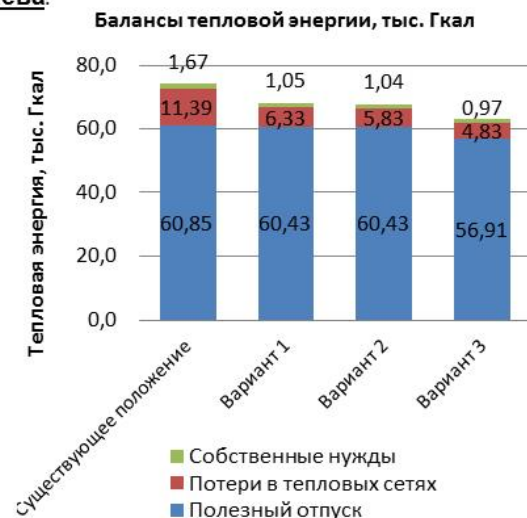
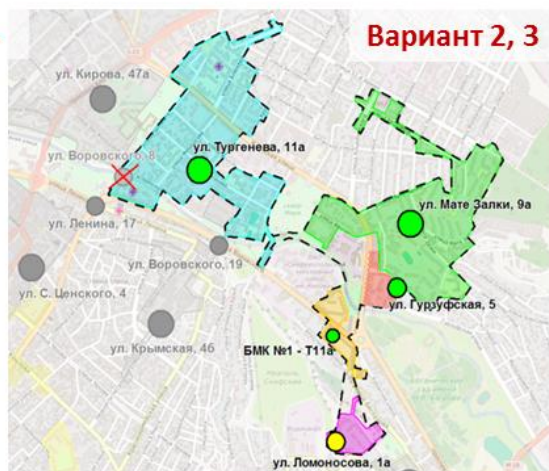
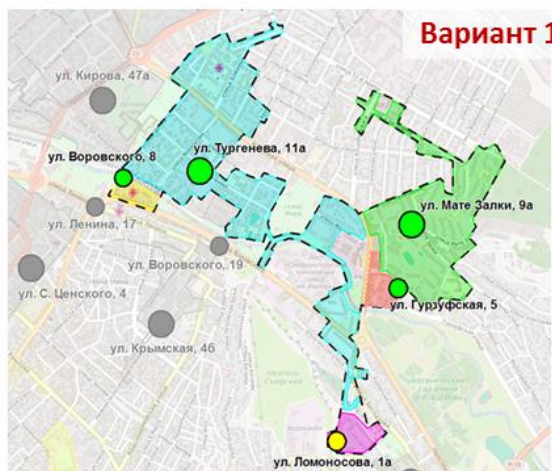
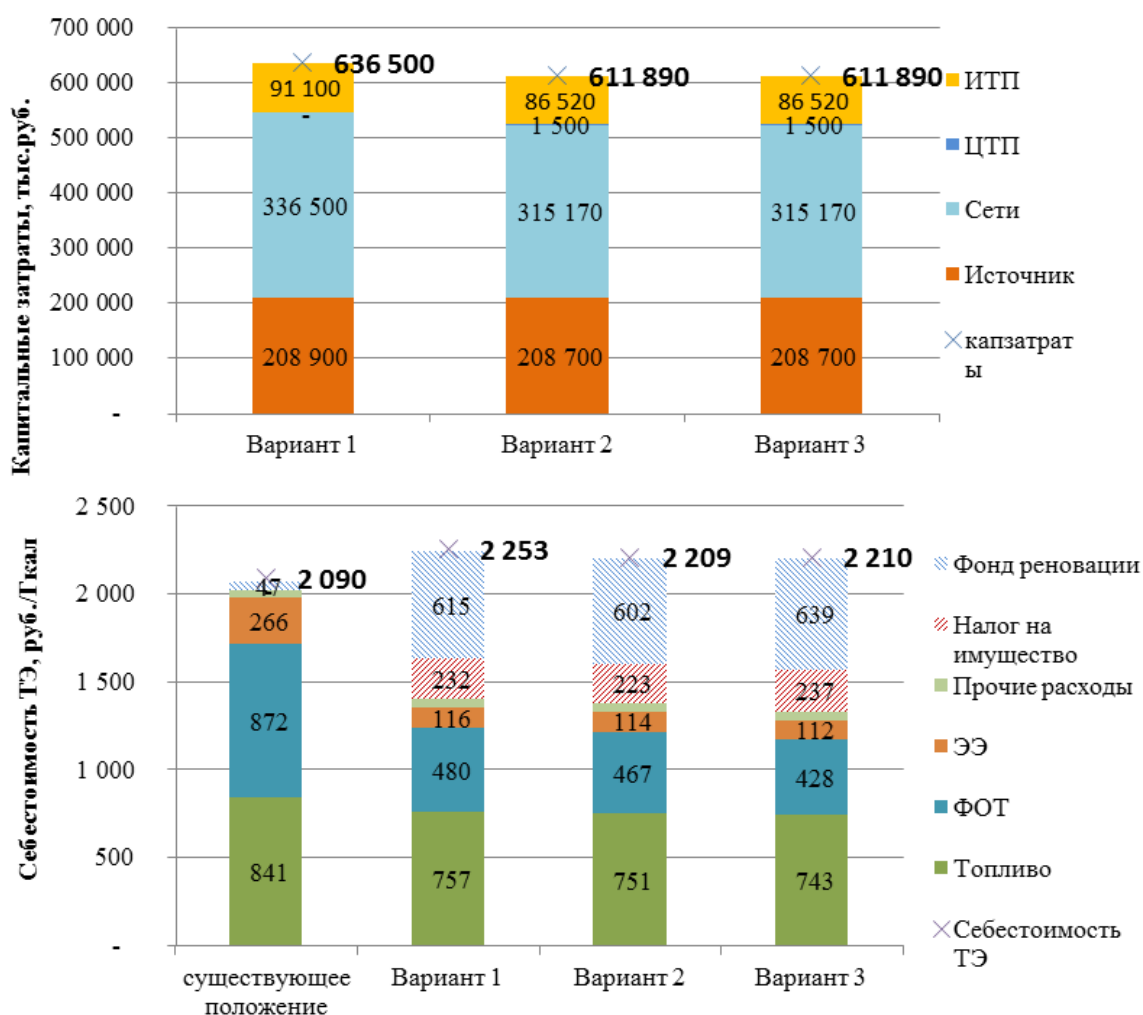


Рисунок 23. Зона котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 - ул. Мате Залки, 9а – ул. Ломоносова, 1а. Варианты перспективного развития



**Рисунок 24. Зона котельных ул. Тургенева, 11а – ул. Воровского, 8 - ул. Мате Залки, 9а – ул. Ломоносова, 1а. Сравнительный анализ вариантов развития по капитальным затратам и себестоимости до конечного потребителя**