

Закрытое Акционерное Общество
«И В Э Н Е Р Г О С Е Р В И С»

Юр. адрес: 153002, г. Иваново, ул. Шестернина, д. 3, Тел/факс: (4932) 37-22-02
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951
ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100
e-mail: office@ivenser.com

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МО «ГОРОД ОРСК»
на расчетный период 2014 – 2028 гг.



Утверждаемая часть

«УТВЕРЖДАЮ»

Глава администрации
города Орска
В.А. Франц

«___» _____ 2014 г.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МО «ГОРОД ОРСК»
на расчётный период 2014 - 2028 гг.**

Утверждаемая часть

Согласовано

Главный инженер
ОАО «Оренбургская ТГК»

_____ В.А. Великороднов
« ____ » _____ 2014 г.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МО «ГОРОД ОРСК»
на расчётный период 2014 - 2028 гг.**

Утверждаемая часть

Генеральный директор
ЗАО «Ивэнергосервис»

_____ Е. В. Барочкин
« ____ » _____ 2014 г.

Иваново, 2014 г.

Содержание

Раздел 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах г. Орск	8
1.1. Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления г. Орск.....	8
1.2. Перспективное изменение тепловых нагрузок в период с 2014 по 2028 гг. за счёт нового строительства и сноса существующих зданий	17
1.3. Перспективное изменение тепловых нагрузок и теплопотребления промышленных потребителей в период с 2014 по 2028 гг.	22
Раздел 2. Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	23
2.1. Существующее положение	23
2.2. Перспективные зоны действия источников теплоснабжения.....	30
2.3. Перспективные тепловые нагрузки источников теплоснабжения г. Орск.....	37
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	39
2.5. Перспективные балансы тепловой мощности котельных	41
2.6. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	49
Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя	52
3.1. Методика определение расчетной производительности ВПУ	52
3.2. Описание ВПУ источников централизованного теплоснабжения г. Орск.....	52
3.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей источников тепловой энергии.....	53
Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	62
4.1. Основные сценарии развития источников тепловой мощности для схемы теплоснабжения	62
4.2. Предложения по реконструкции ТЭЦ-1	66
4.3. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Перевод тепловой нагрузки малых котельных на Орскую ТЭЦ-1.....	73
4.4. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению котельных.....	78
4.5. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на г. Орск.....	91
4.6. Предложения по организации индивидуального теплоснабжения в схеме теплоснабжения г. Орск	91
4.7. Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения	104
4.8. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности котельных и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	104
Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.....	107
5.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей	107
5.2. Предложения по строительству тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	113
5.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки потребителей	119
5.4. Перевод потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую	120

5.5. Мероприятия по реконструкции ЦТП в целях обеспечения надежности теплоснабжения	120
Раздел 6. Перспективные топливные балансы	121
6.1. Перспективные топливные балансы ТЭЦ-1	121
6.2. Перспективные топливные балансы котельных	137
6.3. Перспективные топливные балансы по индивидуальным источникам теплоснабжения г. Орск	179
6.4. Итоговые топливные балансы по источникам централизованного теплоснабжения г. Орск на период с 2014 по 2028 годы	186
6.5. Определение перспективных режимов загрузки по присоединенной тепловой нагрузке Орской ТЭЦ-1	188
6.6. Определение перспективных режимов загрузки котельных	192
6.7. Рекомендации по видам используемого топлива на источниках тепловой энергии г. Орск	201
6.8. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива	204
6.9. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой энергии г. Орск на период 2014 – 2028 годы	205
Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение ...	207
7.1. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение индивидуальных источников теплоснабжения для подключения перспективных тепловых нагрузок	207
7.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции Орской ТЭЦ-1	211
7.3. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции источников теплоснабжения, и тепловых сетей, находящихся на балансе ОАО «Орские коммунальные системы» МУП «ОПТС»	214
7.4. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии систем теплоснабжения МО город Орск в целях повышения качества и надежности теплоснабжения	227
Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)	269
Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	276
Раздел 10. Решения по бесхозным тепловым сетям	276
Список использованных источников	277

Введение

Проектирование систем теплоснабжения городов представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития города, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом на период до 2028 года.

Рассмотрение проблемы начинается на стадии разработки генеральных планов в самом общем виде совместно с другими вопросами городской инфраструктуры, и такие решения носят предварительный характер. Дается обоснование необходимости сооружения новых или расширения существующих источников теплоснабжения для покрытия имеющегося дефицита мощности и возрастающих тепловых нагрузок на расчетный срок. При этом рассмотрение вопросов выбора основного оборудования для котельных, а также трасс тепловых сетей от них производится только после технико-экономического обоснования принимаемых решений.

В качестве основного предпроектного документа по развитию теплового хозяйства города принята практика составления перспективных схем теплоснабжения городов.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития на 15 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

Обоснование решений (рекомендаций) при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и отдельных ее частей (локальных зон теплоснабжения) путем оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат.

С повышением степени централизации, как правило, повышается экономичность выработки тепла, снижаются начальные затраты и расходы по эксплуатации источников теплоснабжения, но одновременно увеличиваются начальные затраты на сооружение тепловых сетей и эксплуатационные расходы на транспорт тепла.

Централизация теплоснабжения всегда экономически выгодна при плотной застройке в пределах данного района. При централизации теплоснабжения только от котельных не осуществляется комбинированная выработка электрической энергии на базе теплового потребления (т.е. не реализуется принцип теплофикации), поэтому суммарный расход топлива на удовлетворение теплового потребления больше, чем при теплофикации.

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения г. Орск до 2028 года является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (Статья 23. Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов), регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надёжного снабжения тепловой энергией потребителей.

При проведении разработки использовались Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»; Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»; Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г. РД-10-ВЭП «Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ», введённый с 22.05.2006 года взамен аннулированного Эталона «Схем теплоснабжения городов и промузлов», 1992 г., а так же результаты проведенных ранее на объекте энергетических обследований, режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчетности.

Технической базой разработки являются:

- генеральный план города Орска;
- проектная и исполнительная документация по источникам тепловой энергии, тепловым сетям (ТС), насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;
- нормативно-техническая документация по топливоиспользованию;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений (журналов наблюдений, электронных архивов) по приборам контроля режимов отпуска и потребления топлива, тепловой, электрической энергии и воды (расход, давление, температура);
- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления ТЭР на собственные нужды, по потерям ТЭР и т.д.);
- статистическая отчетность организаций о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении;
- сведения по проводимым ремонтным и реконструктивным работам.

Раздел 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах г. Орск

1.1. Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления г. Орск

1.1.1. Общие положения

Объем перспективной застройки г. Орск на расчётный период с 2014 по 2028 гг. определялся по данным Генерального плана и по данным Управления архитектуры и градостроительства администрации г. Орск.

• *в период с 2014 по 2018 гг.* - по реестрам территорий комплексного освоения в целях многоэтажного жилищного строительства с указанием площади застраиваемой территории и площади жилых строений, а также по реестрам строящихся и планируемых к строительству отдельных зданий:

- многоэтажных и индивидуальных жилых домов;
- общественно-деловых зданий;
- объектов здравоохранения: больниц, поликлиник и т.д.;
- общеобразовательных школ;
- детских дошкольных учреждений.

• *в период с 2019 по 2028 гг.* по схемам территориального развития города с указанием площади застраиваемой территории, типа застройки, плотности населения территории жилого района.

На период до 2018 г. включительно данные по вводу перспективной застройки города представлены более детально, на дальнейшую перспективу предусматривается мониторинг реализации Генерального плана и, соответственно, мониторинг и актуализация «Схемы теплоснабжения».

В соответствии с Генеральным планом территория города подразделена на планировочные районы: Октябрьский, Ленинский, Советский (рис. 1.1.1).

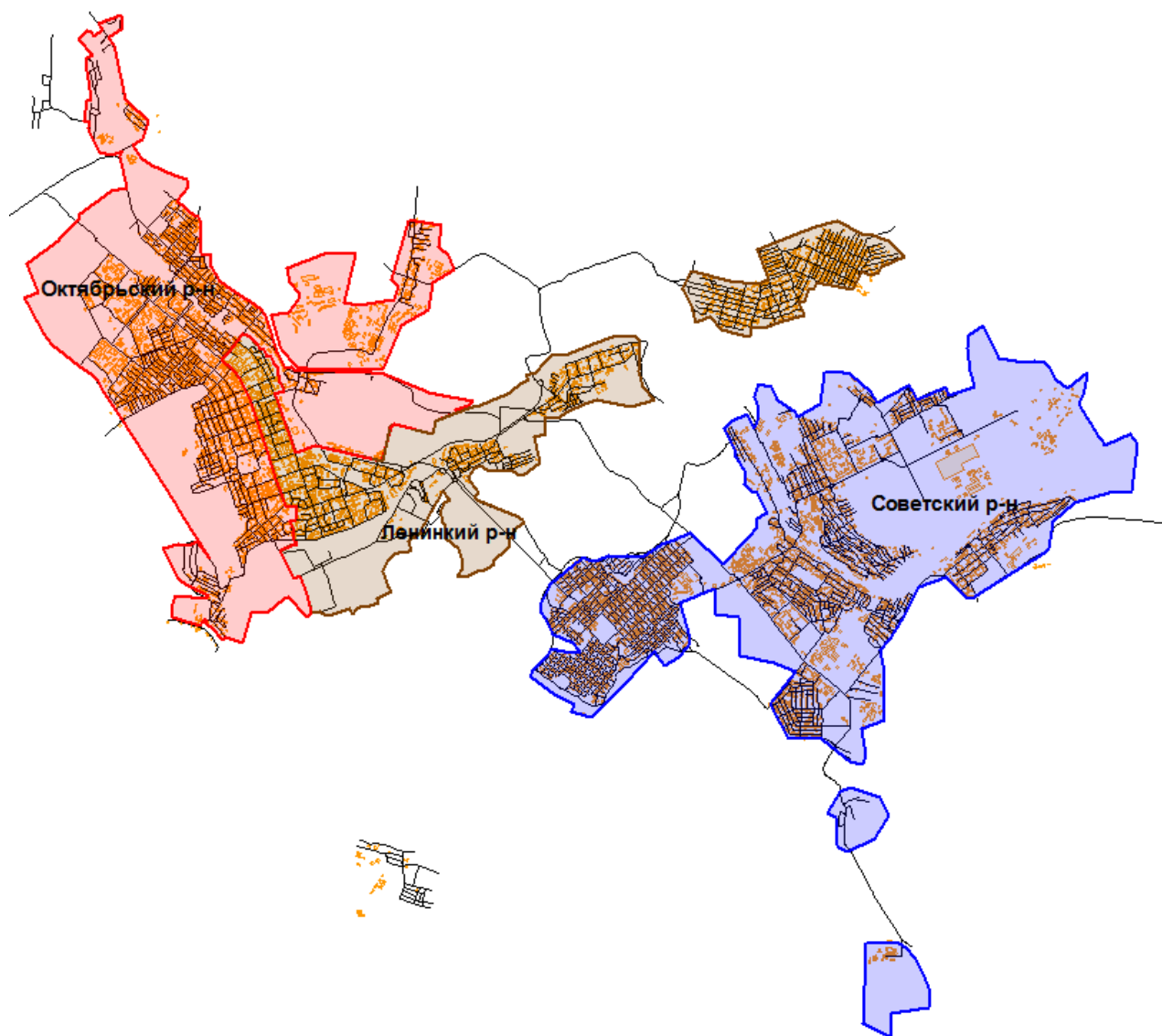


Рис. 1.1.1. Планировочные районы города Орск

1.1.2. Прогноз перспективной застройки на период с 2014 по 2018 гг.

На период с 2014 по 2018 гг. Управлением архитектуры и градостроительства администрации ГО г. Орск были предоставлены сведения по планируемому вводу жилых и общественных площадей, а также по типу и этажности застройки на прогнозируемых и действующих площадках строительства.

В случае отсутствия точных данных по отдельным площадкам строительства расчёт площади вводимых жилых и общественных зданий осуществлялся по нормативным показателям плотности застройки территориальных зон на основании данных СП 42.13330.2011 и экспертной оценки (сравнения площадей жилых и общественных зданий в построенных районах с аналогичными строящимися).

Обобщённые данные перспективной жилой, общественной и производственной застройки г. Орск в трех административных районах за первую пятилетку приведены в табл. 2.2. Прогнозируемый прирост жилых, общественных и производственных площадей в г. Орск за первую пятилетку приведён на рис. 2.2.

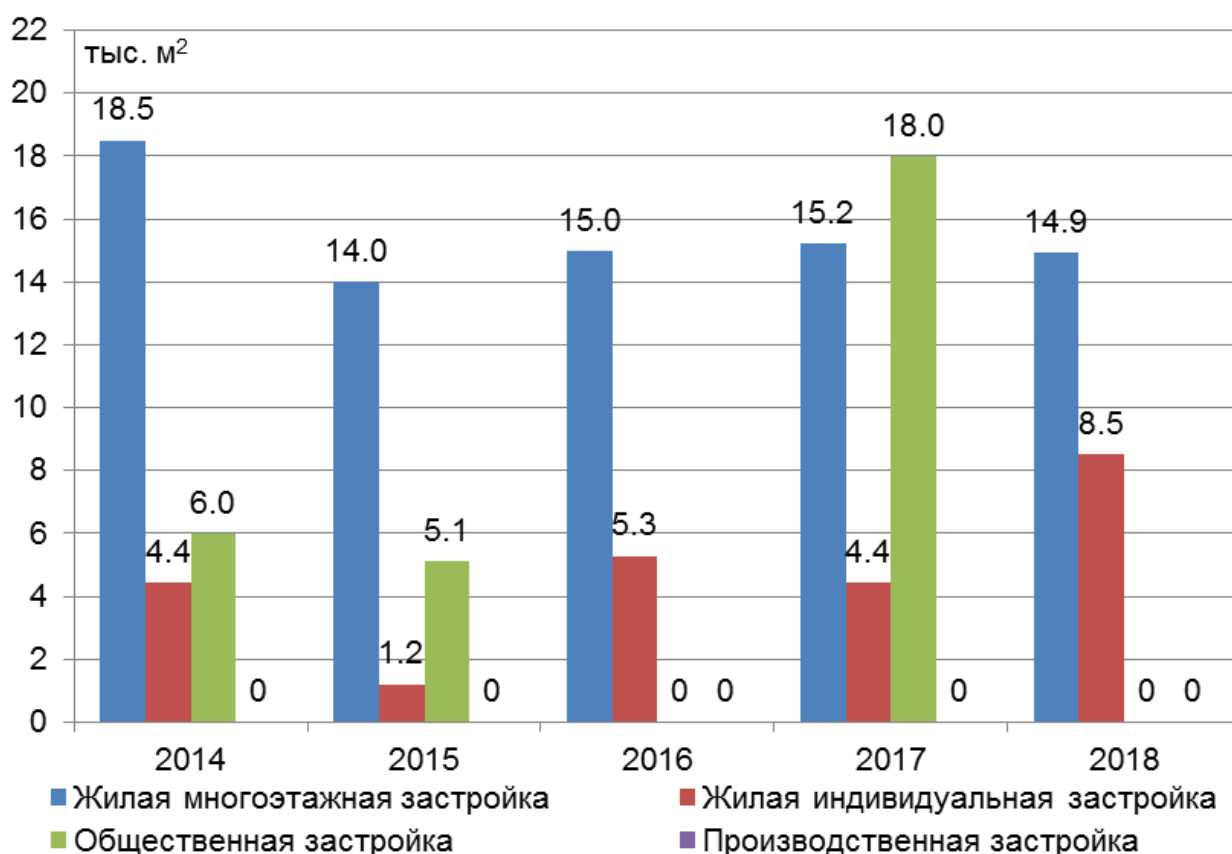


Рис. 1.1.2. Прогнозируемый ввод жилых, общественных и производственных зданий в период с 2014 по 2018 гг.

Таблица 1.1.1

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной застройки по годам, м²											
		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2014-2018 гг.	
		Много- этажное строит-во	Индиви- дуальное строит-во	Много- этажное строит-во	Индиви- дуальное строит-во	Много- этажное строит-во	Индиви- дуальное строит-во	Много- этажное строит-во	Индиви- дуальное строит-во	Много- этажное строит-во	Индиви- дуальное строит-во	Много- этажное строит-во	Индиви- дуальное строит-во
Жилые здания													
1	Октябрьский	18491	0	8304	1200	7560	1320	9575	4440	9389	0	53 319	6 960
2	Ленинский	0	0	1200	0	5300	0	5650	0	3300	0	15 450	0
3	Советский	0	4446	4500	0	2100	3960	0	0	2220	8520	8 820	16 926
Итого		18491	4446	14004	1200	14960	5280	15225	4440	14909	8520	77 589	23 886
Общественные здания													
1	Октябрьский	5971		5100		0		18000		0		29 071	
2	Ленинский	0		0		0		0		0		0	
3	Советский	0		0		0		0		0		0	
Итого		5971		5100		0		18000		0		29 071	
Производственные здания													
1	Октябрьский	0		0		0		0		0		0	
2	Ленинский	0		0		0		0		0		0	
3	Советский	0		0		0		0		0		0	
Итого		0		0		0		0		0		0	

Анализ табл. 2.2 и рис. 2.2. показывает, что среднегодовой прирост многоэтажного жилого фонда в г. Орск за первую пятилетку расчётного периода (2014 – 2028 гг.) составит 15,5 тыс. м² в год, индивидуального жилого фонда – 4,8 тыс. м², общественного фонда – 5,8 тыс. м², прирост производственного строительного фонда не прогнозируется. Среднегодовой прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда в г. Орск за первую пятилетку составит 0,8 %.

1.1.3. Прогноз перспективной застройки на период с 2019 по 2023 гг.

В период с 2019 по 2023 гг. ввиду отсутствия точных данных по вводу жилых и общественных зданий перспективная застройка определялась на основании данных СП 42.13330.2011 и экспертно по данным, представленным Управлением архитектуры и градостроительства администрации г. Орск:

- застраиваемой площади жилой территории;
- типу застройки.

Обобщённые данные перспективной застройки г. Орск по районам за вторую пятилетку приведены в табл. 2.5. и на рис. 2.5.

Таблица 1.1.2

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной застройки, м ²			
		Жилая много-этажная	Жилая индивидуальная	Общественно-деловая	Производственная
1	Октябрьский	55 930	0	6 300	0
2	Ленинский	5 210	7 680	0	0
3	Советский	31 120	13 200	13 400	0
Итого		92 260	20 880	19 700	0

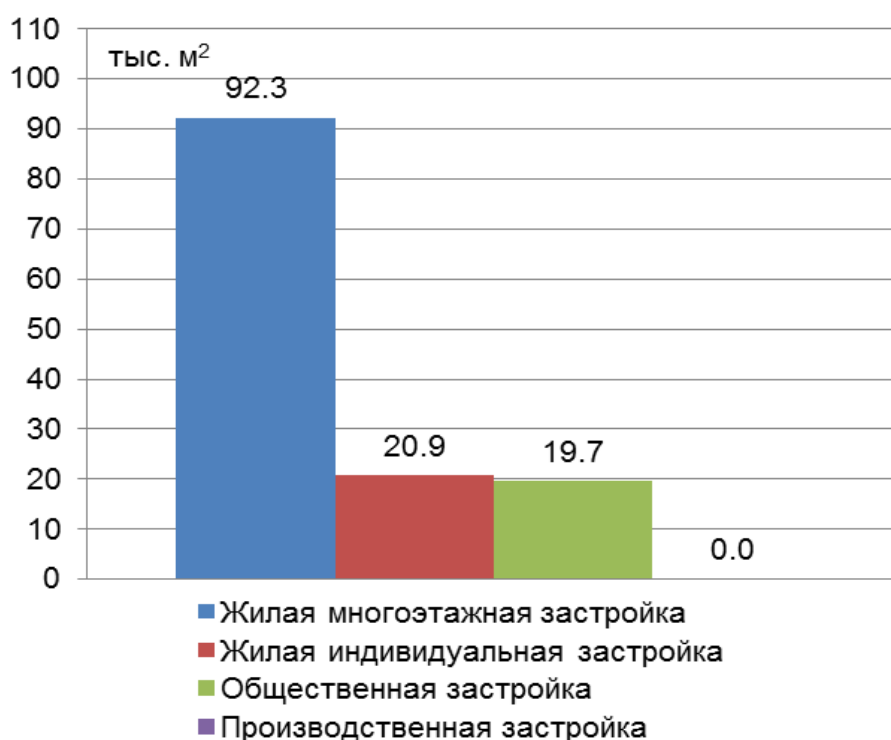


Рис. 1.1.3. Прогнозируемый ввод жилых, общественных и производственных зданий в период с 2019 по 2023 гг.

Общий прогнозируемый прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда в г. Орск в период с 2019 по 2023 гг. составит 113,1 тыс.м². Среднегодовой прирост жилого многоэтажного фонда составит 18,5 тыс.м², жилого индивидуального – 4,2 тыс.м², общественно-делового – 3,9 тыс. м², рост производственного строительного фонда не предполагается. Среднегодовой прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда г. Орск во вторую пятилетку (2019 – 2023 гг.) составит 0,9 % в год.

1.1.4. Прогноз перспективной застройки на период с 2024 по 2028 гг.

В период с 2024 по 2028 гг. ввиду отсутствия точных данных по вводу жилых и общественных зданий перспективная застройка определялась на основании данных СП 42.13330.2011 и экспертно по данным, представленным Управлением архитектуры и градостроительства администрации г. Орск:

- застраиваемой площади жилой территории;
- типу застройки.

Обобщённые данные перспективной застройки г. Орск по районам за третью пятилетку приведены в табл. 2.6. и на рис. 2.8.

Таблица 1.1.3

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной застройки, м ²			
		Жилая многоэтажная	Жилая индивидуальная	Общественно-деловая	Производственная
1	Октябрьский	28 470	13 920	10 660	0
2	Ленинский	15 775	0	0	0
3	Советский	52 470	10 320	12 740	0
Итого		96 715	24 240	23 400	0

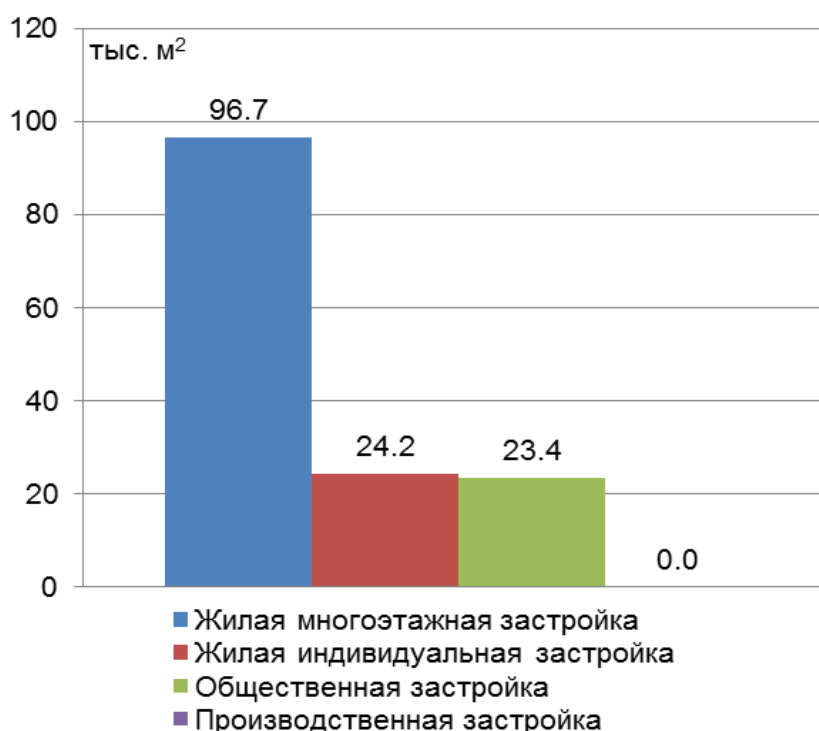


Рис. 1.1.4. Прогнозируемый ввод жилых, общественных и производственных зданий в период с 2024 по 2028 гг.

Общий прогнозируемый прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда в г. Орск в период с 2024 по 2028 гг. составит 121,0 тыс.м². Среднегодовой прирост жилого многоэтажного фонда составит 19,3 тыс.м², жилого индивидуального – 4,8 тыс.м², общественно-делового – 4,7 тыс.м², прирост производственного строительного фонда не планируется. Среднегодовой прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда г. Орск в третью пятилетку (2024 – 2028 гг.) составит 1,0 % в год.

1.1.5. Прогноз перспективной застройки на период с 2014 по 2028 гг.

В целом за расчётный период (2014 - 2028 гг.) в г. Орск прогнозируется увеличение жилого фонда (многоэтажного и индивидуального) на 335,6 тыс. м², увеличение общественно-делового фонда на 72,2 тыс. м², увеличение производственного строительного фонда не планируется. В сравнении с 2013 г. прирост жилого фонда города за 15 лет должен составить около 13,4 % (без учёта сносимого жилья).

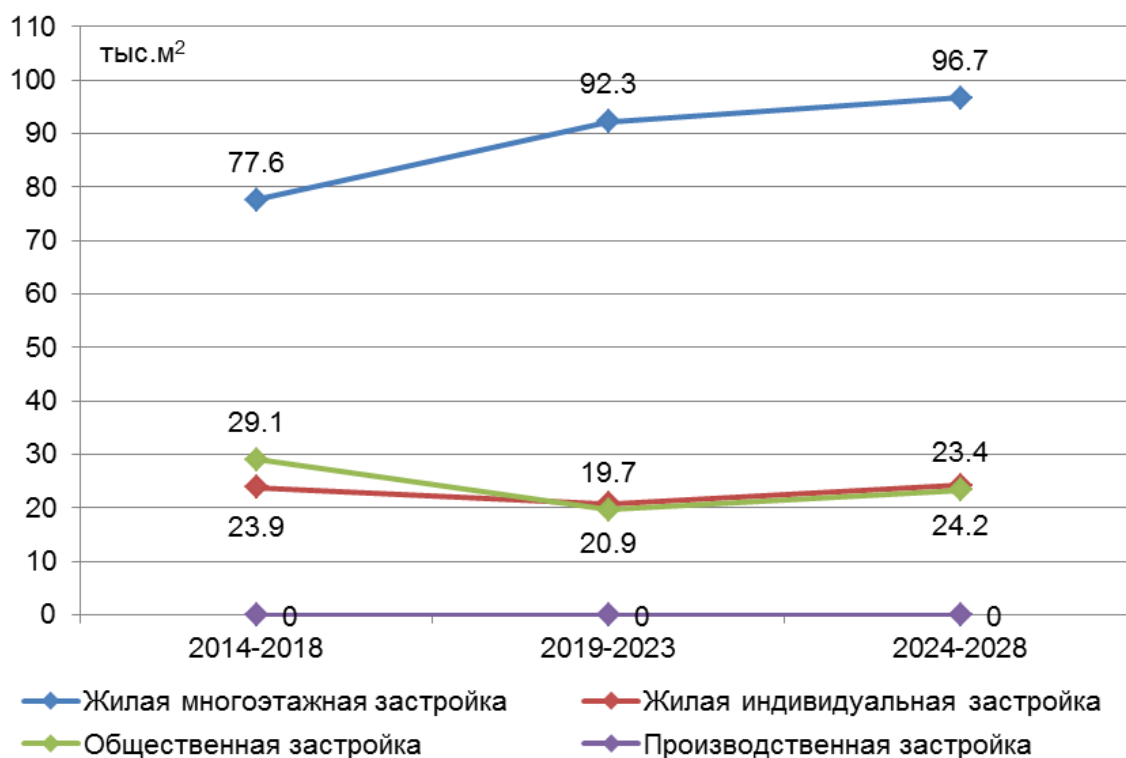


Рис. 1.1.5. Прогнозируемые темпы ввода жилых и общественных площадей с 2014 по 2028 гг.

Обобщённые данные перспективной застройки г. Орск по районам за расчётный период (2014 – 2028 гг.) приведены в табл. 2.7.

Таблица 1.1.4

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной застройки, тыс. м ²			
		Жилая многоэтажная	Жилая индивидуальная	Общественная	Производственная
1	Октябрьский	137,719	20,880	46,031	0
2	Ленинский	36,435	7,680	0	0
3	Советский	92,410	40,446	26,140	0
Итого		266,564	69,006	72,171	0

На рис. 2.12 представлен прогноз ввода в эксплуатацию многоэтажных жилых домов по районам за расчетный период (с 2014 по 2028 гг.). На рис. 2.13 представлен, соответственно, прогноз по индивидуальному жилому фонду за расчетный период.

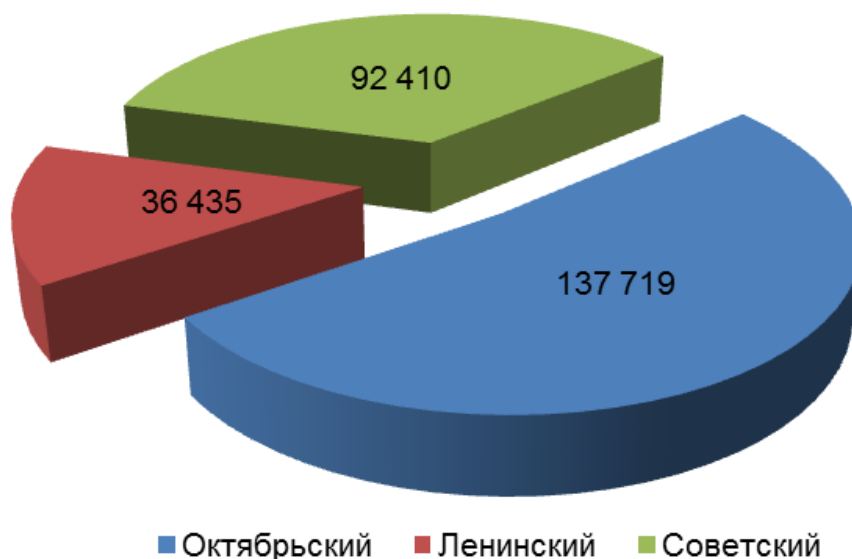


Рис. 1.1.6. Прогнозируемый ввод многоэтажных жилых домов по районам г. Орск за три пятилетки (м²)

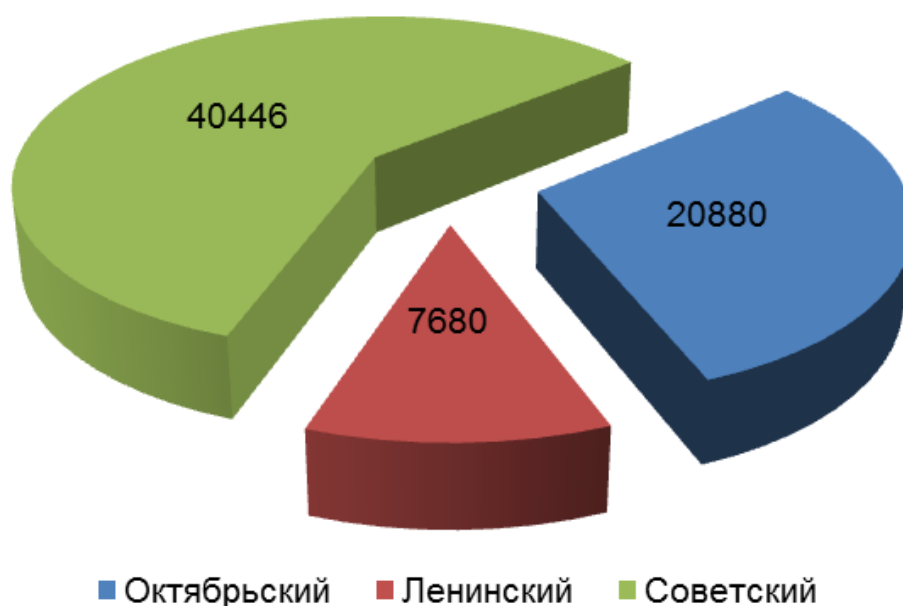


Рис. 1.1.7. Прогнозируемый ввод индивидуальных жилых домов по районам г. Орск за три пятилетки (м²)

1.1.6. Прогноз сноса зданий в период с 2013 по 2027 гг.

Прогноз сноса зданий в г. Орск, подключенных к системе центрального отопления, выполнен исходя из следующих данных:

- общего списка аварийного жилья в г. Орск, которое предполагается расселить и снести в 2014 – 2017 гг.;
- анализа существующей застройки на месте перспективных площадок строительства, исходя из необходимости сноса ветхого индивидуального (малоэтажного) жилья с последующим строительством на его месте многоэтажных жилых домов и общественных зданий.

По результатам выполненного прогноза сноса зданий в г. Орск в период с 2014 по 2028 гг. можно сделать следующие выводы:

- основную часть сносимых зданий в г. Орск составят аварийные и ветхие малоэтажные жилые дома;
- всего планируется к сносу порядка 42 тыс. м² площади, подключенной к системе центрального отопления.

Обобщённые данные по планируемому сносу зданий по районам г. Орск по годам расчётного периода приведены в табл. 2.8.

Таблица 1.1.5

№ п/п	Наименование района	Площадь сносимых зданий по годам расчётного периода, тыс. м ²							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2014-2028 гг.
1	Октябрьский	4,928	2,378	3,326	0,902	0,508	0,0	0,0	12,042
2	Ленинский	1,087	2,867	0,804	0,0	0,0	10,386	5,124	20,268
3	Советский	0,0	0,0	0,0	0,547	0,0	1,539	7,575	9,661
Итого		6,015	5,245	4,130	1,449	0,508	11,925	12,699	41,971

1.2. Перспективное изменение тепловых нагрузок в период с 2014 по 2028 гг. за счёт нового строительства и сноса существующих зданий

Перспективные приросты тепловых нагрузок потребителей за счет нового строительства за три пятилетки расчётного периода (с 2014 по 2028 гг.) по районам г. Орск с учётом снижения тепловой нагрузки вследствие сноса аварийных и ветхих зданий приведены в табл. 1.2.1 и на рис. 1.2.1.

Суммарный перспективный прирост тепловых нагрузок за счёт нового строительства за первые пять лет должен составить:

- в 2014 г.	0,65 Гкал/ч;
- в 2015 г.	0,37 Гкал/ч;
- в 2016 г.	-0,69 Гкал/ч;
- в 2017 г.	2,24 Гкал/ч;
- в 2018 г.	1,34 Гкал/ч;
- всего в период с 2014 по 2018 гг.	3,91 Гкал/ч;
- всего в период с 2019 по 2023 гг.	5,22 Гкал/ч;
- всего в период с 2024 по 2028 гг.	4,65 Гкал/ч;
- всего в период с 2014 по 2028 гг.	13,786 Гкал/ч.

Таблица 1.2.1

№ п/п	Наименование района / назначе- ние зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства по годам, Гкал/ч								
		2014			2015			2016		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего
1	Октябрьский									
1.1	Многоэтажные жи- лые здания	0,0977	-0,0195	0,0782	0,0032	-0,0738	-0,0706	-0,995	-0,3512	-1,3462
1.2	Индивидуальные жилые здания	0	0	0	0,0799	0,0079	0,0878	0,0878	0,0086	0,0964
1.3	Общественно- деловые здания	0,406	0,0254	0,4314	0,3468	0,0217	0,3685	0	0	0
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	0,5037	0,0059	0,5096	0,4299	-0,0442	0,3857	-0,9072	-0,3426	-1,2498
2	Ленинский									
2.1	Многоэтажные жи- лые здания	-0,149	-0,0335	-0,1825	-0,2149	-0,0351	-0,25	0,1263	0,0348	0,1611
2.2	Индивидуальные жилые здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	Общественно- деловые здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5	Всего по району	-0,149	-0,0335	-0,1825	-0,2149	-0,0351	-0,25	0,1263	0,0348	0,1611
3	Советский									
3.1	Многоэтажные жи- лые здания	0	0	0	0,2066	0,0295	0,2361	0,0964	0,0138	0,1102
3.2	Индивидуальные жилые здания	0,2959	0,0292	0,3251	0	0	0	0,2636	0,026	0,2896
3.3	Общественно- деловые здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5	Всего по району	0,2959	0,0292	0,3251	0,2066	0,0295	0,2361	0,36	0,0398	0,3998
Итого за год		0,6506	0,0016	0,6522	0,4216	-0,0498	0,3718	-0,4209	-0,268	-0,6889

№ п/п	Наименование района / назначе- ние зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства по годам, Гкал/ч								
		2017			2018			2014-2018		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего
1	Октябрьский									
1.1	Многоэтажные жи- лые здания	0,3535	0,0494	0,4029	0,362	0,0615	0,4235	-0,1786	-0,3336	-0,5122
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,0878	0,0086	0,0964	0	0	0	0,4632	0,0456	1,2272
1.3	Общественные здания	1,224	0,0765	1,3005	0	0	0	1,9768	0,1236	2,1004
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	1,873	0,155	2,028	0,362	0,0615	0,4235	2,2614	-0,1644	2,097
2	Ленинский									
2.1	Многоэтажные жи- лые здания	0,2593	0,0371	0,2964	0,1515	0,0216	0,1731	0,1732	0,0249	0,1981
2.2	Индивидуальные жилые здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	Общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5	Всего по району	0,2593	0,0371	0,2964	0,1515	0,0216	0,1731	0,1732	0,0249	0,1981
3	Советский									
3.1	Многоэтажные жи- лые здания	-0,083	0	-0,083	0,1019	0,0146	0,1165	0,3219	0,0579	0,3798
3.2	Индивидуальные жилые здания	0	0	0	0,567	0,0559	0,6229	1,1265	0,1111	1,2376
3.3	Общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5	Всего по району	-0,083	0	-0,083	0,6689	0,0705	0,7394	1,4484	0,169	1,6174
Итого за год		2,0493	0,1921	2,2414	1,1824	0,1536	1,336	3,883	0,0295	3,9125

Продолжение таблицы 1.2.1

№ п/п	Наименование района / назначе- ние зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства в период с 2019 по 2023 гг., Гкал/ч								
		2019-2023			2024-2028			2014-2028		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне- недельная)	Всего
1	Октябрьский									
1.1	Многоэтажные жи- лые здания	2,1141	0,3021	2,4162	0,9226	0,1317	1,0543	2,8581	0,1002	2,9583
1.2	Индивидуальные жилые здания	0	0	0	0,654	0,0644	0,7184	1,1172	0,11	1,2272
1.3	Общественные здания	0,3528	0,0221	0,3749	0,5117	0,0321	0,5438	2,8413	0,1778	3,0191
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	2,4669	0,3242	2,7911	2,0883	0,2282	2,3165	6,8166	0,388	7,2046
2	Ленинский									
2.1	Многоэтажные жи- лые здания	-0,8541	0,0281	-0,826	-0,0388	0,0704	0,0316	-0,7197	0,1234	-0,5963
2.2	Индивидуальные жилые здания	0,4209	0,0415	0,4624	0	0	0	0,4209	0,0415	0,4624
2.3	Общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5	Всего по району	-0,4332	0,0696	-0,3636	-0,0388	0,0704	0,0316	-0,2988	0,1649	-0,1339
3	Советский									
3.1	Многоэтажные жи- лые здания	1,0364	0,168	1,2044	0,981	0,1384	1,1194	2,3393	0,3643	2,7036
3.2	Индивидуальные жилые здания	0,7235	0,0713	0,7948	0,4849	0,0477	0,5326	2,3349	0,2301	2,565
3.3	Общественные здания	0,7504	0,047	0,7974	0,6115	0,0382	0,6497	1,3619	0,0852	1,4471
3.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5	Всего по району	2,5103	0,2863	2,7966	2,5103	0,2243	2,3017	6,0361	0,6796	6,7157
Итого за период		4,544	0,6801	5,2241	4,5598	0,5229	4,6498	12,5539	1,2325	13,7864

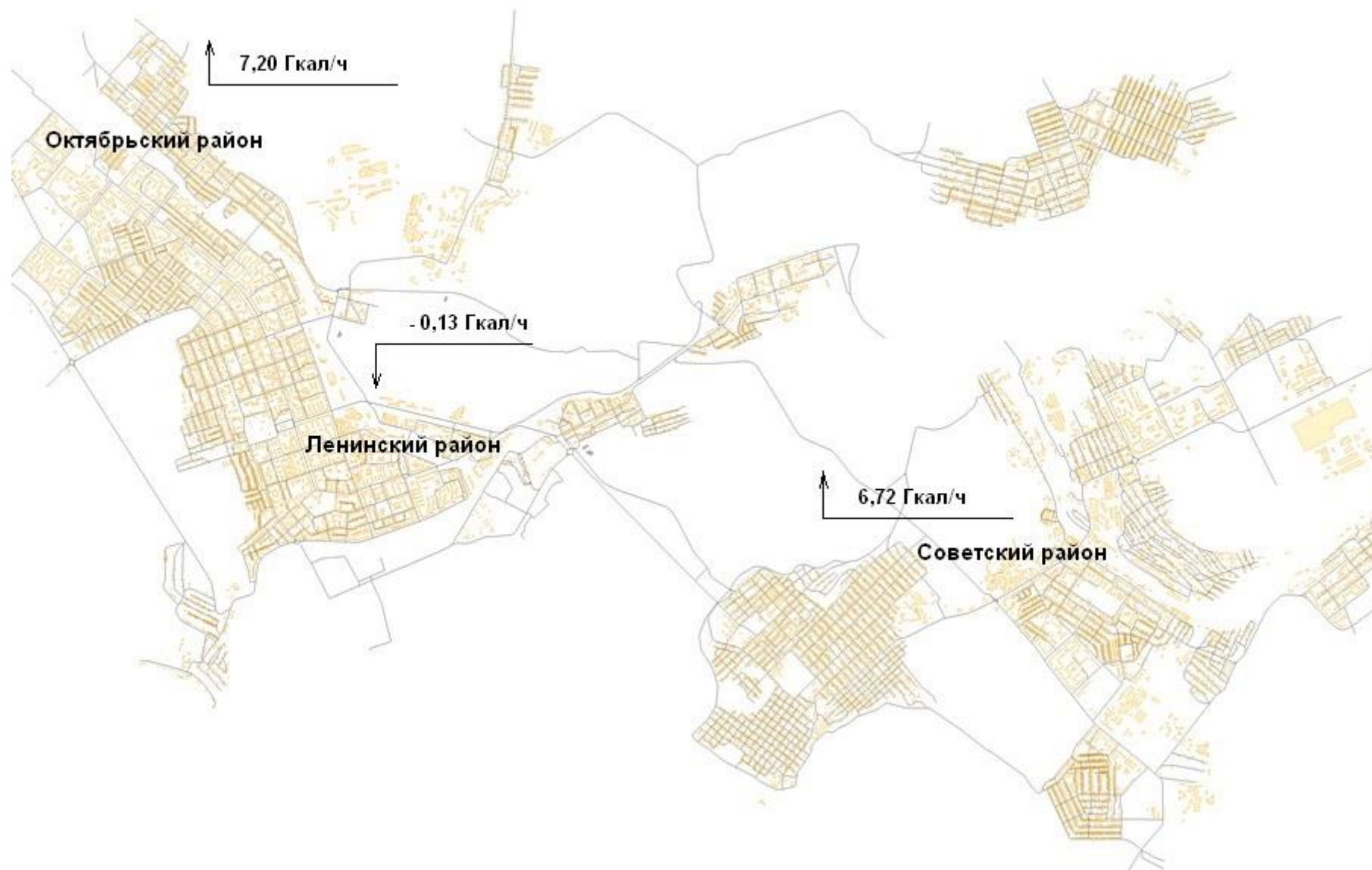


Рис. 1.2.1. Перспективное изменение тепловой нагрузки за счет нового строительства по районам г. Орск в период с 2014 по 2028 гг. с учётом сноса существующих зданий

1.3. Перспективное изменение тепловых нагрузок и теплопотребления промышленных потребителей в период с 2014 по 2028 гг.

Увеличение потребления тепловой энергии, передаваемой с горячей водой промышленными потребителями не планируется. Данных о возможном развитии производства организациями не предоставлено. В связи с этим принимается допущение, что возможный прирост потребления тепловой энергии, передаваемой с горячей водой, при увеличении объемов производимой продукции или новом строительстве будет компенсироваться внедрением современных энергосберегающих технологий.

В тоже время начиная с 2015 г. запланировано увеличение тепловой нагрузки промышленных потребителей с паром за счёт дополнительного отпуска 15,7 Гкал/ч с редуцированным паром 45 кгс/см² от ТЭЦ-1.

Раздел 2. Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

2.1. Существующее положение

2.1.1. Структура теплоснабжения г. Орск

Основным источником теплоснабжения в г. Орск является Орская ТЭЦ-1 филиал ОАО «Оренбургская ТГК» ТГК-7, на долю которой приходится порядка 73,9 % полезного отпуска тепловой энергии в паре и горячей воде.

Другим крупным производителем тепловой энергии в г. Орск являются МУП «Орское предприятие тепловых сетей», который отпускает порядка 24,2 % тепловой энергии в городе. На балансе МУП «Орское предприятие тепловых сетей» находятся 11 котельных, которые отпускают тепловую энергию потребителям с горячей водой.

Также в г. Орск функционируют 3 ведомственные котельные, принадлежащие ЗАО «Орский мясокомбинат», ОАО «Российские железные дороги» и ОАО «Орское карьероуправление». Данные три теплоснабжающие организации покрывают соответственно 1,16 %, 0,08 % и 0,67 % потребности г. Орск в тепловой энергии с горячей водой.

Таким образом, в городе действует один источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – ТЭЦ-1, а также 14 котельных, из которых 8 можно отнести к крупным (установленная тепловая мощность более 10 Гкал/ч): котельные № 1, 5, 6, 7, 10, ОАО «РЖД», ОАО «ОКУ» и ЗАО «ОМК», а остальные 6 к малым (установленная тепловая мощность менее 10 Гкал/ч): котельные № 2, 3, 4, 8, 9, 12 (см. рис. 2.1.1).

Расположение и существующие (по состоянию на 1.01.2014 г.) зоны действия источников теплоснабжения г. Орск представлены на рис. 2.1.2.

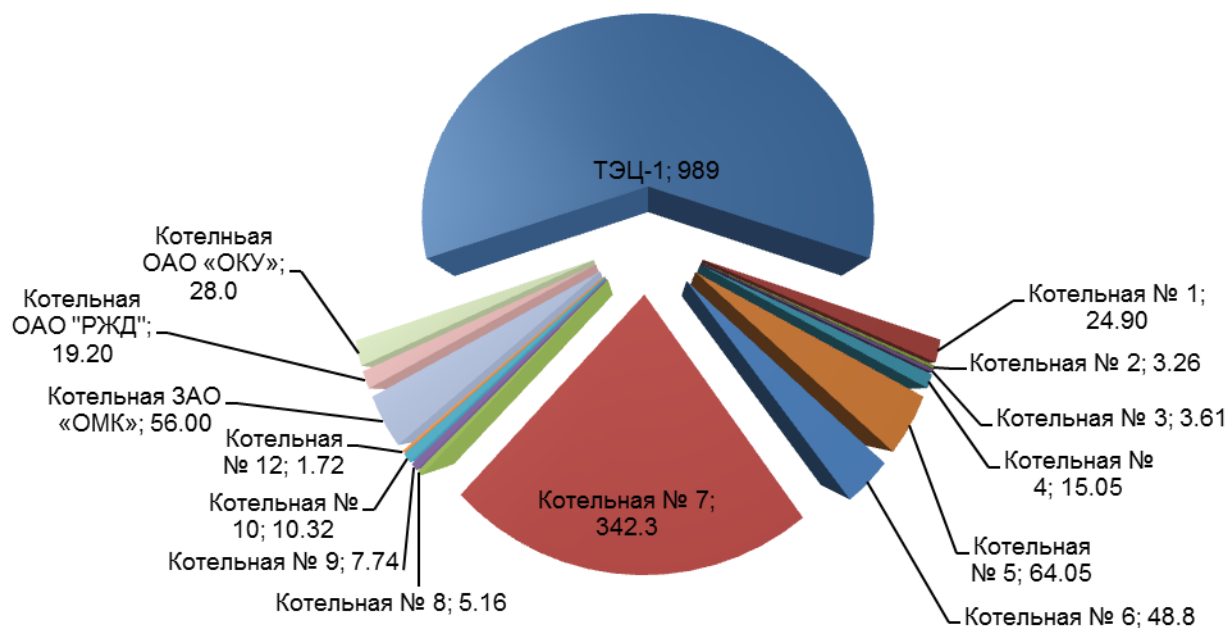


Рис. 2.1.1. Соотношение располагаемых тепловых мощностей источников теплоснабжения

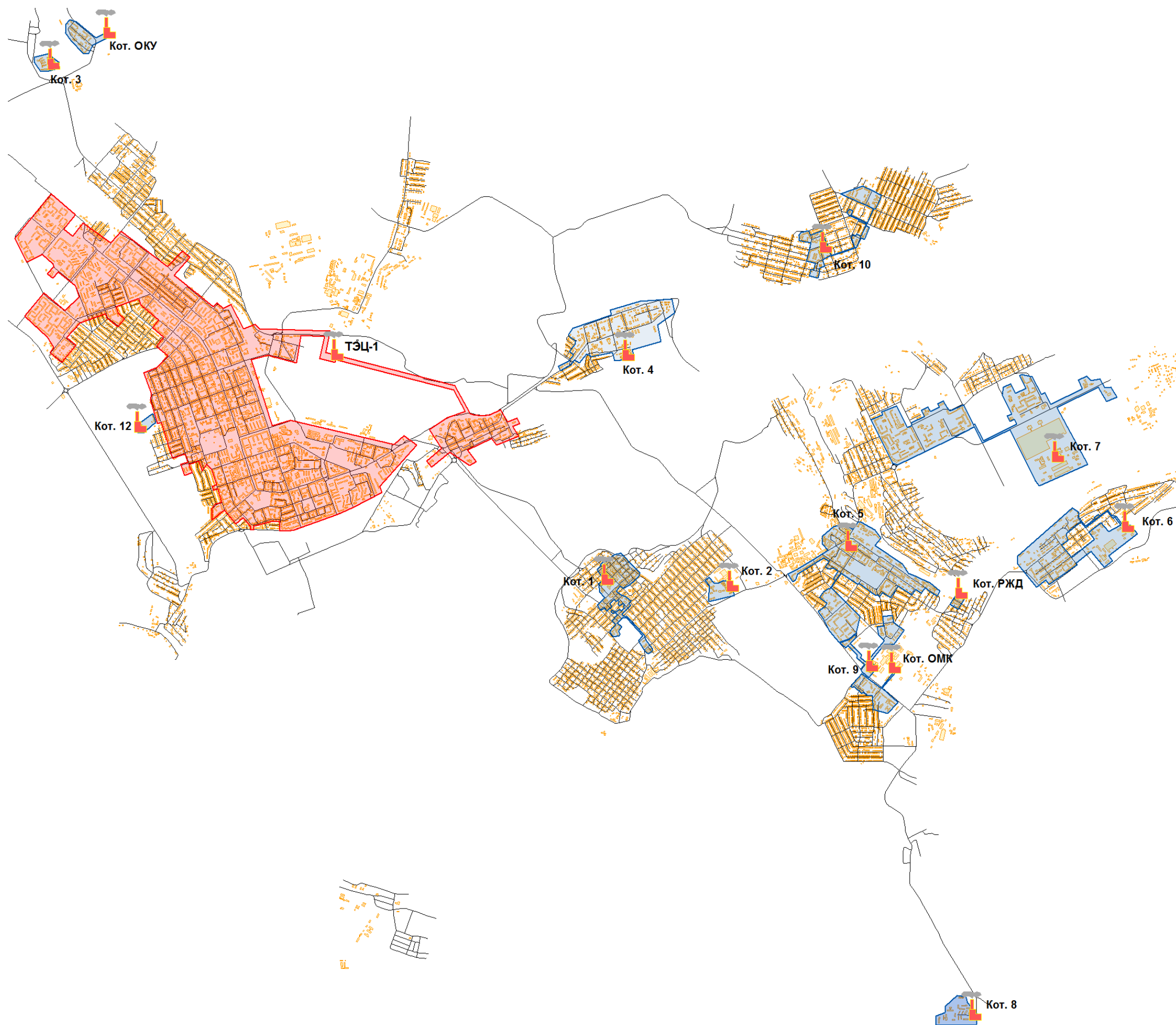


Рис. 2.1.2. Схема теплоснабжения г. Орск с указанием источников теплоснабжения и их зон действия по состоянию на 1.01.2014

2.1.2. Структура основного оборудования ТЭЦ-1

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-1 составляет 245 МВт.

Установленная тепловая мощность Орской ТЭЦ-1 составляет 989 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин – 629 Гкал/ч, и 360 Гкал/ч – мощность двух пиковых водогрейных котлов: одного водогрейного котла ПТВМ-180 и одного водогрейного котла КВГМ-180-2. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов трех турбин ПТ-65/75-130/13 – $62 \times 3 = 186$ Гкал/ч, мощности производственных отборов - $85 \times 3 = 255$ Гкал/ч и противодавления турбины Р-50-130/13 – 188 Гкал/ч.

Снижение располагаемой тепловой мощности ТЭЦ в сравнении с установленной на 360 Гкал/ч вызвано списанием двух водогрейных котлов ПТВМ-180 ст. № 1, 2.

Состав парка котельного оборудования Орской ТЭЦ-1 приведен в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Давление свежего пара кгс/см ²	Завод изготовитель	Температура свежего пара (номинальная / разрешенная), °С	Максимальная паропроизводительность, т/ч
9	БКЗ 210-140 Ф	1961	140	Барнаульский котельный завод	555 / 550	210
10	ТГМ 84	1962	140	Таганрогский котельный завод «Красный котельщик»	555 / 550	420
11	ТГМ 84	1963	140		555 / 550	420
12	ТГМ 84	1964	140		555 / 550	420
13	ТГМ 84 Б	1973	140		555 / 550	420

На ТЭЦ установлены четыре газомазутных пиковых водогрейных котла. Технические характеристики ПВК приведены в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм	ПТВМ-180, ст. № 3 (в консервации)	КВГМ-180-2, ст. № 4
1	Год ввода в эксплуатацию	-	1984	1989
2	Завод изготовитель	-	Барнаульский котельный завод	Дорогобужский котельный завод
3	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	180	180
4	Номинальный расход сетевой воды через котел	т/ч	3860	3700
5	Температура воды на входе в котел (при работе на мазуте)	°С	70(110)	70(110)
6	Максимальная температура на выходе из котла	°С	150	150
7	Расход мазута	т/ч	22,3	20,76
8	Расход газа	нм ³ /ч	25300	22776
9	Расчетное давление	кгс/см ²	10-25	10-25

Состав парка турбинного оборудования Орской ТЭЦ-1 приведен в табл. 2.1.3.

Таблица 2.1.3

Ст. №	Тип	Завод производитель	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная / максимальная мощность, МВт	Температура свежего пара номинальная / разрешенная, °С
9	ПТ-65/75-130/13	ЛМЗ	1993	65 / 75	555 / 545
10	ПТ-65/75-130/13	ЛМЗ	1997	65 / 75	555 / 545
11	ПТ-65/75-130/13	ЛМЗ	2002	65 / 75	555 / 545
12	P-50-130/15	ЛМЗ	1965	50	555 / 545

Как следует из табл. 2.1.1, 2.1.3 температура острого пара была снижена для паровых котлов с 555 °С до 550 °С, для паровых турбин с 555 оС до 545 оС. Данное мероприятие необходимо для продления паркового ресурса основных элементов основного оборудования в соответствии с письмом № 13-797 от 18.05.1994 ОАО «Оренбургэнерго», указанием по Орской ТЭЦ-1 от 24.05.1994 г. на основании рекомендаций АО «Уралтехэнерго» (телетайпограмма № 118 от 18.02.1994 г.).

2.1.3. Структура основного оборудования котельных

Суммарная установленная тепловая мощность котельных составляет 630 Гкал/ч.

Суммарная подключённая тепловая нагрузка потребителей составляет 236,2 Гкал/ч.

Перечень основного оборудования котельных представлен в табл. 2.1.4.

Таблица 2.1.4

Ст. №	Тип, модификация котла	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель	Номинальная теплопроизводительность котла, Гкал/ч	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Основное топливо
Котельная №1						
1	ТВГ-8М	1977	Монастырищенский машиностроительный завод	8,3	24,9	Природный газ
2	ТВГ-8М	1977	Монастырищенский машиностроительный завод	8,3		Природный газ
3	ТВГ-8М	1977	Монастырищенский машиностроительный завод	8,3		Природный газ
Котельная №2						
1	КСВ-1,9ГС	1997	ПО "Сибтепломаш"	1,63	3,26	Природный газ
2	КСВ-1,9ГС	1997	ПО "Сибтепломаш"	1,63		Природный газ
Котельная №3						
1	RIELLO RTQ 1750 I RSS	2009	Концерн RIELLO S.P.A (Италия)	1,806	3,61	Природный газ
2	RIELLO RTQ 1750 I RSS	2009	Концерн RIELLO S.P.A (Италия)	1,806		Природный газ

Ст. №	Тип, модификация котла	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель	Номинальная теплопроизводительность котла, Гкал/ч	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Основное топливо
Котельная №4						
1	Logano S825L-5200	2013	BUDERUS	4,471	15,05	Природный газ
2	Logano S825L-5200	2013	BUDERUS	4,471		Природный газ
3	Logano S825L-5200	2013	BUDERUS	4,471		Природный газ
4	Logano S825L-1900	2013	BUDERUS	1,634		Природный газ
Котельная №5						
1	ДЕ 10-14ГМ	1986	Бийский котельный завод	6,5	64,05	Природный газ
2	Е-1/9Г	2011	Монастырищенский машиностроительный завод	0,65		Природный газ
3	ДЕ 16-14ГМ	1999	Бийский котельный завод	10,4		Природный газ
4	ДКВР 10-13	1985	Бийский котельный завод	6,5		Природный газ
5	КВГМ-20-150	1995	Дорогобужский котельный завод	20		Природный газ
6	КВГМ-20-150	1993	Дорогобужский котельный завод	20		Природный газ
Котельная № 6						
1	ДЕ 25-14ГМ	1981	Бийский котельный завод	16,25	48,75	Природный газ
2	ДЕ 25-14ГМ	1981	Бийский котельный завод	16,25		Природный газ
3	ДЕ 25-14ГМ	1981	Бийский котельный завод	16,25		Природный газ
Котельная № 7						
1	ДКВР 20/13 консервация	1997	Бийский котельный завод	13,0	342,25	Природный газ
2	ДКВР 20/13	1975	Бийский котельный завод	13,0		Природный газ
3	ДЕ 25-14ГМ	1983	Бийский котельный завод	16,25		Природный газ
4	ПТВМ-100	1976	Белгородский котельный завод	100,0		Природный газ
5	ПТВМ-100	1976	Белгородский котельный завод	100,0		Природный газ
6	ПТВМ-100 консервация	1983	Белгородский котельный завод	13,0		Природный газ
Котельная № 8						
1	КСВ-2,0	2001	ЗАО "СИБМЕТ"	1,72	5,16	Природный газ
2	КСВ-2,0	2001	ЗАО "СИБМЕТ"	1,72		Природный газ
3	КСВ-2,0	2001	ЗАО "СИБМЕТ"	1,72		Природный газ

Ст. №	Тип, модификация котла	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель	Номинальная теплопроизводительность котла, Гкал/ч	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Основное топливо
Котельная № 9						
1	КСВ-3,0	2006	ЗАО "СИБМЕТ"	2,58	7,74	Природный газ
2	КСВ-3,0	2006	ЗАО "СИБМЕТ"	2,58		Природный газ
3	КСВ-3,0	2006	ЗАО "СИБМЕТ"	2,58		Природный газ
Котельная № 10						
1	КСВ-2,0	2005	ОАО "Тюмень-Дизель"	1,72	10,32	Природный газ
2	КСВ-5,0	2005	ОАО "Тюмень-Дизель"	4,3		Природный газ
3	КСВ-5,0	2005	ОАО "Тюмень-Дизель"	4,3		Природный газ
Котельная № 12						
1	Факел-1Г	1996	Минский завод отопительного оборудования	0,86	1,72	Природный газ
2	Факел-1Г	1996	Минский завод отопительного оборудования	0,86		Природный газ
Котельная ЗАО "ОМК"						
1	ДЕ-25/14	1988	Бийский котельный завод	15	56	Природный газ
2	ДЕ-25/14	1988	Бийский котельный завод	15		Природный газ
3	ДКВР-20/13	1978	Бийский котельный завод	13		Природный газ
4	ДКВР-20/13	1978	Бийский котельный завод	13		Природный газ
Котельная ОАО «ОКУ»						
1	ДКВР-6,5/13	1970	Бийский котельный завод	4	28	Природный газ
2	ДКВР-6,5/13	1970	Бийский котельный завод	4		Природный газ
3	КВГМ-10-150	1977	Дорогобужский котельный завод	10		Природный газ
4	КВГМ-10-150	1977	Дорогобужский котельный завод	10		Природный газ
Котельная ОАО «РЖД»						
1	ДКВР-10/13	2009	Бийский котельный завод	6,4	19,2	Природный газ
2	ДКВР-10/13	2010	Бийский котельный завод	6,4		Природный газ
3	ДКВР-10/13	2011	Бийский котельный завод	6,4		Природный газ

Данные по подключённой тепловой нагрузке потребителей и резерву / дефициту тепловой мощности котельных приведены на рис. 2.1.3.

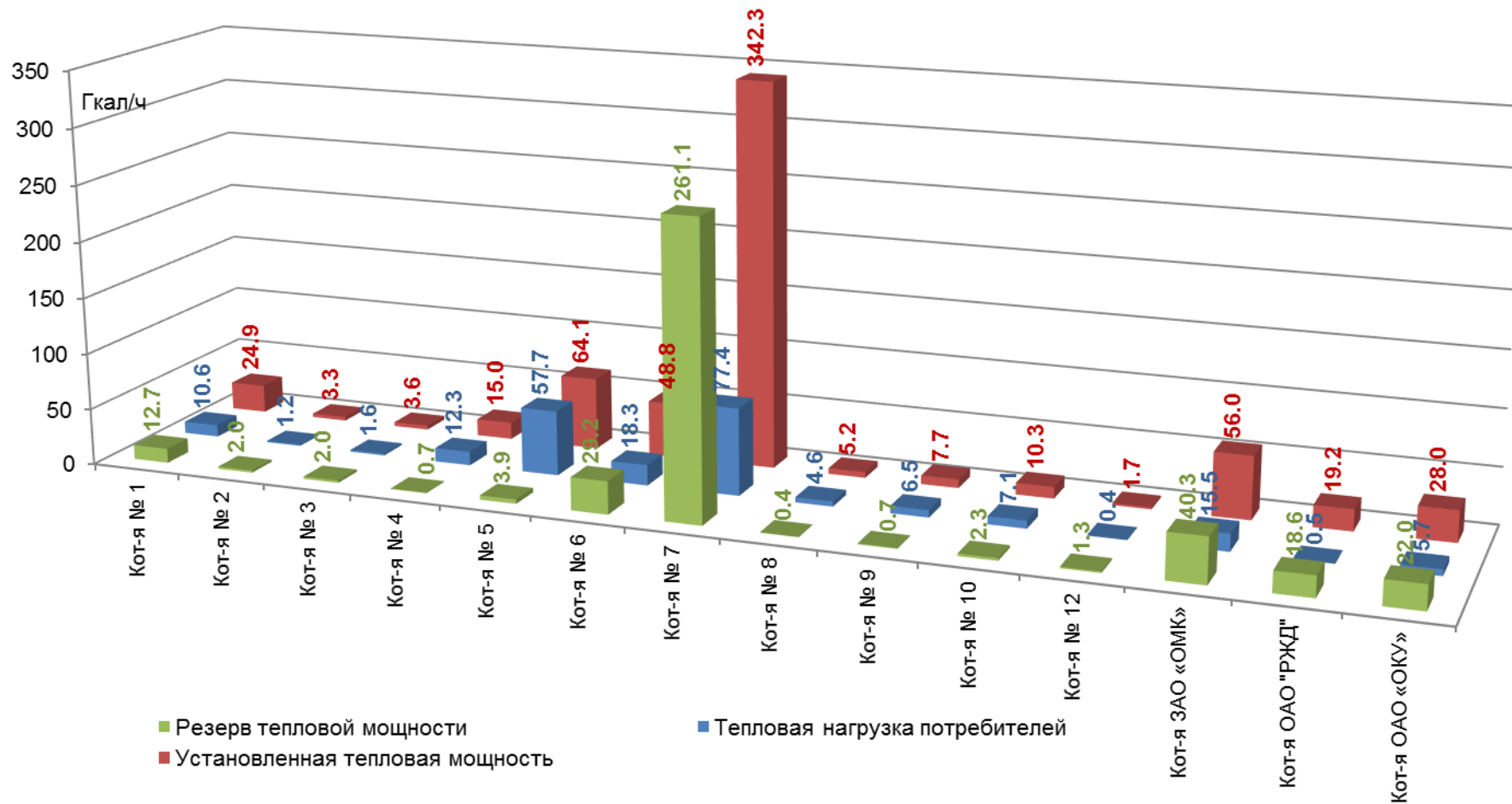


Рис. 2.1.3. Соотношение установленной тепловой мощности, подключённой тепловой нагрузки и резерва / дефицита тепловой мощности котельных в г. Орск

2.2. Перспективные зоны действия источников теплоснабжения

На основании данных, предоставленных Департаментом архитектуры и строительства администрации г. Орск были определены величины прироста тепловой нагрузки вследствие нового строительства, а также снижения существующей тепловой нагрузки из-за запланированного сноса аварийного жилья за расчётный период (2014 – 2028 гг.) в каждом из элементов территориального деления (см. Книгу 2). При этом теплоснабжение части перспективных площадок строительства предполагается осуществлять за счёт индивидуальных источников теплоснабжения. В первую очередь это касается индивидуальной (малоэтажной) жилой застройки и части общественных и производственных зданий.

При определении источников централизованного теплоснабжения для перспективных площадок строительства учитывались следующие данные:

- выданные технические условия на подключения строящихся зданий к тепловым сетям существующих источников теплоснабжения;
- планы застройщиков по установке индивидуальных источников теплоснабжения;
- близость перспективных площадок строительства к зонам действия существующих источников теплоснабжения.
- возможность подключения перспективных площадок строительства к тепловым сетям существующих источников теплоснабжения исходя из гидравлического расчёта тепловых сетей;
- экономическая целесообразность подключения удалённых перспективных площадок строительства к тепловым сетям существующих источников теплоснабжения;
- установленная тепловая мощность и планы развития существующих источников теплоснабжения (предпочтение отдавалось крупным источникам теплоснабжения с установленной тепловой мощностью более 10 Гкал/ч)

По результатам проведённого анализа для осуществления централизованного теплоснабжения перспективных площадок строительства предполагается использовать тепловые мощности следующих источников теплоснабжения:

- Орская ТЭЦ-1 (филиал ОАО «Оренбургская ТГК» ТГК-7);
- котельные № 4, 5, 6, 7 (МУП «Орское предприятие тепловых сетей»).

На рис. 1.2.1 - 1.2.6. показаны существующие и перспективные зоны действия источников теплоснабжения г. Орск, которые предполагается использовать для покрытия перспективной тепловой нагрузки потребителей в период с 2014 по 2028 гг. или которые изменятся вследствие закрытия котельных (котельная № 3). Перспективные зоны действия прочих источников теплоснабжения не изменятся (рис. 1.1.2).

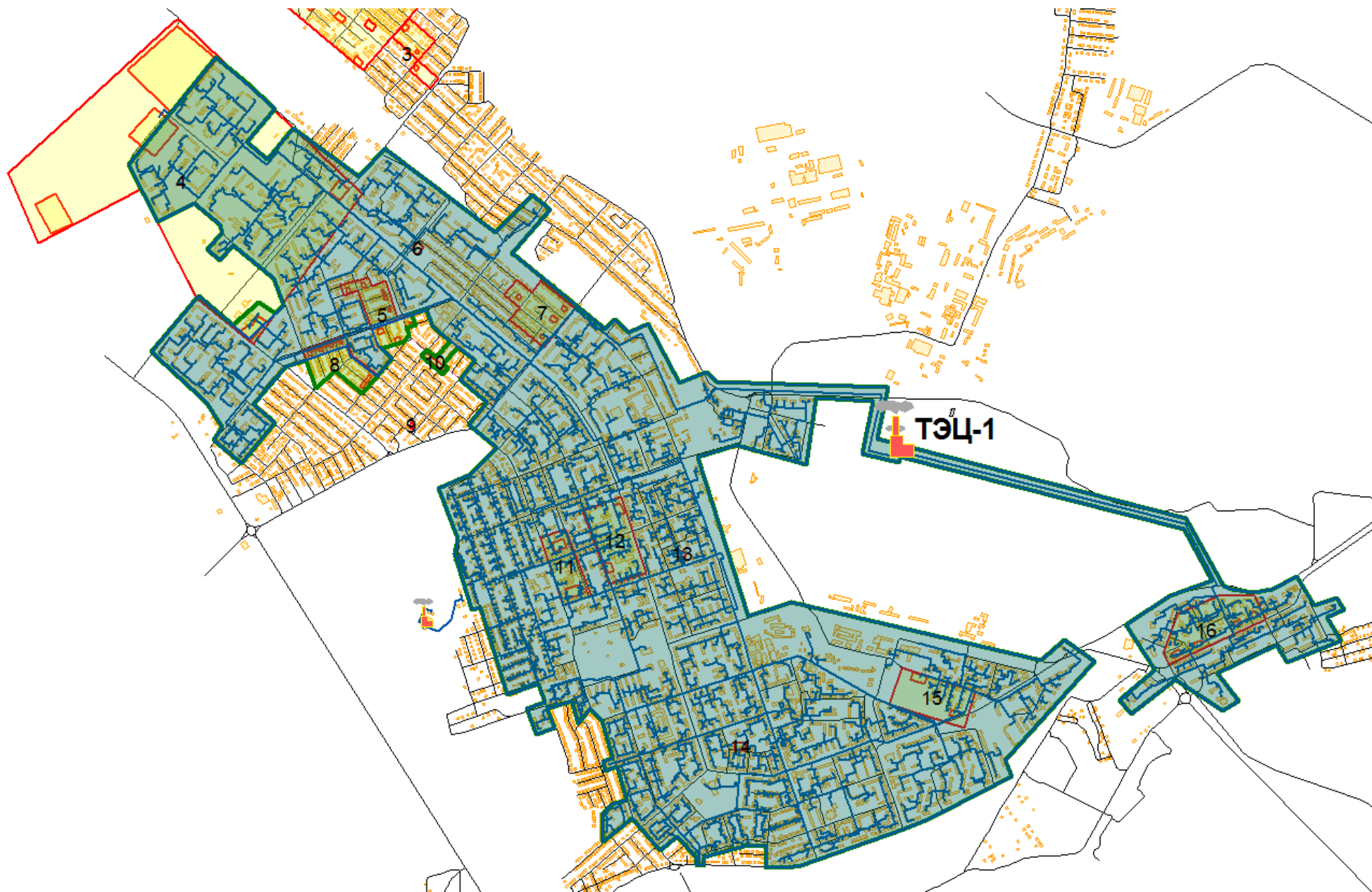


Рис. 2.2.1. Существующая (выделена синим) и перспективная (выделена синим и зелёным) зоны действия Орской ТЭЦ-1 с указанием тепловых сетей (выделены синим) и перспективных площадок строительства (выделены красным)

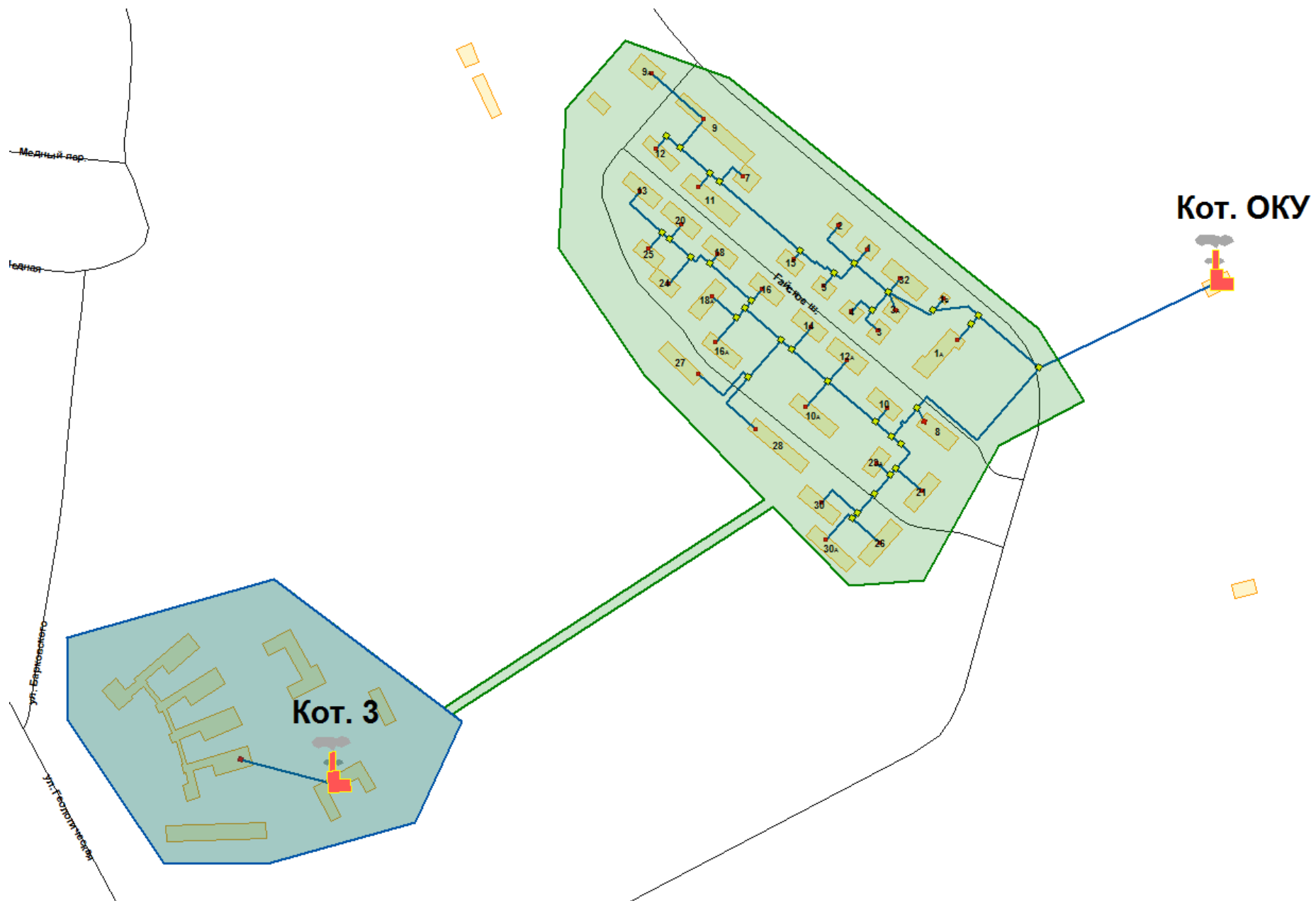


Рис. 2.2.2. Существующая (выделена синим) и перспективная (выделена синим и зелёным) зоны действия котельной № 3 с указанием тепловых сетей (выделены синим)

Рис. 2.2.3. Существующая (выделена синим) и перспективная (выделена синим и зелёным) зоны действия котельной № 4 с указанием тепловых сетей (выделены синим) и перспективных площадок строительства (выделены красным)

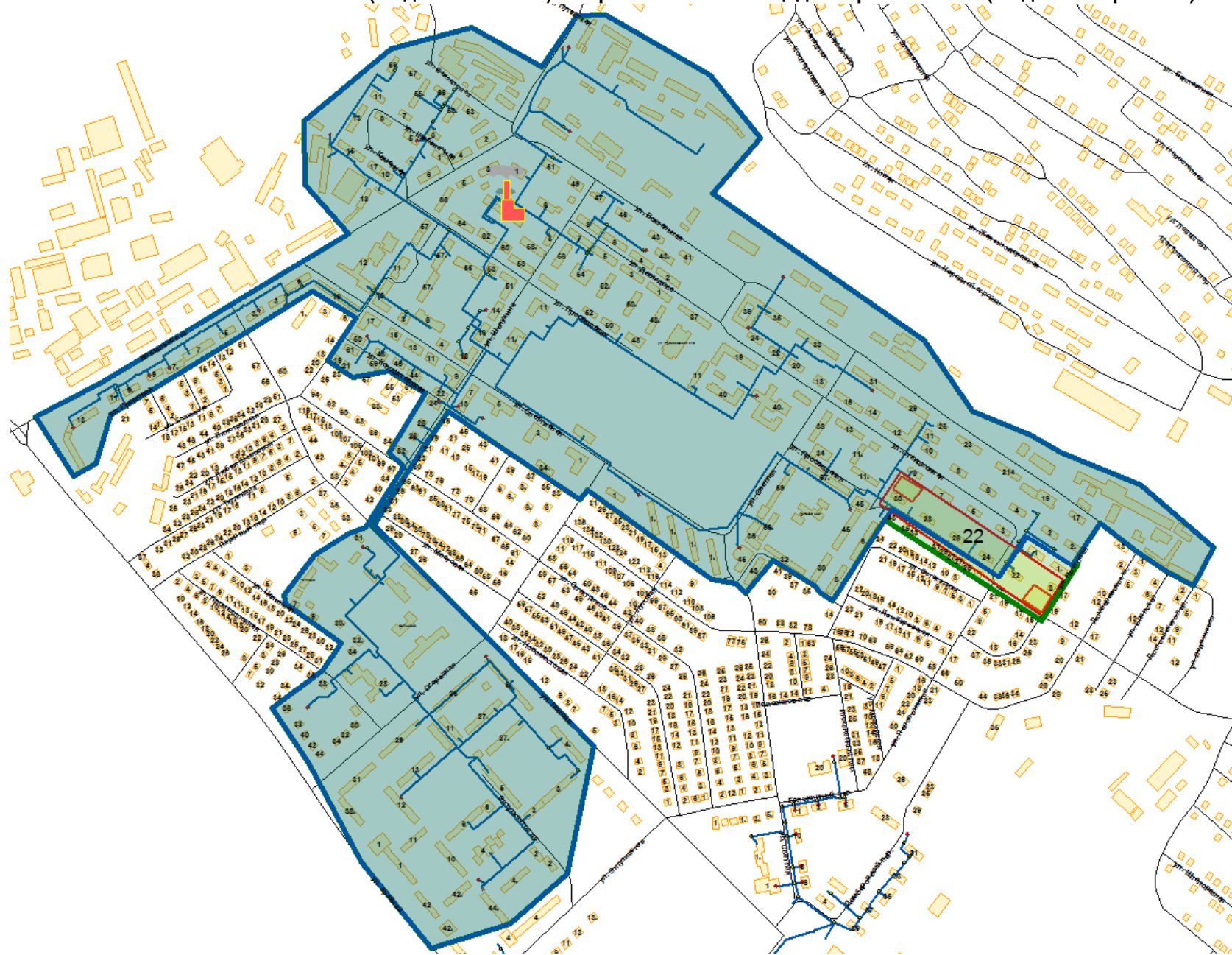


Рис. 2.2.5. Существующая (выделена синим) и перспективная (выделена синим и зелёным) зоны действия котельной № 6 с указанием тепловых сетей (выделены синим) и перспективных площадок строительства (выделены красным)

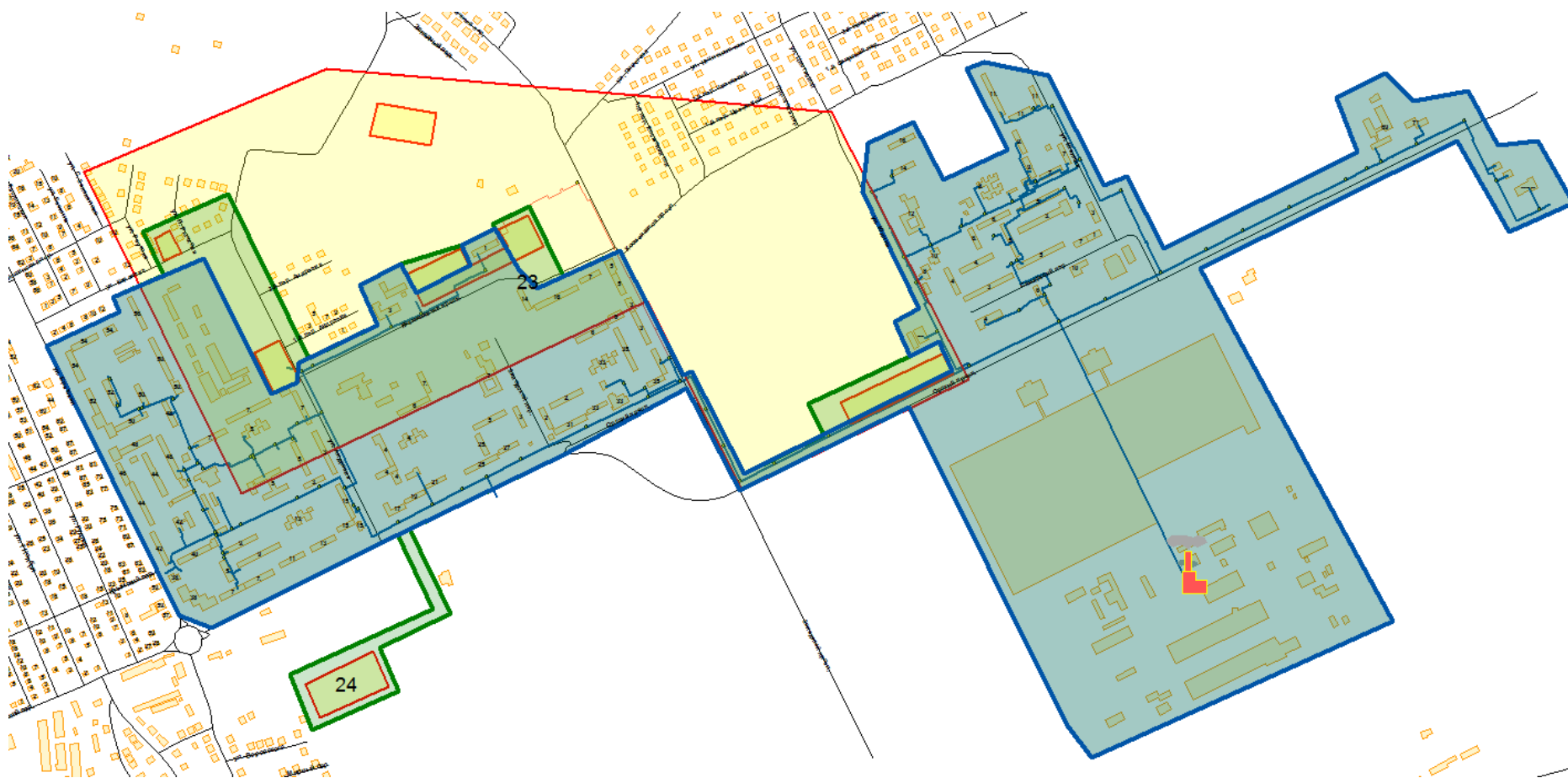


Рис. 2.2.6. Существующая (выделена синим) и перспективная (выделена синим и зелёным) зоны действия котельной № 7 с указанием тепловых сетей (выделены синим) и перспективных площадок строительства (выделены красным)

2.3. Перспективные тепловые нагрузки источников теплоснабжения г. Орск

В табл. 2.3.1 и на рис. 2.3.1 приведены данные по перспективным изменениям тепловой нагрузки существующих источников централизованного теплоснабжения, а также индивидуальных источников теплоснабжения с учетом нового строительства и запланированного сноса аварийного жилья.

Общий прирост перспективной тепловой нагрузки централизованного теплоснабжения в г. Орск за счёт нового строительства и сноса аварийного жилья в период с 2014 по 2028 гг. должен составить 13,79 Гкал/ч. На основании данных табл. 2.1 можно сделать вывод о том, что на долю Орской ТЭЦ-1 приходится 39,85% суммарного прироста перспективной тепловой нагрузки г. Орск. Ещё 31,40% прироста перспективной тепловой нагрузки предполагается покрыть за счёт тепловых мощностей крупной котельной №7. За счет индивидуальных источников - 28,75%. На котельных № 4, 5, 6 тепловая нагрузка уменьшается за счет сноса старого жилого фонда в период 2019-2028 гг.

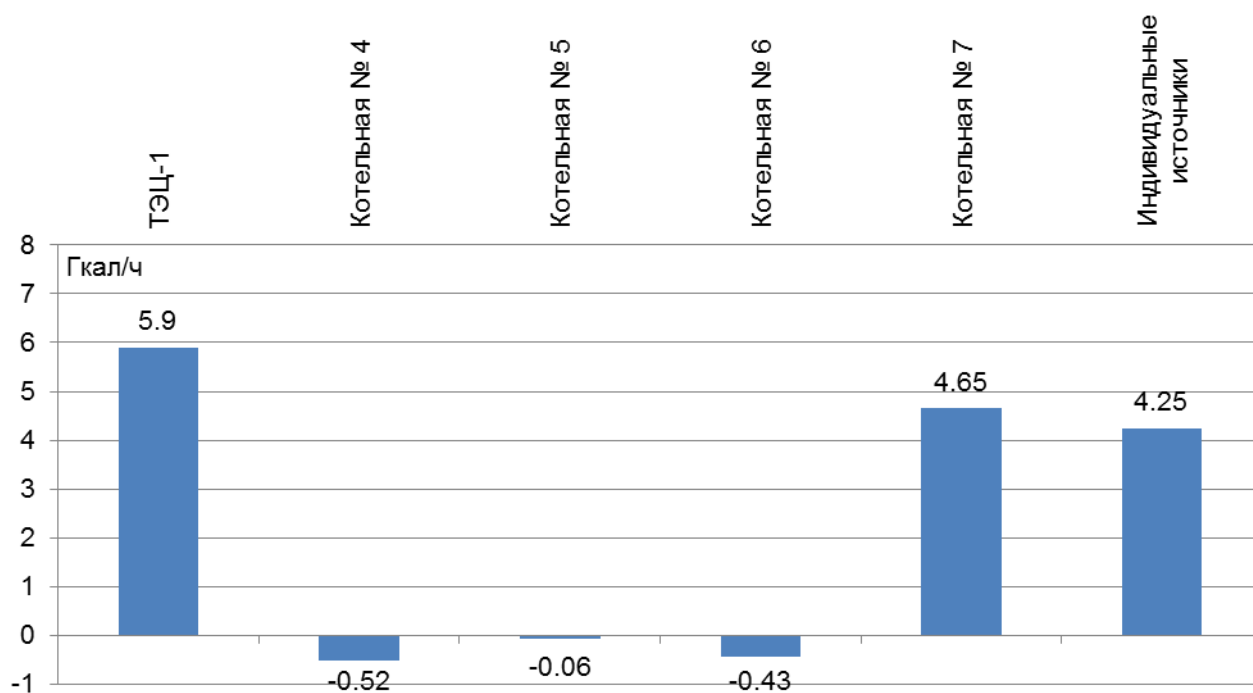


Рис. 2.3.1. Изменение суммарной тепловой нагрузки потребителей централизованных и индивидуальных источников теплоснабжения в г. Орск

Таблица 2.3.2

№ п/п	Структура тепловой нагрузки потребителей	Изменение перспективной тепловой нагрузки потребителей за расчётный период, Гкал/ч							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	Всего
1	Орская ТЭЦ-1								
	общая нагрузка	0.33	0.05	-1.19	2.00	0.60	2.79	1.32	5.90
	- нагрузка на отопление и вентиляцию	0.35	0.14	-0.87	1.84	0.51	2.47	1.13	5.57
	- нагрузка ГВС (средненедельная)	-0.03	-0.09	-0.32	0.16	0.08	0.32	0.19	0.33
2	Котельная №4								
	общая нагрузка	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.83	0.31	-0.52
	- нагрузка на отопление и вентиляцию	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.85	0.26	-0.59
	- нагрузка ГВС (средненедельная)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.05	0.08
3	Котельная №5								
	общая нагрузка	0.00	0.24	0.00	-0.08	0.00	-0.10	-0.12	-0.06
	- нагрузка на отопление и вентиляцию	0.00	0.21	0.00	-0.08	0.00	-0.10	-0.12	-0.10
	- нагрузка ГВС (средненедельная)	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.04
4	Котельная №6								
	общая нагрузка	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.43	-0.43
	- нагрузка на отопление и вентиляцию	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.35	-0.35
	- нагрузка ГВС (средненедельная)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.08	-0.08
5	Котельная №7								
	общая нагрузка	0.00	0.00	0.11	0.00	0.12	2.10	2.32	4.65
	- нагрузка на отопление и вентиляцию	0.00	0.00	0.10	0.00	0.10	1.89	2.06	4.15
	- нагрузка ГВС (средненедельная)	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01	0.21	0.26	0.49
6	Индивидуальные источники теплоснабжения								
	общая нагрузка	0.33	0.09	0.39	0.32	0.62	1.26	1.25	4.25
	- нагрузка на отопление и вентиляцию	0.30	0.08	0.35	0.30	0.57	1.14	1.14	3.87
	- нагрузка ГВС (средненедельная)	0.03	0.01	0.03	0.03	0.06	0.11	0.11	0.38
7	Сумма по городу								
	общая нагрузка	0.65	0.37	-0.69	2.24	1.34	5.22	4.65	13.79
	- нагрузка на отопление и вентиляцию	0.65	0.42	-0.42	2.05	1.18	4.54	4.13	12.55
	- нагрузка ГВС (средненедельная)	0.00	-0.05	-0.27	0.19	0.15	0.68	0.52	1.23

2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Принятый в «Схеме теплоснабжения г. Орск» вариант развития предполагает изменение состава основного оборудования Орской ТЭЦ-1, целью которого является вывод из эксплуатации отработавшего свой ресурс основного оборудования станции с заменой его на аналогичное новое оборудование.

После обновления состава основного оборудования установленная и располагаемая тепловая мощность станции не изменится и составит соответственно 989 Гкал/ч.

При расчёте суммарной, подключенной к ТЭЦ-1, тепловой нагрузки на расчётный период учитывались:

- фактическая и договорная тепловая нагрузка потребителей, подключенная к ТЭЦ-1 в 2013 г.;
- перспективная тепловая нагрузка ТЭЦ-1 на период с 2014 по 2028 гг.;
- увеличение тепловой нагрузки промышленных потребителей за счёт дополнительного отпуска 15,7 Гкал/ч с редуцированным паром 45 кгс/см² начиная с 2015 г.

Составленные балансы установленной, располагаемой, тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия Орской ТЭЦ-1 представлены в табл. 2.4.1.

Таблица 2.4.1

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателей в расчётный период, Гкал/ч						
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
1	Установленная тепловая мощность	989	989	989	989	989	989	989
2	Располагаемая тепловая мощность	989	989	989	989	989	989	989
3	Расход тепла на собственные нужды	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	976.86	976.86	976.86	976.86	976.86	976.86	976.86
5	Тепловая нагрузка потребителей							
5.1	а) договорная	595.16	610.91	609.72	611.72	612.31	615.1	616.42
	- отопление и вентиляция	416.91	417.05	416.18	418.02	418.53	421	422.13
	- ГВС (средненедельный)	81.75	81.66	81.34	81.5	81.58	81.9	82.09
	- пар	96.5	96.5	96.5	96.5	96.5	96.5	96.5
	- редуцированный пар 45 кгс/см ²	0	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7
5.2	б) фактическая	517.19	532.94	531.75	533.75	534.34	537.13	538.45
	- отопление и вентиляция	420.78	420.92	420.05	421.89	422.40	424.87	426.00
	- ГВС (средненедельный)	45.66	45.57	45.25	45.41	45.49	45.81	46.00
	- пар	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75	50.75
	- редуцированный пар 45 кгс/см ²	0.00	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70
6	Тепловые потери в тепловых сетях	41.92	43.43	43.45	43.50	40.09	33.03	30.86
6.1	- в сетевой воде	32.67	32.68	32.70	32.75	29.34	22.28	20.11
6.2	- в паре	9.25	10.75	10.75	10.75	10.75	10.75	10.75
7	Резерв/дефицит тепловой энергии							
7.1	- договорная	+339.8	+322.5	+323.7	+321.6	+324.5	+328.7	+329.6
7.2	- фактическая	+417.8	+400.5	+401.7	+399.6	+402.4	+406.7	+407.5

2.5. Перспективные балансы тепловой мощности котельных

Основные предложения по обновлению состава основного оборудования котельных, а также объективные факторы, которые учитывались при разработке плана реконструкции каждой котельной приведены в табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.1

Источник тепловой энергии	Рекомендуемые мероприятия	Причины
Котельная № 1	Обновление состава основного оборудования со снижением установленной тепловой мощности	1) Котельная обладает значительным резервом тепловой мощности по состоянию на 2013 г. (12,7 Гкал/ч). 2) У котельной отсутствует прирост тепловой нагрузки потребителей.
Котельная № 2	Нет	Запланировано закрытие котельной с подключением тепловой нагрузки потребителей к новой котельной
Котельная № 3	Обновление состава основного оборудования с увеличением установленной тепловой мощности	Предполагается расширения зоны действия котельной № 3 за счёт включения зоны действия котельной ОКУ, в результате чего тепловая нагрузка котельной вырастет
Котельная № 4	Нет	1) На котельной установлены новые котлы 2) Котельная не имеет дефицита тепловой мощности
Котельная № 5	Обновление состава основного оборудования со снижением установленной тепловой мощности и заменой паровых котлов на водогрейные	1) Старение существующего оборудования. 2) Котельная не отпускает тепловую энергию потребителям с паром. 3) Установленные паровые котлы переведены в водогрейный режим.
Котельная № 6	Обновление состава основного оборудования со снижением установленной тепловой мощности и заменой паровых котлов на водогрейные	1) Значительный резерв тепловой мощности по состоянию на 2013 г. (29,2 Гкал/ч) и отсутствие прироста тепловой нагрузки потребителей. 2) Котельная не отпускает тепловую энергию потребителям с паром.
Котельная № 7	Обновление состава основного оборудования	Котельная не имеет дефицита тепловой мощности
Котельная № 8	Обновление состава основного	Старение существующего

	оборудования с увеличением установленной тепловой мощности	оборудования
Котельная № 9	Обновление состава основного оборудования с увеличением установленной тепловой мощности	Старение существующего оборудования
Котельная № 10	Нет	1) Установленные котлы не выработали свой ресурс. 2) Тепловая нагрузка котельной к 2028 г. не изменится 3) Дефицита тепловой мощности нет
Котельная № 12	Обновление состава основного оборудования со снижением установленной тепловой мощности	Котельная эксплуатируется только в отопительном периоде и имеет резерв тепловой мощности 1,3 Гкал/ч при нагрузке потребителей 0,4 Гкал/ч
Котельная ОКУ	Нет	Запланировано закрытие котельной
Котельная ОМК	Нет	Запланировано закрытие котельной
Котельная РЖД	Нет	1) Установленные котлы не выработали свой ресурс. 2) Тепловая нагрузка котельной к 2028 г. не изменится. 3) Дефицита тепловой мощности нет.

Подробная информация по реконструкции и закрытию существующих, а также строительству новых котельных в г. Орск представлена в разделе 4.

Составленные балансы установленной, располагаемой, тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия котельных представлены в табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.2

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателей за рассматриваемый период, год						
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Котельная № 1								
1	Установленная тепловая мощность	24.90	23.10	13.86	13.86	13.86	13.86	13.86
2	Располагаемая тепловая мощность	24.90	23.10	13.86	13.86	13.86	13.86	13.86
3	Расход тепла на собственные нужды	0.067	0.060	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	24.83	23.04	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82
5	Тепловая нагрузка потребителей	10.63	10.63	10.63	10.63	10.63	10.63	10.63
5.1	- отопление	9.71	9.71	9.71	9.71	9.71	9.71	9.71
5.2	- вентиляция	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
5.3	- ГВС (средненедельное)	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
6	Тепловые потери в тепловых сетях	1.503	1.503	1.503	1.503	1.503	1.299	1.144
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+12.70	+10.91	+1.68	+1.68	+1.68	+1.89	+2.04
Котельная № 2			БМК ул. Соколова					
1	Установленная тепловая мощность	3.26	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
2	Располагаемая тепловая мощность	3.26	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
3	Расход тепла на собственные нужды	0.007	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	3.253	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095
5	Тепловая нагрузка потребителей	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0.078	0.036	0.036	0.036	0.036	0.036	0.036
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+1.96	+0.84	+0.84	+0.84	+0.84	+0.84	+0.84
Котельная № 3								
1	Установленная тепловая мощность	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	11.61	11.61
2	Располагаемая тепловая мощность	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	11.61	11.61
3	Расход тепла на собственные нужды	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.045	0.045
4	Располагаемая тепловая мощность	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	11.57	11.57

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателей за рассматриваемый период, год						
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
	нетто							
5	Тепловая нагрузка потребителей	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	7.24	7.24
5.1	- котельной № 3	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
5.2	- котельной ОАО «ОКУ»	0	0	0	0	0	5.68	5.68
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.336	0,336
6.1	- котельной № 3	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.070	0.070
6.2	- котельной ОАО «ОКУ»	0	0	0	0	0	0.266	0.266
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+2.03	+2.03	+2.03	+2.03	+2.03	+3.99	+3.99
Котельная № 4								
1	Установленная тепловая мощность	15.04	15.04	15.04	15.04	15.04	15.04	15.04
2	Располагаемая тепловая мощность	15.04	15.04	15.04	15.04	15.04	15.04	15.04
3	Расход тепла на собственные нужды	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	14.99	14.99	14.99	14.99	14.99	14.99	14.99
5	Тепловая нагрузка потребителей	12.26	12.26	12.26	12.26	12.26	11.44	11.75
6	Тепловые потери в тепловых сетях	2.07	1.72	1.27	0.96	0.96	0.97	0.97
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+0,65	+1,01	+1,45	+1,77	+1,77	+2,58	+2,26
Котельная № 5								
1	Установленная тепловая мощность	64,05	70,65	70,65	70,65	70,65	70,65	70,65
2	Располагаемая тепловая мощность	64,05	70,65	70,65	70,65	70,65	70,65	70,65
3	Расход тепла на собственные нужды	0,367	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	63,68	70,24	70,24	70,24	70,24	70,24	70,24
5	Тепловая нагрузка потребителей	57,65	57,89	57,89	57,81	57,81	57,72	57,6
6	Тепловые потери в тепловых сетях	2,172	1,543	1,227	1,103	1,103	1,104	1,109
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+3,86	+10,81	+11,12	+11,33	+11,33	+11,42	+11,53

Котельная № 6								
1	Установленная тепловая мощность	48.75	39	29.25	19.5	19.5	19.5	19.5
2	Располагаемая тепловая мощность	48.75	39	29.25	19.5	19.5	19.5	19.5
3	Расход тепла на собственные нужды	0.12	0.11	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	48.63	38.89	29.16	19.42	19.42	19.42	19.42
5	Тепловая нагрузка потребителей	18.28	18.28	18.28	18.28	18.28	18.28	17.85
6	Тепловые потери в тепловых сетях	1.123	1.123	1.123	1.123	1.123	0.617	0.626
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+29.23	+19.49	+9.76	+0.02	+0.02	+0.52	+0.94
Котельная № 7								
1	Установленная тепловая мощность	342.25	342.25	342.25	342.25	342.25	342.25	342.25
2	Располагаемая тепловая мощность	342.25	342.25	342.25	342.25	342.25	342.25	342.25
3	Расход тепла на собственные нужды	0.666	0.666	0.666	0.666	0.666	0.666	0.666
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	341.58	341.58	341.58	341.58	341.58	341.58	341.58
5	Тепловая нагрузка потребителей	77.39	77.39	77.5	77.5	77.61	79.71	82.03
6	Тепловые потери в тепловых сетях	3.060	2.503	2.212	2.216	2.220	1.652	1.656
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+261.13	+261.69	+261.87	+261.87	+261.75	+260.22	+257.90
Котельная № 8								
1	Установленная тепловая мощность	5.16	5.16	7.95	7.26	7.26	8.33	8.33
2	Располагаемая тепловая мощность	5.16	5.16	7.95	7.26	7.26	8.33	8.33
3	Расход тепла на собственные нужды	0.028	0.028	0.032	0.032	0.032	0.03	0.03
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	5.13	5.13	7.92	7.23	7.23	8.30	8.30
5	Тепловая нагрузка потребителей	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55
5.1	- отопление	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
5.2	- вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
5.3	- ГВС (средненедельное)	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216	0,106
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+0,37	+0,37	+3,15	+2,46	+2,46	+3,53	+3,64

Котельная № 9								
1	Установленная тепловая мощность	7.74	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53
2	Располагаемая тепловая мощность	7.74	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53	10.53
3	Расход тепла на собственные нужды	0.045	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	7.70	10.48	10.48	10.48	10.48	10.48	10.48
5	Тепловая нагрузка потребителей	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
5.1	- отопление	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
5.2	- вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
5.3	- ГВС (средненедельное)	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,355	0,212
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+0,73	+3,51	+3,51	+3,51	+3,51	+3,64	+3,78
Котельная № 10								
1	Установленная тепловая мощность	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32
2	Располагаемая тепловая мощность	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32
3	Расход тепла на собственные нужды	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	10.266	10.266	10.266	10.266	10.266	10.266	10.266
5	Тепловая нагрузка потребителей	7.12	7.12	7.12	7.12	7.12	7.12	7.12
5.1	- отопление	6.27	6.27	6.27	6.27	6.27	6.27	6.27
5.2	- вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
5.3	- ГВС (средненедельное)	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.541	0.390
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+2.26	+2.26	+2.26	+2.26	+2.26	+2.60	+2.76
Котельная № 12								
1	Установленная тепловая мощность	1.72	1.72	1.72	1.72	1.72	1.08	1.08
2	Располагаемая тепловая мощность	1.72	1.72	1.72	1.72	1.72	1.05	1.05
3	Расход тепла на собственные нужды	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	1.715	1.715	1.715	1.715	1.715	1.075	1.075

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателей за рассматриваемый период, год						
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
5	Тепловая нагрузка потребителей	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
5.1	- отопление	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
5.2	- вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
5.3	- ГВС (средненедельное)	0	0	0	0	0	0	0
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.017	0.017
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+1.30	+1.30	+1.30	+1.30	+1.30	+0.678	+0.678
ЗАО «ОМК»			БМК по ул. Перегонная					
1	Установленная тепловая мощность	56	31	31	31	31	31	31
2	Располагаемая тепловая мощность	56	31	31	31	31	31	31
3	Расход тепла на собственные нужды	0.068	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	55.93	30.96	30.96	30.96	30.96	30.96	30.96
5	Тепловая нагрузка потребителей	15.47	15.47	15.47	15.47	15.47	15.47	15.47
5.1	- отопление	11.55	11.55	11.55	11.55	11.55	11.55	11.55
5.2	- вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
5.3	- ГВС (средненедельное)	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0.133	0.133	0.133	0.133	0.133	0.133	0.133
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+40.33	+15.36	+15.36	+15.36	+15.36	+15.36	+15.36
Котельная ОАО «РЖД»								
1	Установленная тепловая мощность	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20
2	Располагаемая тепловая мощность	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20
3	Расход тепла на собственные нужды	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20
5	Тепловая нагрузка потребителей	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
5.1	- отопление	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
5.2	- вентиляция	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателей за рассматриваемый период, год						
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
5.3	- ГВС (средненедельное)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+18.65	+18.65	+18.65	+18.65	+18.65	+18.65	+18.65
Котельная ОАО «ОКУ»								
1	Установленная тепловая мощность	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	-	-
2	Располагаемая тепловая мощность	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	-	-
3	Расход тепла на собственные нужды	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	-	-
4	Располагаемая тепловая мощность нетто	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	-	-
5	Тепловая нагрузка потребителей	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	-	-
5.1	- отопление	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	-	-
5.2	- вентиляция	0	0	0	0	0	-	-
5.3	- ГВС (средненедельное)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	-	-
6	Тепловые потери в тепловых сетях	0.266	0.266	0.266	0.266	0.266	-	-
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+22.01	+22.01	+22.01	+22.01	+22.01	-	-

2.6. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

На рис. 2.5.1–2.5.3 представлены зоны действия индивидуального теплоснабжения (выделены зелёным), расположенные в трёх районах г. Орск. В зону индивидуального теплоснабжения попадают частные жилые дома, расположенные за пределом зон с центральным теплоснабжением и отапливаемые собственными источниками тепла, работающими на газообразном или твердом топливе.

В Октябрьском районе г. Орск (рис. 2.5.1) зоны индивидуального теплоснабжения расположены вдоль берегов реки Елшанка и железной дороги, ограничены улицами Елисейская, Омская, Кутузова, Новотроицкое шоссе; улицами Нефтянников, Крупской, Орское шоссе, проспект Мира; улицами Бронницкая, Монтажников, Покровская, Магаданская; улицами Социалистическая, Новосибирская, Шаумяна, Вяземкая, Богдана Хмельницкого, Вяземский переулок; вдоль улиц Жуковского, Достоевского; улицами.

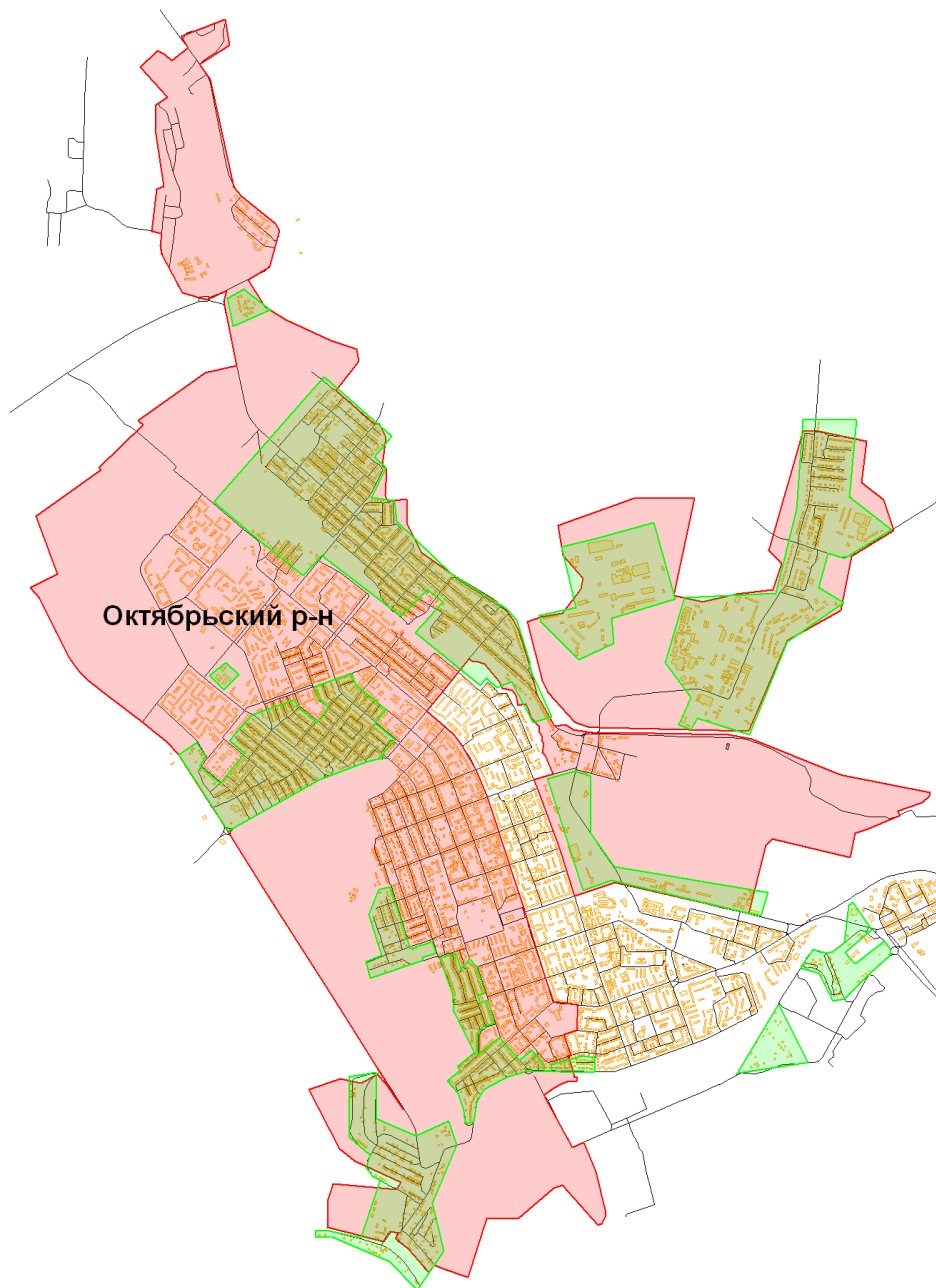


Рис. 2.6.1. Зоны действия источников индивидуального отопления (выделены зелёным), расположенные в Октябрьском районе

В Советском районе г. Орск (рис. 2.5.2) зоны индивидуального теплоснабжения ограничены следующими улицами: Набережная, Лескова, Мичурина, Алексеева, Каховского, Пролетарская, Новостроечная; Крайняя, Шелухина, Громовой; улицами Попова, Энтузиастов, Ледниковая, Кондукторская; Бухарская, Талалихина, Печатников, Деповским переулком; Грекова, Кирпичная, Народной стройки, Балластная, Братская, Королёва; Западным переулком и улицей Ивановская; Пирогова, Заповедная, проспект Космонавтов; Восточная, Огнеупорная, Багратиона, Гарина, Кунанбаева, Гудронная.

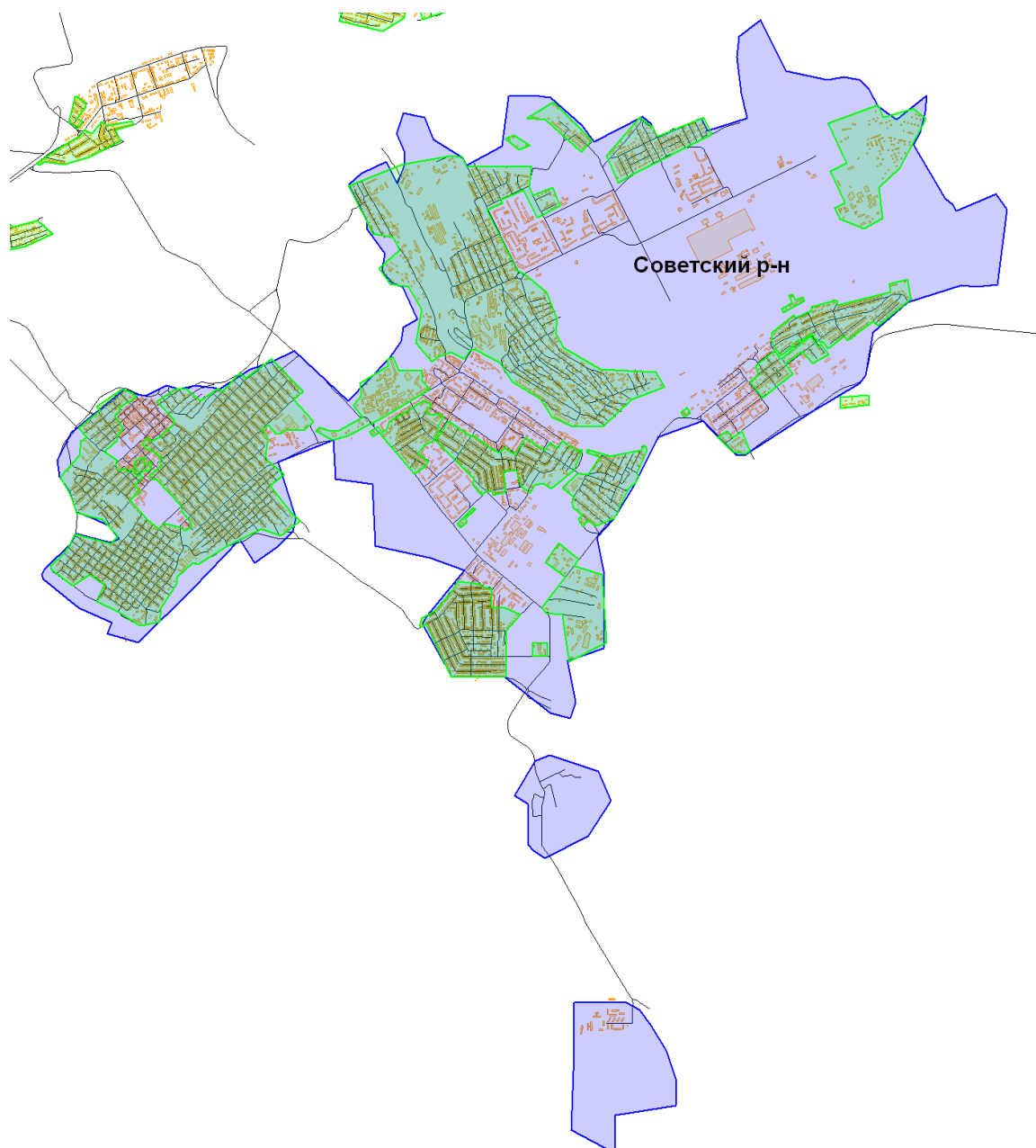


Рис. 2.6.2. Зоны действия источников индивидуального отопления (выделены зелёным), расположенные в Советском районе

В Ленинском районе г. Орск (см. рис. 2.5.3) зоны индивидуального теплоснабжения ограничены следующими улицами: Дунайская, Балтийская; Водная, Шаденко; Насосная, Городская, Бехтерева; Волжская, Водоканальная, Славянова.

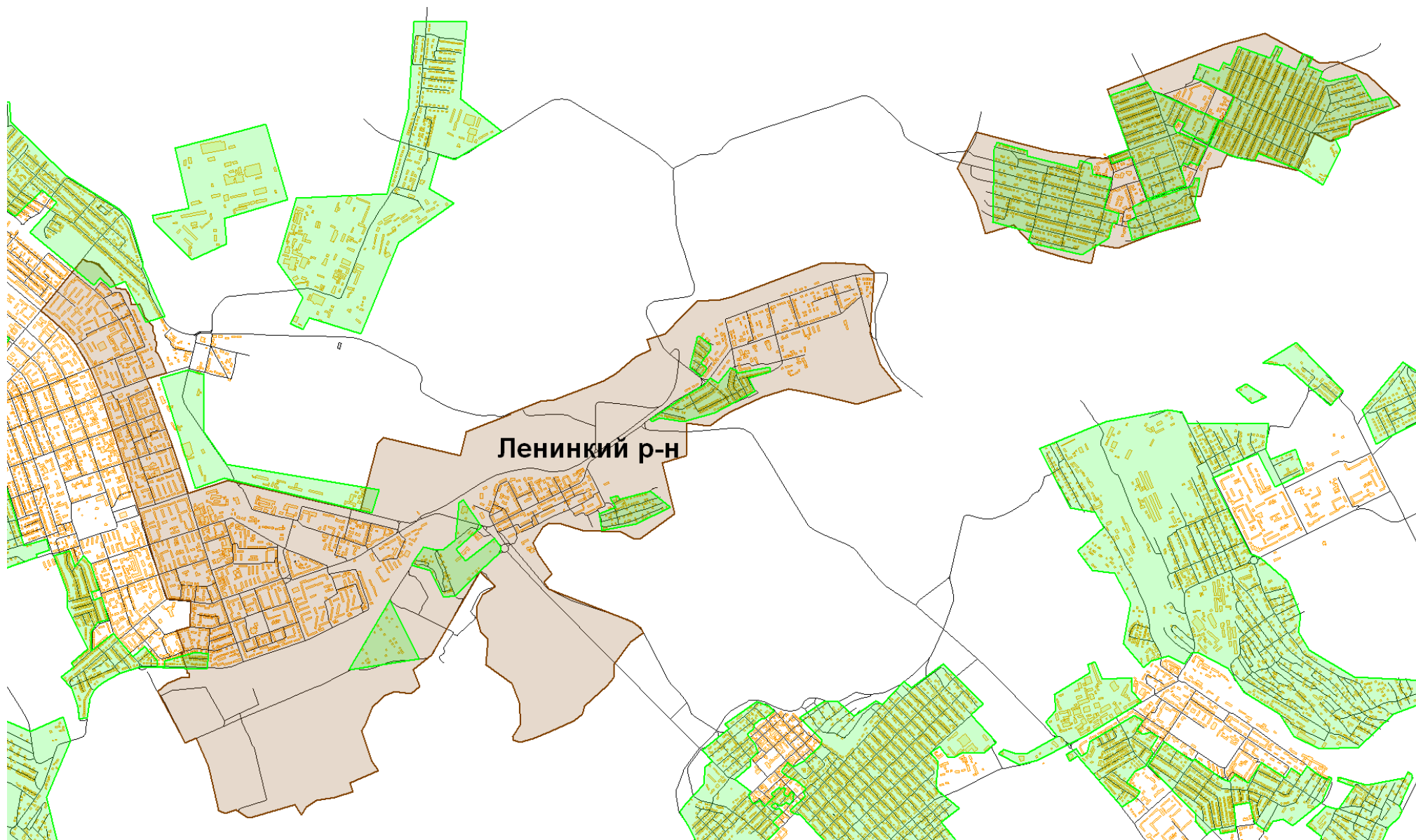


Рис. 2.6.3. Зоны действия источников индивидуального отопления (выделены зелёным), расположенные в Ленинском районе

Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя

3.1. Методика определение расчетной производительности ВПУ

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения рассчитывался в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

- в закрытых системах теплоснабжения – 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

- в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков – по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

3.2. Описание ВПУ источников централизованного теплоснабжения г. Орск

3.2.1. Орская ТЭЦ-1

Для приготовления подпиточной воды теплосети на ТЭЦ-1 используется установка химической очистки воды № 2 (ХВО-2). Источником водоснабжения ТЭЦ служит р. Урал. На ХВО исходная вода подается насосами, установленными в турбинном отделении КТЦ. Перед поступлением на ХВО исходная вода подогревается до 30°C.

Подготовка воды на ХВО-2 осуществляется в два этапа: сначала происходит предварительная очистка воды (известкование и коагуляция в осветлителе, осветление на механических фильтрах), затем умягчение на двух ступенчатой Na-катионитовой установке.

Исходная вода подается в два осветлителя ЦНИИ МПС (400 м³/ч каждый), где подвергается обработке путем известкования и коагуляции. Из осветлителей известково-коагулированная вода самотеком поступает в бак коагулированной воды (630 м³). Из него насосами подается в восемь механических двухкамерных фильтров.

После механических фильтров основной поток воды проходит последовательно Na-катионитовые фильтры 1 ступени (загружены катионитом КУ 2-8), затем Na-катионитовые фильтры 2 ступени (загружены катионитом КУ 2-8) и поступает в баки химически очищенной воды (два по 400 м³ и один 630 м³). Из баков вода забирается насосами химически очищенной воды и подается в деаэраторы КТЦ для подпитки теплосети.

Предусмотрена подача известково-коагулированной воды с ХВО-3 из баков коагулированной воды № 1, 2 (объем 630 м³) насосами коагулированной воды № 1, 2, 3 на ХВО-2 по коллекторам диаметром 159 мм (малый коллектор) и 425 мм (большой коллектор).

3.2.2. Котельные

В котельной № 1 находится в работе установка дозирования комплексоната (УДК) ЭКО-1-8.1.50Н.Ф.100.8 ВПУ предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. ВПУ представляет собой два фильтра, загруженных катионитом, и бак для приготовления раствора соли. Так же в нее входит насос-дозатор подающий ингибитор в тепловую сеть для обработки воды с целью снижения коррозии и отложений карбонатов кальция и магния (CaCO₃ и MgCO₃).

В котельной № 2 отсутствует ВПУ.

В котельной № 3 находится в работе установка дозирования комплексоната (УДК) ЭКО-1-8.1.50Н.Ф.100.8 ВПУ предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. ВПУ представляет собой два фильтра, загруженных катионитом, и бак для приготовления раствора соли. Так же в нее входит насос-дозатор подающий ингибитор в тепловую сеть для обработки воды с целью снижения коррозии и отложений карбонатов кальция и магния (CaCO₃ и MgCO₃).

В котельной № 4 установлена водоподготовительная установка TS 95-21м. ВПУ предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. ВПУ представляет собой два фильтра, загруженных катионитом, и бак для приготовления раствора соли. Так же в нее входит насос-дозатор подающий ингибитор в тепловую сеть для обработки воды с целью снижения коррозии и отложений карбонатов кальция и магния (CaCO₃ и MgCO₃).

ВПУ котельной № 5 предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. Для подготовки подпиточной воды принята схема двухступенчатого натрий-катионирования. Кроме умягчения предусмотрено удаление из подпиточной воды коррозионноактивных газов (O₂ и CO₂) путем термической деаэрации.

ВПУ котельной № 6 предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. Для подготовки подпиточной воды принята схема двухступенчатого натрий-катионирования. Кроме умягчения предусмотрено удаление из подпиточной воды коррозионноактивных газов (O₂ и CO₂) путем термической деаэрации.

ВПУ котельной № 7 предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. Для подготовки подпиточной воды принята схема двухступенчатого натрий-катионирования с дегазацией в атмосферном деаэраторе типа ДА-75 (2 шт) с баком-аккумулятором V = 25 м³.

В котельной № 8 находится в работе установка дозирования комплексоната (УДК) Комплексион-6,0. предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. ВПУ представляет собой два фильтра, загруженных катионитом, и бак для приготовления раствора соли.

В котельной № 9 находится в работе установка дозирования комплексоната (УДК) Комплексион-6,0. предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. ВПУ представляет собой два фильтра, загруженных катионитом, и бак для приготовления раствора соли.

В котельной № 10 находится в работе установка дозирования комплексоната (УДК) Комплексион-6,0. предназначена для получения химически очищенной (умягченной) воды. ВПУ представляет собой два фильтра, загруженных катионитом, и бак для приготовления раствора соли.

В котельной № 12 отсутствует ВПУ.

В котельной ЗАО «Орский мясокомбинат» для подготовки подпиточной воды принята схема двухступенчатого натрий-катионирования. Кроме умягчения предусмотрено удаление из подпиточной воды коррозионноактивных газов (O_2 и CO_2) путем термической деаэрации в питательных деаэраторах ДА-50 (2шт.).

В котельной ОАО «РЖД» для подготовки питательной воды котлов ДКВР 10/13 принята II ступенчатая схема Na-катионирования с последующей дегазацией в атмосферном деаэраторе типа ДА50/15 и баком аккумулятором типа БДА-15. Оборудование химводоподготовки состоит из 3фильтров 1ступени и 1фильтра 2ступени. В качестве фильтрующего материала применяется ионообменная смола марки КУ-2. В качестве регенерационного раствора применяется 6-8 % NaCl, приготавливаемый в солехранилище, состоящем из 2 ячеек по 6 м³ и солерастворителе V=2 м³. Подпитка тепловой сети в зимний период осуществляется внутрикотельным конденсатом, в летнее время на горячее водоснабжение - сырой водой. Режимно-наладочные мероприятия по водно-химическому режиму котельной не проводились свыше 20лет.

В котельной ОАО «Орское карьероуправление» установлены 2 фильтра для подпиточной воды, идущей на восполнение потерь системы теплоснабжения и ГВС. Натрий-катионитовая установка предназначена для умягчения исходной воды, содержащей соли кальция и магния. Установка работает по схеме одноступенчатого умягчения. В котельной установлен подпиточный бак V=12 м³.

3.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей источников тепловой энергии

3.3.1. Определение расчетной производительности ВПУ ОрТЭЦ-1 и аварийной подпитки теплосети

Из данных рис. 3.3.1 видно, что перспективная подпитка теплосети к 2028 в целом увеличится на 0,6 % (с 42,34 т/ч в 2013 году до 42,6 т/ч к 2028 году). Увеличение значения подпитки вызвано ростом объема трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Орск за счет строительства новых участков тепловой сети.

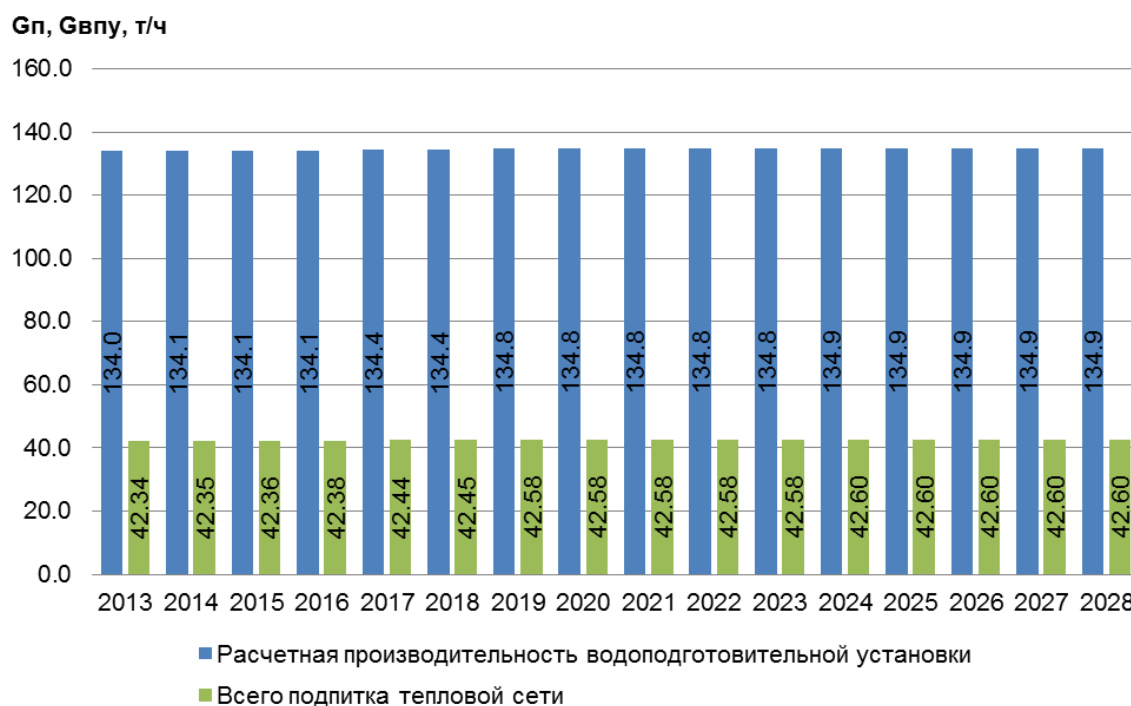


Рис. 3.3.1. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ ОрТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 гг.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Орск составит 2,4 т/ч (с 357,4 т/ч в 2013 году до 359,8 т/ч к 2028 году) (рис. 3.3.2).

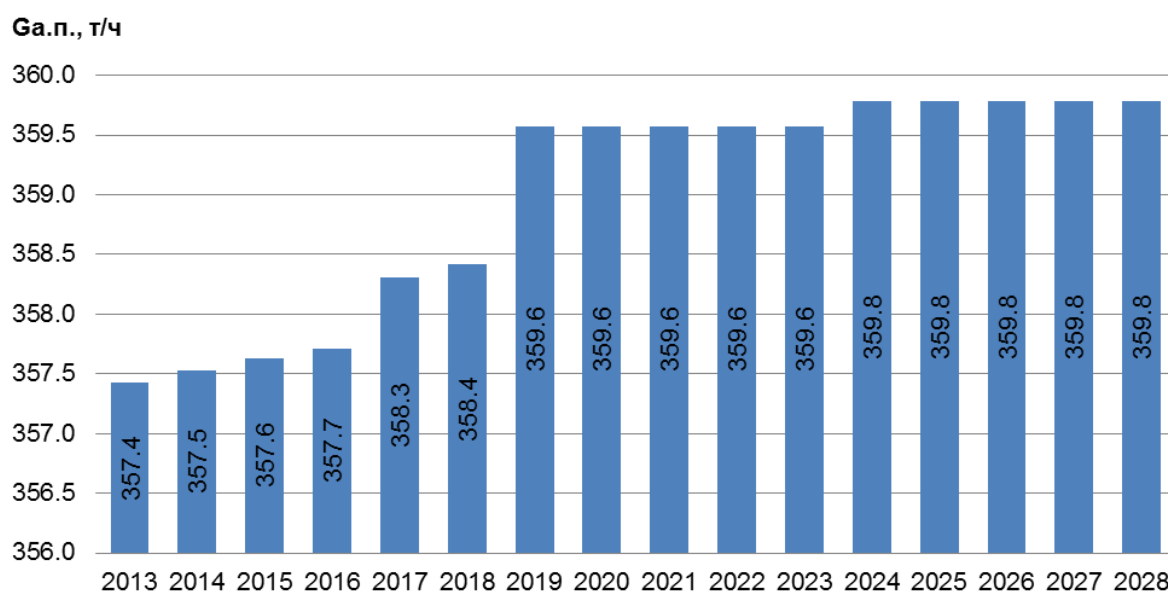


Рис. 3.3.2. Перспективная аварийная подпитка теплосети ОрТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 гг.

Аварийная подпитка тепловых сетей осуществляется 3 способами:

1) Подача химически очищенной воды от коллектора химически очищенной воды помимо деаэратора подпитки теплосети в коллектор подпитки теплосети за насосами подпитки теплосети № 3, 4. Подпитка осуществляется через задвижки № 15, 16 Ду 150 от коллектора химически очищенной воды ХВО-2, регулировка расхода ХОВ на подпитку производится изменением производительности насосов ХОВ № 1, 2, 3 типа 5НДВ производительностью 240 т/ч и № 4, 5 типа 6НДВ производительностью 360 т/ч на ХВО-2.

2) Подача конденсата от дренажных баков № 1, 2 КТЦ 4 очереди объемом 100 м³ каждый, насосами дренажных баков № 1, 2 типа 4К-6 производительностью 112 т/ч через задвижку № 57-Та Ду 150 на всас СЭН № 7. Подача дополнительной химически обессоленной воды в дренажные баки № 1, 2 осуществляется насосами химически обессоленной воды № 1,2,3 типа Д –320-50 производительностью 320 т/ч и №4,5 типа Д-500-69 производительностью 500 т/ч через трубопровод Ду 300.

3) Подача сырой воды от коллектора сырой воды с выдачи НСВ № 7, 8, 9 типа 3В-200-2 производительностью 360 т/ч каждый, в обратный коллектор теплосети бойлерной установки турбоагрегата ст.№ 9 через задвижки СВ-21,22 Ду 150.

К 2028 году доля резерва производительности ВПУ ОрТЭЦ-1 уменьшится на 0,09 % (с 85,89 % в 2013 году до 85,8 % в 2028 году) (рис. 3.3.3).

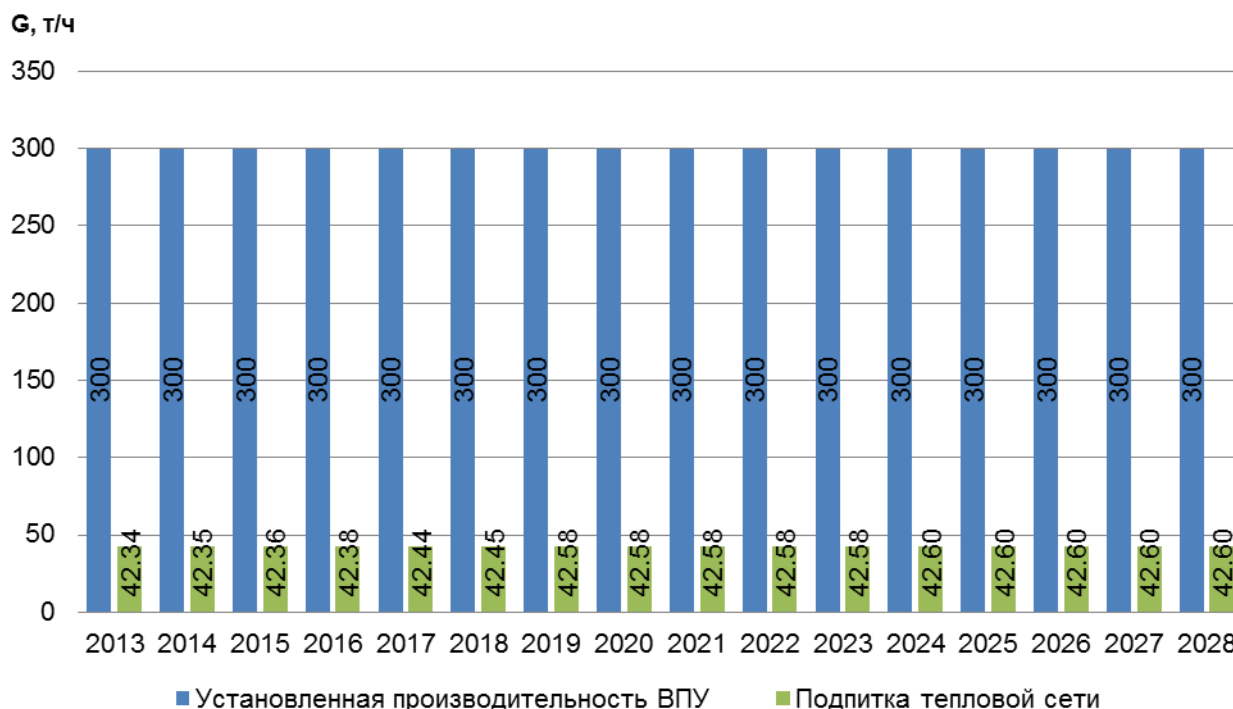


Рис. 3.3.3. Резерв производительности ВПУ ОрТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 гг.

Уменьшение доли резерва производительности ВПУ обусловлено увеличением доли горячего водоснабжения в составе подпитки тепловой сети из-за строительства новых участков тепловых сетей.

3.3.2. Определение расчетной производительности ВПУ котельной №4 и аварийной подпитки теплосети

Из данных рис. 3.3.4 видно, что перспективная подпитка теплосети к 2028 г. практически не изменится, т.к. наряду с подключением новых потребителей планируется отключение части существующих.

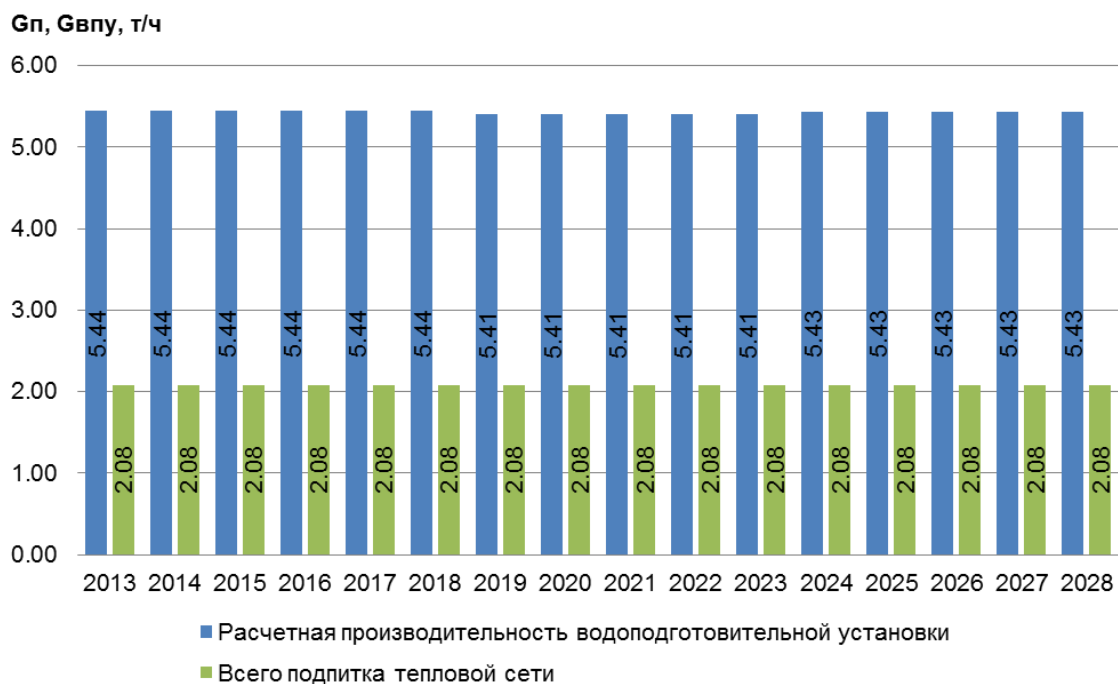


Рис. 3.3.4. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ котельной №4 на период 2014 – 2028 гг.

Уменьшение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Орск составит 0,04 т/ч (с 14,51 т/ч в 2013 году до 14,47 т/ч к 2028 году) (рис. 3.3.5).

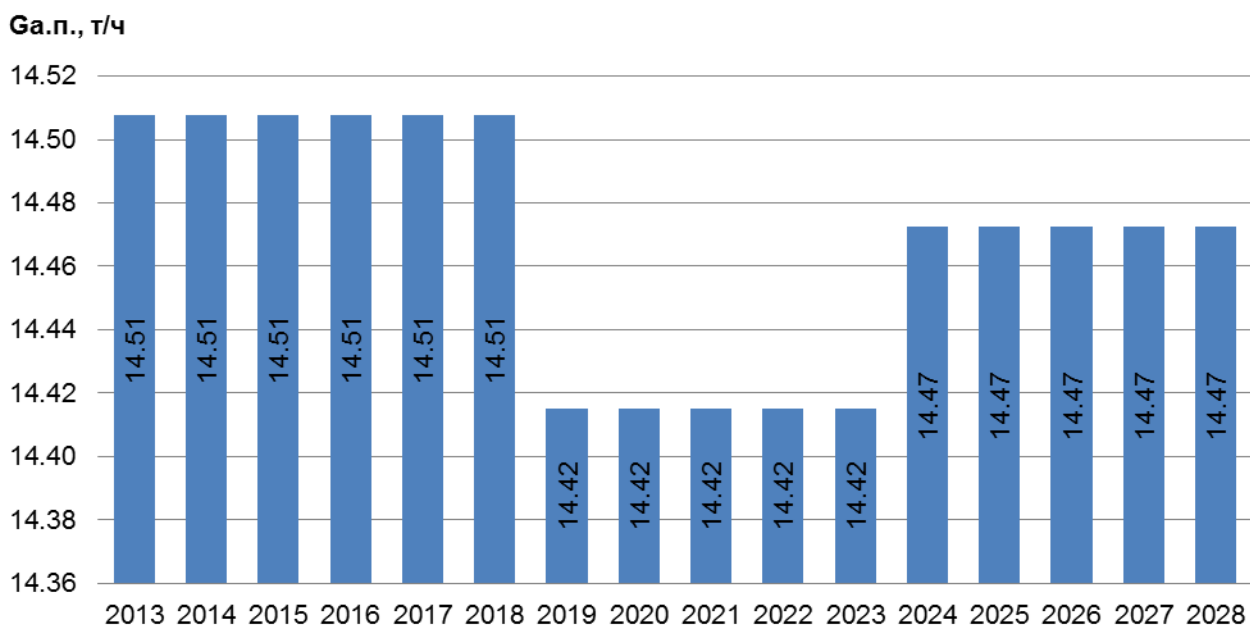


Рис. 3.3.5. Перспективная аварийная подпитка теплосети котельной №4 на период 2014 – 2028 гг.

3.3.3. Определение расчетной производительности ВПУ котельной №5 и аварийной подпитки теплосети

Из данных рис. 3.3.6 видно, что перспективная подпитка теплосети к 2028 г. в целом не изменится, т.к. наряду с подключением новых потребителей планируется отключение части существующих.

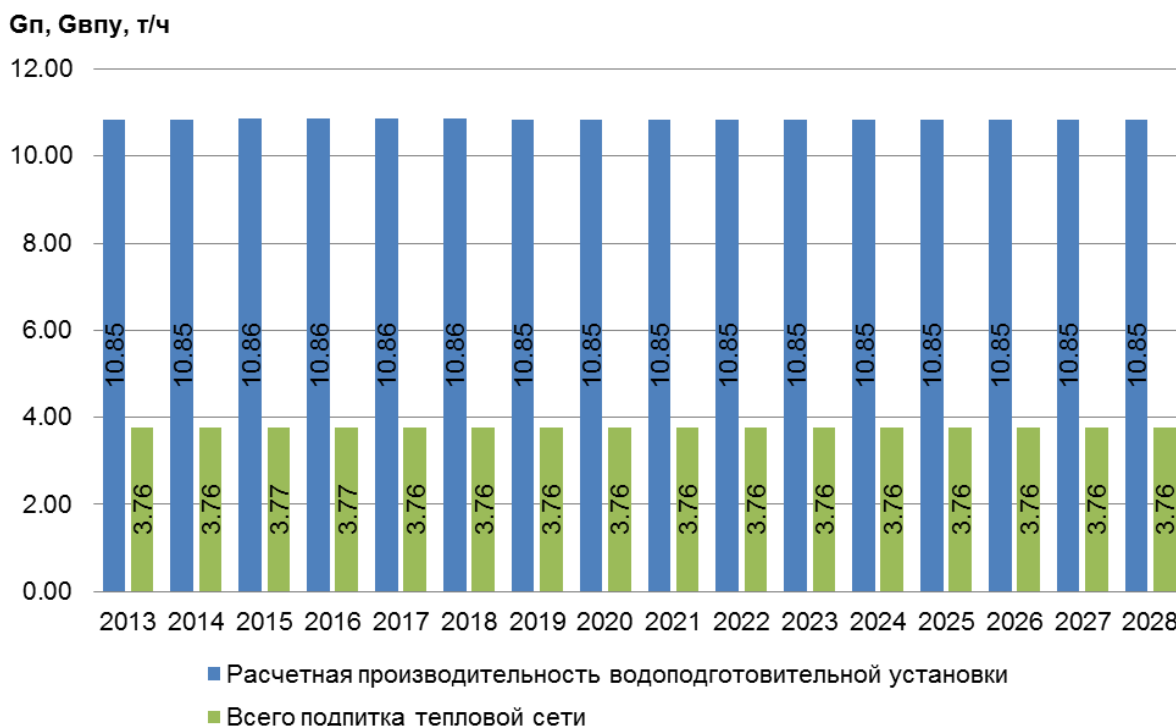


Рис. 3.3.6. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ котельной №5 на период 2014 – 2028 гг.

Уменьшение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Орск составит 0,01 т/ч (с 28,93 т/ч в 2013 году до 28,92 т/ч к 2028 году) (рис. 3.3.7).

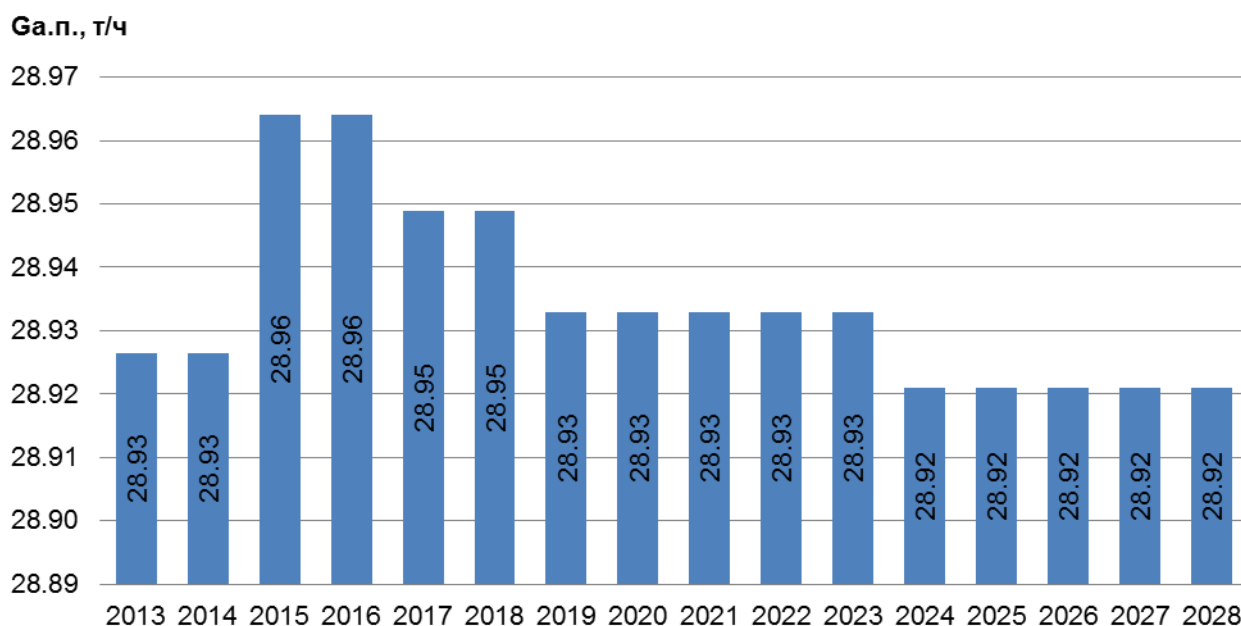


Рис. 3.3.7. Перспективная аварийная подпитка теплосети котельной №5 на период с 2014 по 2028 гг.

3.3.4. Определение расчетной производительности ВПУ котельной № 6 и аварийной подпитки теплосети

Из данных рис. 3.3.8 видно, что перспективная подпитка теплосети к 2028 г. в целом не изменится, т.к. наряду с подключением новых потребителей планируется отключение части существующих.

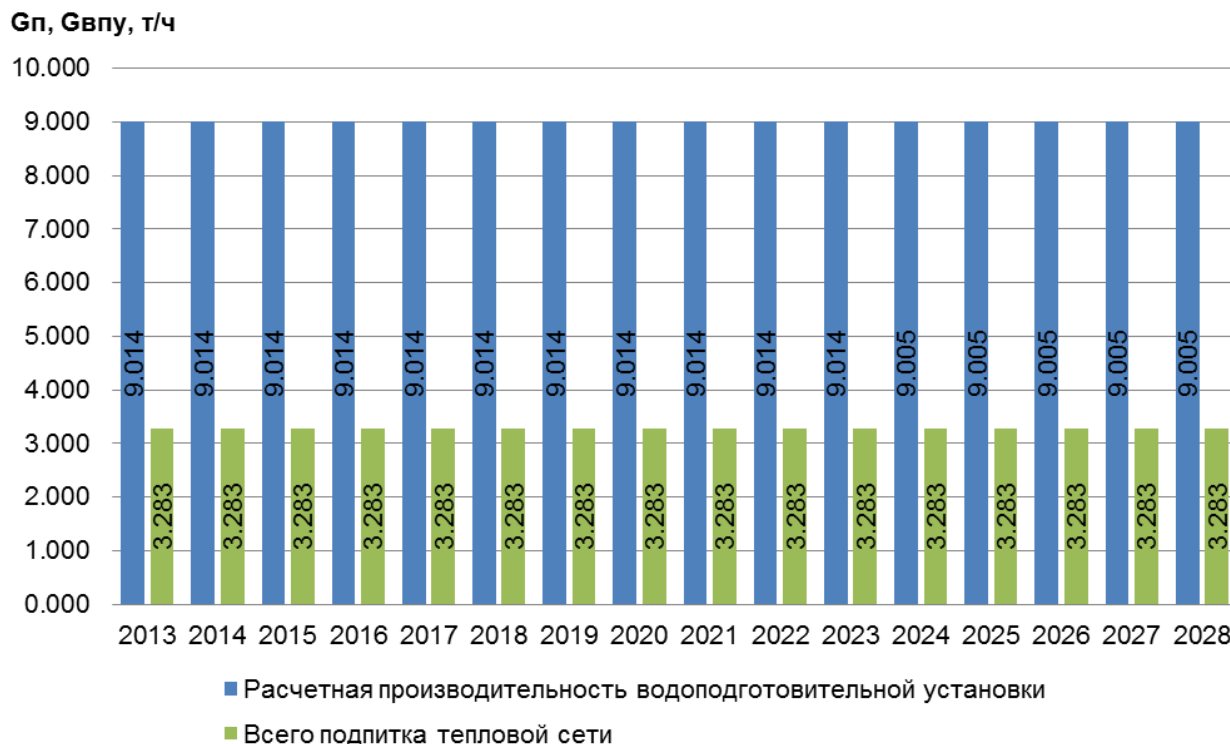


Рис. 3.3.8. Расчетная производительность ВПУ котельной №6 на период 2014 – 2028 гг.

Уменьшение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Орск составит 0,025 т/ч (с 24,038 т/ч в 2013 году до 24,013 т/ч к 2028 году) (рис. 3.3.9).

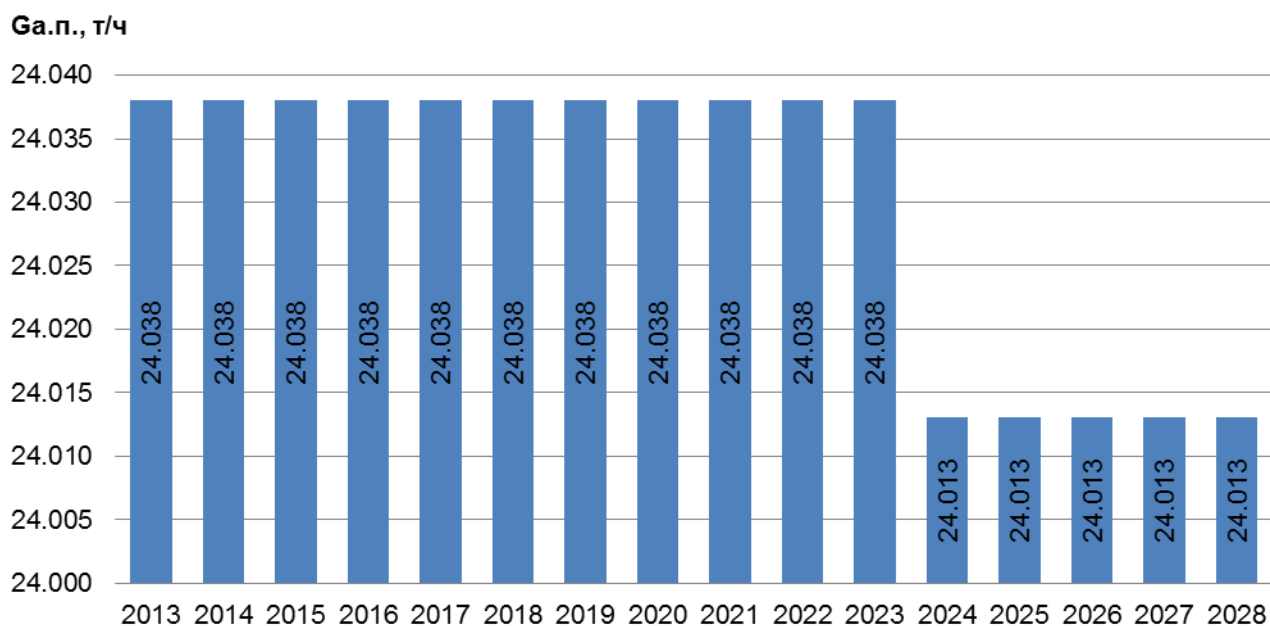


Рис. 3.3.9. Перспективная аварийная подпитка теплосети котельной №6 на период с 2014 по 2028 гг.

3.3.5. Определение расчетной производительности ВПУ котельной №7 и аварийной подпитки теплосети

Из данных рис. 3.3.10 видно, что перспективная подпитка теплосети к 2028 в целом увеличится на 2,05 % (с 4,31 т/ч в 2013 году до 4,4 т/ч к 2028 году). Увеличение подпитки обусловлено увеличением объемов тепловых сетей.



Рис. 3.3.10. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ котельной №7 на период 2014 – 2028 гг.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Орск составит 0,97 т/ч (с 35,01 т/ч в 2013 году до 35,98 т/ч к 2028 году) (рис. 3.3.11).

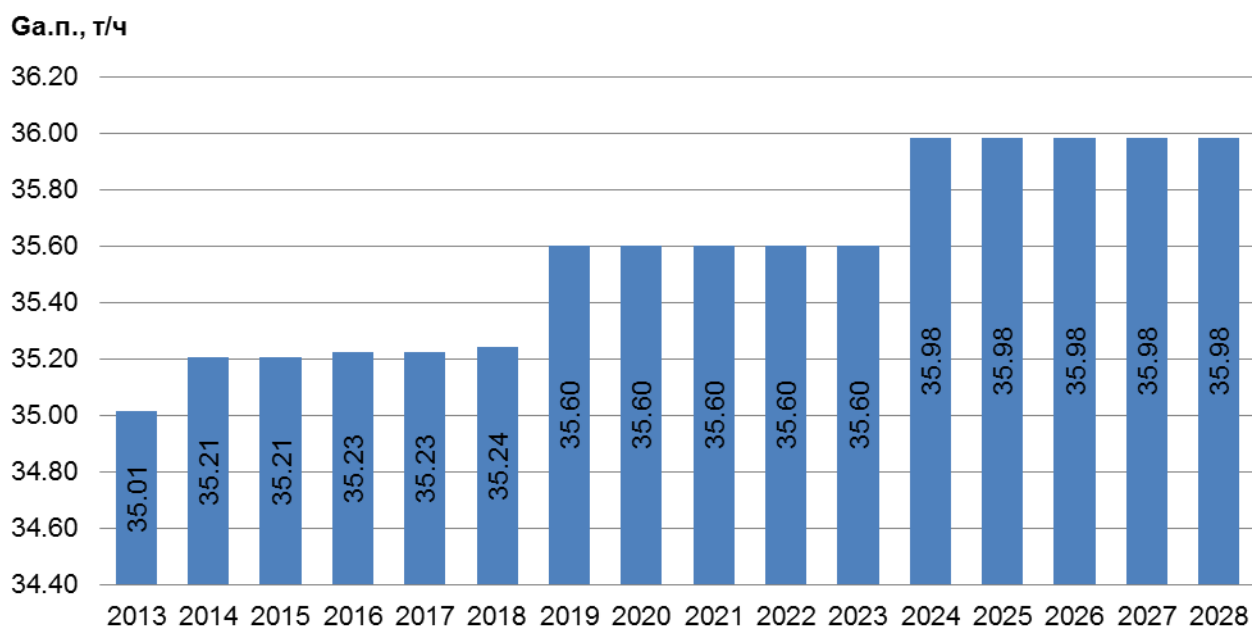


Рис. 3.3.11. Перспективная аварийная подпитка теплосети котельной №7 на период с 2014 по 2028 гг.

3.3.6. Выводы по разделу

1. Разработаны балансы производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, включающие в себя перспективные нормативные потери теплоносителя, перспективные балансы производительности ВПУ и потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Орск на период 2014 – 2028 годы.

2. При разработке перспективных балансов ВПУ учитывалось следующее:

- перспективные планы строительства и реконструкции тепловых сетей на период 2014 – 2028 гг.;

- присоединение потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения будет осуществляться по закрытой схеме горячего водоснабжения.

3. В соответствии с перспективными планами строительства и реконструкции тепловых сетей ожидается изменение следующих показателей:

По Орской ТЭЦ-1:

- перспективная подпитка теплосети к 2028 в целом увеличится на 0,6 % (с 42,34 т/ч в 2013 году до 42,6 т/ч к 2028 году);

- увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 2,4 т/ч (с 357,4 т/ч в 2013 году до 359,8 т/ч к 2028 году);

- доля резерва производительности ВПУ ОрТЭЦ-1 уменьшится на 0,09 % (с 85,89 % в 2013 году до 85,8 % в 2028 году).

По котельной №4:

- перспективная подпитка теплосети к 2028 г. практически не изменится;

- уменьшение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 0,04 т/ч (с 14,51 т/ч в 2013 году до 14,47 т/ч к 2028 году).

По котельной №5:

- перспективная подпитка теплосети к 2028 г. в целом не изменится;

- уменьшение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 0,01 т/ч (с 28,93 т/ч в 2013 году до 28,92 т/ч к 2028 году).

По котельной №6:

- перспективная подпитка теплосети к 2028 г. в целом не изменится;

- уменьшение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 0,025 т/ч (с 24,038 т/ч в 2013 году до 24,013 т/ч к 2028 году).

По котельной №7:

- перспективная подпитка теплосети к 2028 в целом увеличится на 2,05 % (с 4,31 т/ч в 2013 году до 4,4 т/ч к 2028 году);

- увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 0,97 т/ч (с 35,01 т/ч в 2013 году до 35,98 т/ч к 2028 году).

Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

4.1. Основные сценарии развития источников тепловой мощности для схемы теплоснабжения

При разработке «Схемы теплоснабжения г. Орск» рассматривались два возможных варианта развития источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (ТЭЦ-1) и один общий вариант развития котельных.

4.1.1. Первый вариант развития ТЭЦ-1

Первый вариант развития ТЭЦ-1 предполагает в период 2014-2028 гг. вывод из эксплуатации основного оборудования станции, выработавшего свой парковый ресурс: один котёл БКЗ-210-140 ст. № 9, три котла ТГМ-84 ст. № 10, 11, 12, турбина ПТ-65/75-130/13. Одновременно планируется производить установку аналогичного нового оборудования. Также планируется установка в 2018 г. двух дополнительных пиковых бойлеров типа ПСВ-315-14-23 тепловой мощностью 45,2 Гкал/ч каждый, работающих от коллектора 15 кгс/см². Пар в коллектор 15 кгс/см² для работы данных подогревателей планируется подавать с противодавления турбины Р-50-130/15. Данное мероприятие позволит увеличить отпуск тепловой энергии с горячей водой от турбоагрегатов ТЭЦ. Более подробная информация по мероприятиям, предусмотренным первым вариантом развития ТЭЦ-1, приведены в п. 4.2.

4.1.2. Второй вариант развития ТЭЦ-1

Второй вариант развития ТЭЦ-1 предполагает вывод из эксплуатации в 2018 г. котла ст. № 9, в 2020 г. турбины Р-50-130/15 ст. №12 и котла ТГМ-84 ст. №10 ввиду истощения ресурса. Также планируется строительство в 2020 г. газотурбинной надстройки с котлом-утилизатором, работающим в общестанционный коллектор острого пара. В состав данного энергоблока входят газовая турбина GT13E2 фирмы Alstom электрической мощностью 185 МВт и котел-утилизатор двух давлений ПК-85 горизонтальный с естественной циркуляцией и дожиганием.

Барабанный котел-утилизатор предназначен для выработки пара высокого и низкого давлений за счет утилизации тепла выхлопных газов, поступающих от газовой турбины. В качестве основного и резервного топлива используется природный газ.

Пар высокого давления с параметрами 14 МПа, 560°С в количестве 300 т/ч подается в общестанционный коллектор острого пара и используется в турбинах ст. 9÷11 ПТ-65-130. Пар низкого давления с параметрами 1,5 МПа, 294°С в количестве 40 т/ч подается в общестанционный коллектор собственных нужд 15 кгс/см².

Технические характеристики предлагаемого к установке оборудования приведены в табл. 4.1.1. Сводная стоимость финансовых потребностей с разбивкой по статьям затрат представлена в табл. 4.1.2.

Таблица 4.1.1

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя
Технические характеристики газовой турбины		
1	Тип газовой турбины	GT13E2
2	Завод изготовитель	Alstom
3	Электрическая мощность, МВт	185
4	КПД газовой турбины, %	36,9
5	Частота тока, Гц	50
6	Общая тепловая мощность, кДж/кВт-ч	9756
7	Скорость вращения турбины, об/мин	3000
8	Степень сжатия в компрессоре	16,5:1
9	Расход выхлопных газов, кг/с	564
10	Температура выхлопных газов, °С	575
11	Выделение NO _x (O ₂ =15%, сухой выброс)	25 ppm
Технические характеристики котла-утилизатора		
1	Тип котла-утилизатора	Е-293/40,2-14/1,5-560/294Д (ПК-85)
2	Завод изготовитель	ЗиО Подольск
3	Параметры пара ВД	
3.1	Паропроизводительность, т/ч	293
3.2	Давление, кгс/см ²	140
3.3	Температура, °С	560
4	Параметры пара НД	
4.1	Паропроизводительность, т/ч	40,2
4.2	Давление, кгс/см ²	15
4.3	Температура, °С	294
5	Коэффициент поставочной блочности, %	90
6	Масса металла, т	1950
7	Расчетный срок службы, лет	40

Таблица 4.1.2

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя , тыс. руб			
		Вывод из эксплуатации оборудования			Строительство газотурбинной надстройки
		Котёл БКЗ-210-140Ф ст. № 9	Котёл ТГМ-84 ст. № 10	Турбины Р-50-130/15 ст. № 12	
1	Год реализации проекта	2018	2020	2020	2020
2	Всего капитальные затраты	3204,53	184,82	59861,18	6130098,88
2.1	Стоимость мероприятия в уровне цен 2012 г.	3215,98	3215,98	60075,0	6152000,00
2.1.1	- ПИР и ПСД	184,82	184,82	3452,51	353555,44
2.1.2	- дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	221,81	221,81	4143,38	424303,44
2.1.3	- стоимость материалов и строительно-монтажные работы	2797,90	2797,90	52265,29	5352240,00
2.2	Непредвиденные расходы	73,94	221,81	1381,13	141434,48

4.1.3. Сравнительный анализ экономической эффективности предлагаемых вариантов развития

Анализ двух предложенных вариантов развития Орской ТЭЦ-1 показывает, что оба варианта обеспечивают текущую и перспективную тепловую нагрузку потребителей станции в горячей воде и паре. Соответственно, оба варианта могут быть приняты в качестве основных.

Выбор между вариантами производится на основании расчёта перспективных технико-экономических показателей работы ТЭЦ в период с 2014 по 2028 г. и необходимых инвестиций для реализации всего комплекса запланированных мероприятий по модернизации и реконструкции основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, а также тепловых сетей. Сравнение основных технико-экономических показателей работы ТЭЦ-1 при реализации вариантов 1 и 2 приведено в табл. 4.1.3.

Анализ данных, приведённых в табл. 4.1.3. позволяет сделать следующие выводы относительно варианта № 2:

- 1. Затраты на мероприятия по варианту 2 потребуют на 4356.339 млн. руб. больше финансовых вложений, чем затраты на мероприятия по варианту 1.***
- 2. Установленная электрическая мощность ТЭЦ-1 увеличится на 135 МВт.***
- 3. Установленная тепловая мощность ТЭЦ снизится на 188 Гкал/ч.***
- 4. Отпуск электрической энергии за период к 2028 гг. увеличится на 768.656 млн. кВт ежегодно.***
- 5. УРУТ на отпуск электроэнергии к 2028 г. снизится на 70,1 г у.т./кВт*ч (при расчёте по физическому методу) и 112,8 г у.т./кВт*ч (при расчёте по пропорциональному методу).***
- 6. УРУТ на отпуск тепловой энергии к 2028 г. снизится на 6,0 кг у.т. /Гкал при расчёте по физическому методу.***

Таким образом, можно сделать вывод, что при реализации варианта 2 существуют значительные экономические выгоды. Однако, ввиду значительно больших капитальных затрат по сравнению с первым вариантом, вариант № 2 рассматривается как альтернативный. В качестве основного варианта развития ТЭЦ-1 на период с 2014 по 2028 гг. принят первый вариант.

Таблица 4.1.3

Наименование	Общие инвестиции на проведение мероприятий в уровне цен 2012 г., млн. руб.	Установленная электрическая мощность ТЭЦ в 2027 г., МВт	Установленная тепловая мощность ТЭЦ в 2028 г., Гкал/ч	Отпуск электроэнергии в 2028 г, млн. кВт	Отпуск тепловой энергии в 2028 г., тыс. Гкал/год	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в 2028 г., г у.т./кВт·ч		Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в 2028 г., кг у.т./Гкал	
						Физический метод	Пропорциональный метод	Физический метод	Пропорциональный метод
Вариант 1	1921.529	245	989	829,083	1660,764	288,7	355,1	173,9	140,7
Вариант 2	6277.868	380	801	1597,739	1660,764	218,6	242,3	167,9	145,0
Разница между показателями по Варианту 1 и Варианту 2	-4356.339	-135	188	-768.656	0.0	70.1	112.8	6.0	-4.3

4.2. Предложения по реконструкции ТЭЦ-1

4.2.1. Предложения по выбытию старых, неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей ТЭЦ-1

Основная часть паровых котлов Орской ТЭЦ-1 была установлена в 60-х годах и выработала свой ресурс (табл. 4.1.1). Паровые турбины имеют меньший срок эксплуатации по сравнению с паровыми котлами и не потребуют замены в ближайшие 10 лет. Исключение составляет паровая турбина ст. №12 Р-50-130/15, которая выработала свой парковый ресурс, но в настоящее время практически не используется.

Таблица 4.2.1

Ст. №	Наименования котлов	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, тыс. ч	Наработка на 01.01.2013, тыс. ч	Назначенный ресурс на 01.01.13, тыс. ч	Год достижения паркового ресурса
Котлоагрегаты						
9	БКЗ 210-140 Ф	1961	200	239,561	264,0	2020
10	ТГМ-84	1964	200	317,066	334,9	2016
11	ТГМ-84	1964	200	309,949	310,0	2013
12	ТГМ-84	1965	200	295,633	303,431	2014
13	ТГМ-84 Б	1974	300	234,464	-	2031
Турбоагрегаты						
9	ПТ-65/75-130/13	1993	220	134,989	-	2024
10	ПТ-65/75-130/13	1997	220	103,621	-	2031
11	ПТ-65/75-130/13	2002	220	60,211	-	2037
12	Р-50-130/15	1965	220	258,757	289,340	2054

Принятый в «Схеме теплоснабжения г. Орск» вариант развития предполагает изменение состава основного оборудования Орской ТЭЦ-1, целью которого является вывод из эксплуатации отработавшего свой ресурс основного оборудования станции с заменой его на аналогичное новое оборудование.

План по выводу из работы существующего основного оборудования из-за истечения назначенного ресурса:

1. котел ст. № 11 ТГМ-84
.....
.....
.....
.....
.....
.....
..... 2016 г.

2. котел ст. № 12 ТГМ-84
.....
.....
.....
.....
.....
.....
..... 2017 г.

3. котел ст. № 10 ТГМ-84
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
..... 2018 г.

4. котел ст. № 9 БКЗ-210-140 Ф
.....
.....
.....
.....
.....
.....
..... 2020 г.

5. турбина ст. № 9 ПТ-65/75-130/13
.....
.....
.....
.....
.....
..... 2024 г.

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» предполагает установку на ТЭЦ-1 взамен выводимого оборудования четырёх новых энергетических котлов и одной новой паровой турбины:

4. паровая турбина ПТ-65/75-130/13.....

.....

.....

.....

.....

.....

..... 2024 г.

После обновления состава основного оборудования установленная и располагаемая тепловая мощность станции не изменятся (табл. 4.2.2) и составят соответственно 1349 и 989 Гкал/ч.

Таблица 4.2.2

Ст. №	Наименование оборудования		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
Котлоагрегаты (состав оборудования)									
9	БКЗ 210-140 Ф		В работе					Вывод из эксплуатации	
10	ТГМ-84		В работе				Вывод из эксплуатации		
11	ТГМ-84		В работе		Вывод из эксплуатации				
12	ТГМ-84		В работе			Вывод из эксплуатации			
13	ТГМ-84 Б		В работе						
-	ТГМ-84 Б		Не установлен		В работе				
-	ТГМ-84 Б		Не установлен			В работе			
-	ТГМ-84 Б		Не установлен				В работе		
Турбоагрегаты (состав и тепловая мощность оборудования)									
9	ПТ-65/75-130/13	П-отбор	85	85	85	85	85	85	Вывод из эксплуатации
		Т-отбор	62	62	62	62	62	62	
10	ПТ-65/75-130/15	П-отбор	85	85	85	85	85	85	85
		Т-отбор	62	62	62	62	62	62	62
11	ПТ-65/75-130/13	П-отбор	85	85	85	85	85	85	85
		Т-отбор	62	62	62	62	62	62	62
12	Р-50-130/15	Противодавление	188	188	188	188	188	188	188
-	ПТ-65/75-130/13	П-отбор	Не установлена						85
		Т-отбор							62
Тепловая мощность турбоагрегатов		Установленная	629	629	629	629	629	629	629
		Располагаемая	629	629	629	629	629	629	629
Пиковые водогрейные котлы									
1	ПТВМ-180		Списан						
2	ПТВМ-180		Списан						
3	ПТВМ-180		180	180	180	180	180	180	180
4	КВГМ-180-2		180	180	180	180	180	180	180
Тепловая мощность ПВК		Установленная	720	720	720	720	720	720	720
		Располагаемая	360	360	360	360	360	360	360
Тепловая мощность станции		Установленная	989	989	989	989	989	989	989
		Располагаемая	989	989	989	989	989	989	989

4.2.3. Предложения по техническому перевооружению ТЭЦ-1 с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Принятый вариант развития «Схемы теплоснабжения г. Орск» предполагает в 2018 г. установку двух дополнительных пиковых бойлеров типа ПСВ-315-14-23 тепловой мощностью 45,2 Гкал/ч каждый, работающих от коллектора 15 кгс/см². Номинальный расход сетевой воды для каждого подогревателя составляет 1130 т/ч. Установка дополнительных сетевых насосов для работы данных подогревателей не требуется, т.к. можно использовать существующие – ст. № 6, 7. Пар в коллектор 15 кгс/см² для работы данных подогревателей планируется подавать с противодавления турбины Р-50-130/15. Технические характеристики пиковых бойлеров приведены в табл. 2.1.2.

Данное мероприятие направлено на увеличение количества тепловой энергии отпускаемой от теплофикационных установок паровых турбин с сетевой водой и позволит использовать противодавленческую турбину Р-50-130/15 ст. № 12, которая в настоящее время не эксплуатируется.

Таблица 4.2.3

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя
1	Типоразмер	ПСВ-315-14-23
2	Площадь поверхности теплообмена, м ²	315
3	Максимальная температура пара на входе, °С	400
4	Рабочие параметры:	
4.1	- греющего пара	
	давление, МПа (кгс/см ²)	1,4 (14,0)
	расход номинальный, т/ч	92,5
4.2	- воды	
	давление, МПа (кгс/см ²)	2,3 (23)
	температура на входе, °С	110
	температура на выходе, °С	150
	расход номинальный, т/ч	1130
5	Максимальная тепловая мощность, Гкал/ч	45,2
6	Скорость воды при номинальном расходе, м/с	2,3
7	Гидравлическое сопротивление водяного тракта при номинальном расходе сетевой воды, МПа (кгс/см ²)	0,048 (0,48)

Кроме того, согласно среднесрочной программе ТПиР ОАО «Оренбургская ТГК» на 2014-2017 гг. на Орской ТЭЦ-1 запланированы 29 мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению вспомогательного оборудования. Однако, большая их часть направлена на плановую замену изношенного оборудования и не имеет прямого отношения к теплоснабжению потребителей. По этой причине в «Схеме теплоснабжения г. Орск» учтены только 8 основных мероприятий, направленных на повышение надёжности теплоснабжения потребителей и снижение капитальных затрат (табл. 4.2.3).

Таблица 4.2.4

№ п/п	Наименование проекта	Год начала реализации	Год окончания реализации	Сметная стоимость, тыс. руб. без НДС	Обоснование реализации
1	Установка частотного регулирующего привода на сетевые насосы ст.№8, ст.№10	2016	2016	11 561,0	Частотные приводы позволяют плавно изменять число оборотов насоса от нуля до максимального значения, что особенно важно при пусках/остановах и резких изменениях режимов работы насосов. Помимо энергосбережения применение ЧРЭП позволяет решить задачи улучшения режимов и повышения надежности работы оборудования. Снижение потребления электроэнергии на собственные нужды на привод сетевых насосов и повышение надежности теплоснабжения города.
2	Техническое перевооружение водопитательного устройства ст.№15 с заменой деаэратора 1,2ата ст.№2	2014	2016	25 069,0	Деаэратор 1,2 ата ст.№ 2 эксплуатируется на Орской ТЭЦ-1 с 1962г. Нарботка составляет 51 год. Нормативный срок службы деаэратора составляет 20 лет. При проведении технического диагностирования обнаружены дефекты металла основных элементов и сварных швов сосуда со значениями близкими к предельному состоянию. На основании Заключения № 3182-12 от 18.01.2013 экспертизы промышленной безопасности деаэратора 1,2 ата ст.№ 2 разрешена дальнейшая эксплуатация деаэратора на 1 год, до 31.01.2014 г.
3	Техническое перевооружение оборудования ГРП с устройством байпасной линии	2014	2015	1 246,0	Экономия затрат на топливо путем отказа от сжигания более дорогостоящего топлива мазута в период ежегодных ремонтов оборудования ГРП за счет использования природного газа
4	Техническое перевооружение установки водопитательной котла №3 с заменой деаэратора 1,2 ата ст.№ 7	2014	2015	19 574,0	Деаэратор 1,2ата ст.№ 7 эксплуатируется на Орской ТЭЦ-1 с 1962г., наработка составляет 52 год. Нормативный срок службы деаэратора составляет 20лет. В существующей схеме подпитки теплосети в настоящее время в работе находится только один деаэратор, остальные выведены из эксплуатации в связи с истощением ресурса металла
5	Техническое перевооружение теплотрассы на промышленной площадке ОТЭЦ-1 с установкой дополнительных перемычек	2014	2016	46 064,0	Исчерпание ресурса. Трубопроводы в работе более 47 лет. Физический износ. Заключения №1806-09, 1807-09, 1808-09, 1809-09, 1810-09, 1811-09, 1812-09. Повышение надежности теплоснабжения потребителей, снизит тепловые потери от изоляции

№ п/п	Наименование проекта	Год начала реализации	Год окон- чания ре- ализации	Сметная стои- мость, тыс. руб. без НДС	Обоснование реализации
6	Техническое перевооружение водопитательного устройства ст.№12 с заменой деаэратора 1,2ата ст.№1	2016	2017	16 814,0	На основании Заключения № 3154-12 от 22.11.12г. экспертизы промышленной безопасности деаэратора 1,2ата ст.№ 1 разрешена дальнейшая эксплуатация деаэратора на 4 года, до 21.11.2016г., с проведением в 2014 году наружного и внутреннего осмотра бака и толщинометрии бака в зонах интенсивной коррозии. Планируется проектных и СМР по замене деаэратора.
7	Техническое перевооружение водопитательного устройства ст.№14 с заменой деаэратора бата ст.№2	2014	2016	25 069,0	Согласно РД 34.17.439-96 расчётный срок службы деаэратора установлен 20 лет. По состоянию на 01.01.2013 года проведено четыре технических диагностирования деаэратора 6 ата ст.№ 2. По результатам Экспертизы промышленной безопасности 2008 года (Заключение № 1417-08, рег. № 49-ТУ-00705-2008 от 12.03.08г.) разрешенный срок эксплуатации деаэратора закончился 01.03.2012 г. Планируется замена деаэратора с разработкой ПСД и выполнением СМР.
8	Техническое перевооружение ПЭН водопитательного устройства №12 с установкой гидро-муфты	2017	2018	32 703,0	Применение гидромукт (на основании статистических данных) позволяет экономить до 25 – 30 % электроэнергии.

4.3. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Перевод тепловой нагрузки малых котельных на Орскую ТЭЦ-1

4.3.1. Предложения по организации теплоснабжения, реконструкции котельных и расширению зон действия котельных в зоне действия Орской ТЭЦ-1

В существующей зоне действия ТЭЦ-1 нет котельных (рис. 4.3.1). По этой причине мероприятия по расширению их зон действия и реконструкции не рассматриваются.

4.3.2. Предложения по переводу тепловой нагрузки котельных на ТЭЦ-1

В зоне эффективного радиуса ТЭЦ-1 находятся 3 котельные (рис. 4.3.1): № 1, № 4, № 12.

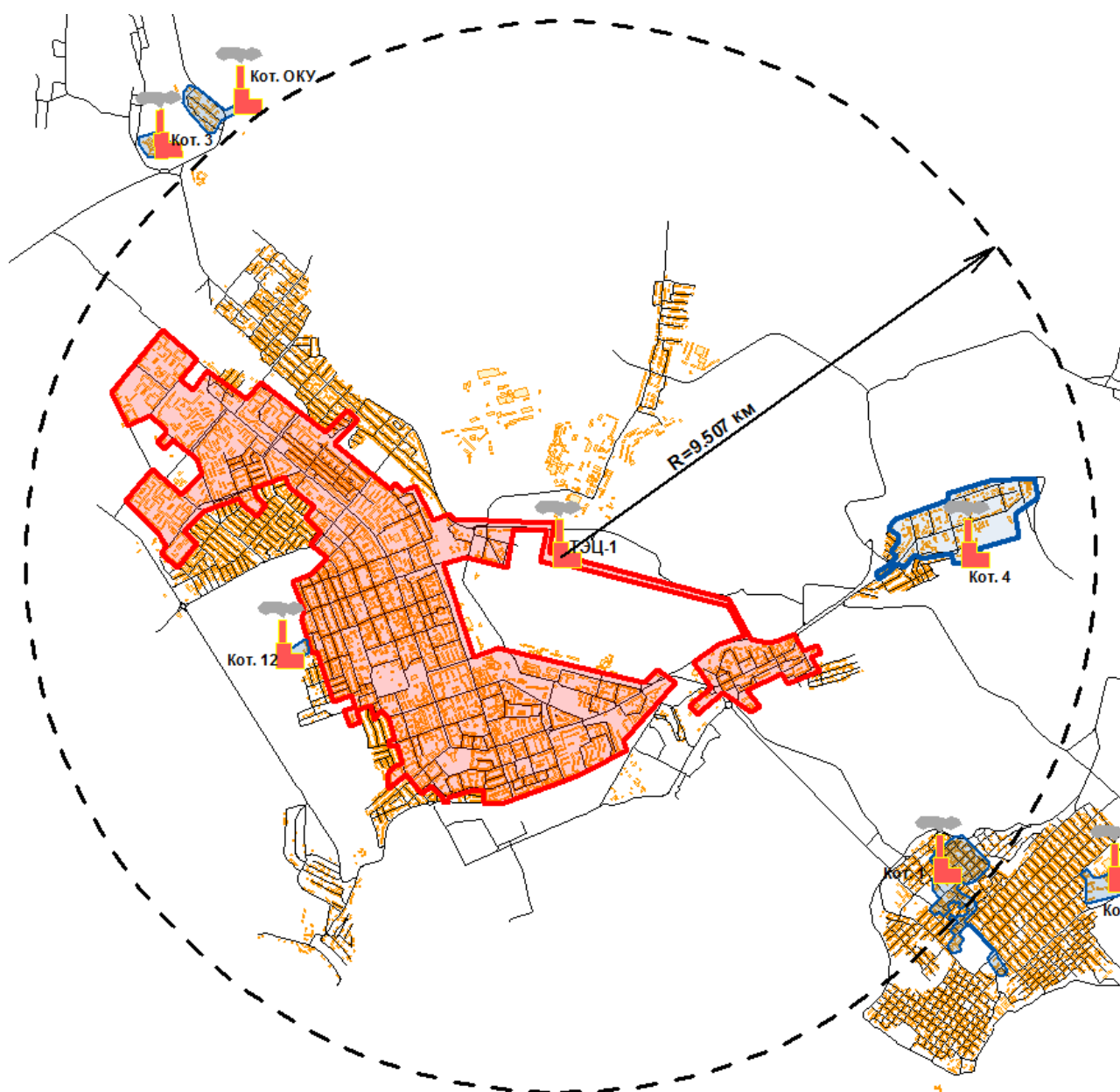


Рис. 4.3.1. Существующая зона действия (выделена красным) и эффективный радиус теплоснабжения ТЭЦ-1 (пунктирная линия) с указанием расположения и зон действия котельных (выделены синим)

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» не предполагает закрытия данных котельных с переводом тепловой нагрузки на ТЭЦ-1.

Котельная № 4 введена в работу в 2013 г.

Котельная № 1 значительно удалена от существующих тепловых сетей ТЭЦ-1, поэтому строительство протяжённых трубопроводов для подключения тепловой нагрузки потребителей указанной котельной к ТЭЦ-1 является экономически не выгодным.

Котельная № 12 располагается ближе всех к существующей зоне действия ТЭЦ-1. При этом котельная имеет низкую тепловую нагрузку (0,38 Гкал/ч) и осуществляет теплоснабжение небольшого количества потребителей только в отопительный период. По этим причинам перевод потребителей котельной на ТЭЦ-1 принято нецелесообразным.

4.3.3. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления в зоне действия ТЭЦ-1

На всех перспективных площадках строительства, находящихся в зоне действия ТЭЦ-1, планируется организация только централизованного отопления потребителей. Организация индивидуального и поквартирного отопления в зоне действия ТЭЦ-1 в процессе разработки «Схемы теплоснабжения г. Орск» признана нецелесообразной в связи с устойчивой работой ТЭЦ и более эффективным теплоснабжением потребителей тепловой энергией при организации централизованного теплоснабжения от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Необходимым условием организации централизованного теплоснабжения потребителей в зоне действия ТЭЦ-1 является возможность подключения новых площадок строительства к существующим тепловым сетям. При этом учитываются:

- отдалённость тепловых сетей от перспективных площадок строительства и, как следствие, экономическая целесообразность подключения (рис. 4.3.2);

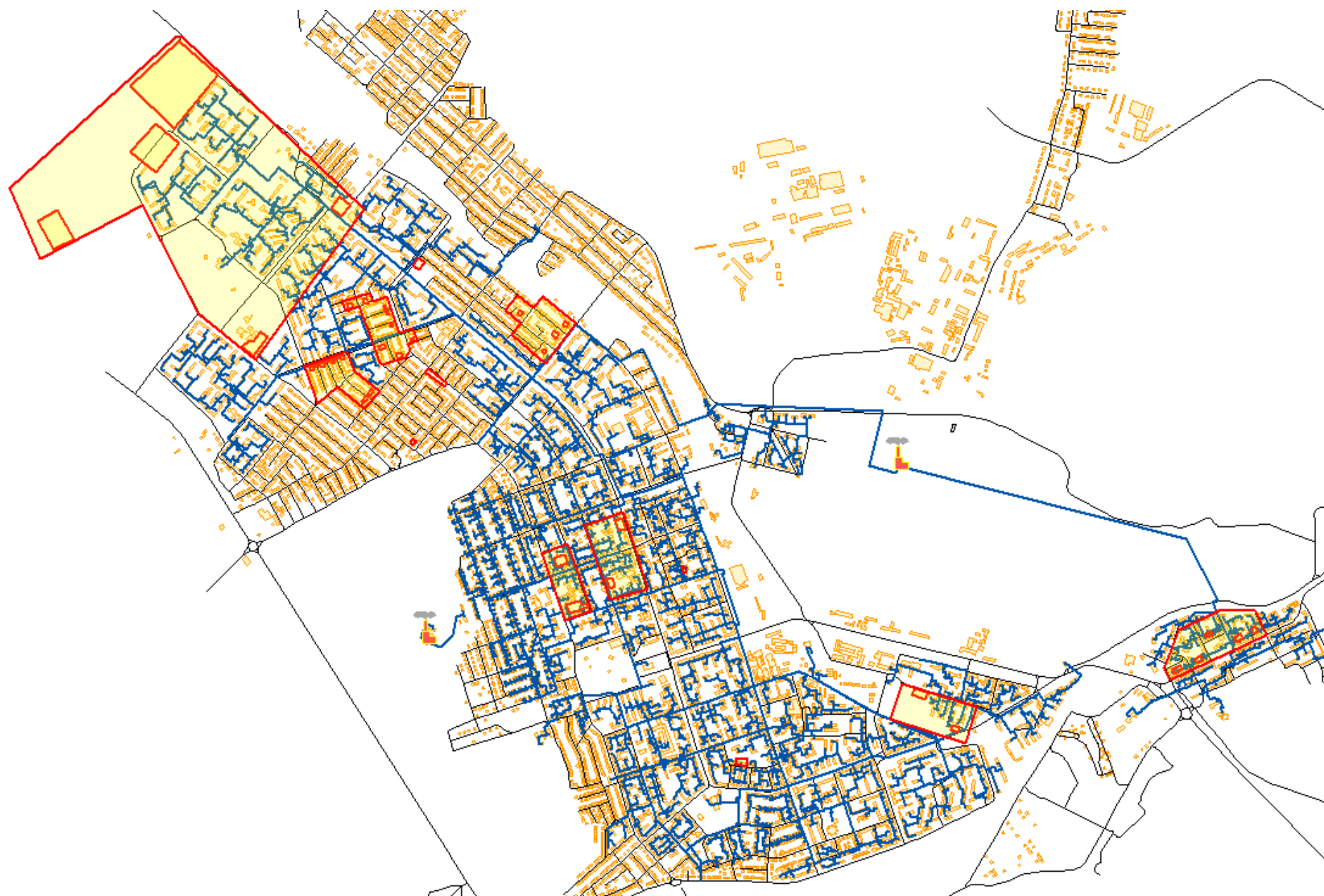


Рис. 4.3.2. Схема расположения перспективных площадок строительства (выделены красным) и существующих тепловых сетей (выделены синим)

- гидравлические режимы работы тепловой сети, т. е. достаточная пропускная способность существующей тепловой сети для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки новых потребителей (приведены в Книгах 4 и 7).

Поскольку ТЭЦ-1 имеет развитую схему тепловых сетей, то подключение перспективных площадок строительства к существующим тепловым сетям не потребует существенных капитальных затрат на строительство новых трубопроводов. Объёмы нового строительства трубопроводов тепловых сетей для подключения перспективных площадок строительства приведены в разделе 5.

Существующие тепловые сети от ТЭЦ-1 в целом имеют достаточную пропускную способность для обеспечения надёжного теплоснабжения всех потребителей станции. Расчёт гидравлических режимов работы основных тепломагистралей от ТЭЦ-1 приведён в разделе 5. Там же имеется список мероприятий по улучшению гидравлических режимов работы отдельных участков тепловой сети.

4.3.4. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источнику тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» не предполагает перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к ТЭЦ-1.

4.3.5. Обоснование предложений по расширению зон действия действующего источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» предполагает расширение зоны действия ТЭЦ-1 (см. рис. 2.2.1) за счёт подключения к тепловым сетям станции новых площадок строительства (№ 4-16 на рис. 4.3.3). В качестве обоснования расширения зоны действия можно привести следующие причины:

1) новые площадки строительства № 4-16 находится вблизи существующих тепловых сетей ТЭЦ-1 (см. рис. 4.3.2);

2) новые площадки строительства № 4-16 находится внутри эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-1 (рис. 4.3.3);

3) несмотря на подключение новых площадок строительства к концу расчётного периода (2028 г.) ТЭЦ-1 будет обладать значительным резервом тепловой мощности (см. раздел 2)

4) большинство тепломагистралей от ТЭЦ-1 обладают достаточной пропускной способностью для обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей. Для отдельных участков тепловой сети в разделе 5 предусмотрены мероприятия по увеличению диаметра трубопроводов.

4.3.6. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения зоны действия ТЭЦ-1 в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Радиус эффективного теплоснабжения ТЭЦ-1 по данным расчёта, выполненного в Книге 1, составляет 9,507 км (см. рис. 4.3.3). Все новые площадки строительства, теплоснабжение которых предполагается осуществлять от ТЭЦ-1, расположены внутри эффективного радиуса. Таким образом, условий, при которых подключение теплопотребляющих установок к системам теплоснабжения станции нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе, не выявлено.

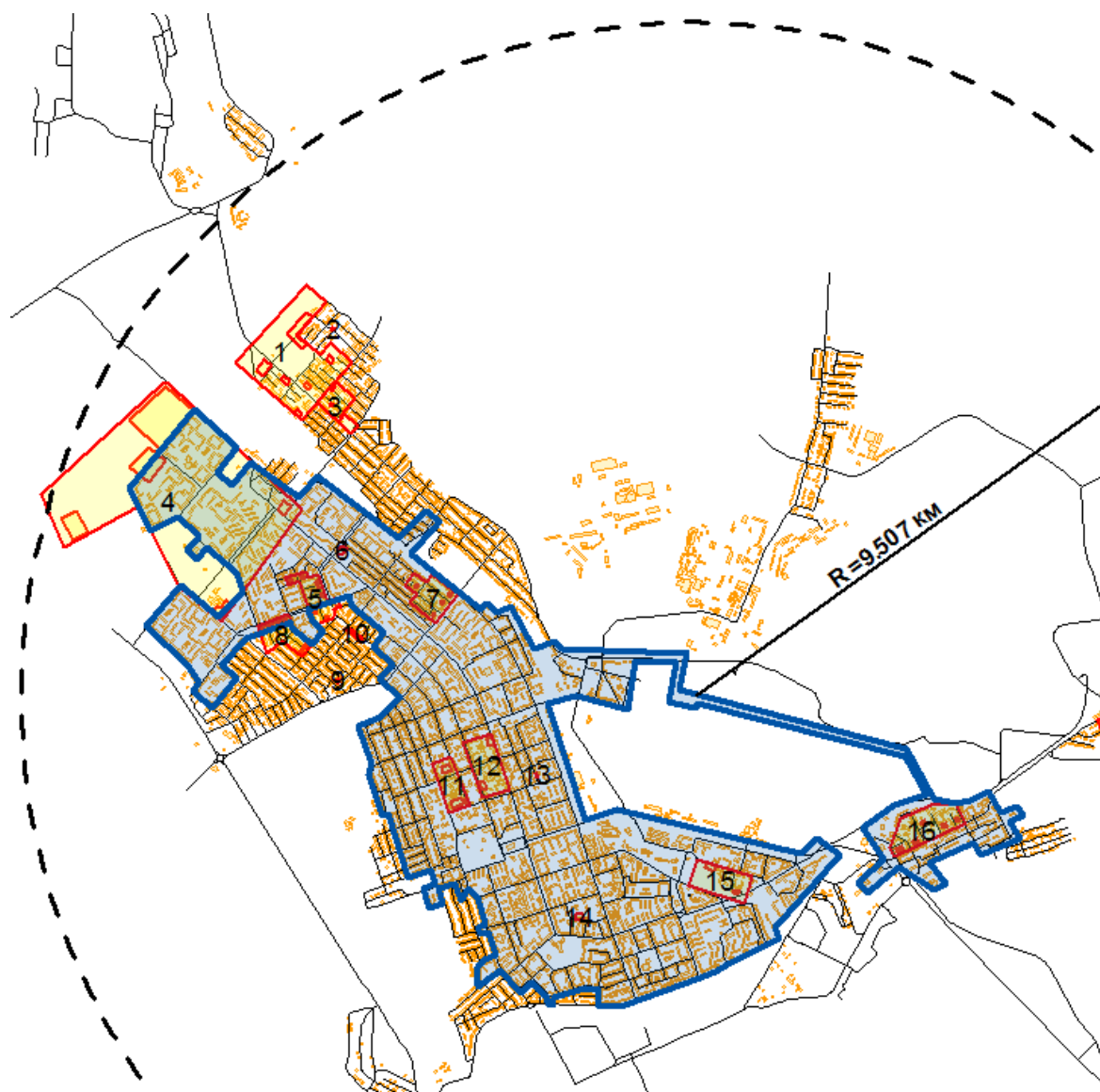


Рис. 4.3.3. Зона действия (выделена синим) и радиус эффективного теплоснабжения ТЭЦ-1 с указанием расположения перспективных площадок строительства (выделены красным)

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

В г. Орск функционирует только один источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. По этой причине графики совместной работы источников не могут быть составлены.

4.4. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению котельных

4.4.1. Предложения по выбытию старых, неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей котельных

Структура основного оборудования котельных по состоянию на 2013 г. приведена в п. 2.1.

«Схема теплоснабжения г. Орск» предусматривает демонтаж следующего оборудования ввиду его физического износа:

1) котельная № 1

- ТВГ-8М

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

..... 2015 г.

- ТВГ-8М

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

..... 2016 г.

- ТВГ-8М

.....

.....

.....

.....

.....
.....
.....
.....
..... 2016 г.

2) котельная № 5
- ДЕ 10-14ГМ
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
..... 2015 г.

- ДЕ 16-14ГМ
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
..... 2015 г.

- ДКВР 10-13
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
..... 2015 г.

- КВГМ-20-150
.....
.....
.....
.....

..... 2017 г.

4) котельная № 7

- ПТВМ-100.....

..... 2015 г.

- ПТВМ-100.....

..... 2016 г.

- ПТВМ-100.....

..... 2017 г.

5) котельная № 8

- КСВ-2,0 2017 г.

- КСВ-2,0 2017 г.

- КСВ-2,0	2023 г.
6) котельная № 12	
- Факел-1г	2022 г.
- Факел-1г	2022 г.

4.4.2. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности котельных с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Для обновления состава основного оборудования котельных «Схема теплоснабжения г. Орск» предусматривает установку следующих котлов:

№ п/п	№ котельной	Год ввода котлов
1.	Котельная № 1	
1.1	КВГМ-7,56-150	2015 г.
1.2	КВГМ-7,56-150	2016 г.
1.3	КСВа-1,0	2016 г.
2.	Котельная № 3	
2.1	КВГМ-4,65-150	2019 г.
2.2	КВГМ-4,65-150	2019 г.
3.	Котельная № 5	
3.1	КВГМ-10-150	2015 г.
3.2	КВГМ-20-150	2015 г.
3.3	КВГМ-20-150	2019 г.
3.4	КВГМ-20-150	2021 г.
4.	Котельная № 6	
4.1	КВГМ-7,56-150	2015 г.
4.2	КВГМ-7,56-150	2016 г.
4.3	КВГМ-7,56-150	2017 г.
5.	Котельная № 7	
5.1	КВГМ-100-150	2015 г.
5.2	КВГМ-100-150	2016 г.
5.3	КВГМ-100-150	2017 г.
6.	Котельная № 8	
6.1	КСВа-3,150	2016 г.
6.2	Mega Prex 1200	2017 г.
6.3	КСВа-3,15	2023 г.
7.	Котельная № 12	
7.1	КСВа-0,63	2022 г.
7.2	КСВа-0,63	2022 г.

4.4.3. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления в зонах действия котельных

На всех перспективных площадках строительства, находящихся в зонах действия котельных № 4, 5, 6, 7, планируется организация только централизованного отопления потребителей. Организация индивидуального и поквартирного отопления в зонах действия котельных в процессе разработки «Схемы теплоснабжения г. Орск» признана нецелесообразной в связи с устойчивой работой котельных, разработанными мероприятиями по реконструкции основного оборудования котельных и перекладке их тепловых сетей.

Необходимым условием организации централизованного теплоснабжения потребителей в зонах действия котельных № 4, 5, 6, 7 является возможность подключения новых площадок строительства к существующим тепловым сетям. При этом учитываются:

- отдалённость тепловых сетей от перспективных площадок строительства и, как следствие, экономическая целесообразность подключения (рис. 4.4.1-4.4.4);
- гидравлические режимы работы тепловой сети, т. е. достаточная пропускная способность существующей тепловой сети для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки новых потребителей (приведены в Книгах 4 и 7).

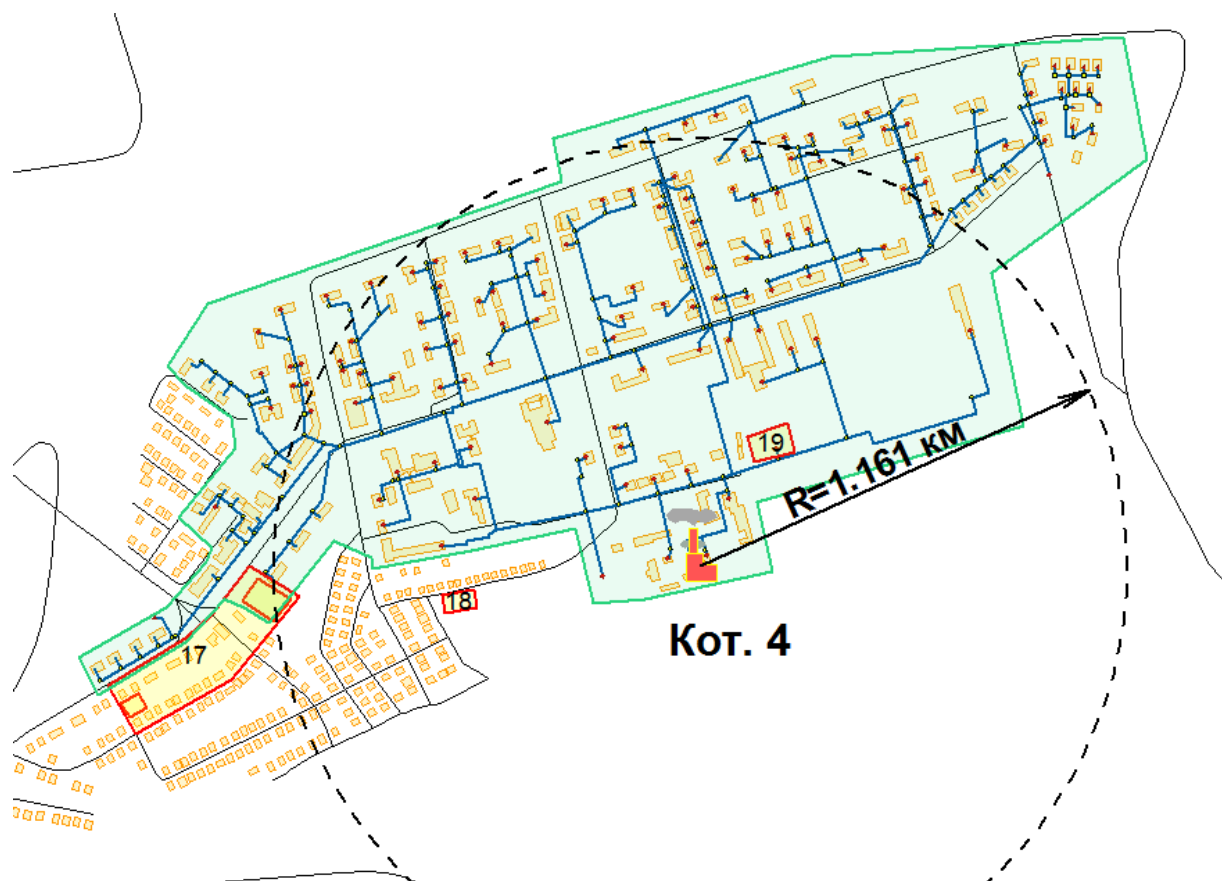


Рис. 4.4.1. Зона действия (выделена зелёным) и эффективного радиуса (выделена чёрной пунктирной линией), а также расположение новых площадок строительства (выделены красным) и тепловых сетей котельной (выделены синим)

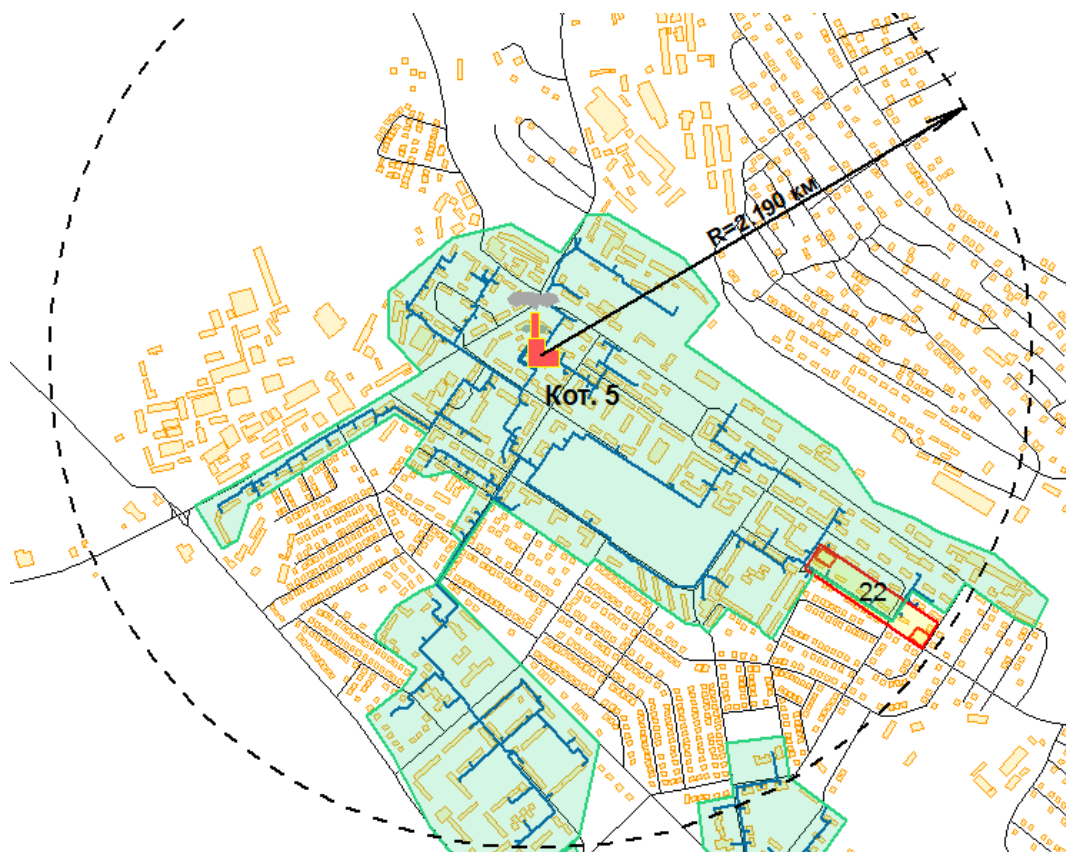


Рис. 4.4.2. Зона действия (выделена зелёным) и эффективного радиуса (выделена чёрной пунктирной линией), а также расположение новых площадок строительства (выделены красным) и тепловых сетей котельной (выделены синим)

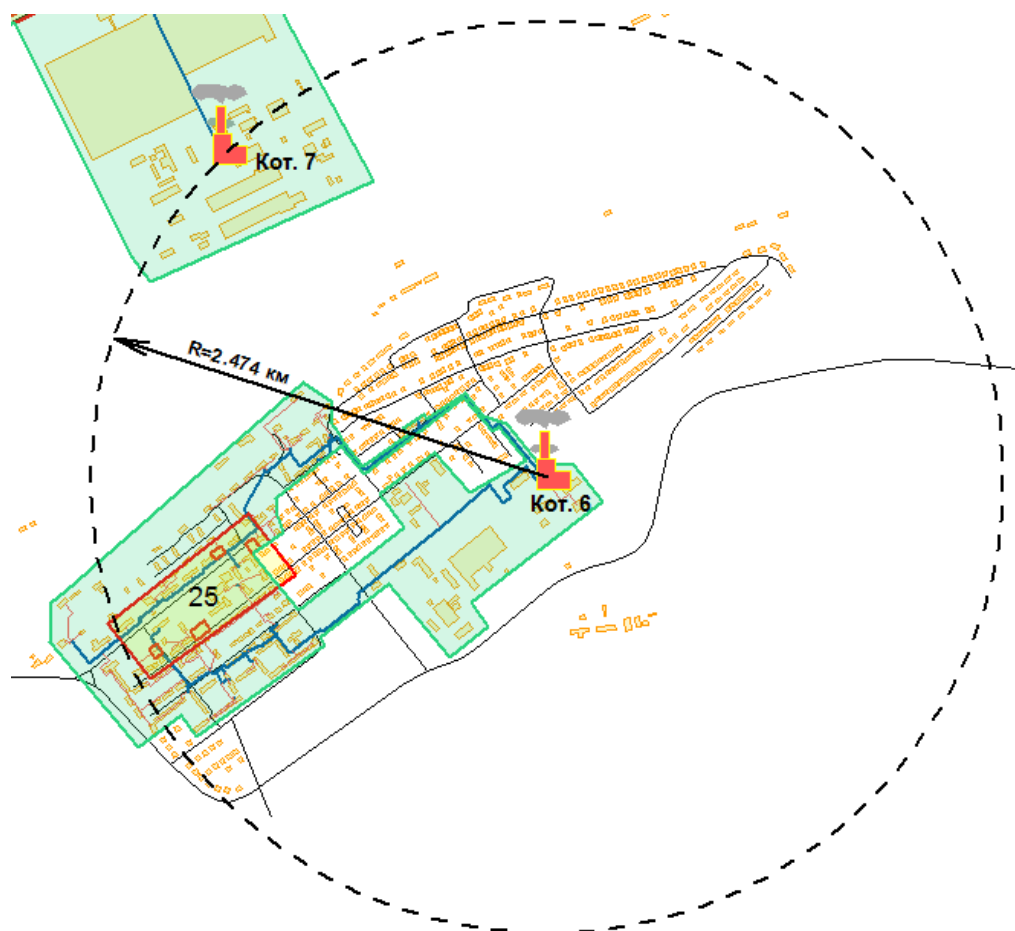


Рис. 4.4.3. Зона действия (выделена зелёным) и эффективного радиуса (выделена чёрной пунктирной линией), а также расположение новых площадок строительства (выделены красным) и тепловых сетей котельной (выделены синим)



Рис. 4.4.4. Зона действия (выделена зелёным) и эффективного радиуса (выделена чёрной пунктирной линией), а также расположение новых площадок строительства (выделены красным) и тепловых сетей котельной (выделены синим)

Поскольку котельные № 4, 5, 6, 7 имеют развитую схему тепловых сетей, то подключение перспективных площадок строительства к существующим тепловым сетям не потребует существенных капитальных затрат на строительство новых трубопроводов. Объёмы нового строительства трубопроводов тепловых сетей для подключения перспективных площадок строительства приведены в разделе 5.

Существующие тепловые сети котельных № 4, 5, 6, 7 в целом имеют достаточную пропускную способность для обеспечения надёжного теплоснабжения всех потребителей станции. Расчёт гидравлических режимов работы основных тепломагистралей данных котельных приведён в разделе 5.

4.4.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» не предполагает реконструкцию действующих в городе котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

4.4.5. Обоснование реконструкций котельных с увеличением зоны их действия путем включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» предполагает закрытие котельной ОАО «ОКУ» в 2019 г. При этом тепловая нагрузка потребителей в пос. Круторожино будет подключена к котельной № 3. Изменение зоны действия котельной № 3 показано на рис. 4.4.5 и 4.4.6.

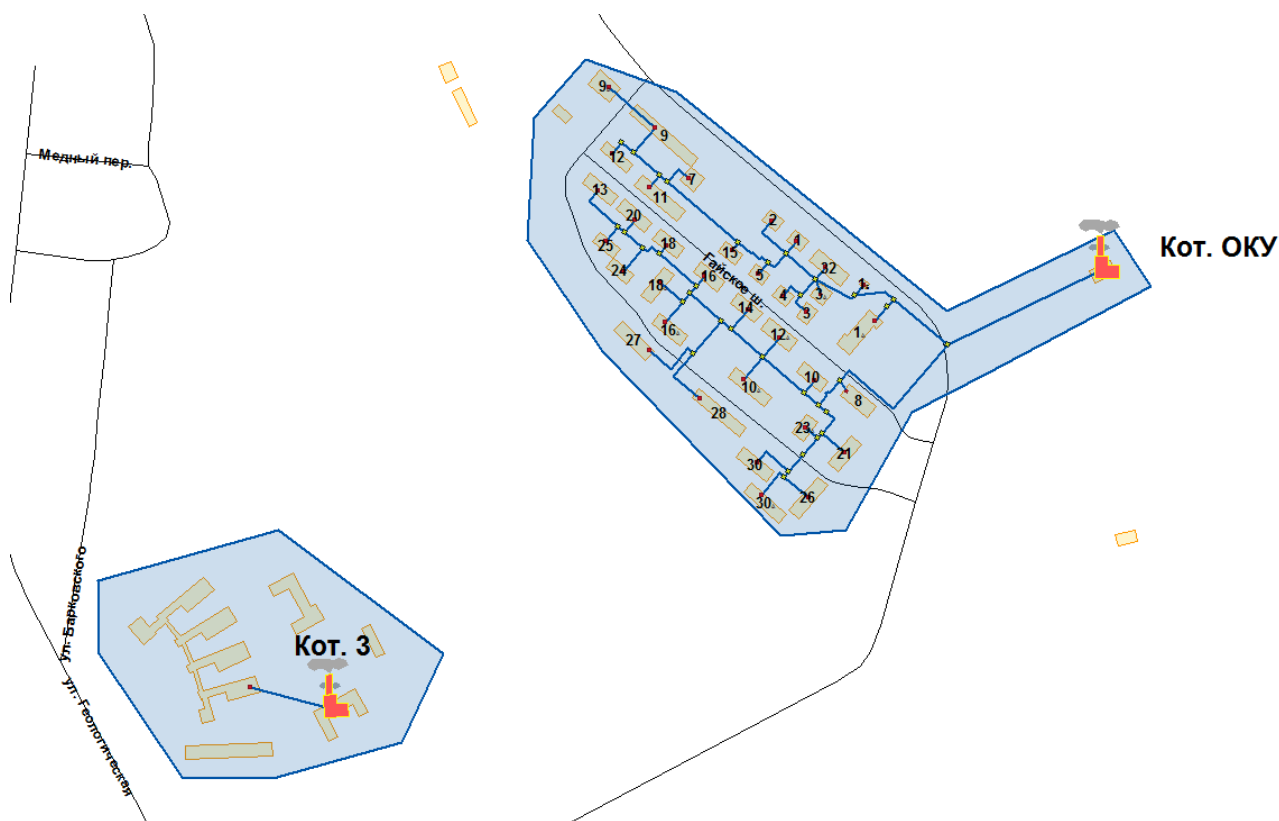


Рис. 4.4.5. Существующие зоны действия котельных № 3 и ОАО «ОКУ» (выделены синим)

Для реализации подключения тепловой нагрузки потребителей котельной ОАО «ОКУ» к котельной № 3 потребуется строительство тепломагистрали в 2019 г. Необходимые характеристики новой тепломагистрали представлены в разделе 5.

После подключения потребителей пос. Круторожино к котельной № 3 тепловая нагрузка котельной вырастет на 5,68 Гкал/ч. Учитывая небольшой резерв тепловой мощности котельной № 3 (по состоянию на 2013 г. составляет +2,04 Гкал/ч) потребуется установка дополнительного теплофикационного оборудования с целью увеличения установленной тепловой мощности котельной. Для этого предлагается установка в 2025 г. двух водогрейных котлов КВГМ-4,65-150 суммарной тепловой мощностью 8 Гкал/ч.



Рис. 4.4.6. Перспективная зона действия котельных № 3 (выделена зелёным) после подключения тепловой нагрузки котельной ОАО «ОКУ» в 2019 г

4.4.6. Обоснование вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

В 2015 году планируется вывод из эксплуатации котельной № 2, тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии данной котельной будет подключена к БМК ул. Соколова, которая планируется к вводу в эксплуатацию в том же году (п. 4.4.7).

В 2015 году планируется вывод из эксплуатации котельной ЗАО «ОМК», тепловая нагрузка потребителей будет переключена на БМК ул. Перегонная, которая планируется к вводу в эксплуатацию в том же году (п. 4.4.7).

В 2025 году планируется переключение тепловой нагрузки пос. Круторожино с котельной ОАО «ОКУ» на котельную № 3. Для этого на котельной № 3 необходимо произвести установку двух водогрейных котлов КВГМ-4,65, тепловой мощностью 4 Гкал/ч каждый (см. п. 4.4.5).

4.4.7. Предложения по строительству новых источников теплоснабжения

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» предполагает вывод из эксплуатации котельных № 2, ЗАО «ОМК» и ОАО «ОКУ» в связи физическим износом основного оборудования. Для покрытия тепловых нагрузок потребителей котельной ОАО «ОКУ» предполагается использовать тепловые мощности котельной № 3 (см. п. 4.4.5).

Для покрытия тепловых нагрузок потребителей котельных № 2 и ЗАО «ОМК» планируется установка двух блочных модульных котельных на ул. Соколова и на ул. Перегонная.

Блочная котельная представляет собой металлический блок-бокс с установленным внутри котельным и вспомогательным оборудованием. Ограждающие конструкции бокса выполнены из сэндвич-панелей, между ними проложен слой утепляющего материала. Внутренняя и наружная отделка может быть различной. Сборка блока производится в заводских условиях, что обеспечивает высокую надежность и сводит к минимуму усилия на монтаж.

Краткая техническая характеристика БМК ул. Соколова и БМК на ул. Перегонная представлена в табл. 4.4.7.

Таблица 4.4.7

№ п/п	Наименование показателя	БМК ул. Соколова	БМК на ул. Перегонная
1	Тепловая мощность котельной, МВт (Гкал/ч)	2,45 (2,1)	36 (31)
2	Потребляемая электрическая мощность, кВт	24	417
3	Напряжение электрической сети, В	380	380
4	Вид топлива	Природный газ	Природный газ
5	Давление газа на входе в котельную, кПа	4,5	4,5
6	Максимальный расход газа, нм ³ /ч	350	5 170,0
7	Температурный режим теплоснабжения, °С	95/70	95/70
8	Давление теплоносителя, кгс/см ²	6	6
9	Температура уходящих газов, °С	160-180	160-180
10	Габаритные размеры котельной, м	7,2х7,2х3,2	30х15х7
11	Стоимость оборудования, тыс. руб.	5 335,0	66 380,0

4.4.8. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Подробные расчёты радиусов эффективного теплоснабжения для крупных котельных (установленная тепловая мощность более 10 Гкал/ч) приведены в Книге 1. Эффективный радиус теплоснабжения котельной № 1 представлен на рис. 4.4., для котельных № 4, 5, 6, 7 – на рис. 4.4.1, 4.4.2, 4.4.3, 4.4.4.

По результатам расчёта эффективного радиуса крупных котельных можно сделать вывод об отсутствии условий, при которых подключение теплопотребляющих установок к системам теплоснабжения котельных, нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанных системах.

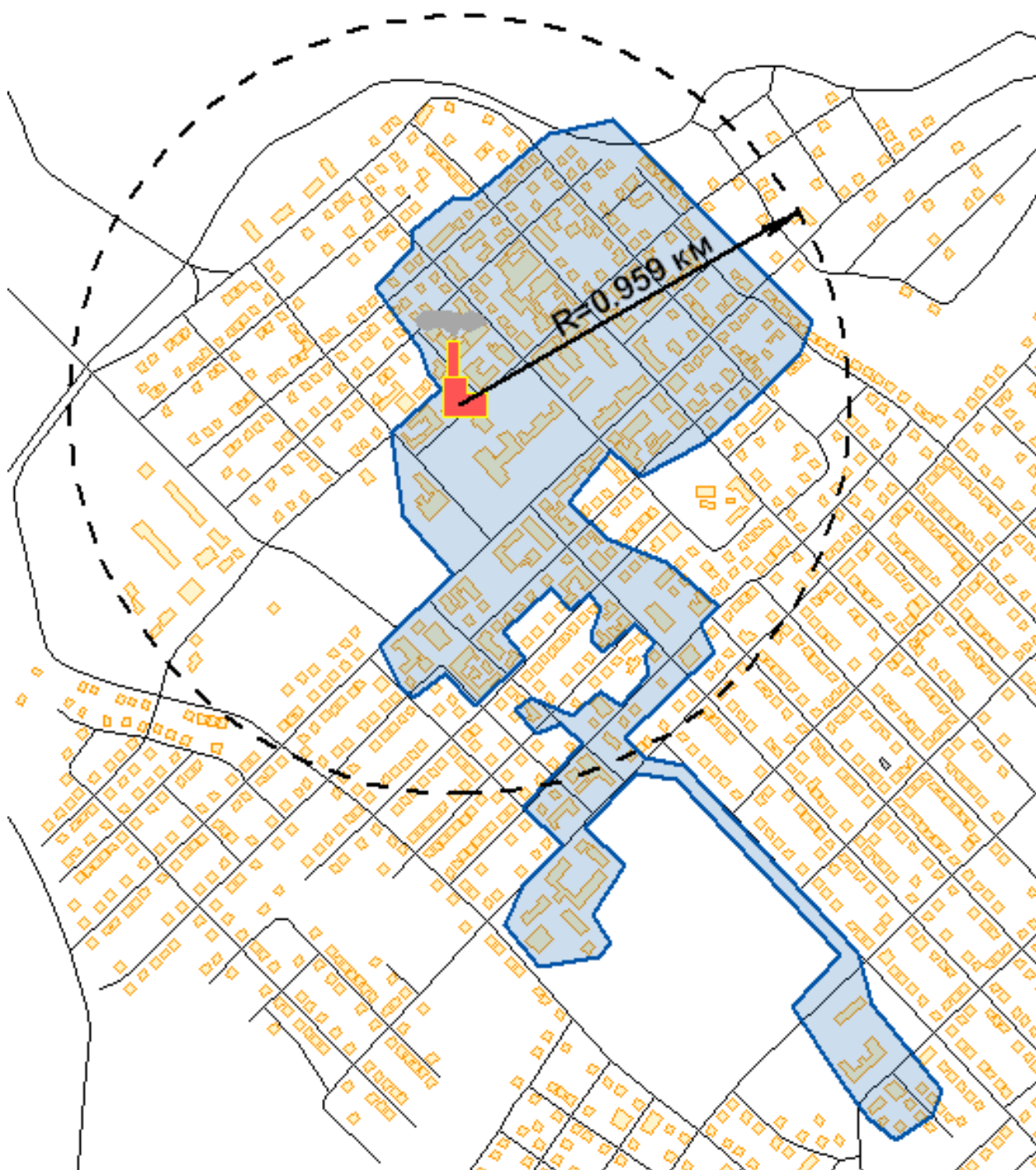


Рис. 4.4.7. Зона действия (выделена синим) и эффективного радиуса (выделена чёрной пунктирной линией) котельной № 1

4.5. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на г. Орск

«Схема теплоснабжения г. Орск» на расчётный период 2014-2028 гг. не предусматривает организации дополнительного теплоснабжения промышленных площадок.

4.6. Предложения по организации индивидуального теплоснабжения в схеме теплоснабжения г. Орск

4.6.1. Организация индивидуального теплоснабжения в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями

При низкой плотности тепловой нагрузки более эффективно использование индивидуальных источников энергии. Такая организация позволит потребителям в зонах малоэтажной застройки получать более эффективное, качественное и надежное теплоснабжения.

Основными достоинствами децентрализованного теплоснабжения являются:

- отсутствие необходимости отводов земли под тепловые сети и котельные;
- снижение потерь теплоты из-за отсутствия внешних тепловых сетей, снижение потерь сетевой воды, уменьшение затрат на водоподготовку;
- значительное снижение затрат на ремонт и обслуживание оборудование;
- полная автоматизация режимов потребления.

При формировании перспективных балансов тепловой энергии учитывались перспективный радиус теплоснабжения и плотность перспективной тепловой нагрузки. На их основе был проведен анализ и выявлены зоны перспективной застройки, теплоснабжение которых предлагается выполнить от индивидуальных источников.

«Схема теплоснабжения г. Орск» предполагает организацию индивидуального теплоснабжения на следующих перспективных площадках строительства:

- перспективная площадка строительства № 1 (рис. № 4.6.1);
- перспективная площадка строительства № 4 (рис. № 4.6.2);
- перспективная площадка строительства № 20 (рис. № 4.6.3);
- перспективная площадка строительства № 23 (рис. № 4.6.4);
- перспективная площадка строительства № 26 (рис. № 4.6.5);
- перспективная площадка строительства № 27 (рис. № 4.6.6);
- перспективная площадка строительства № 28 (рис. № 4.6.7).

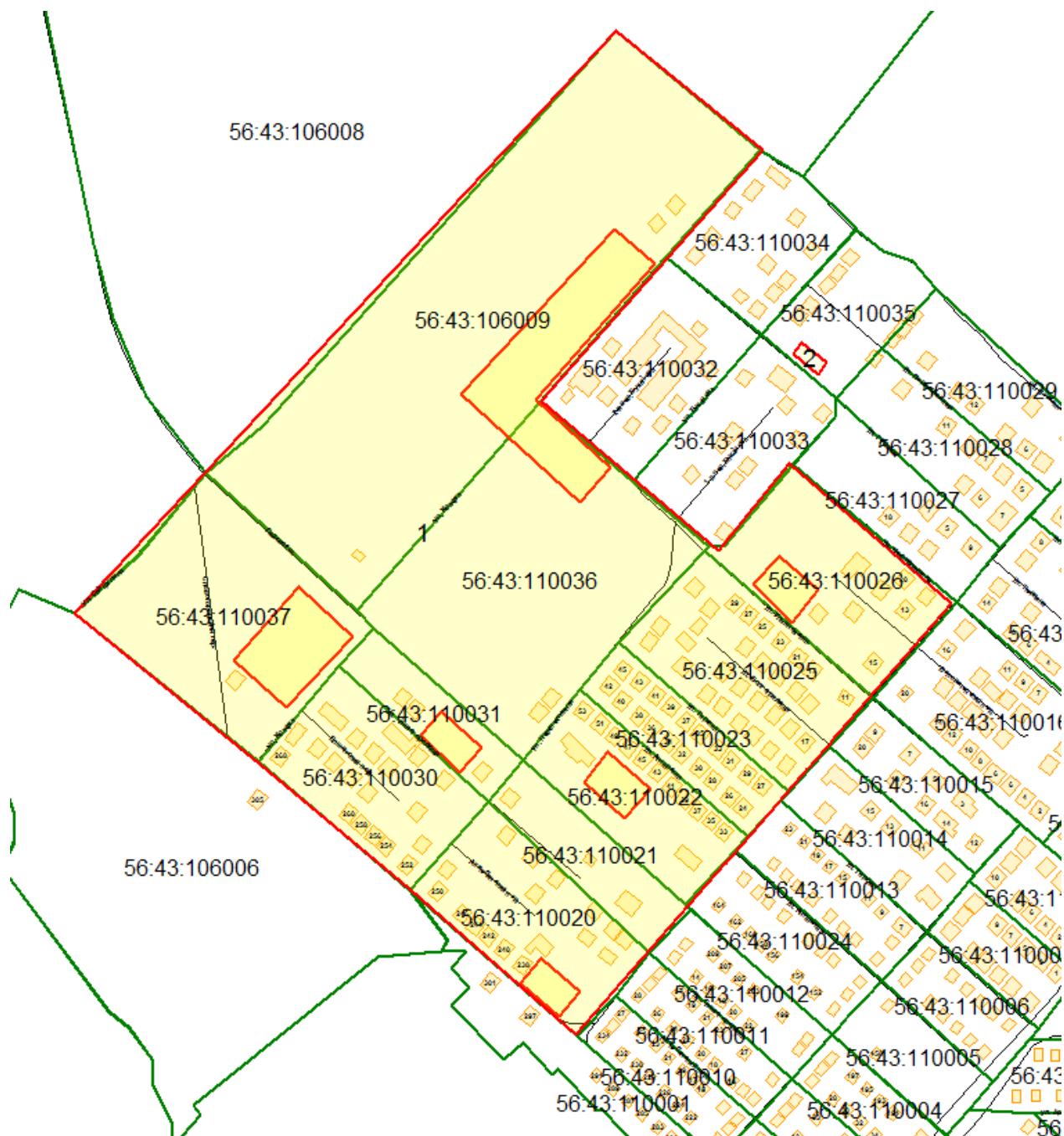


Рис. 4.6.1. Расположение зоны нового строительства №1 на схеме города

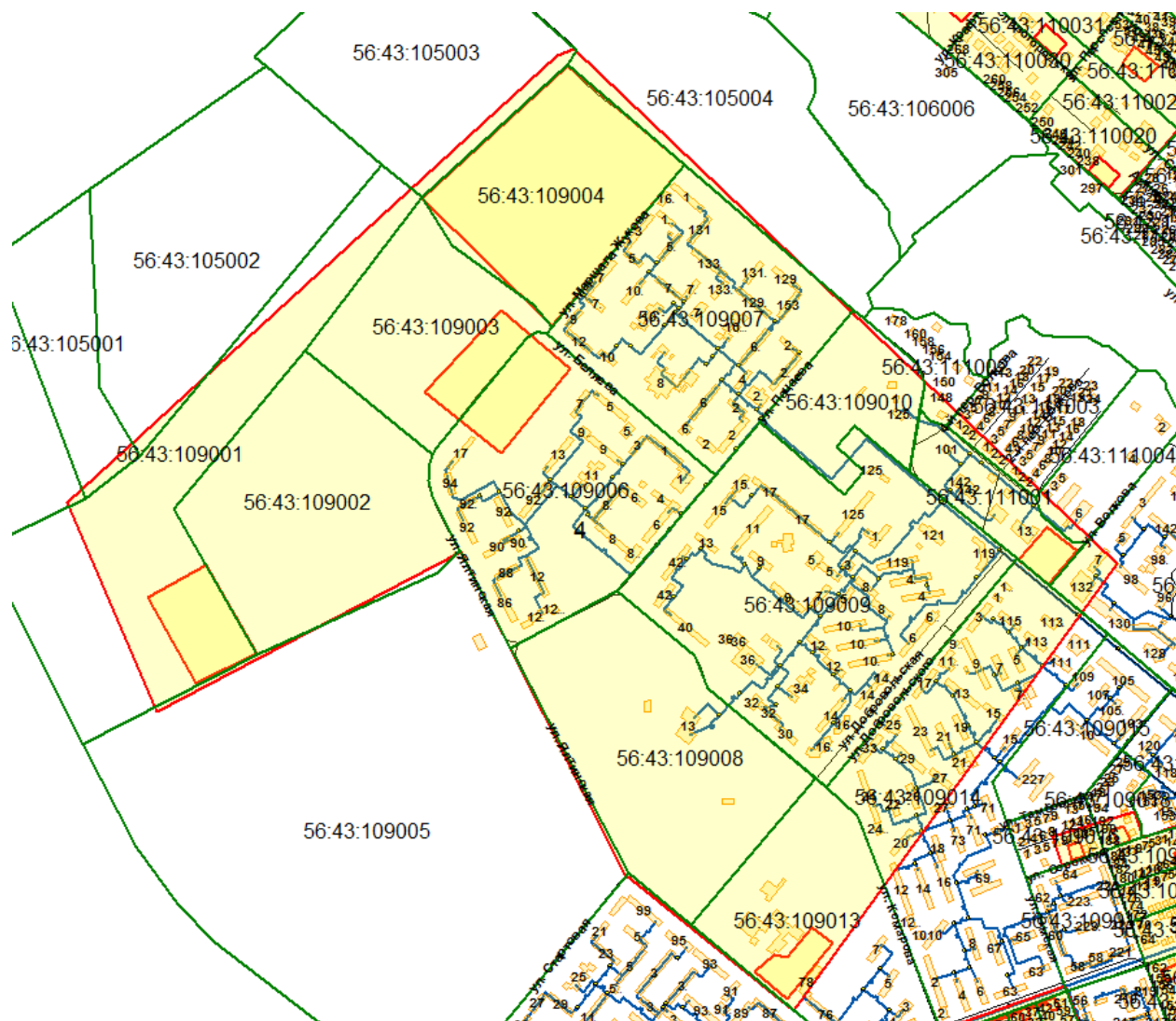


Рис. 4.6.2. Расположение зоны нового строительства № 4 на схеме города

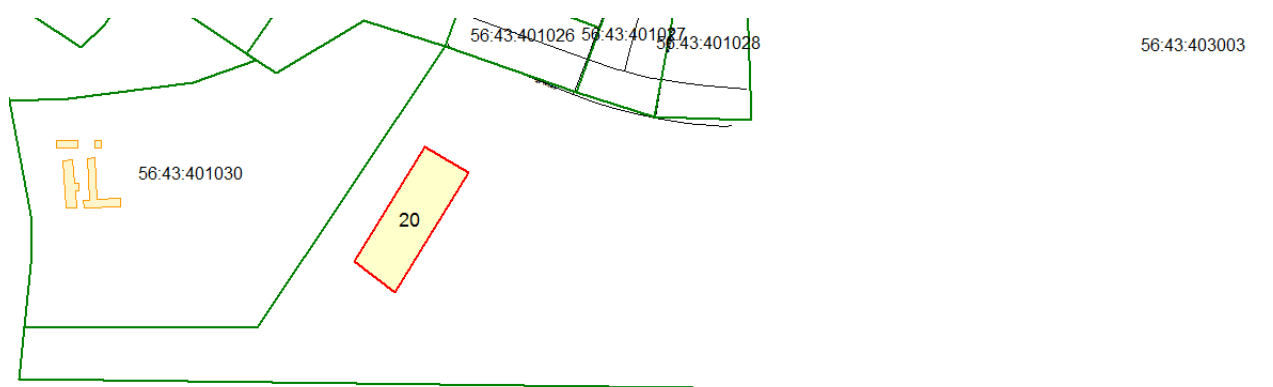


Рис. 4.6.3. Расположение зоны нового строительства № 20 на схеме города

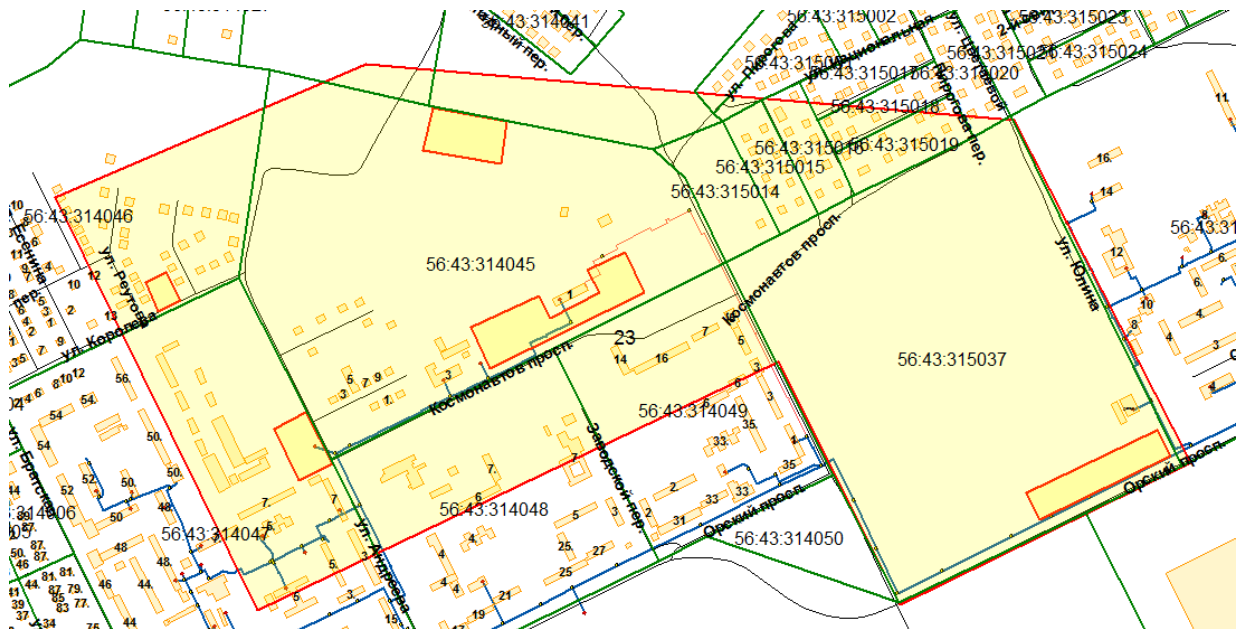


Рис. 4.6.4. Расположение зоны нового строительства № 23 на схеме города

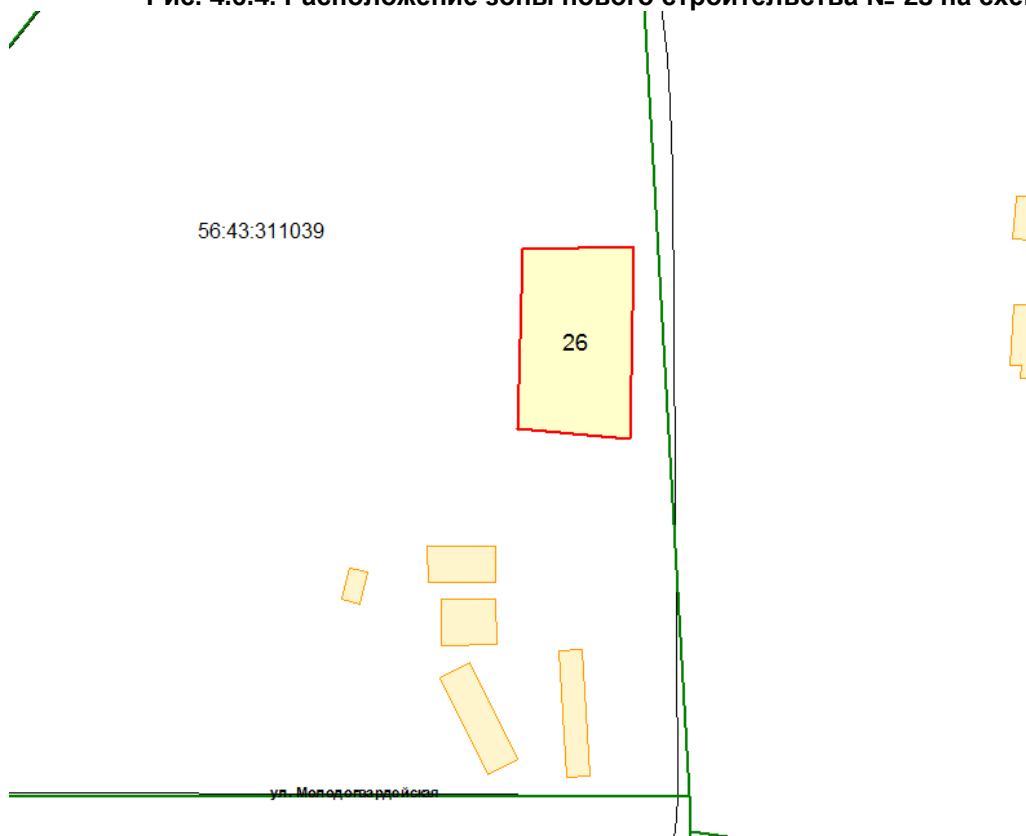


Рис. 4.6.5. Расположение зоны нового строительства № 26 на схеме города

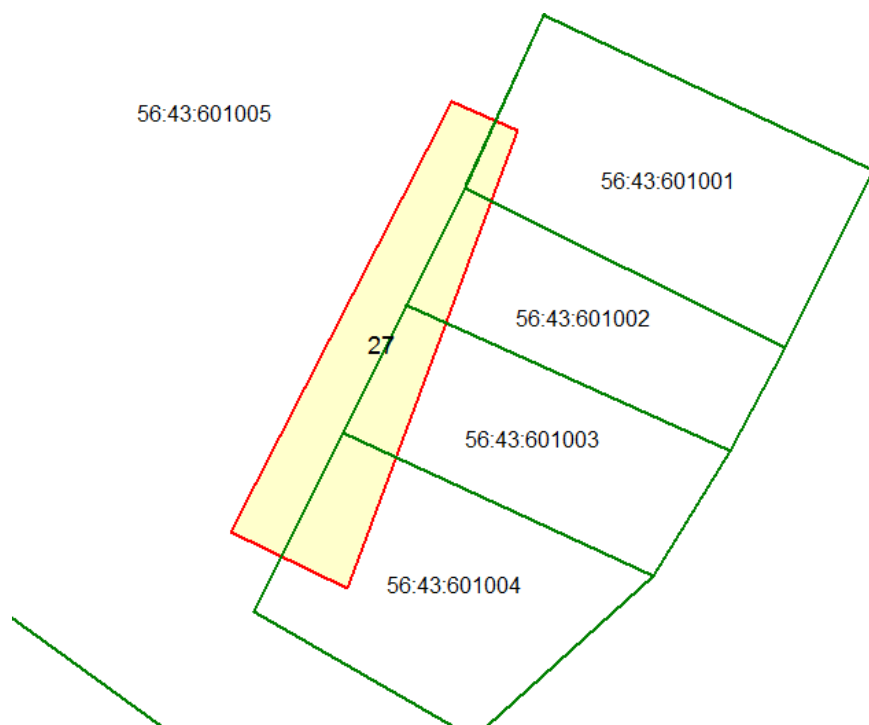


Рис. 4.6.6. Расположение зоны нового строительства № 27 на схеме города

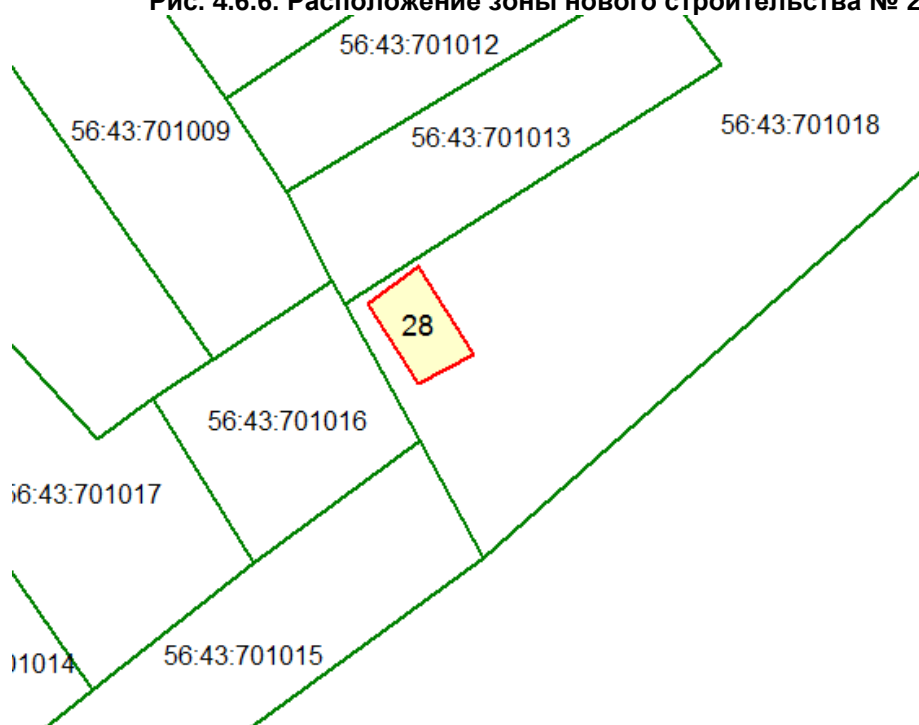


Рис. 4.6.7. Расположение зоны нового строительства № 28 на схеме города

Сводные данные по расположению новых площадок строительства, прогнозу прироста тепловой нагрузки и количеству индивидуальных водогрейных котлов необходимых для покрытия перспективных тепловых нагрузок приведены в табл. 4.6.1. Подробные данные приведены в Книге 5.

Количество водогрейных котлов определяется количеством коттеджей (в каждый дом один котёл) запланированных к строительству в каждой зоне. Исключение составляет первая зона застройки, где теплоснабжение нескольких многоквартирных жилых домов и коттеджей в кадастрах 56:43:106009 и 56:43:110036 ввиду их близкого расположения предлагается осуществить за счёт строительства водогрейной котельной.

Таблица 4.6.1

Номер площад-ки	Район	Номер кадастрового квартала	Объекты строительства	Источник тепловой энергии	Год ввода в эксплуатацию	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) по годам расчетного периода, Гкал/ч							
						2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019–2023 гг.	2024–2028 гг.	Всего
1	Октябрьский	56:43:106009	Коттеджи (6 шт.)	Блочная модульная котельная, тепловой мощностью 0,86 Гкал/ч	2016	0	0	0,0526	0	0			0,0526
		56:43:110037	Коттеджи (10 шт.)	10 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	2015	0	0,0878	0	0	0	0	0	0,0878
		56:43:110031	Коттеджи (5 шт.)	5 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	2016	0	0	0,0438	0	0	0	0	0,0438
4	Октябрьский	56:43:109001	Коттеджи (37 шт.)	37 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	2017	0	0	0	0,3246	0	0	0	0,3246
		56:43:109003	Коттеджи (52 шт.)	52 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	2024	0	0	0	0	0	0	0,3221	0,3221
		56:43:109004	Коттеджи (64 шт.)	64 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	2024	0	0	0	0	0	0	0,3963	0,3963

Номер площад-ки	Район	Номер ка-дастрового квартала	Объекты строитель-ства	Источник теп-ловой энергии	Год вво-да в экс-плуата-цию	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) по годам расчётного периода, Гкал/ч							
						2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019–2023 гг.	2024–2028 гг.	Всего
20	Ленинский	56:43:403003	Коттеджи (64 шт.)	64 индивидуаль-ных водогрейных газовых котлов тепловой мощно-стью 0,009 Гкал/ч каждый	2019	0	0	0	0	0	0,4624	0	0,4624
23	Советский	56:43:314045	Коттеджи (148 шт.)	148 индивидуаль-ных водогрейных газовых котлов тепловой мощно-стью 0,009 Гкал/ч каждый	2014, 2019	0,3251	0	0	0	0	0,7948	0	1,1199
26	Советский	56:43:311039	Коттеджи (33 шт.)	33 индивидуаль-ных водогрейных газовых котлов тепловой мощно-стью 0,009 Гкал/ч каждый	2016	0	0	0,2896	0	0	0	0	0,2896
27	Советский	56:43:601004	Коттеджи (71 шт.)	71 индивидуаль-ных водогрейных газовых котлов тепловой мощно-стью 0,009 Гкал/ч каждый	2024	0	0	0	0	0	0	0,4397	0,4397
		56:43:601005	Коттеджи (71 шт.)	71 индивидуаль-ных водогрейных газовых котлов тепловой мощно-стью 0,009 Гкал/ч каждый	2018	0	0	0	0	0,6229	0	0	0,6229
28	Советский	56:43:701018	Коттеджи (15 шт.)	15 индивидуаль-ных водогрейных газовых котлов тепловой мощно-стью 0,009 Гкал/ч каждый	2024	0	0	0	0	0	0	0,0929	0,0929

4.6.2. Предложения по покрытию перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

Среди объектов нового строительства в г. Орск имеются 6 площадок, которые не обеспечены источниками тепловой энергии. На этих площадках предполагается построить многоквартирные жилые дома с централизованным отоплением. Однако, ввиду сильного удаления от зон действия существующих крупных источников теплоснабжения, новые здания не смогут быть подключены к тепловым сетям ТЭЦ-1 или одной из крупных котельных.

В связи с этим «Схема теплоснабжения г. Орск» предполагает организацию индивидуального теплоснабжения на следующих перспективных площадках строительства:

- перспективная площадка строительства № 1 (рис. № 4.6.1);
- перспективная площадка строительства № 2 (рис. № 4.6.8);
- перспективная площадка строительства № 3 (рис. № 4.6.9);
- перспективная площадка строительства № 9 (рис. № 4.6.10);
- перспективная площадка строительства № 10 (рис. № 4.6.11);
- перспективная площадка строительства № 21 (рис. № 4.6.12);

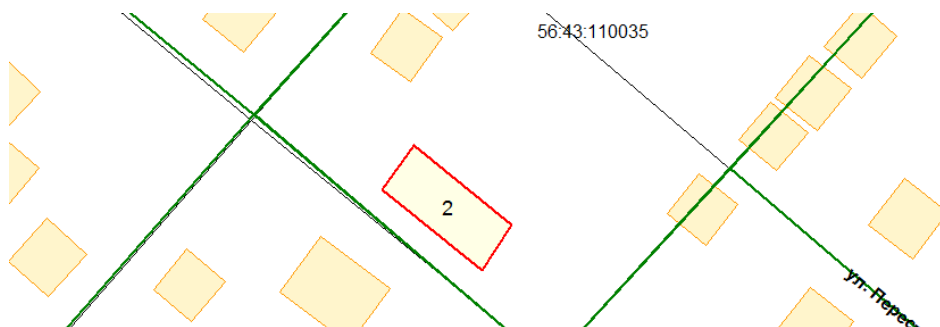


Рис. 4.6.8. Расположение зоны нового строительства № 2 на схеме города

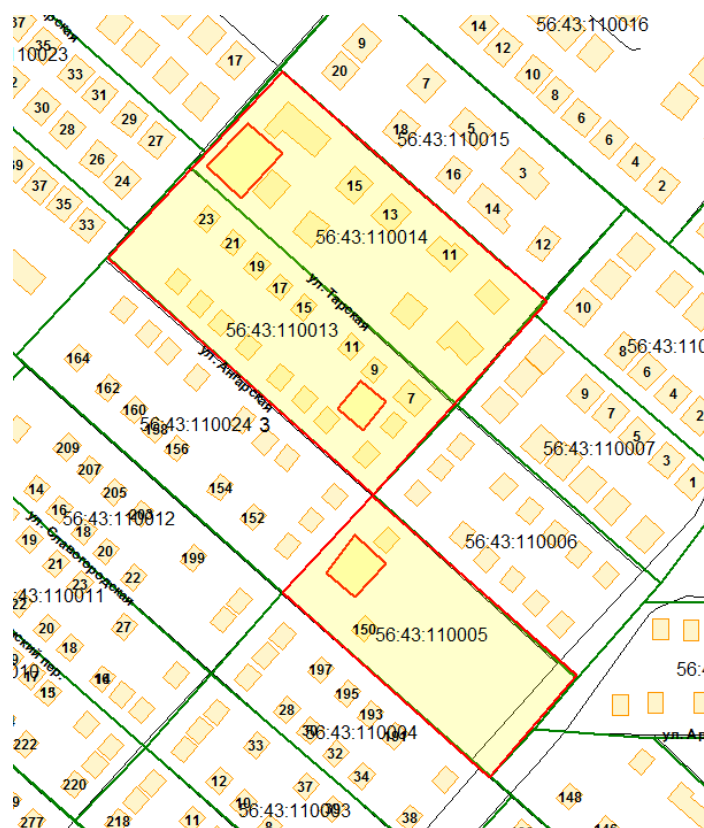


Рис. 4.6.9. Расположение зоны нового строительства № 3 на схеме города

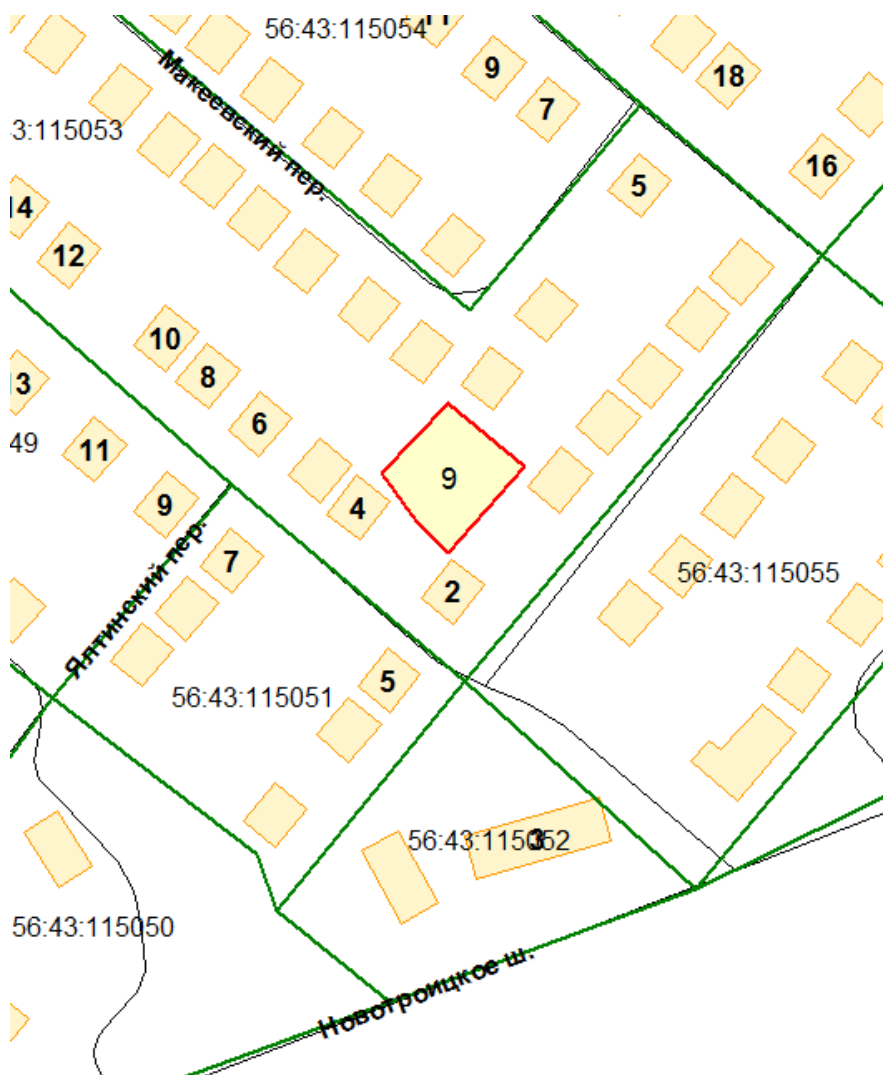


Рис. 4.6.10. Расположение зоны нового строительства № 9 на схеме города

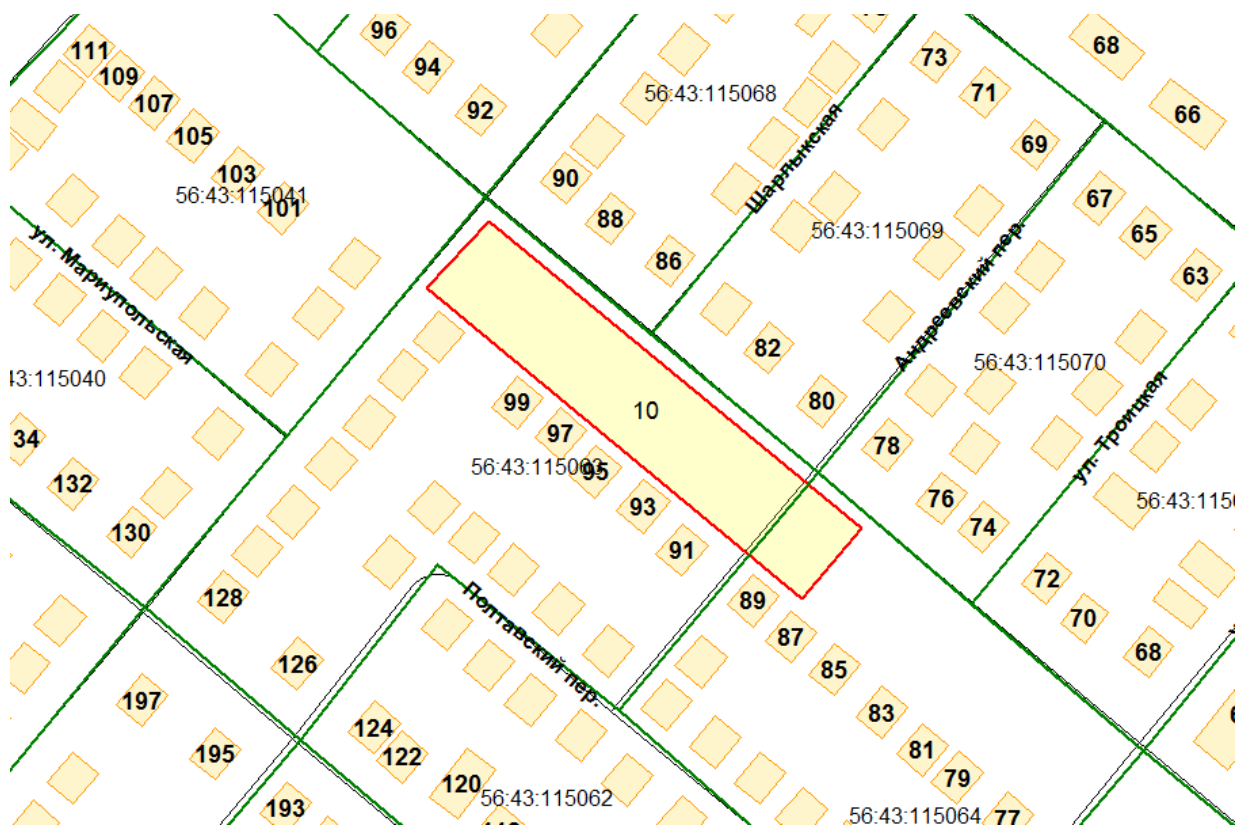


Рис. 4.6.11. Расположение зоны нового строительства № 10 на схеме города

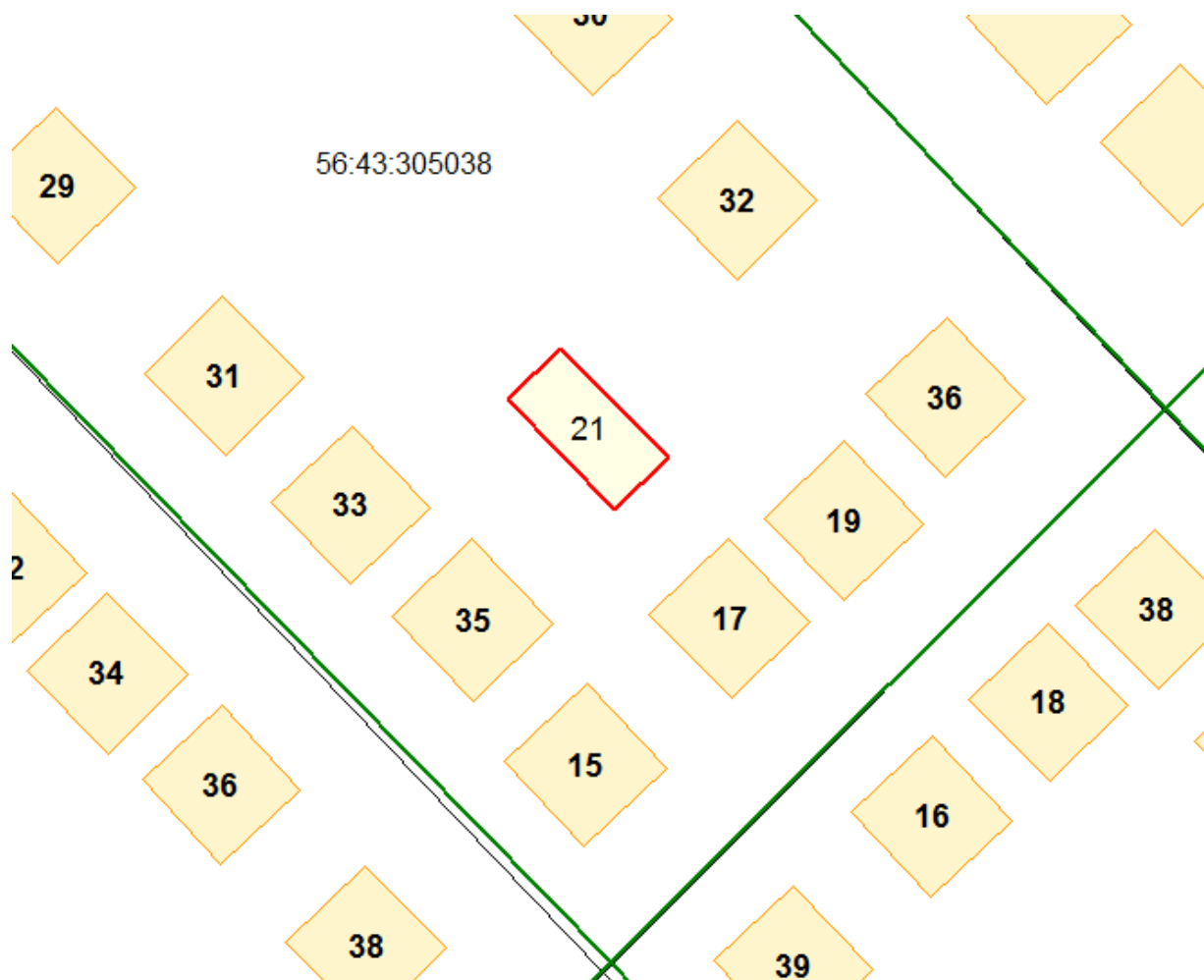


Рис. 4.6.12. Расположение зоны нового строительства № 21 на схеме города

4.6.3. Предложения по организации индивидуального поквартирного теплоснабжения в г. Орск

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» не предполагает организации поквартирного индивидуального отопления в многоквартирных жилых домах.

Таблица 4.6.2

Номер площад-ки	Район	Номер ка-дастрового квартала	Объекты строитель-ства	Источник теп-ловой энергии	Год вво-да в экс-плуата-цию	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) по годам расчётного периода, Гкал/ч							
						2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019–2023 гг.	2024–2028 гг.	Всего
1	Октябрь-ский	56:43:106009	2 многоквар-тирных жи-лых дома (5 этажей) + 6 коттеджей	Водогрейная ко-тельная ТКУ-1000, тепловой мощно-стью 0,86 Гкал/ч	2016	0	0	0	0	0	0,0963	0,0826	0,1789
		56:43:110036	Многоквар-тирный жилой дом и обще-ственное учреждение			0	0	0	0	0	0,1641	0,2805	0,4446
		56:43:110020	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная ко-тельная ТКУ-160, тепловой мощно-стью 0,14 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,1259	0,1259
		56:43:110022	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная ко-тельная ТКУ-100, тепловой мощно-стью 0,09 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,0792	0,0792
		56:43:110026	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная ко-тельная ТКУ-160, тепловой мощно-стью 0,14 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,1274	0,1274
2	Октябрь-ский	56:43:110035	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная га-зовая котельная ТКУ-200 тепло-вой мощностью 0,17 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,1555	0,1555

Номер площад-ки	Район	Номер ка-дастрового квартала	Объекты строи-тельства	Источник теп-ловой энергии	Год вво-да в экс-плуата-цию	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) по годам расчётного периода, Гкал/ч							
						2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019–2023 гг.	2024–2028 гг.	Всего
3	Октябрь-ский	56:43:110013	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная га-зовая котельная ТКУ-100 тепло-вой мощностью 0,09 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,0755	0,0755
		56:43:110014	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная га-зовая котельная ТКУ-100 тепло-вой мощностью 0,09 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,0782	0,0782
		56:43:110005	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная га-зовая котельная ТКУ-240 тепловой мощностью 0,21 Гкал/ч	2019	0	0	0	0	0	0,1896	0	0,1896
9	Октябрь-ский	56:43:115053	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная га-зовая котельная ТКУ-160 тепловой мощностью 0,14 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,1222	0,1222
10	Октябрь-ский	56:43:115063	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная га-зовая котельная ТКУ-160, тепло-вой мощностью 0,14 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,1152	0,1152
		56:43:115064	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная га-зовая котельная ТКУ-126, тепло-вой мощностью 0,11 Гкал/ч	2024	0	0	0	0	0	0	0,0926	0,0926
21	Советский	56:43:305038	Многоквар-тирный жилой дом (5 эта-жей)	Водогрейная ко-тельная ТКУ-300, тепловой мощно-стью 0,26 Гкал/ч	2015	0	0,2361	0	0	0	0	0	0,2361

4.7. Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения

В проекте схемы теплоснабжения г. Орск на период до 2028 г. в результате анализа существующих тепловых нагрузок потребителей и их структуры, условий подключения абонентов к тепловым сетям, а также с учетом характеристик установленного оборудования на ТЭЦ и котельных, предлагается сохранить действующие температурные графики отпуска тепловой энергии. Утвержденные в системах теплоснабжения г. Орск графики отпуска тепловой энергии представлены в табл. 4.7.1.

Таблица 4.7.1

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Температурный график	Примечание
1	Орская ТЭЦ-1	130/70	
2	Котельная № 1	130/70	
3	Котельная № 2	95/70	
4	Котельная № 3	95/70	
5	Котельная № 4	95/70	летний режим 70/41 °С
6	Котельная № 5	95/70	летний режим 70/41 °С
7	Котельная № 6	95/70	летний режим 70/41 °С
8	Котельная № 7	130/70	
9	Котельная № 8	95/70	летний режим 70/41 °С
10	Котельная № 9	95/70	летний режим 70/41 °С
11	Котельная № 10	95/70	летний режим 70/41 °С
12	Котельная № 12	95/70	
13	котельная ЗАО «ОМК»	95/70	
14	котельная ОАО «РЖД	95/70	
15	котельная ОАО «ОКУ»	95/70	

4.8. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности котельных и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

В г. Орск по состоянию на 2013 г. действует 15 источников централизованного теплоснабжения: 1 источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и 14 котельных. Большинство из них образуют изолированные зоны теплоснабжения. Исключением являются котельная ОАО «ОМК» и котельная № 9.

Котельная ОАО «ОМК» расположена по адресу: Домбаровский пер., 41. Зона действия котельной описывается границей по улицам Фестивальная и Перегонная (рис. 4.8.1). Тепловая сеть данной котельной связана с тепловой сетью котельной № 9 трубопроводом от ТК-72 до ТК-80, который в настоящее время не задействован (рис. 4.8.2).

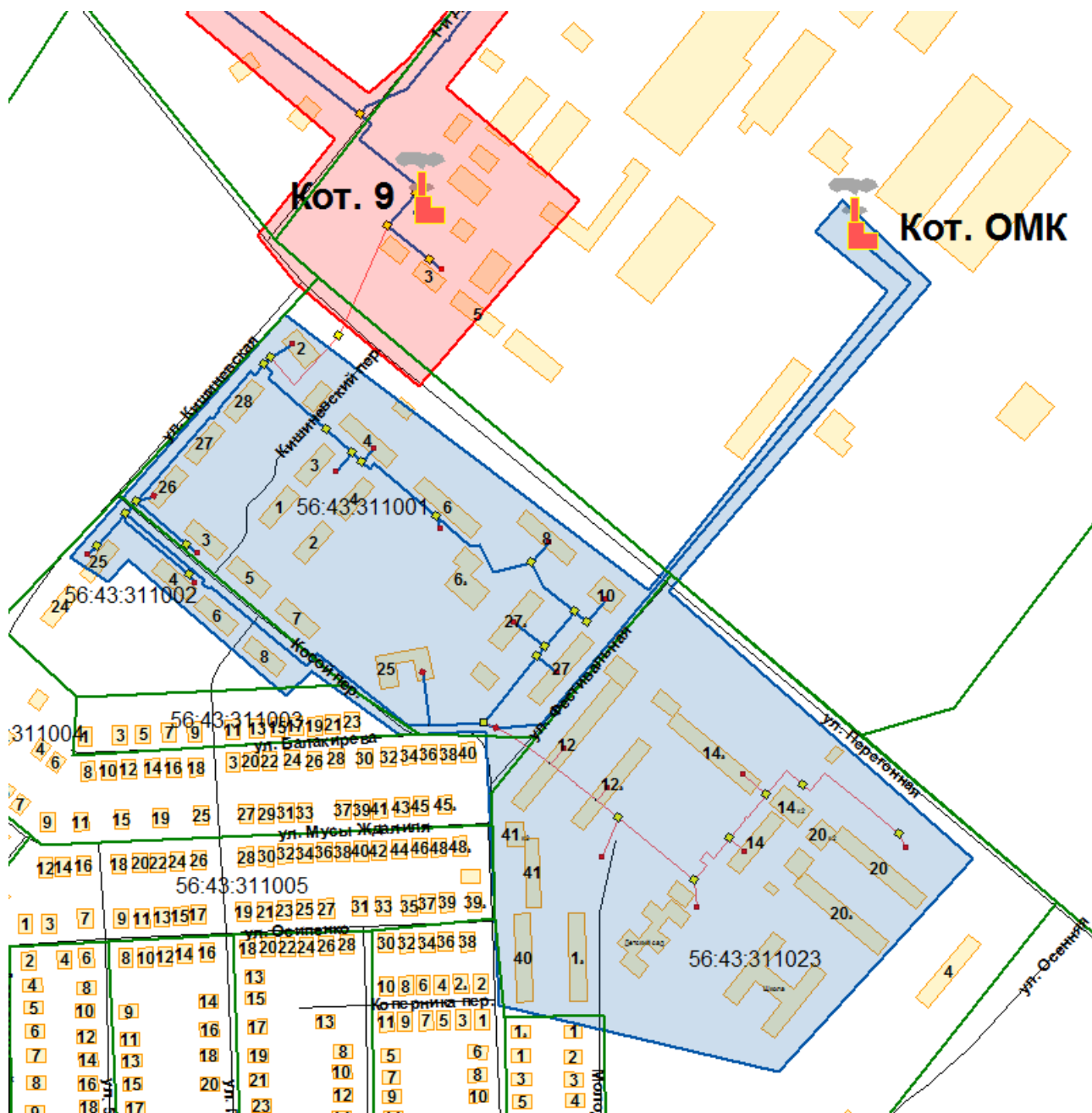


Рис. 4.8.1. Зоны действия котельной ЗАО «ОМК» (выделена синим цветом) и котельной № 9 (выделена красным) с указанием кадастровых кварталов (выделены зелёным) и тепловых сетей (выделены синим и красным)

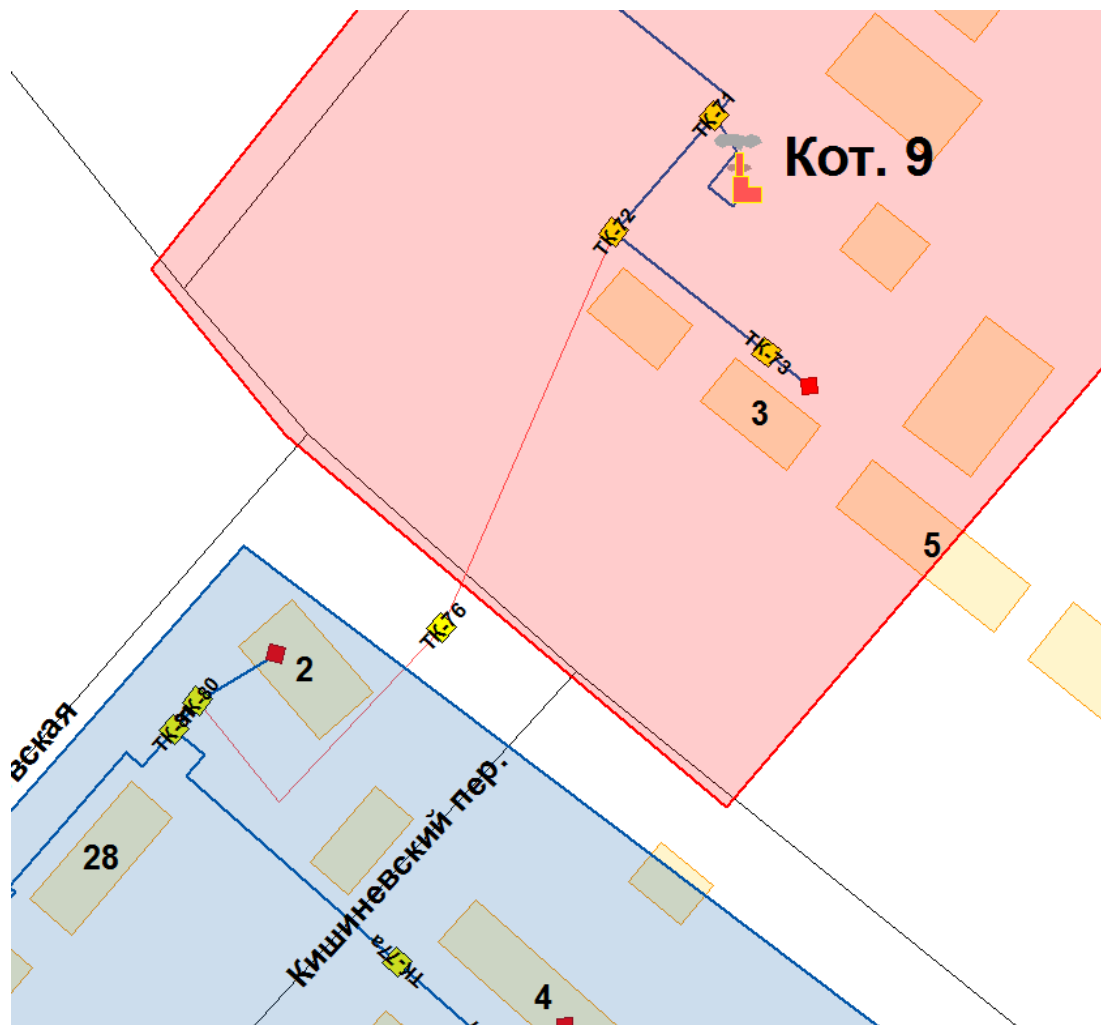


Рис. 4.8.2. Схема связи тепловых сетей котельной № 9 и ЗАО «ОМК»

При этом каждая котельная осуществляет теплоснабжение только своих потребителей, перераспределения тепловой энергии между источниками теплоснабжения нет и не запланировано.

Обоснование перспективных балансов тепловой мощности ТЭЦ, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки выполнено в разделе 2.

Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

На основании проведенного анализа полученных данных о состоянии тепловых сетей и надежности теплоснабжения потребителей (Книга 10 «Оценка надежности теплоснабжения») разработаны рекомендации по перекладке тепловых сетей г. Орск.

5.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

5.1.1. Строительство новой тепломагистрали от котельной № 7 на пос. ОЗТП

Разработанная «Схема теплоснабжения г.Орск» предполагает строительство новой тепломагистрали от котельной № 7 на пос. ОЗТП (рис. 5.1.1).

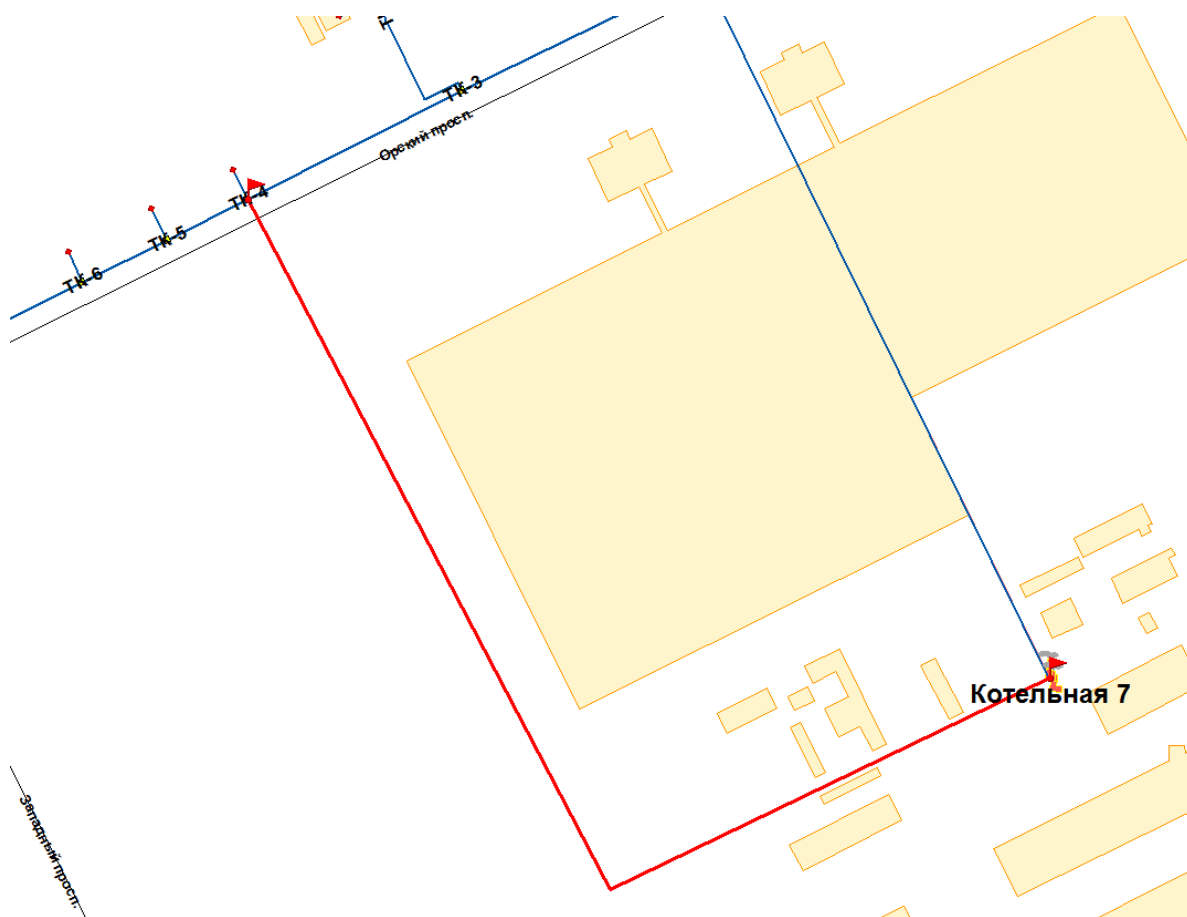


Рис. 5.1.1. Схема прокладки нового трубопровода от котельной № 7

В настоящее время тепломагистраль от котельной №7 на пос. ОЗТП проходит по территории ООО МО «Сармат». Строительство новой тепломагистрали позволит обеспечить оперативный доступ к трубопроводам при возникновении аварийных ситуаций и упростить ремонт и обслуживание. Описанное мероприятие планируется к реализации в 2019 г. Перечень трубопроводов, необходимых для проведения указанного мероприятия представлен в табл. 5.1.1.

Таблица 5.1.1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка в двухтрубном исчислении, м	Диаметр условный, мм	Способ прокладки
Котельная №7	ТК-4	1 110	400	Надземная

5.1.2. Предложения по перекладке тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации для обеспечения нормативных показателей тепловых потерь и надёжности теплоснабжения потребителей

Основную часть перекладок трубопроводов тепловых сетей источников тепловой энергии г. Орск рекомендуется произвести в период 2018 – 2024 гг., также значительная доля перекладок запланирована на 2015 г. Распределение материальной характеристики трубопроводов по годам реконструкции тепловых сетей котельных г. Орск представлено на рис. 5.1.2. Сведения по протяженности реконструируемых тепловых сетей представлено в табл. 5.1.2.

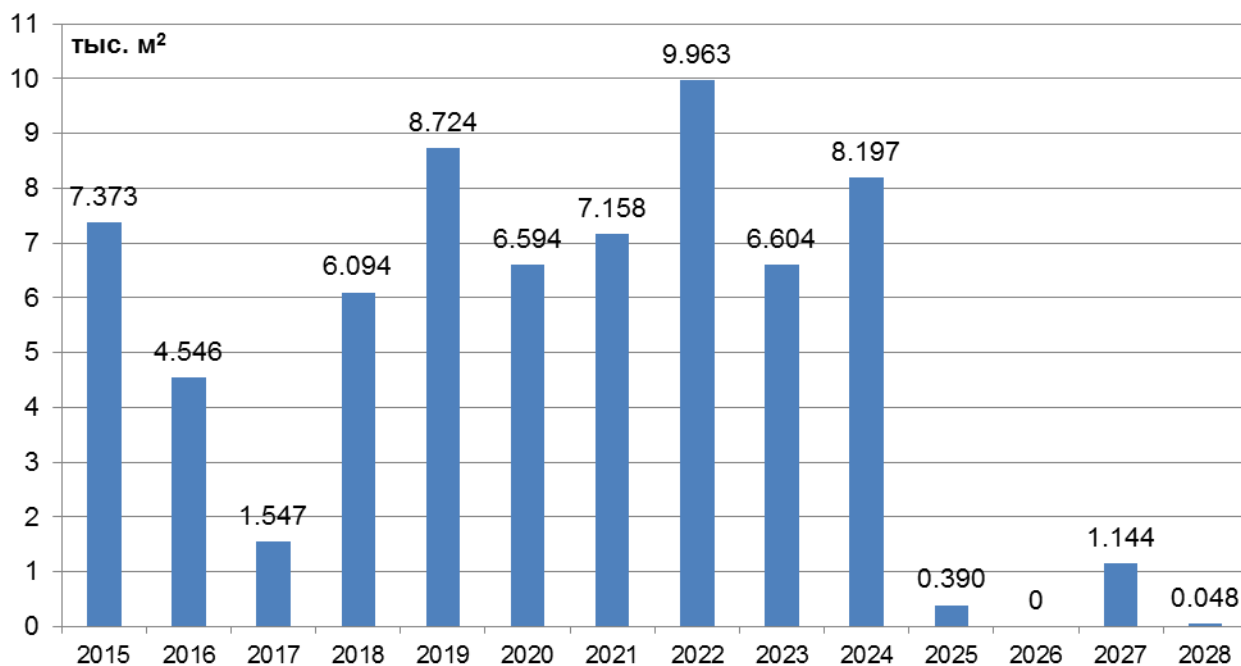


Рис 5.1.2. Распределение материальной характеристики трубопроводов по годам реконструкции тепловых сетей котельных г. Орск

Обобщённые данные по количеству запланированных перекладок трубопроводов тепловых сетей от источников централизованного теплоснабжения в г. Орск представлены в табл. 5.1.2.

Таблица 5.1.2

Наименование источника	Диаметр условный, мм	Протяженность реконструируемых тепловых сетей в двухтрубной прокладке (тип прокладки - подземная канальная), м													
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Орская ТЭЦ-1	700				2795,6	1076,5	0	0	0	0	0				
	600				0	790,8	0	0	219	157	0				
	500				0	2050	655,5	655,5	127,7	482,5	0				
	400				0	0	0	0	0	175	2661,5				
	350				0	608,8	574,8	574,8	0	866,8	373,4				
	325				0	0	0	0	0	0	75				
	300				90	139	362,5	362,5	2406,2	2926,4	690,3				
	250				419	64,4	262,8	262,8	278,6	499,3	2161,5				
	200				474,1	0	2958,9	2958,9	697,9	2572,3	2156,8				
	150				1552,7	1008,1	3046	3046	3936,8	485,4	3301,2				
	125				137	204,5	588,1	588,1	287,7	33	257,5				
	100				1279,1	2041,9	2747,2	2747,2	6290,8	303,3	1136,1				
	80				1422,5	1683,2	2360,4	2360,4	3003,1	1792,2	2701,4				
	70				1225,0	1449,4	2032,5	2032,5	2586,0	1543,3	2326,2				
	50				2497,1	2954,7	4143,4	4143,4	5271,7	3146,1	4742,0				
	40				48,4	57,3	80,4	80,4	102,3	61,0	92,0				
	32				567,8	671,9	942,2	942,2	1198,8	715,4	1078,3				
Котельная №1	200								392		300	284			
	150								225		56,5	65			
	125								0		74	0			
	100								1632		218	381			
	80								0		109,5	0			
	70								166		66	0			
	50								76		76	181			
Котельная №2	150	60													

Наименование источника	Диаметр условный, мм	Протяженность реконструируемых тепловых сетей в двухтрубной прокладке (тип прокладки - подземная канальная), м													
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
	80	583													
Котельная №3	200					347									
	150					627									
	100					218									
	80					131									
	70					15			50						
	50					477									
	40					207									
Котельная №4	400	345	800	0											
	300	457	628	0											
	200	774	402	400											
	150	569	697	632											
	125	0	123	182											
	100	1462	1444	2325											
	80	0	90	30											
	70	60	174	20											
	50	410	409	835											
	32	30	259	20											
Котельная №5	700	110	0	60											
	500	211	0	0											
	400	1362	0	0											
	300	250	614	0											
	250	1197	384	0											
	200	843	814	317											
	150	855	1231	628											
	125	0	0	127											

Наименование источника	Диаметр условный, мм	Протяженность реконструируемых тепловых сетей в двухтрубной прокладке (тип прокладки - подземная канальная), м													
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
	100	522	45	51											
	80	125	114	172											
	70	0	121	72											
	50	132	45	35											
	40	30	0	0											
	32	52	0	0											
Котельная №6	400					0			765						
	350					1165			250						
	300					0			329						
	250					75			0						
	200					436			190						
	150					187			590						
	100					80			190						
	80					90			0						
	50					0			60						
Котельная №7	500	885	0				0		885						
	400	352,5	0				0		291,1						
	350	240,5	0				0		122,9						
	300	927,7	1133,1				469		302,6						
	250	129,5	248				0		82,3						
	200	0	0				36,5		632,2						
	175	0	128				0		227,8						
	150	1225,2	332				1379		320						
	125	0	0				43		240						
	100	548,5	311				121		20						
	80	51	385				20		0						

Наименование источника	Диаметр условный, мм	Протяженность реконструируемых тепловых сетей в двухтрубной прокладке (тип прокладки - подземная канальная), м													
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
	70	0	150				0		240						
	50	8,3	81				0		20						
Котельная №8	150													719	80
	100													51	105
	80													29	0
	70													21	0
Котельная №9	300									131		0		0	
	200									587		0		0	
	150									290		447		1064	
	125									304		0		36	
	100									6		0		252	
	80									157		0		0	
	50									0		0		46	
	40									60		0		0	
Котельная №10	300							15						15	
	200							2257						0	
	150							210						677,5	
	100							740						687,5	
	80							228						168	
	70							360						206	
	50							362						469	
	32							45						0	
Котельная №12	70									264					
	50									57					

5.2. Предложения по строительству тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

5.2.1. Строительство трубопроводов для подключения тепловой нагрузки потребителей закрываемых котельных

В г. Орск в период с 2014 по 2028 г. запланировано новое строительство на 28 площадках. Для покрытия перспективной тепловой нагрузки на 18 новых площадках планируется использовать существующие источники централизованного теплоснабжения: ТЭЦ-1 и котельные № 4, 5, 6, 7. Расположение существующих зон действия перечисленных источников теплоснабжения и перспективных площадок строительства представлены на рис. 5.2.1-5.2.5.

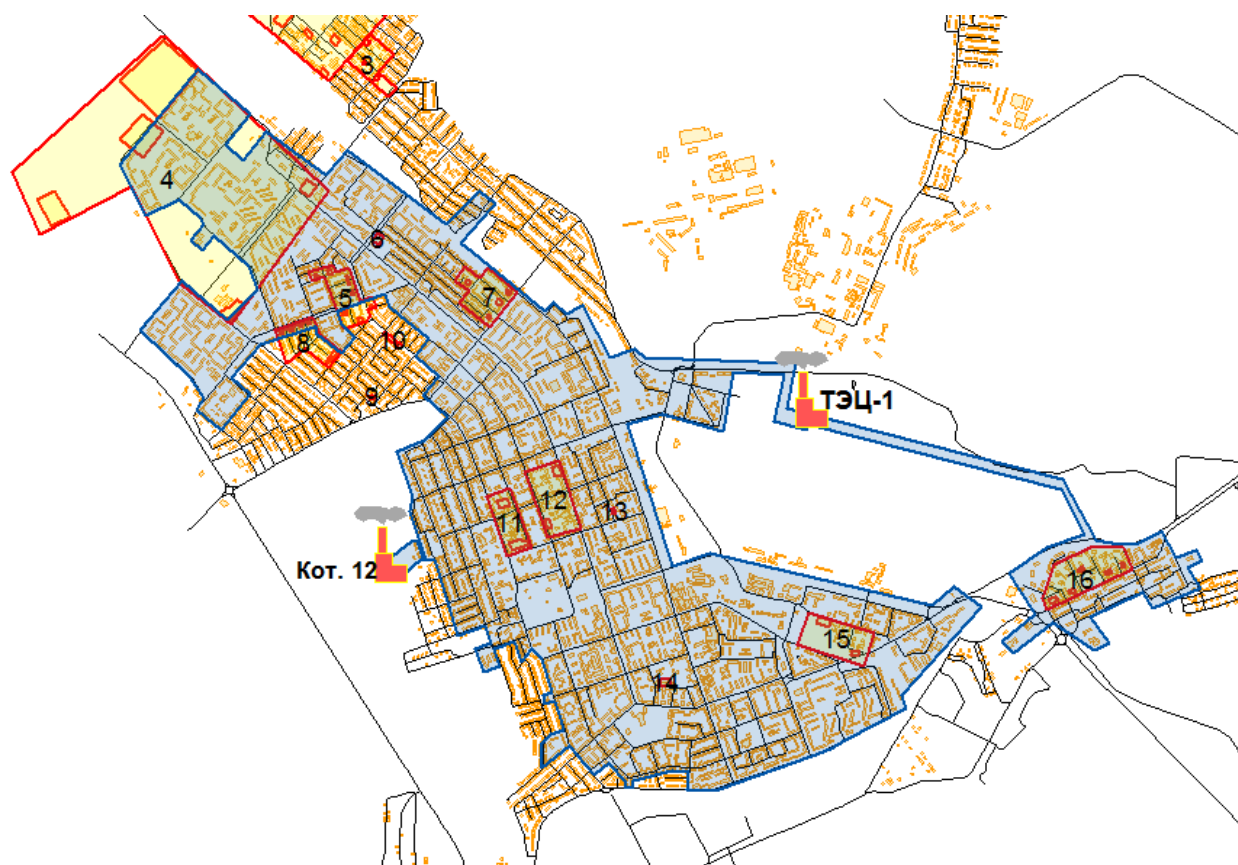


Рис. 5.2.1. Расположение новых площадок строительства (выделены красным) относительно зоны действия ТЭЦ-1 (выделена синим)

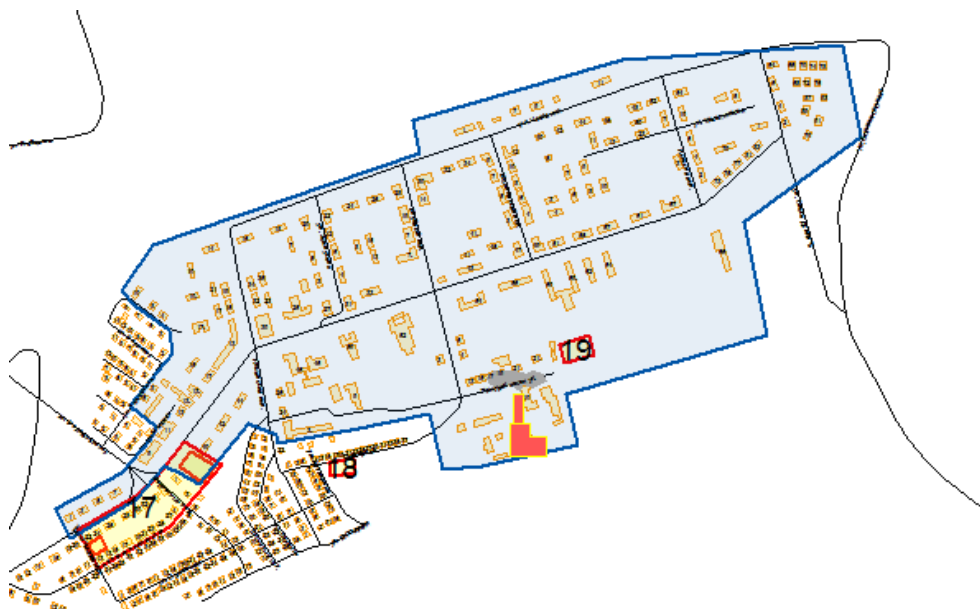


Рис. 5.2.2. Расположение новых площадок строительства (выделены красным) относительно зоны действия котельной № 4 (выделена синим)

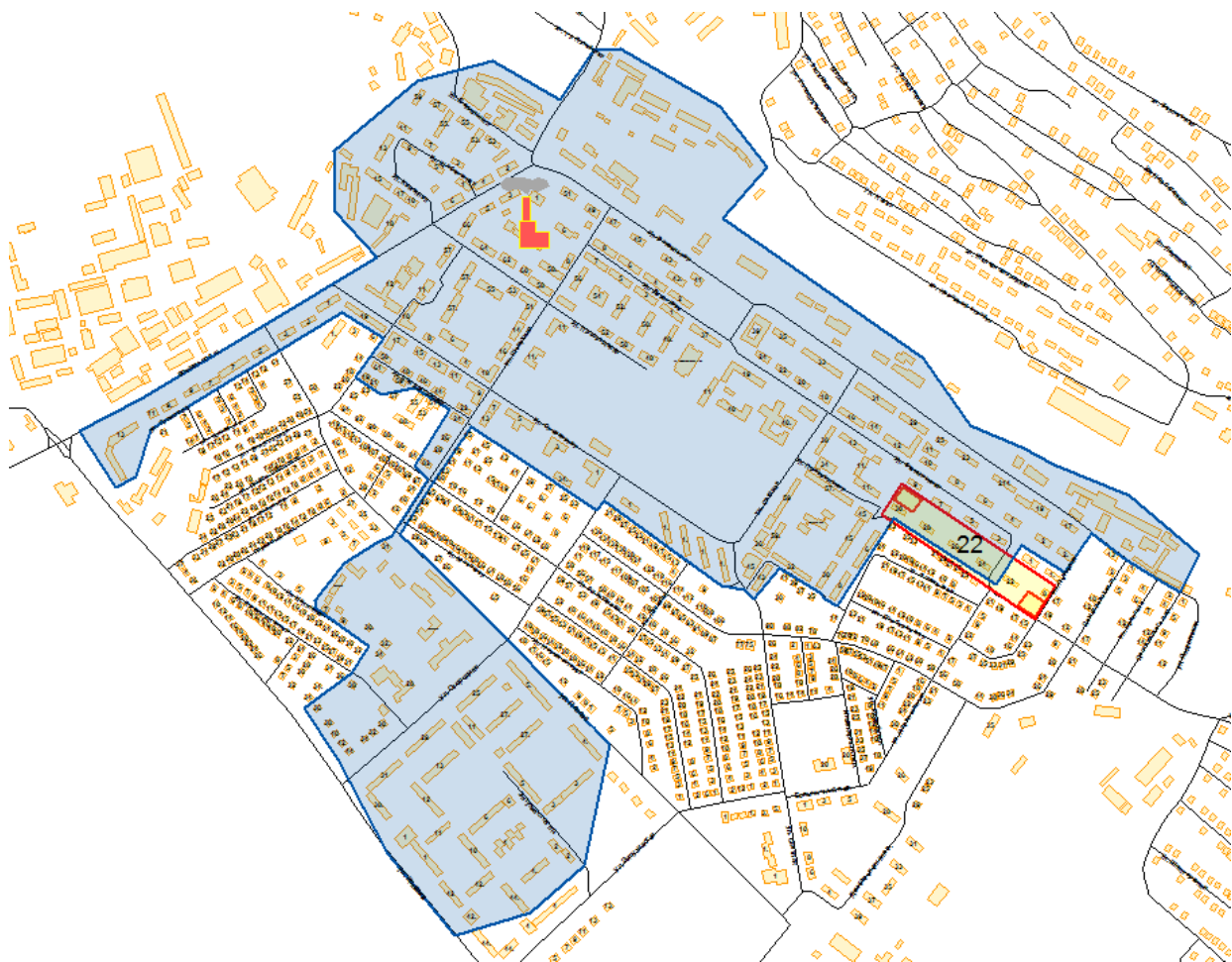


Рис. 5.2.3. Расположение новых площадок строительства (выделены красным) относительно зоны действия котельной № 5 (выделена синим)

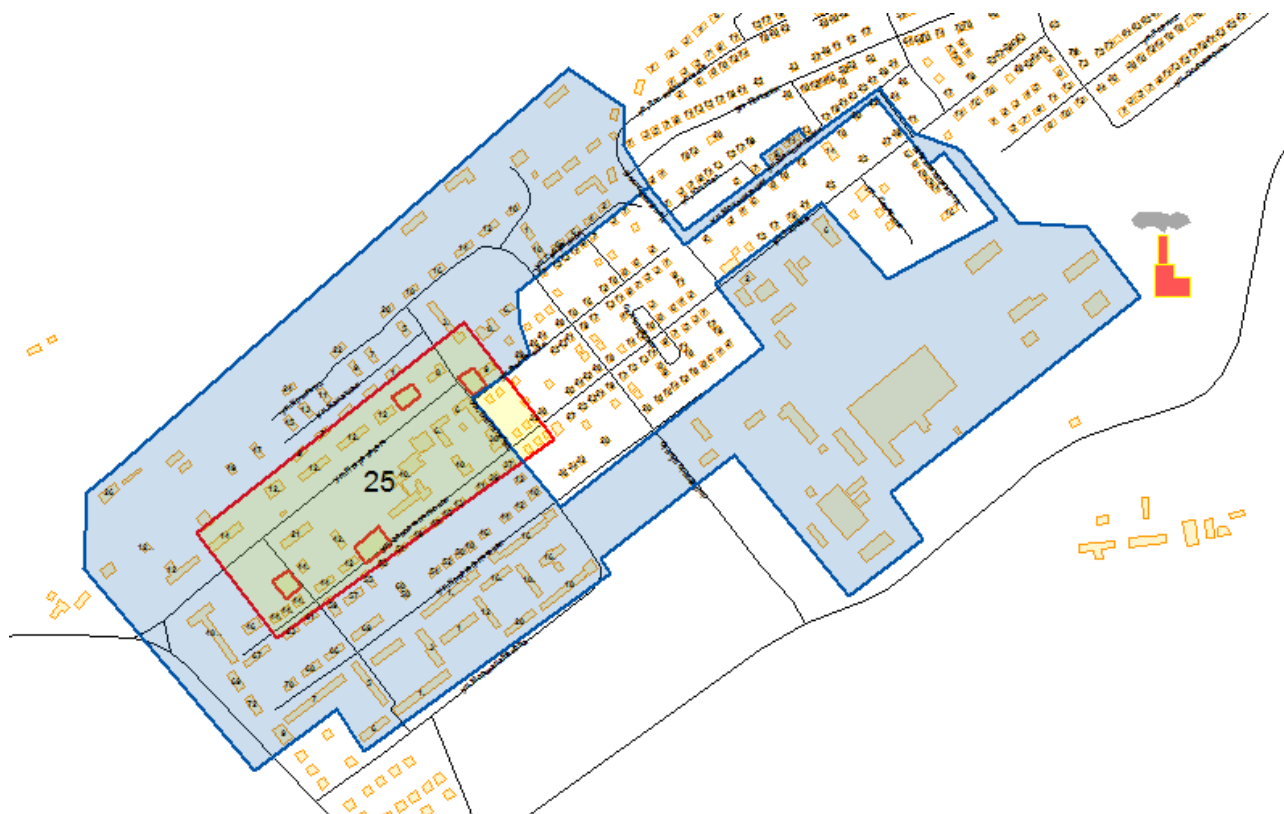


Рис. 5.2.4. Расположение новых площадок строительства (выделены красным) относительно зоны действия котельной № 6 (выделена синим)

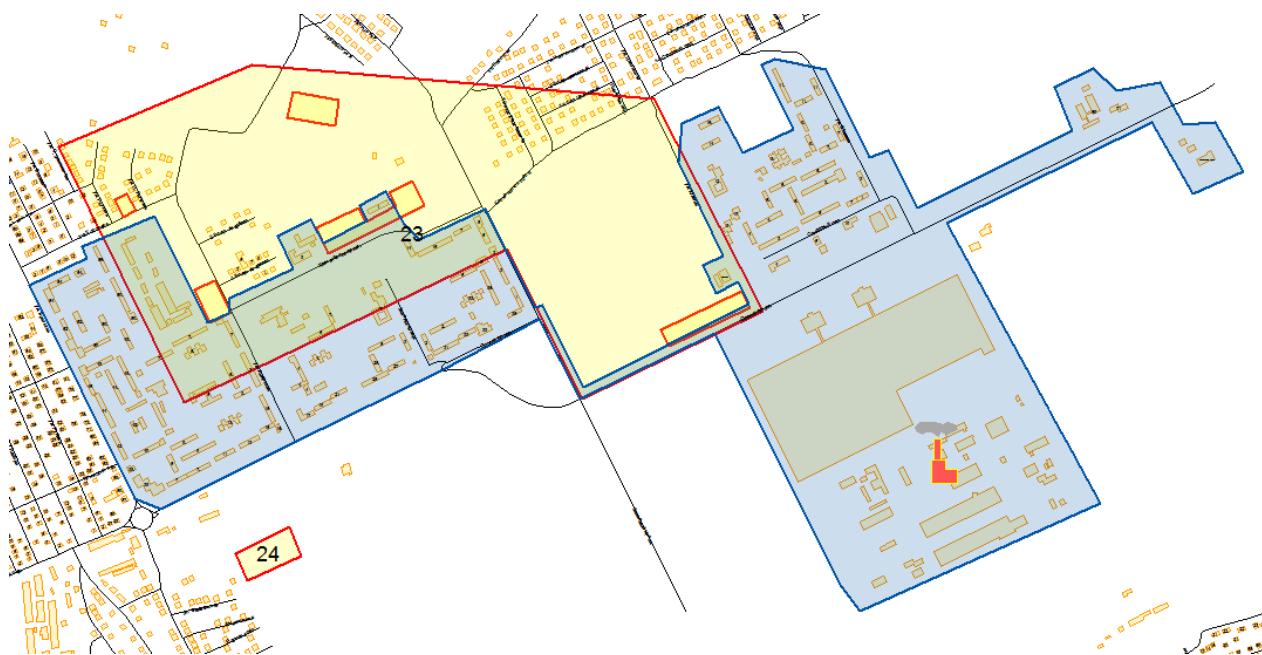


Рис. 5.2.5. Расположение новых площадок строительства (выделены красным) относительно зоны действия котельной № 7 (выделена синим)

Перечень трубопроводов, необходимых для подключения новых строительных фондов к тепловым сетям ТЭЦ-1 и котельных, представлен в табл. 5.2.1.

Таблица 5.2.1

Номер площад-ки строи-тельства	Начало участка	Конец участ-ка	Услов-ный диа-метр, мм	Длина, м	Год про-кладки	Тип прокладки
Орская ТЭЦ-1						
4	715	Потребитель	150	400	2019	Подземная бесканальная,
	ул. Ялтин-ская, 76	Потребитель	100	140	2014	Подземная бесканальная,
	Ул. Комарова, 32	Потребитель	50	30	2014	Подземная бесканальная,
	727	Потребитель	100	180	2019	Подземная бесканальная,
	Ул. Волкова, 6	Потребитель	70	40	2015	Подземная бесканальная,
5	131	Потребитель	70	400	2018	Подземная бесканальная,
	131	Потребитель	70	85	2018	Подземная бесканальная,
	131	Потребитель	70	190	2016	Подземная бесканальная,
	130	Потребитель	70	260	2017	Подземная бесканальная,
6	пр. Ленина, 124	Потребитель	51	100	2017	Подземная бесканальная,
7	194	Потребитель	82	350	2019	Подземная бесканальная,
	194	Потребитель	82	100	2019	Подземная бесканальная,
	194	Потребитель	82	200	2019	Подземная бесканальная,
	193	Потребитель	150	50	2019	Подземная бесканальная,
8	133	Потребитель	100	115	2019	Подземная бесканальная,
	133	Потребитель	100	60	2019	Подземная бесканальная,
	133	Потребитель	100	45	2019	Подземная бесканальная,
	132	Потребитель	100	60	2019	Подземная бесканальная,
	132	Потребитель	100	60	2024	Подземная бесканальная,
	132	Потребитель	100	60	2024	Подземная бесканальная,
11	292А	Потребитель	82	55	2015	Подземная бесканальная,
	Ул. Суворова 38	Потребитель	100	120	2017	Подземная бесканальная,
12	274	Потребитель	51	60	2017	Подземная бесканальная,
	288	Потребитель	51	15	2015	Подземная бесканальная,
13	ул. Короленко, 4	Потребитель	51	10	2015	Подземная бесканальная,
14	3109	Потребитель	100	75	2016	Подземная бесканальная,
15	3172	Потребитель	70	75	2018	Подземная бесканальная,
	ул. школьная, 12	Потребитель	70	115	2017	Подземная бесканальная,
16	ТК-56	Потребитель	51	10	2024	Подземная бесканальная,
	Менделеева пл., 2	Потребитель	51	10	2024	Подземная бесканальная,
	ТК-31	Потребитель	70	7	2017	Подземная бесканальная,
Котельная № 4						
17	641В	Потребитель	100	55	2024	Подземная бесканальная,
	651	Потребитель	100	130	2024	Подземная бесканальная,
18	639	Потребитель	100	250	2019	Подземная бесканальная,
19	240	Потребитель	70	15	2024	Подземная бесканальная,

Номер площад-ки строи-тельства	Начало участка	Конец участ-ка	Услов-ный диа-метр, мм	Длина, м	Год про-кладки	Тип прокладки
Котельная № 5						
22	ул. Просве-щения, 30	Потребитель	70	35	2019	Подземная бесканальная,
	ТК-25	Потребитель	50	70	2024	Подземная бесканальная,
Котельная № 6						
25	У-31	Потребитель	50	15	2024	Подземная бесканальная,
	У-114	Потребитель	50	10	2024	Подземная бесканальная,
	У-101	Потребитель	80	55	2024	Подземная бесканальная,
	У-29	Потребитель	50	30	2024	Подземная бесканальная,
Котельная № 7						
23	ТК-I-15	Потребитель	100	75	2016	Подземная бесканальная,
			70	40	2016	Подземная бесканальная,
	ТК-I-5	Потребитель	70	450	2024	Подземная бесканальная,
	ТК-I-5	Потребитель	70	180	2024	Подземная бесканальная,
	ТК-4	Потребитель	100	50	2016	Подземная бесканальная,
	ТК-5	Потребитель	100	100	2016	Подземная бесканальная,
24	ТК-14	Потребитель	150	400	2024	Подземная бесканальная,

5.2.2. Строительство трубопроводов для подключения тепловой нагрузки потребителей закрываемых котельных

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» предполагает закрытие котельной ОАО «ОКУ» и присоединение системы теплоснабжения пос. Круторожино к котельной № 3 в 2025 году. Перечень трубопроводов, необходимых для проведения указанного мероприятия представлен в табл. 5.2.2. Трубопровод от котельной № 3 подключается к тепловой камере ТК-5. Схема прокладки трубопровода представлена на рис. 5.2.6.

Таблица 5.2.2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка в двухтрубном ис-числении, м	Диаметр условный, мм	Способ прокладки
Котельная № 3	ТК-5	550	200	Надземная

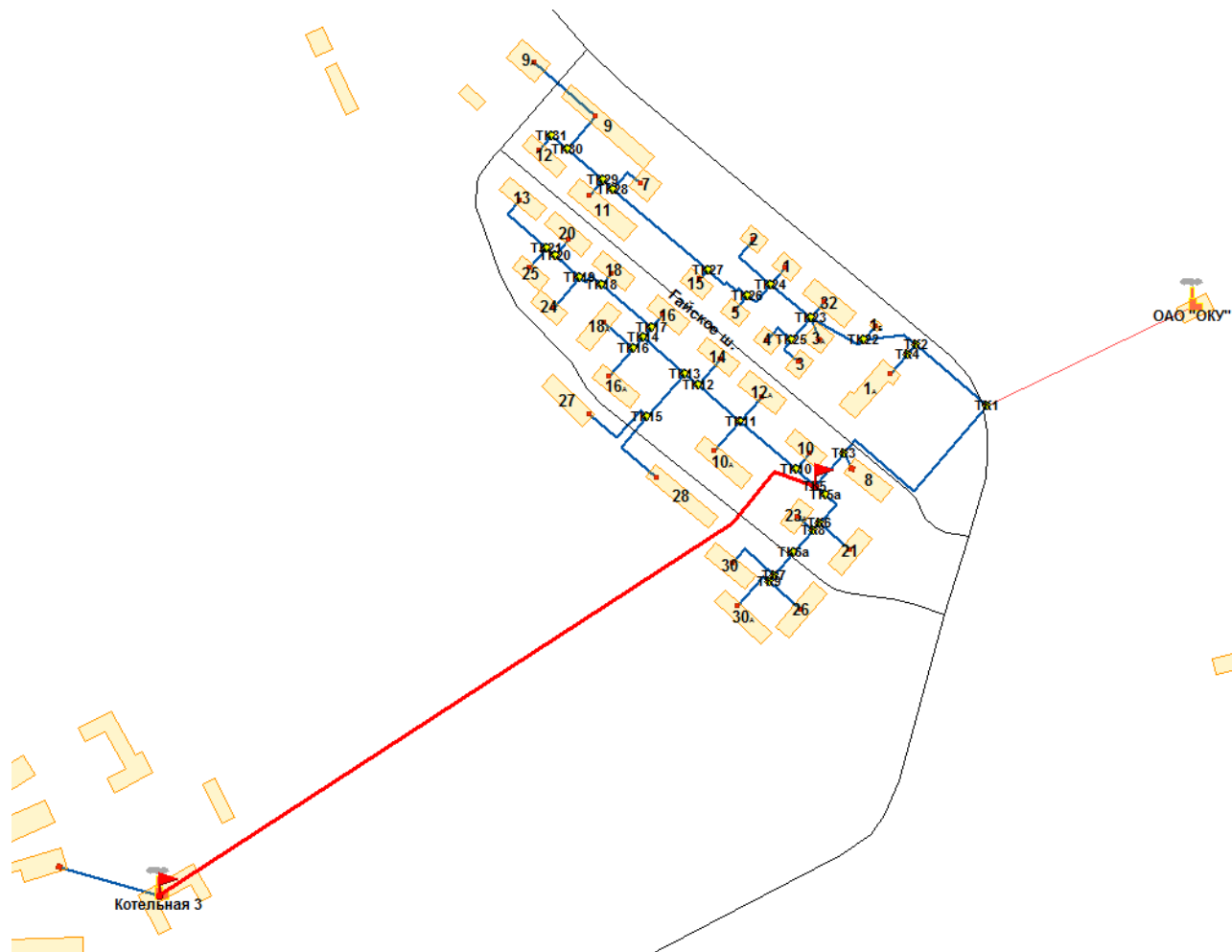


Рис. 5.2.6. Схема прокладки трубопровода для подключения тепловой нагрузки котельной ОАО «ОКУ» к котельной № 3

5.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки потребителей

5.3.1. Реконструкция тепломагистрали Орской ТЭЦ-1

Для обеспечения допустимых располагаемых напоров в тепловой сети Орской ТЭЦ-1 рекомендуется произвести перекладку трубопровода от ТК на пересечении ул. Станиславского и ул. Нефтянников до уз. 385 с $d_y = 300$ мм на $d_y = 500$ мм. Технические характеристики участка представлены в табл. 5.3.1. Схема прокладки реконструируемого участка теплоты показана на рис. 5.3.1.

Таблица 5.3.1

Начало участка	Конец участка	Тип прокладки	Условный диаметр, мм		Длина в двухтрубном исчислении, м
			до реконструкции	после реконструкции, мм	
Пересечение ул. Нефтянников и ул. Станиславского	Узел 385	Подземная канальная	300	500	1347,9

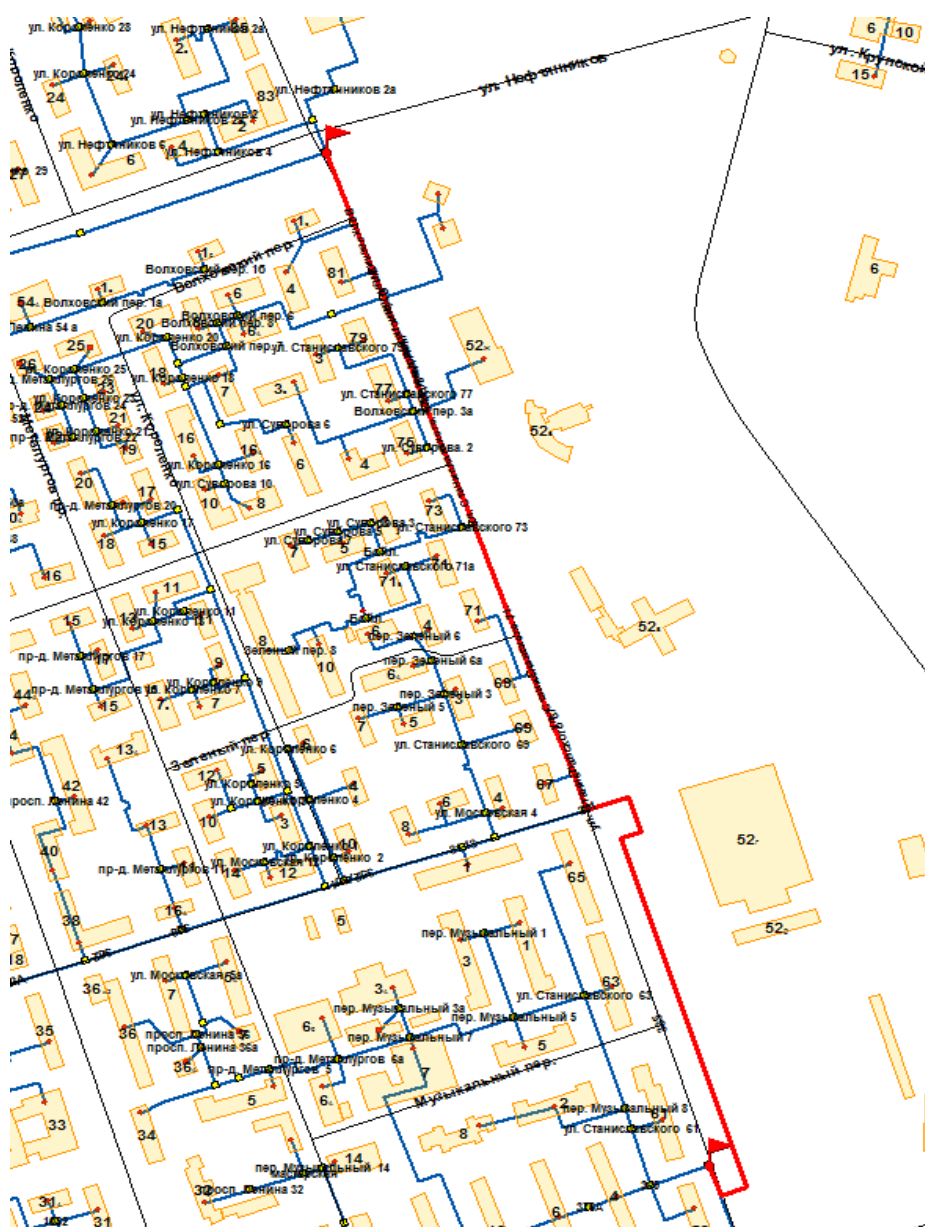


Рис. 5.3.1. Распределение материальной характеристики трубопроводов по годам реконструкции тепловых сетей котельных г. Орск

5.4. Перевод потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую

В системах теплоснабжения от ТЭЦ-1 и котельных г. Орск подавляющее большинство теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии по ГВС присоединены к тепловым сетям по закрытой схеме. В связи с этим в разработанной «Схеме теплоснабжения г. Орск» мероприятия по переводу потребителей с открытой схемы горячего водоснабжения на закрытую не планируются.

5.5. Мероприятия по реконструкции ЦТП в целях обеспечения надежности теплоснабжения

В разработанной «Схеме теплоснабжения г. Орск» не предусмотрены мероприятия по реконструкции ЦТП.

Раздел 6. Перспективные топливные балансы

6.1. Перспективные топливные балансы ТЭЦ-1

6.1.1. Исходные данные по прогнозируемому периоду

Определяющими при расчете показателей работы Орской ТЭЦ-1 в перспективном периоде являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов и электрической энергии с шин в сравнении с фактическими отпусками тепловой и электрической энергии в базовом периоде.

Перспективное изменение тепловых нагрузок ТЭЦ-1 на период 2014-2028 годы показано в табл. 6.1.1 (значения указаны относительно базового 2013 года, положительное значение указывает на соответствующее увеличение отпуска, отрицательное значение – на уменьшение отпуска относительно базового периода). Значения приростов тепловой нагрузки с горячей водой определены по прогнозируемому увеличению присоединенных тепловых нагрузок с учетом среднемесячных значений температуры наружного воздуха (табл. 6.1.2).

Таблица 6.1.1

Изменение отпуска тепла, Гкал	Период						
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Всего	5 466	113 543	153 769	164 690	171 642	205 755	236 002
С горячей водой	4 638	8 243	7 418	17 440	23 490	53 021	78 570
С паром 13-15 кгс/см ²	828	1 660	2 496	3 336	4 181	8 467	12 861
С паром 45 кгс/см ²	0	103 641	143 855	143 913	143 972	144 267	144 571

Значения температур наружного воздуха, охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов в прогнозируемом периоде приняты на основе статистических данных и приведены в табл. 6.1.2.

Таблица 6.1.2

Месяц	Наименование показателя	
	Температура наружного воздуха, °С	Температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов, °С
Январь	-16,5	15,0
Февраль	-15,3	15,1
Март	-6,2	15,6
Апрель	9,9	19,0
Май	19,8	22,7
Июнь	22,5	24,5
Июль	28,4	25,5
Август	23,2	25,8
Сентябрь	16,0	23,0
Октябрь	8,4	16,2
Ноябрь	-7,1	14,9
Декабрь	-13,8	15,7

Отпуск электроэнергии в планируемом периоде определен с учетом следующих особенностей. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при изменении их тепловых нагрузок определена по условиям обеспечения возможности работы турбоагрегатов с электрической мощностью не меньше, чем они способны развить при работе в теплофикационном режиме по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в часть низкого давления), с некоторым запасом (дополнительной конденсационной нагрузкой). При этом, если не наступает ограничений, отпуск электроэнергии принимался неизменным относительно уровня в базовом периоде (2013 год).

6.1.2. Общие сведения об алгоритмах расчета

Алгоритм расчета перспективных технико-экономических показателей работы Орской ТЭЦ-1 на период 2014-2028 годы составлен на основе следующих основных материалов:

- утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию [1, 2], включающей энергетические характеристики котлов, турбоагрегатов, затрат тепловой и электрической энергии на собственные нужды, технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям, а также макет расчета номинальных и нормативных удельных расходов и экономии топлива;

- нормативных и распорядительных документов энергетической отрасли [4–9].

Алгоритм расчета перспективных технико-экономических показателей работы Орской ТЭЦ-1 приведен в Приложении 1 Книги 9.

Расчеты выполнены ежемесячно по каждому турбоагрегату и котлу. По группе оборудования и энергообъекту в целом показатели определены путем суммирования или взвешивания результатов расчетов показателей турбоагрегатов и котлов, входящих в ее состав.

Перспективные тепловые нагрузки оборудования определялись на основе тепловых балансов, в которых учитывались изменения (относительно нагрузок базового периода) нагрузки внешних потребителей с паром и горячей водой (комментарии по этой части даны выше) и нагрузок потребителей собственных нужд. Последнее имеет место из-за изменения состава работающего оборудования и / или показателей режима его работы. Изменение нагрузки потребителей собственных нужд определялось по утвержденным энергетическим характеристикам оборудования в части затрат тепловой энергии на собственные нужды и технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям.

При расчете перспективных тепловых нагрузок регулируемых производственных (включая противодавление) и теплофикационных отборов турбоагрегатов соблюдался принцип приоритетного их использования по сравнению с другими источниками тепловой энергии (включение в работу пиковых водогрейных котлов и редуционно-охладительных установок, редуцирующих свежий пар энергетических котлов, производится преимущественно тогда, когда полностью исчерпаны возможности отпуска тепловой энергии от турбоагрегатов). При этом в первую очередь загружались отборы турбоагрегатов с наибольшей удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу.

Количество работающих в прогнозируемом периоде энергетических котлов выбиралось исходя из суммарной потребности группы турбоагрегатов в свежем паре. Регулируемый диапазон нагрузок котлов принимался в соответствии с нормативно-техническими документами (утвержденными энергетическими характеристиками).

Алгоритмы расчета обеспечивают сходимость тепловых, топливных и электрических балансов энергообъектов.

Сведение теплового баланса выработки тепла брутто энергетическими котлами выполняется по каждой группе оборудования и энергообъекту в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов тепла:

- выработки тепла брутто группой энергетических котлов;
- выработки тепла брутто соответствующей группой ПВК;
- расхода тепла на выработку электроэнергии;
- расхода тепла на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода тепла на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- потерь теплового потока группы оборудования;
- суммарного отпуска тепла от группы оборудования внешним потребителям;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от энергетических котлов;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от ПВК;
- отпуском тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах.

Сведение теплового баланса отпуска тепла в регулируемые и нерегулируемые (сверх нужд регенерации) отборы турбоагрегатов выполняется по каждой группе оборудования и электростанции в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов тепла:

- общего отпуска тепла в регулируемые и нерегулируемые (сверх нужд регенерации) отборы, а также от конденсаторов турбоагрегатов;
- суммарного отпуска тепла от группы оборудования внешним потребителям;
- расхода тепла на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода тепла на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- отпуска тепла от РОУ, подключенных к паропроводам свежего пара;
- расходов тепла с выпарами имеющихся в тепловой схеме расширителей;
- выработки тепла брутто соответствующей группой ПВК;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от ПВК;
- отпуском тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от энергетических котлов;
- расхода тепла на выработку электроэнергии;
- потерь теплового потока группы оборудования.

Сведение электрического баланса выполняется по каждой группе оборудования и электростанции в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов электроэнергии:

- выработки электроэнергии турбогенераторами;
- отпуска электроэнергии с шин;
- расхода электроэнергии на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода электроэнергии на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- расхода электроэнергии на нужды теплофикационной установки;
- расхода электроэнергии на собственные нужды, связанного с отпуском тепловой энергии внешним потребителям в виде пара.

Технико-экономические показатели рассчитаны при физическом и пропорциональном методах отнесения суммарных затрат топлива по отпуск тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве в соответствии и принятой корпоративной политикой головной организации, в состав которой входит рассматриваемый энергообъект, а также требованиями к государственной статистической отчетности.

Алгоритмы расчета удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии при использовании прогнозируемых показателей работы оборудования, включая расчеты по прямому и обратному балансам, соответствуют требованиям РД 34.08.552-93 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [6] (расчет удельных расходов топлива по физическому методу) с учетом некоторых положений РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [5] (расчет удельных расходов топлива по пропорциональному методу).

В качестве исходных данных к расчету удельных расходов топлива используются следующие основные показатели:

- расход тепла на выработку электроэнергии по прямому балансу (с использованием фактического удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами в базовом периоде, а также поправок, учитывающих отклонение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде от их значений в плановом периоде);
- расходы тепла на собственные нужды группы энергетических котлов, группы турбоагрегатов, технологические потери тепла, связанные с его отпуском от энергетических котлов, а также технологические потери тепла, связанные с его отпуском от ПВК;
- увеличение расхода тепла на выработку электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых и нерегулируемых (сверх нужд регенерации) отборов и от конденсаторов турбоагрегатов;
- суммарный отпуск тепла от группы оборудования внешним потребителям;
- отпуск тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах;
- выработка тепла брутто соответствующей группой ПВК;

– выработка и отпуск электроэнергии группой оборудования, расходы электроэнергии на собственные нужды группы энергетических котлов, группы турбоагрегатов, на нужды теплофикационной установки и дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с отпуском тепловой энергии внешним потребителям в паре;

– КПД брутто группы паровых энергетических котлов, определенное по прямому балансу (с использованием фактически сожженного количества топлива в базовом периоде; выработки тепла брутто энергетическими котлами в базовом периоде; количества тепла, дополнительно внесенного в топки котлов в базовом периоде; а также поправок к этим показателям, учитывающих отклонение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде от их значений в плановом периоде);

– потери теплового потока группы оборудования;

– КПД брутто группы ПВК, определенное по прямому балансу (метод расчета аналогичен расчету по энергетическим котлам).

6.1.3. Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ-1

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2014 – 2028 годы приведены в табл. 6.1.3.

В табл. 6.1.3 отражены также перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования ТЭЦ-1 для следующих режимов:

- максимального зимнего при температуре наружного воздуха $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- переходного при температуре наружного воздуха $0\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- летнего при температуре наружного воздуха $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Таблица 6.1.3

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		829,083	829,083	829,083	829,083	829,083	829,083	829,083	829,083
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		952,832	952,923	953,431	953,577	953,735	953,873	954,395	954,866
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	349,005	346,514	344,783	345,007	339,766	336,886	321,689	309,826
	относительная, %	36,6	36,4	36,2	36,2	35,6	35,3	33,7	32,4
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	603,827	606,409	608,648	608,569	613,969	616,987	632,706	645,041
	относительная, %	63,4	63,6	63,8	63,8	64,4	64,7	66,3	67,6
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	302,810	300,612	298,880	299,045	294,433	291,886	278,514	268,077
	относительная, %	36,5	36,3	36,0	36,1	35,5	35,2	33,6	32,3
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	526,273	528,471	530,203	530,038	534,650	537,197	550,569	561,006
	относительная, %	63,5	63,7	64,0	63,9	64,5	64,8	66,4	67,7
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	260,8	260,8	259,3	259,1	257,9	257,1	253,5	250,7
	пропорциональный метод	311,5	311,4	311,8	312,3	311,7	311,4	309,6	308,3
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	300,4	299,8	298,2	298,0	296,6	295,8	291,9	288,7
	пропорциональный метод	358,3	357,9	358,5	359,2	358,5	358,3	356,4	355,1
9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	567,8	564,2	562,9	562,3	565,1	566,3	574,9	581,7
	пропорциональный метод	395,9	395,8	393,8	393,5	393,4	393,4	393,1	392,9
10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	149,4	149,3	149,0	148,8	148,8	148,8	148,7	148,7
	пропорциональный метод	337,1	336,3	338,7	339,8	339,3	339,2	337,9	337,0
11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		5,644	5,644	5,644	5,644	5,644	0,000	0,000	0,000
12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		1424,762	1430,228	1538,305	1578,531	1589,452	1596,404	1630,517	1660,764
– с горячей водой		1308,265	1312,903	1316,508	1315,683	1325,705	1331,755	1361,286	1386,835
– с паром 13-15 кгс/см ²		116,497	117,325	118,157	118,993	119,833	120,678	124,964	129,358
– с паром 45 кгс/см ²		0,000	0,000	103,641	143,855	143,913	143,972	144,267	144,571

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
13. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	175,7	175,7	174,9	174,5	174,4	174,4	174,1	173,9
	пропорциональный метод	142,0	142,0	142,3	142,4	142,1	141,9	141,3	140,7
14. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		499,469	499,808	516,272	522,558	523,206	523,633	525,904	528,154
15. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	249,083	248,521	247,222	247,035	245,928	245,206	241,981	239,354
	пропорциональный метод	297,066	296,724	297,254	297,777	297,263	297,052	295,519	294,402
16. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	250,386	251,286	269,050	275,523	277,277	278,427	283,923	288,800
	пропорциональный метод	202,404	203,084	219,018	224,781	225,943	226,581	230,385	233,752
17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,338	16,802	23,089	23,736	24,163	26,435	28,684
18. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-0,562	-1,861	-2,048	-3,155	-3,878	-7,102	-9,730
	пропорциональный метод	0,000	-0,342	0,188	0,711	0,197	-0,014	-1,547	-2,664
19. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	0,900	18,664	25,137	26,891	28,041	33,537	38,414
	пропорциональный метод	0,000	0,680	16,615	22,378	23,540	24,177	27,982	31,348
20. Число часов работы турбоагрегатов, ч	- ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)	6005	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
	- ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)	5009	5014	5014	5014	5014	5014	5014	5014
	- ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)	7532	7532	7532	7532	7532	7532	7532	7532
	- ТГ ст. № 12 (Р-50-130)	0	0	0	0	0	200	230	290
21. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора (противодавления), Гкал/ч	- ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)	26,1	26,2	26,2	26,3	26,3	24,6	24,7	24,9
	- ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	25,7	25,8	26,0
	- ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)	26,3	26,4	26,4	26,5	26,5	26,5	26,3	26,5
	- ТГ ст. № 12 (Р-50-130)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	132,6	148,8	131,9
22. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора, Гкал/ч	- ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)	47,7	48,0	48,2	48,2	48,7	49,3	50,7	51,8
	- ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	58,5	59,8	61,7
	- ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)	49,7	50,1	50,4	50,3	51,2	51,1	52,5	53,3
	- ТГ ст. № 12 (Р-50-130)	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
23. Среднечасовой отпуск тепла от конденсатора, Гкал/ч	- ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 12 (Р-50-130)	-	-	-	-	-	-	-	-
24. Минимально допустимая электрическая мощность при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт	- ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)	33,6	33,7	33,8	33,8	34,1	33,8	34,4	35,1
	- ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	37,9	38,6	39,6
	- ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)	34,2	34,4	34,6	34,6	35,1	35,0	35,7	36,2
	- ТГ ст. № 12 (Р-50-130)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,7	33,1	26,7
25. Максимально допустимая электрическая мощность при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт	- ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)	66,6	66,5	66,5	66,5	66,4	65,7	65,4	65,3
	- ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)	65,0	65,0	65,0	65,1	65,1	64,2	64,0	63,6
	- ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)	66,2	66,2	66,1	66,1	66,0	66,0	65,6	65,5
	- ТГ ст. № 12 (Р-50-130)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,7	33,1	26,7
26. Планируемая электрическая мощность, МВт	- ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)	52,4	52,9	52,9	52,9	53,0	53,0	53,0	53,0
	- ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)	51,5	51,2	51,2	51,2	51,2	50,6	50,9	50,2
	- ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)	50,5	50,3	50,3	50,3	50,3	50,1	49,6	50,1
	- ТГ ст. № 12 (Р-50-130)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,7	33,1	26,7
27. Число часов работы энергетических котлов, ч	- КА ст. № 9 (БКЗ-210-140)	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121
	- КА ст. № 10 (ТГМ-84А)	5015	5015	5015	5015	5015	5015	5015	5015
	- КА ст. № 11 (ТГМ-84А)	3899	3899	3899	3899	3899	3899	3899	3899
	- КА ст. № 12 (ТГМ-84А)	5749	5749	5749	5749	5749	5749	5749	5749
	- КА ст. № 13 (ТГМ-84Б)	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841
28. Среднечасовая теплопроизводительность энергетических котлов, Гкал/ч	- КА ст. № 9 (БКЗ-210-140)	95,3	96,2	99,4	100,6	100,7	101,0	101,4	101,9
	- КА ст. № 10 (ТГМ-84А)	155,4	156,8	162,1	164,1	164,3	164,7	165,4	166,1
	- КА ст. № 11 (ТГМ-84А)	171,3	172,9	178,7	180,9	181,1	181,6	182,3	183,1
	- КА ст. № 12 (ТГМ-84А)	159,4	160,9	166,3	168,3	168,5	169,0	169,7	170,4
	- КА ст. № 13 (ТГМ-84Б)	153,4	154,8	160,0	162,0	162,2	162,6	163,3	164,0

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
30. Число часов работы пиковых водогрейных котлов, ч	- КА ст. № 1 (ПТВМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 2 (ПТВМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 3 (ПТВМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	128	128	128	128	128	0	0	0
31. Среднечасовая теплопроизводительность пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	- КА ст. № 1 (ПТВМ-100)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 2 (ПТВМ-100)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 3 (ПТВМ-100)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	0,0	0,0	0,0
32. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (–30 °С)	85,269	84,953	85,078	87,412	87,771	87,543	88,121	88,650
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	64,374	66,645	66,689	69,026	69,103	69,156	69,423	69,676
	- в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	21,882	21,894	24,013	24,034	24,054	24,071	24,155	24,236

Примечание: за базовый период при расчете ТЭП на период 2013-2028 гг. принят 2013 г. В указанный период турбина типа Р-50-130/15 не работала в связи с достаточно высокими температурами наружного воздуха и низкими ценовыми индикаторами на оптовом рынке электроэнергии. В период 2010-2012 г.г. и 2014 г. среднегодовая наработка турбины Р составила 693 ч. Турбина типа Р может включаться в работу в зимний период при понижении температуры наружного воздуха, при росте потребления промышленного пара предприятием «Орскнефтеоргсинтез» при благоприятной ситуации на оптовом рынке электроэнергии.

6.1.4. Анализ результатов расчета по Орской ТЭЦ-1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 годы приведены в табл. 6.1.3 и на рис. 6.1.1–6.1.10.

На рис. 6.1.1–6.1.3 представлены результаты расчета перспективной выработки и отпуска электроэнергии по Орской ТЭЦ-1. Необходимо отметить следующее:

- прогнозируемая величина отпуска электроэнергии ТЭЦ в период 2014-2028 годы принята на уровне базового 2013 года; при увеличении тепловой нагрузки турбоагрегатов режимов работы по тепловому графику нагрузок не возникает;

- некоторые изменения выработки электроэнергии в течение прогнозируемого периода отражают изменение расхода электроэнергии на собственные нужды при изменении режимных параметров оборудования;

- в связи с увеличением тепловой нагрузки турбоагрегатов будет наблюдаться некоторое увеличение доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу (на 6,8 % к 2028 году относительно уровня 2013 года).

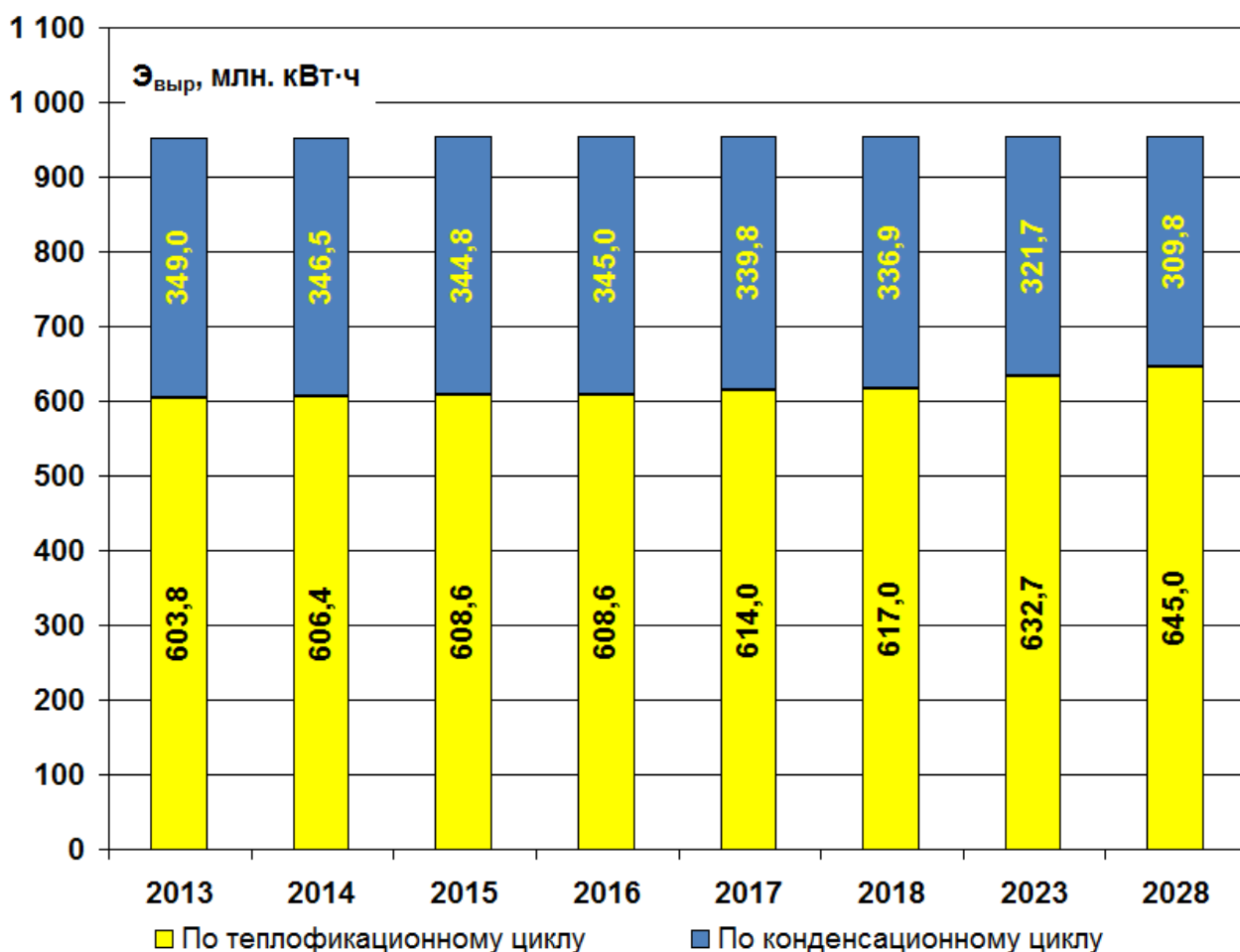


Рис. 6.1.1. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2014 - 2028 годы по Орской ТЭЦ-1

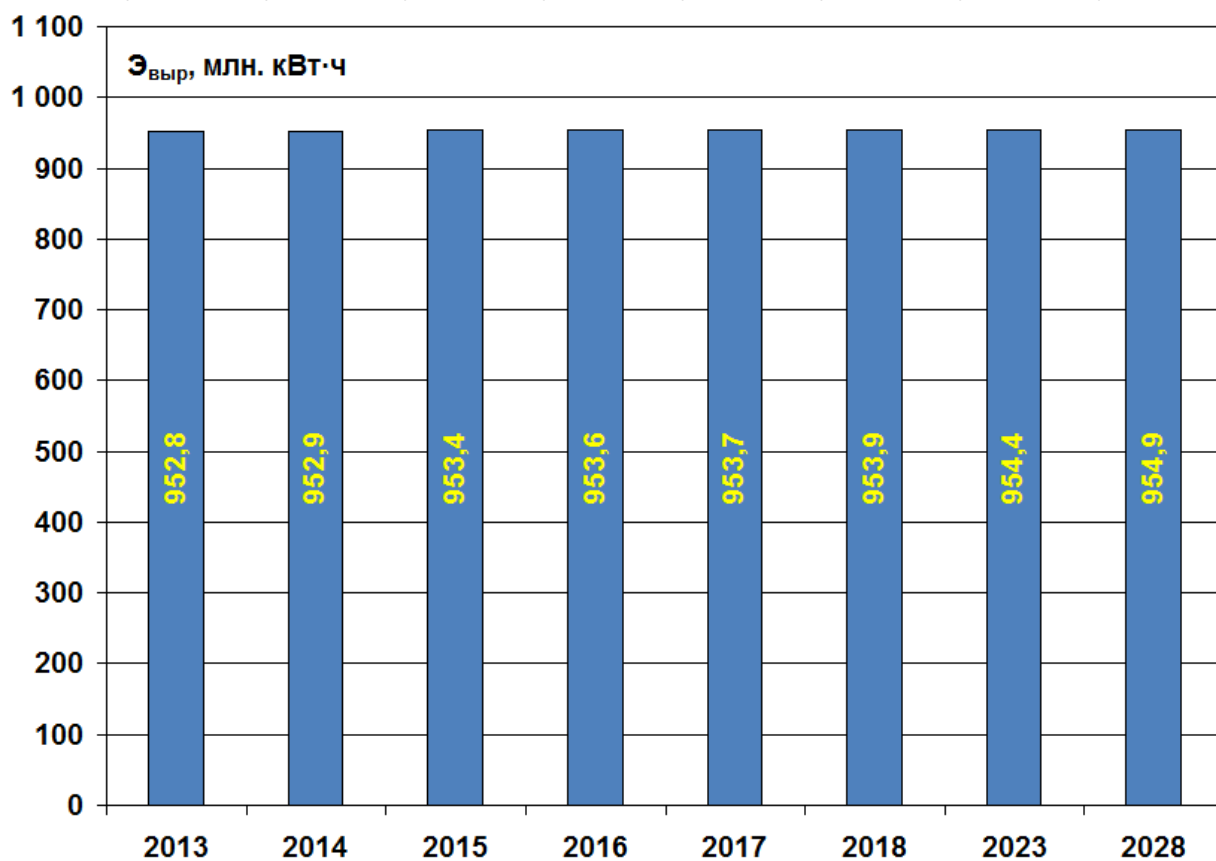


Рис. 6.1.2. Перспективная выработка электроэнергии Орской ТЭЦ-1 на 2014 - 2028 годы

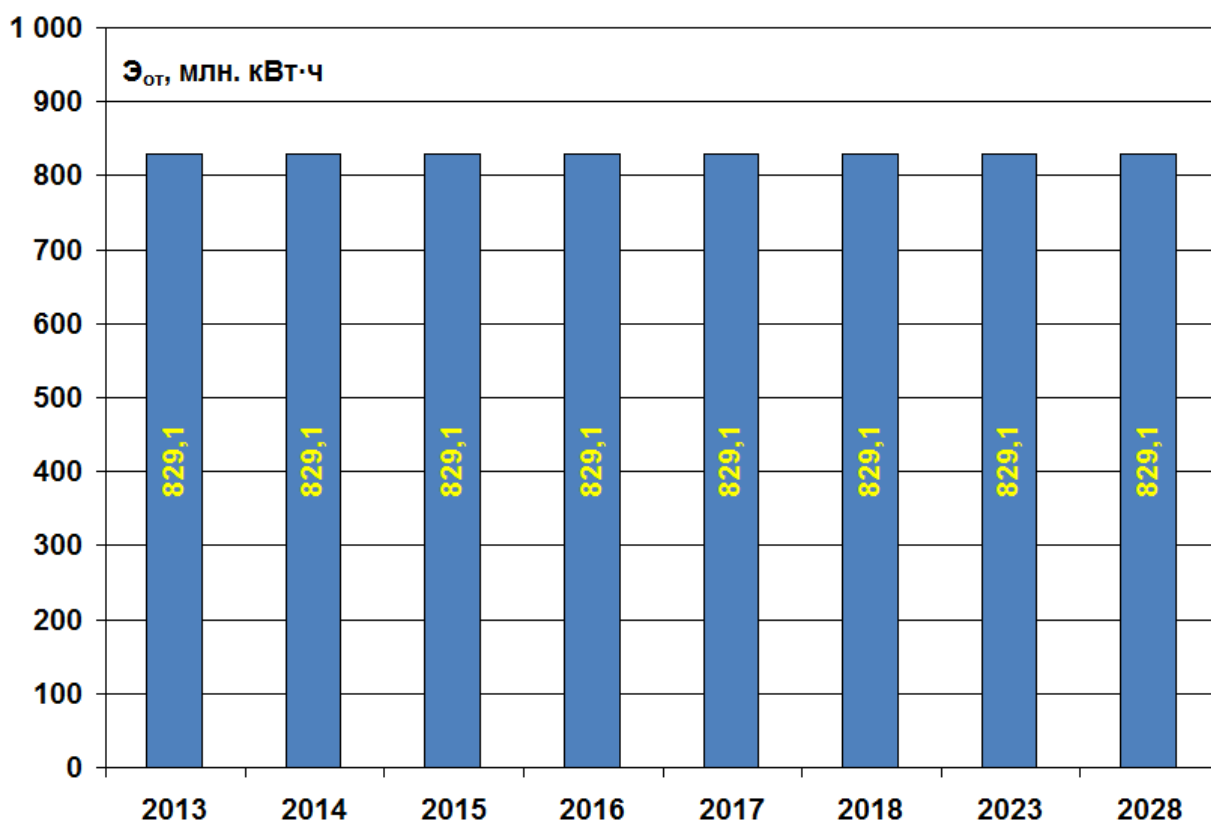


Рис. 6.1.3. Перспективный отпуск электроэнергии Орской ТЭЦ-1 на 2014 - 2028 годы

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражена на рис. 6.1.4–6.1.5. Анализ представленных данных позволяет заключить следующее:

– увеличение отпуска тепла в период с 2014 года по 2028 год включительно приводит к улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по выработке электроэнергии – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2028 году от состояния 2013 года на 11,7 и 3,2 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

– некоторое увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии при расчете по пропорциональному методу в период с 2015 по 2017 годы относительно уровня 2013 года обусловлено началом отпуска пара давлением 45 кгс/см² через РОУ котлов; в последующие годы этот негативный эффект нивелируется общим увеличением тепловой нагрузки турбоагрегатов.

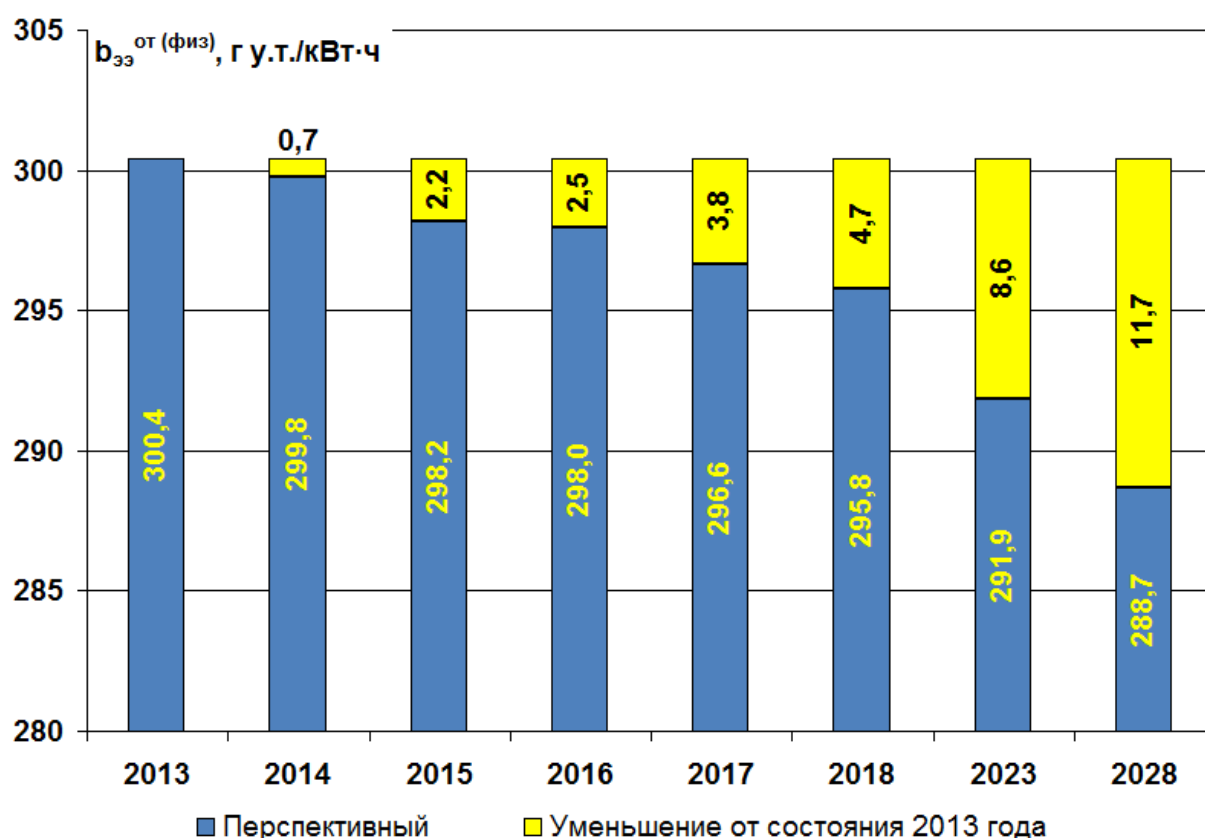


Рис. 6.1.4. Прогноз на 2014 - 2028 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Орской ТЭЦ-1 (физический метод)

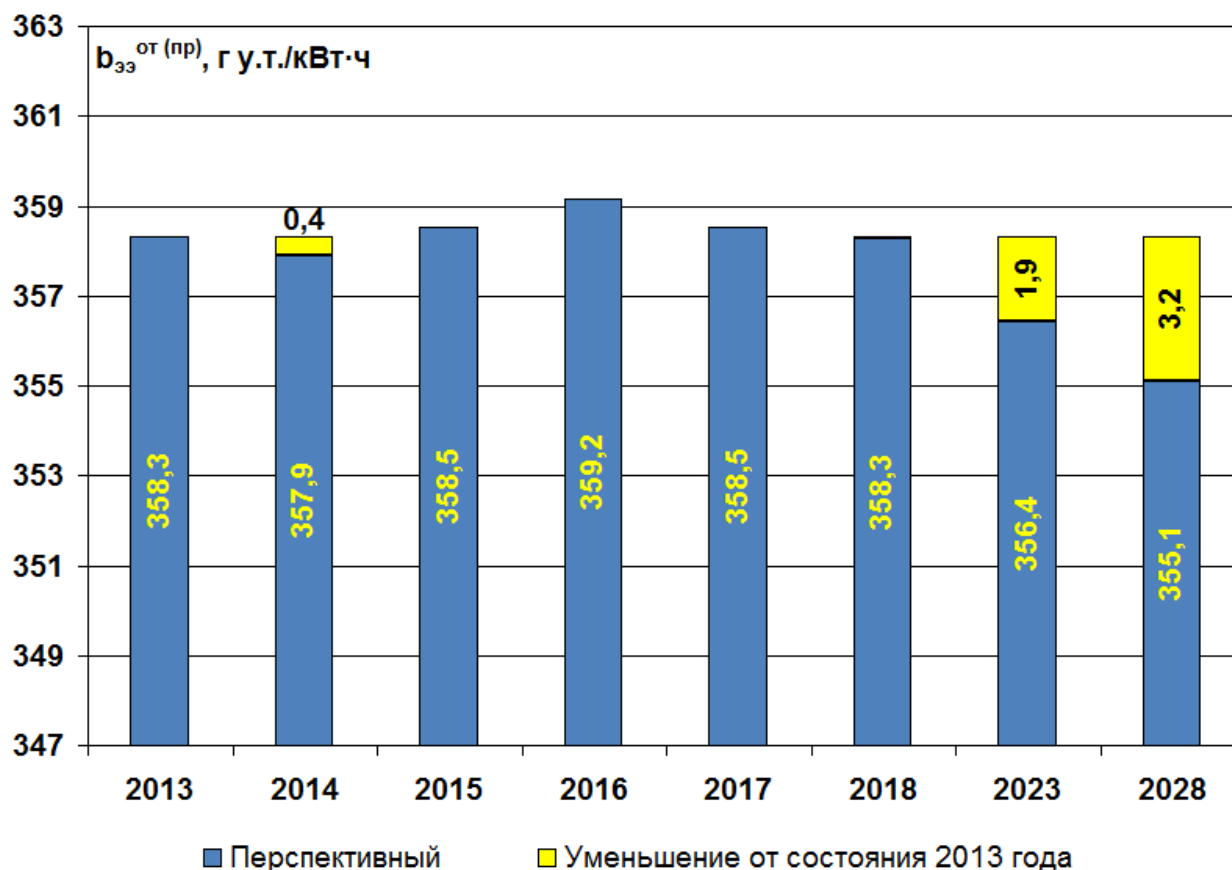


Рис. 6.1.5. Прогноз на 2014 - 2028 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Орской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

Перспективная динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям и тепловой нагрузки источников тепла на ТЭЦ показана на рис. 6.1.6 – 6.1.8.

Общее увеличение отпуска тепловой энергии ТЭЦ к 2028 году составит 236002 Гкал, в т.ч.: 78570 Гкал с горячей водой; 12861 Гкал с паром давлением 13-15 кгс/см²; 144 571 Гкал с паром давлением 45 кгс/см².

Видно, что тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК вплоть до условий 2018 года. С 2018 года с вводом пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 нагрузка пиковых водогрейных котлов может быть передана на оборудование комбинированного цикла.

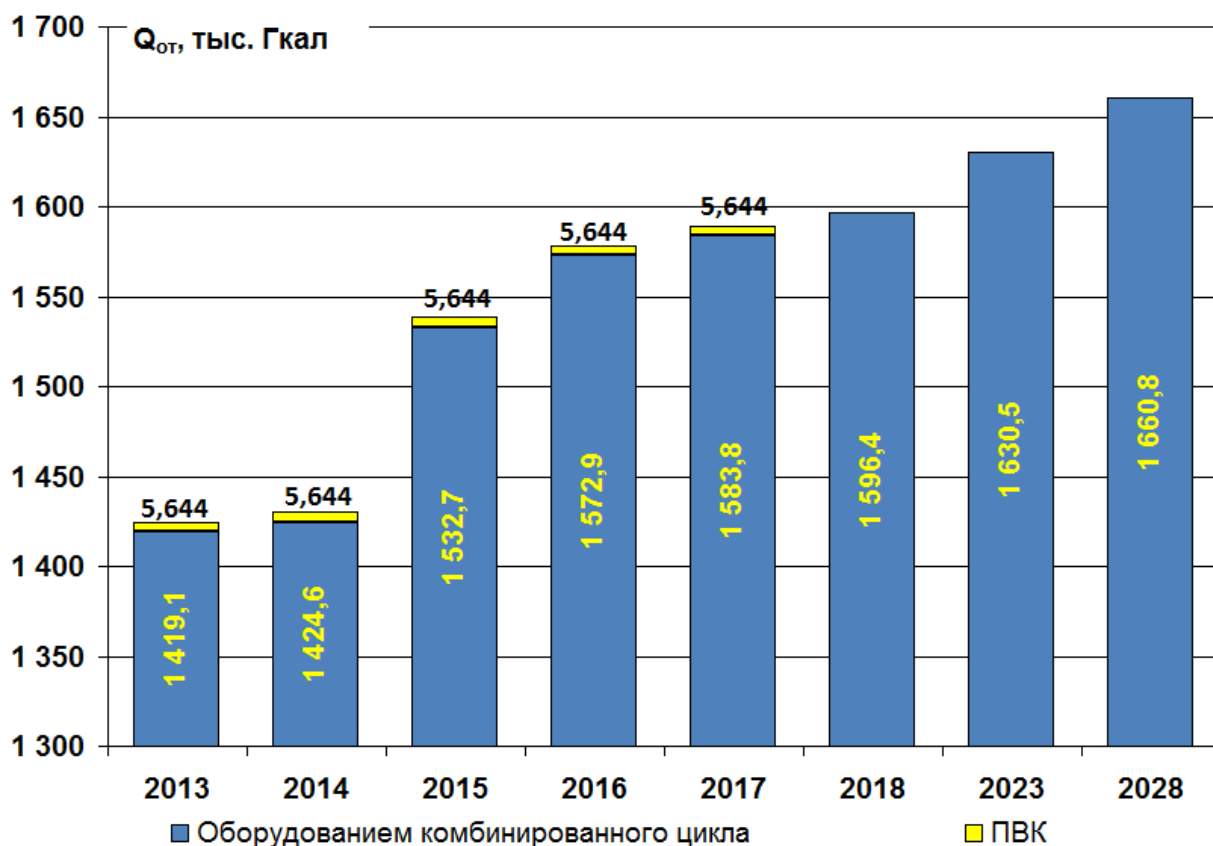


Рис. 6.1.6. Прогноз на 2014 - 2028 годы отпуска Орской ТЭЦ-1 тепловой энергии в целом (включая отпуск с паром) внешним потребителям

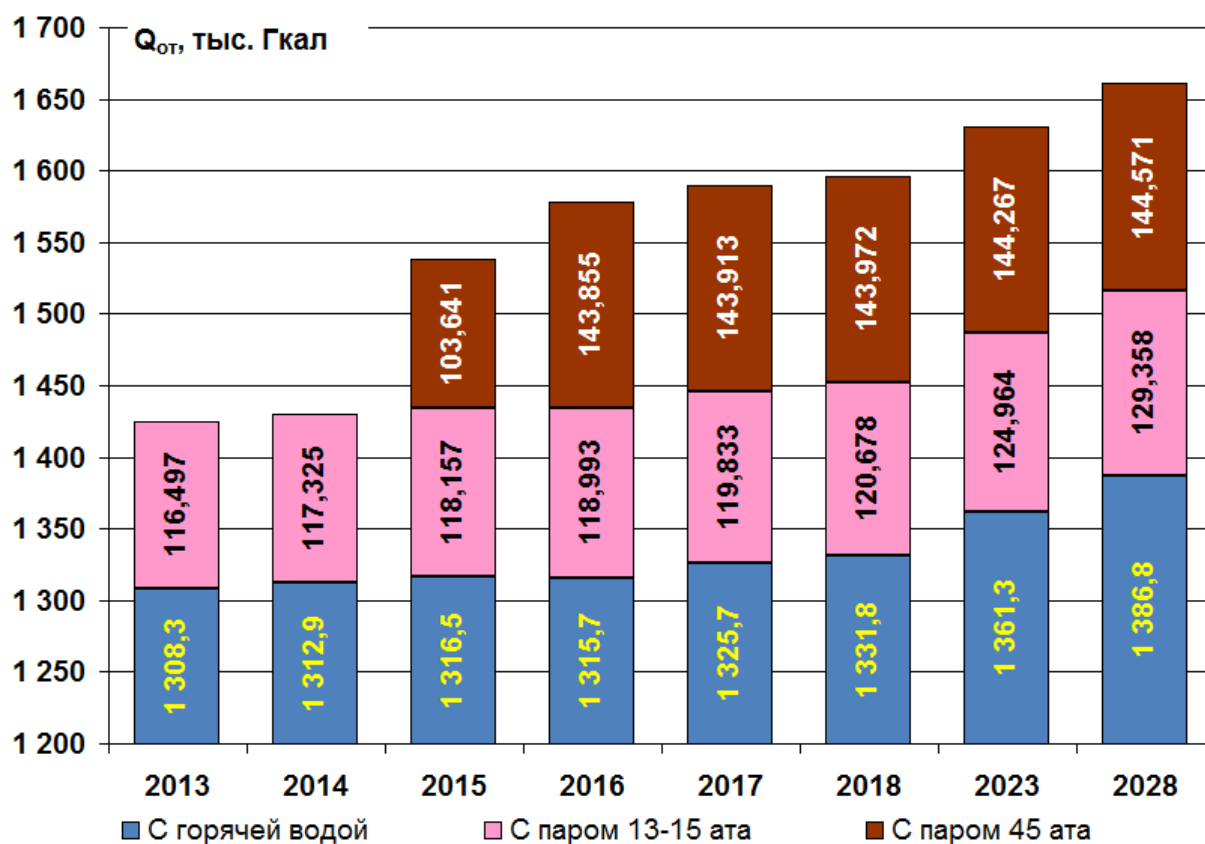


Рис. 6.1.7. Прогноз на 2014 - 2028 годы отпуска Орской ТЭЦ-1 тепловой энергии внешним потребителям по видам теплоносителя

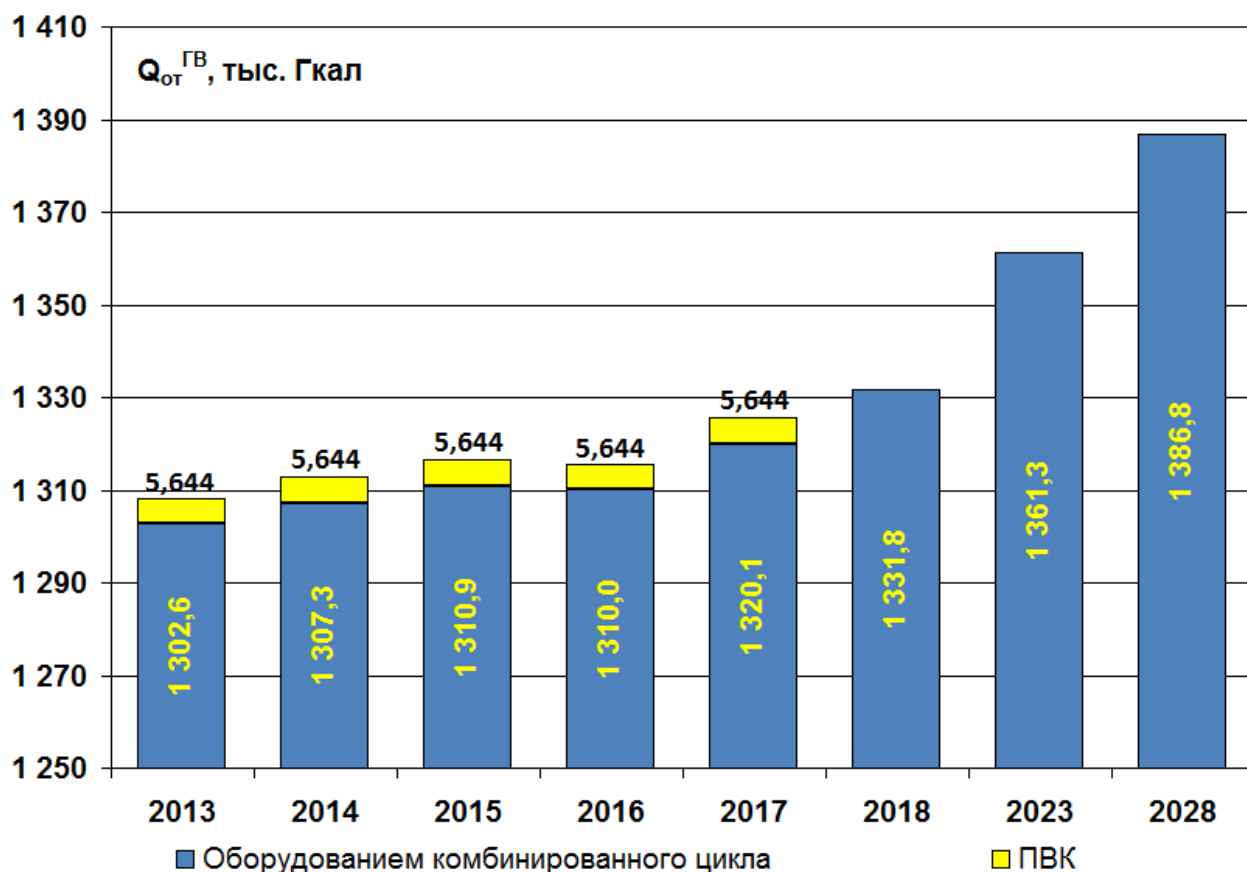


Рис. 6.1.8. Прогноз на 2014 - 2028 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям с горячей водой Орской ТЭЦ-1

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии отражена на рис. 6.1.9, 6.1.10. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- увеличение отпуска тепла в период с 2014 года по 2028 год включительно, связанное с этим уменьшение относительных потерь тепла при его отпуске, ввод пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12, с соответствующей разгрузкой ПВК приводит к улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по производству тепловой энергии для внешних потребителей – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2028 году от состояния 2013 года на 1,8 и 1,3 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

- некоторое увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии при расчете по пропорциональному методу в период с 2015 по 2017 годы относительно уровня 2013 года обусловлено началом отпуска пара давлением 45 кгс/см² через РОУ котлов; в последующие годы этот негативный эффект нивелируется общим увеличением тепловой нагрузки оборудования комбинированного цикла.

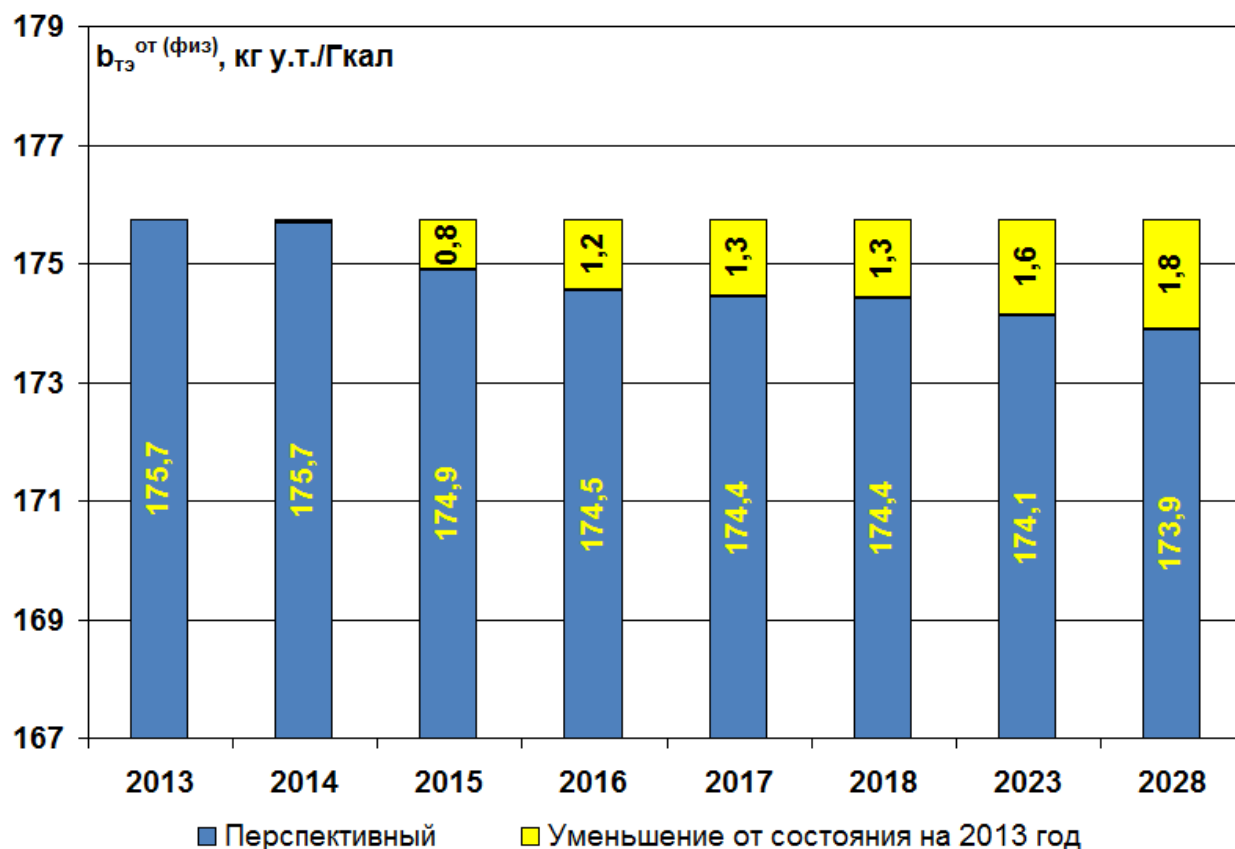


Рис. 6.1.9. Прогноз на 2014 - 2028 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Орской ТЭЦ-1 (физический метод)

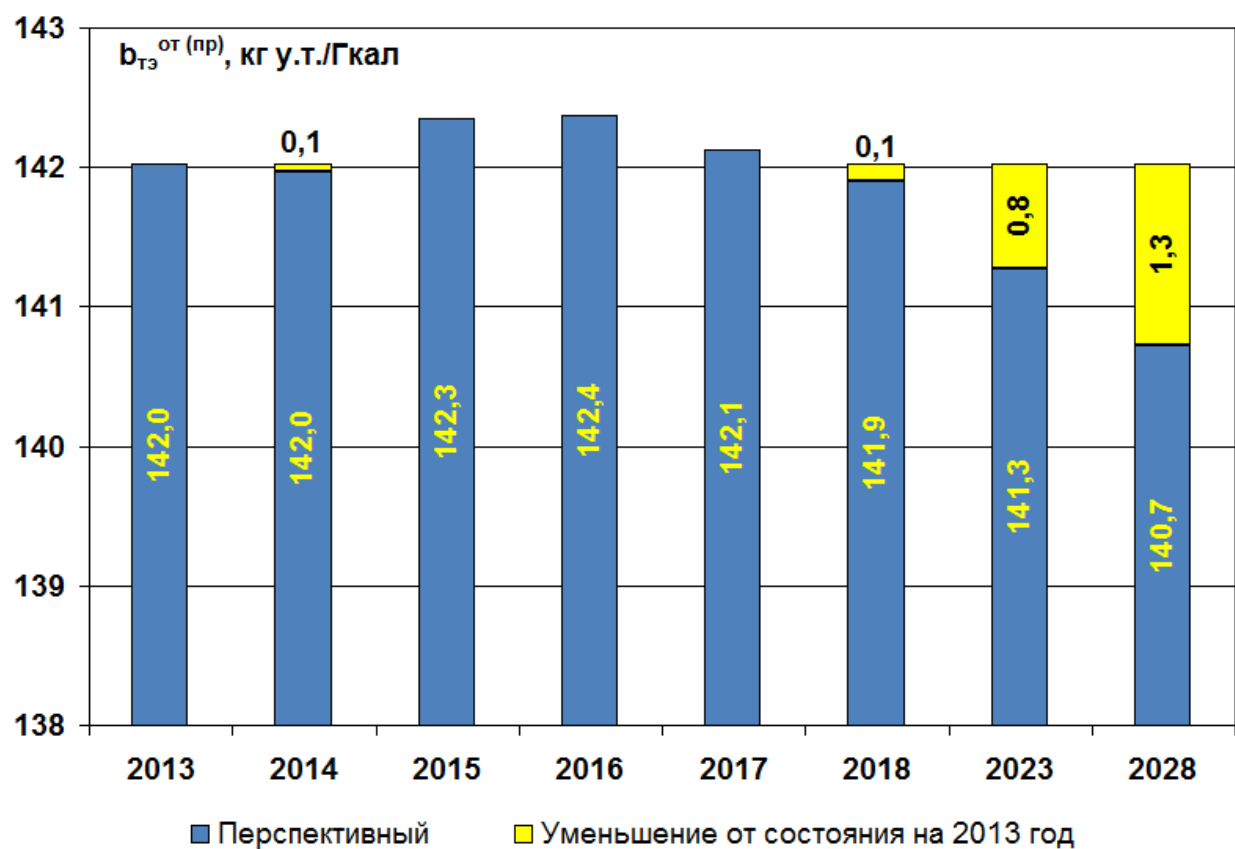


Рис. 6.1.10. Прогноз на 2014 - 2028 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Орской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

6.2. Перспективные топливные балансы котельных

6.2.1. Исходные данные по прогнозируемому периоду

Определяющими при расчете показателей работы котельных в перспективном периоде являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов в сравнении с фактическим отпуском тепловой энергии в базовом периоде (помесячно).

Значения температуры наружного воздуха на планируемый период (с учетом среднемесячных значений температур наружного воздуха за предшествующие пять лет) приведены в табл. 6.1.2.

Перспективное изменение тепловых нагрузок котельных г. Орск на период с 2014 по 2028 гг. относительно уровня 2013 г. представлено в табл. 6.2.1 (положительное значение указывает на соответствующее увеличение нагрузки, отрицательное значение – на уменьшение нагрузки относительно базового периода).

Подробная информация по изменению состава основного оборудования котельных приведена в разделе 4.

Таблица 6.2.1

№ п/п	Наименование показателя	Составляющие тепловой нагрузки котельной	Значение показателя по годам расчётного периода, Гкал/ч							
			2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
1.1	Котельная № 1	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0	-0,152	-0,266
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0	-0,152	-0,266
1.2	Котельная № 2	Изменение нагрузки потребителей	0	0	вывод из эксплуатации, подключение тепловой нагрузки к БМК Соколова					
		Изменение потерь в т/с	0	0						
		Изменение нагрузки котельной	0	0						
1.3	Котельная № 3	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	5,68	5,68
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0	0,038	0,038
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0	5,718	5,718
1.4	Котельная № 4	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	-0,830	-0,520
		Изменение потерь в т/с	0	0	-0,315	-0,711	-0,985	-0,985	-0,977	-0,974
		Изменение нагрузки котельной	0	0	-0,315	-0,711	-0,985	-0,985	-1,807	-1,494
1.5	Котельная № 5	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0,240	0,240	0,160	0,160	0,060	-0,060
		Изменение потерь в т/с	0	0	-0,563	-0,842	-0,952	-0,952	-0,951	-0,947
		Изменение нагрузки котельной	0	0	-0,323	-0,602	-0,792	-0,792	-0,891	-1,007
1.6	Котельная № 6	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	0	-0,430
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0	-0,443	-0,436
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0	-0,443	-0,866
1.7	Котельная № 7	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0,110	0,110	0,230	2,330	4,650
		Изменение потерь в т/с	0	0,002	-0,431	-0,652	-0,649	-0,647	-1,088	-1,086
		Изменение нагрузки котельной	0	0,002	-0,431	-0,542	-0,539	-0,417	1,242	3,564
1.8	Котельная № 8	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0	0	-0,054
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0	0	-0,054
1.9	Котельная № 9	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0	-0,117	-0,242
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0	-0,117	-0,242

№ п/п	Наименование показателя	Составляющие тепловой нагрузки котельной	Значение показателя по годам расчётного периода, Гкал/ч							
			2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
1.10	Котельная № 10	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0	-0,302	-0,434
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0	-0,302	-0,434
1.11	Котельная № 12	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0	-0,016	-0,016
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0	-0,016	-0,016
1.12	Котельная "ОКУ" ОАО	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	вывод из эксплуатации, подключение тепловой нагрузки к котельной № 3	
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0		
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0		
1.13	Котельная "РЖД" ОАО	Изменение нагрузки потребителей	0	0	0	0	0	0	0	0
		Изменение потерь в т/с	0	0	0	0	0	0	0	0
		Изменение нагрузки котельной	0	0	0	0	0	0	0	0
1.14	Котельная "ОМК" ЗАО	Изменение нагрузки потребителей	0	0	вывод из эксплуатации, подключение тепловой нагрузки к БМК Перегонная					
		Изменение потерь в т/с	0	0						
		Изменение нагрузки котельной	0	0						
1.15	БМК ул. Соколова, 85	Изменение нагрузки потребителей	-	-	1,220	1,220	1,220	1,220	1,220	1,220
		Изменение потерь в т/с	-	-	-0,037	-0,037	-0,037	-0,037	-0,037	-0,037
		Изменение нагрузки котельной	-	-	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183
1.16	БМК ул. Перегонная	Изменение нагрузки потребителей	-	-	15,470	15,470	15,470	15,470	15,470	15,470
		Изменение потерь в т/с	-	-	0	0	0	0	0	0
		Изменение нагрузки котельной	-	-	15,470	15,470	15,470	15,470	15,470	15,470

6.2.2. Общие сведения об алгоритмах расчета

Алгоритмы расчета перспективных технико-экономических показателей работы котельных г. Орск на период 2014-2028 гг. составлены на основе следующих основных материалов:

– Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 N 323 (ред. от 10.08.2012) "Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии" (вместе с "Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии");

– расчетные данные энергообъектов, представляемые в вышестоящие инстанции при формировании тарифов.

Расчеты выполнены ежемесячно по каждому котлу. По энергообъекту в целом показатели определены путем суммирования или взвешивания результатов расчетов показателей котлов.

Перспективные тепловые нагрузки оборудования определялись на основе тепловых балансов, в которых учитывались изменения (относительно нагрузок базового периода) нагрузки внешних потребителей с паром и горячей водой (комментарии по этой части даны выше) и нагрузок потребителей собственных нужд. Последнее имеет место из-за изменения состава работающего оборудования и (или) показателей режима его работы. Изменение нагрузки потребителей собственных нужд определялось расчетным путем по алгоритмам, применяемых на котельных при формировании тарифов (утвержденная в установленном порядке нормативно-техническая документация по топливоиспользованию на объектах отсутствует).

Алгоритмы расчета обеспечивают сходимость тепловых и топливных балансов энергообъектов.

Сведение теплового баланса выработки тепла брутто котлами выполняется по энергообъекту в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов тепла: выработки тепла брутто группой котлов; расхода тепла на собственные нужды; суммарного отпуска тепла с коллекторов.

6.2.3. Техничко-экономические показатели работы

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей работы котельных г. Орск на период 2014–2028 гг. приведены в табл. 6.2.2.

Таблица 6.2.2

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
Котельная № 1									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:		23,641	23,641	23,641	23,778	23,641	23,641	21,868	20,512
ТВГ-8М, (вывод из эксплуатации в 2015 г.)		11,501	0,000						
ТВГ-8М, (вывод из эксплуатации в 2016 г.)		6,517	11,501	0,000					
ТВГ-8М, (вывод из эксплуатации в 2016 г.)		5,623	12,140	0,000					
КВГМ-7,56-150 (ввод в эксплуатацию в 2015 г.)				23,641	7,955	13,193	7,955	7,395	11,747
КВГМ-7,56-150 (ввод в эксплуатацию в 2016 г.)					13,330	7,955	13,193	12,374	6,967
КВСа-1,0 (ввод в эксплуатацию в 2016 г.)					2,493	2,493	2,493	2,099	1,798
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал		23,037	23,037	23,037	23,171	23,037	23,037	21,319	20,004
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал		182,01	182,01	174,60	170,36	170,43	170,43	171,66	172,63
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		177,36	177,36	170,14	166,01	166,07	166,07	167,35	168,36
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		4,193	4,193	4,022	3,947	3,926	3,926	3,660	3,453
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,000	-0,171	-0,246	-0,267	-0,267	-0,533	-0,740
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		0,604	0,604	0,604	0,607	0,604	0,604	0,549	0,508
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		2,56%	2,56%	2,56%	2,55%	2,56%	2,56%	2,51%	2,47%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	1,227	1,227	1,313	1,513	1,513	1,513	1,460	1,413
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,446	0,446	0,448	0,545	0,545	0,545	0,526	0,510
	- в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,269	0,269	0,234	0,071	0,071	0,071	0,061	0,055

Котельная № 2								
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:	2,615	2,615						
КСВ-1,9ГС	1,460	0,479						
КСВ-1,9ГС	1,155	2,136						
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал	2,556	2,556						
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	177,78	177,78						
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	173,77	173,77						
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.	0,454	0,454						
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.	0,000	0,000						
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал	0,059	0,059						
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)	2,26%	2,26%						
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	0,109	0,109					
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,037	0,037					
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,017	0,017					
Котельная № 3								
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:	5,331	5,331	5,331	5,362	5,331	5,331	31,090	31,204
RIELLO RTQ 1750 I RSS	2,981	0,972	2,350	4,390	3,976	2,598	5,545	0,000
RIELLO RTQ 1750 I RSS	2,350	4,359	2,981	0,972	1,355	2,733	0,000	5,546
КВГМ-4,65 (ввод в эксплуатацию с 2019 г.)							12,914	8,068
КВГМ-4,65 (ввод в эксплуатацию с 2019 г.)							12,632	17,590
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал	5,231	5,231	5,231	5,261	5,231	5,231	30,399	30,511
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	170,41	170,41	170,41	170,41	170,41	170,41	156,69	156,65

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		167,21	167,21	167,21	167,22	167,21	167,21	153,21	153,18
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		0,891	0,891	0,891	0,897	0,891	0,891	4,763	4,780
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,000	0,000	0,005	0,000	0,000	3,872	3,888
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,691	0,692
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		1,88%	1,88%	1,88%	1,87%	1,88%	1,88%	2,22%	2,22%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (–31 °С)	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	1,017	1,017
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,169	0,169
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,038	0,038
Котельная № 4									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:		13,449	42,516	39,398	35,454	32,725	32,725	30,813	31,898
Logano S825L-5200		7,960	12,365	6,492	18,532	10,631	10,031	14,572	7,311
Logano S825L-5200		5,489	19,093	12,836	7,085	13,607	13,102	10,056	14,802
Logano S825L-5200		0,000	6,464	16,185	5,853	4,558	7,223	3,731	7,179
Logano S825L-1900		0,000	4,594	3,885	3,984	3,929	2,369	2,454	2,606
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал		13,055	41,181	38,191	34,406	31,788	31,788	29,918	30,966
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал		159,68	150,31	152,19	156,22	158,53	159,88	161,05	160,01
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		155,00	145,59	147,53	151,60	153,99	155,30	156,37	155,34
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		2,085	6,190	5,812	5,375	5,040	5,082	4,818	4,955
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	4,105	3,728	3,290	2,955	2,998	2,734	2,870
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		0,395	1,334	1,208	1,048	0,937	0,937	0,895	0,932

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		2,93%	3,14%	3,07%	2,96%	2,86%	2,86%	2,91%	2,92%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	2,837	2,852	1,753	1,686	1,663	1,663	1,605	1,627
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,983	1,044	0,974	0,935	0,924	0,924	0,894	0,905
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,000	0,113	0,101	0,084	0,076	0,076	0,077	0,079
Котельная № 5									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:		121,995	121,995	117,324	114,579	113,291	113,291	113,117	112,817
ДЕ 10-14ГМ (вывод из эксплуатации в 2015 г.)		0,000	0,000						
Е-1/9Г		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ДЕ 16-14ГМ (вывод из эксплуатации в 2015 г.)		0,000	0,000						
ДКВР 10-13 (вывод из эксплуатации в 2015 г.)		12,842	12,842						
КВГМ-10-150 (ввод в эксплуатацию с 2015 г.)				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
КВГМ-23,26-150 (ввод в эксплуатацию с 2015 г.)				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
КВГМ-20-150 (вывод из эксплуатации в 2019 г.)		49,392	81,005	26,061	78,464	24,567	78,044		
КВГМ-20-150 (вывод из эксплуатации в 2021 г.)		59,762	28,149	79,543	25,003	77,853	24,376		
КВГМ-23,26-150 (ввод в эксплуатацию с 2019 г.)								24,413	77,508
КВГМ-23,26-150 (ввод в эксплуатацию с 2021 г.)								77,805	24,411
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал		118,906	118,906	114,380	111,718	110,468	110,468	110,297	110,004
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал		164,20	164,20	166,31	167,89	168,18	168,17	168,20	168,62
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		160,04	160,04	162,13	163,70	163,99	163,98	164,00	164,42
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		19,524	19,524	19,022	18,756	18,579	18,578	18,551	18,549
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,000	-0,502	-0,768	-0,945	-0,946	-0,973	-0,975

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		3,089	3,089	2,944	2,860	2,823	2,823	2,820	2,814
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		2,53%	2,53%	2,51%	2,50%	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31°С)	8,554	8,554	8,539	8,501	8,477	8,477	8,428	8,414
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	2,443	2,443	2,483	2,473	2,467	2,467	2,409	2,406
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,482	0,482	0,592	0,580	0,576	0,576	0,576	0,576
Котельная № 6									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:		38,485	38,567	38,649	38,732	38,815	38,899	37,083	35,830
ДЕ 25-14ГМ (вывод из эксплуатации в 2015 г.)		25,579	0,000						
ДЕ 25-14ГМ (вывод из эксплуатации в 2016 г.)		12,906	25,635	0,000					
ДЕ 25-14ГМ (вывод из эксплуатации в 2017 г.)		0,000	12,932	20,098	0,000				
КВГМ-7,56-150 (ввод в эксплуатацию в 2015 г.)				18,551	9,133	7,988	29,926	7,098	0,896
КВГМ-7,56-150 (ввод в эксплуатацию в 2016 г.)					29,599	11,017	1,289	28,950	10,803
КВГМ-7,56-150 (ввод в эксплуатацию в 2017 г.)						19,810	7,683	1,035	24,132
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал		37,455	37,534	37,614	37,694	37,774	37,855	36,098	34,883
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал		183,21	182,93	174,60	165,64	165,50	165,48	167,10	167,62
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		178,30	178,03	169,92	161,21	161,06	161,04	162,66	163,18
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		6,862	6,866	6,567	6,244	6,252	6,264	6,032	5,847
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,004	-0,295	-0,618	-0,610	-0,598	-0,830	-1,015
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		1,030	1,033	1,035	1,038	1,041	1,043	0,985	0,948
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,66%	2,65%

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	2,318	2,320	2,497	2,635	2,506	2,511	2,448	2,397
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,584	0,585	0,725	0,707	0,707	0,709	0,699	0,690
	- в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,295	0,296	0,184	0,184	0,184	0,185	0,184	0,184
Котельная № 7									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:		138,691	138,691	133,770	131,549	131,584	131,968	133,719	141,433
ДКВР 20/13		48,545	103,070	42,275	98,534	32,835	98,890	44,943	93,131
ДКВР 20/13		90,146	35,621	91,495	33,014	98,750	33,078	88,777	48,302
ДЕ 25-14ГМ		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ПТВМ-100 (вывод из эксплуатации в 2015 г.)		0,000	0,000						
ПТВМ-100 (вывод из эксплуатации в 2016 г.)		0,000	0,000	0,000					
ПТВМ-100 (вывод из эксплуатации в 2017 г.)		0,000	0,000	0,000	0,000				
КВГМ-116,3-150 (ввод в эксплуатацию в 2015 г.)				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
КВГМ-116,3-150 (ввод в эксплуатацию в 2016 г.)					0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
КВГМ-116,3-150 (ввод в эксплуатацию в 2017 г.)						0,000	0,000	0,000	0,000
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал		133,080	133,080	128,388	126,271	126,305	126,674	128,382	135,780
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал		186,41	186,41	187,11	187,89	187,61	187,46	187,40	184,97
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		178,87	178,87	179,59	180,35	180,08	179,94	179,92	177,58
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		24,808	24,807	24,023	23,725	23,696	23,746	24,058	25,115
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	-0,001	-0,785	-1,083	-1,112	-1,062	-0,750	0,307
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		5,611	5,611	5,383	5,277	5,279	5,295	5,338	5,654
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		4,05%	4,05%	4,02%	4,01%	4,01%	4,01%	3,99%	4,00%

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	- в зимний период при температуре наружного воздуха ($-31\text{ }^{\circ}\text{C}$)	7,084	7,084	6,712	6,700	6,700	6,708	6,935	7,319
	- в переходный период при температуре наружного воздуха ($0\text{ }^{\circ}\text{C}$)	2,592	2,592	2,578	2,574	2,574	2,576	2,662	2,806
	- в неотапительный период при температуре наружного воздуха ($+30\text{ }^{\circ}\text{C}$)	0,719	0,719	0,714	0,712	0,712	0,712	0,724	0,749
Котельная № 8									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:		8,768	8,768	8,768	8,768	8,768	8,768	8,768	7,809
КСВ-2,0		4,470	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
КСВ-2,0 (вывод из эксплуатации в 2017 г.)		4,134	1,268	6,388	0,000				
КСВ-2,0 (вывод из эксплуатации в 2023 г.)		0,163	7,500	2,380	6,798	4,538	0,669		
КСВа-3,15 (ввод в эксплуатацию в 2016 г.)					1,970	2,013	4,906	3,707	3,518
Мега Прех 1200 (ввод в эксплуатацию в 2017 г.)						2,217	3,193	3,193	2,794
КСВа-3,15 (ввод в эксплуатацию в 2023 г.)								1,868	1,496
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал		8,533	8,533	8,533	8,533	8,533	8,533	8,533	7,604
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал		180,01	180,01	180,01	178,06	158,62	161,59	161,59	166,63
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		175,18	175,19	175,19	173,29	154,37	157,26	157,26	162,26
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		1,536	1,536	1,536	1,519	1,354	1,379	1,379	1,267
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,000	0,000	-0,017	-0,182	-0,157	-0,157	-0,269
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,205
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,62%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	- в зимний период при температуре наружного воздуха ($-31\text{ }^{\circ}\text{C}$)	0,808	0,809	0,810	0,757	0,779	0,756	0,773	0,764
	- в переходный период при температуре наружного воздуха ($0\text{ }^{\circ}\text{C}$)	0,286	0,286	0,287	0,272	0,272	0,272	0,272	0,268
	- в неотапительный период при температуре наружного воздуха ($+30\text{ }^{\circ}\text{C}$)	0,080	0,080	0,080	0,128	0,047	0,047	0,047	0,079

Котельная № 9								
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:	15,878	15,878	15,878	15,878	15,878	15,878	14,725	13,478
КСВ-3,0	6,929	0,000	2,836	5,641	0,000	0,000	5,343	1,782
КСВ-3,0	8,303	7,576	3,147	0,423	8,170	2,107	0,000	4,576
КСВ-3,0	0,646	8,303	7,822	2,040	0,000	6,064	1,899	0,000
с 2015 г. Mega Prex 2000	-	-	2,073	7,775	7,708	7,708	7,482	7,120
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал	15,497	15,497	15,497	15,497	15,497	15,497	14,377	13,166
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	176,94	176,94	176,80	175,78	175,78	175,78	178,06	178,88
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	172,69	172,69	172,55	171,56	171,56	171,56	173,85	174,73
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.	2,742	2,742	2,740	2,724	2,724	2,724	2,560	2,355
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.	0,000	0,000	-0,002	-0,018	-0,018	-0,018	-0,182	-0,387
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал	0,381	0,381	0,381	0,381	0,381	0,381	0,348	0,312
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%	2,36%	2,32%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	1,261	1,263	1,204	1,204	1,204	1,204	1,190
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,406
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117
Котельная № 10								
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:	17,067	17,067	17,067	17,166	17,067	17,067	14,058	12,733
КСВ-2,0	3,014	3,014	3,014	3,014	3,014	3,014	2,093	1,688
КСВ-5,0	8,319	5,735	8,319	5,735	8,319	5,735	7,180	4,367
КСВ-5,0	5,735	8,319	5,735	8,417	5,735	8,319	4,785	6,678
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал	16,611	16,611	16,611	16,708	16,611	16,611	13,696	12,412
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	187,89	187,89	187,89	187,82	187,89	187,89	189,46	191,26

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		182,87	182,87	182,87	182,81	182,87	182,87	184,58	186,45
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		3,121	3,121	3,121	3,138	3,121	3,121	2,595	2,374
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,000	0,000	0,017	0,000	0,000	-0,526	-0,747
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		0,456	0,456	0,456	0,458	0,456	0,456	0,362	0,320
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		2,67%	2,67%	2,67%	2,67%	2,67%	2,67%	2,57%	2,52%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (–31 °С)	1,113	1,114	1,115	1,115	1,116	1,117	1,103	1,099
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,432	0,432	0,432	0,432	0,432	0,433	0,428	0,428
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Котельная № 12									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:		0,800	0,800	0,800	0,805	0,800	0,800	0,787	0,798
Факел-1Г (вывод из эксплуатации в 2022 г.)		0,511	0,289	0,511	0,516	0,289	0,511		
Факел-1Г (вывод из эксплуатации в 2022 г.)		0,289	0,511	0,289	0,289	0,511	0,289		
КСВа-0,63 (ввод в эксплуатацию в 2022 г.)								0,504	0,288
КСВа-0,63 (ввод в эксплуатацию в 2022 г.)								0,283	0,510
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал		0,776	0,776	0,776	0,780	0,776	0,776	0,764	0,774
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал		183,01	183,01	183,01	182,95	183,01	183,01	154,26	154,04
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		177,52	177,52	177,52	177,47	177,52	177,52	149,65	149,42
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		0,142	0,142	0,142	0,143	0,142	0,142	0,118	0,119
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	-0,024	-0,023
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	2,99%	3,00%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,031	0,031
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,006	0,006
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,003	0,003
Котельная ЗАО «ОМК»									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:		17,980	18,218						
ДЕ-25/14		0,000	0,000						
ДЕ-25/14		0,000	0,000						
ДКВР-20/13		11,305	6,763						
ДКВР-20/13		6,676	11,454						
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал		17,352	17,580						
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал		181,00	180,21						
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		174,68	173,90						
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		3,141	3,168						
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,027						
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		0,628	0,638						
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		3,49%	3,50%						
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	1,813	1,822						
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,422	0,425						
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,176	0,178						

Котельная ОАО «РЖД»

1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:	1,212	1,237	1,263	1,289	1,315	1,341	1,474	1,612
ДЕ-25/14	0,774	0,000	0,454	0,827	0,845	0,000	0,520	1,049
ДЕ-25/14	0,437	0,792	0,000	0,462	0,470	0,835	0,000	0,563
ДКВР-20/13	0,000	0,446	0,810	0,000	0,000	0,506	0,954	0,000
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал	1,164	1,188	1,213	1,237	1,262	1,287	1,413	1,544
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	165,18	165,15	165,13	165,10	165,05	164,98	164,89	164,78
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	158,61	158,55	158,51	158,45	158,37	158,28	158,08	157,87
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.	0,192	0,196	0,200	0,204	0,208	0,212	0,233	0,254
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.	0,000	0,004	0,008	0,012	0,016	0,020	0,041	0,062
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал	0,048	0,049	0,051	0,052	0,053	0,054	0,061	0,068
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)	3,98%	4,00%	4,01%	4,03%	4,05%	4,06%	4,13%	4,19%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	0,034	0,036	0,037	0,038	0,040	0,041	0,048
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,009	0,010	0,011	0,012	0,014	0,015	0,020
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,009	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,027

Котельная ОАО «ОКУ»

1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:	10,483	10,601	10,720	10,839	10,959	11,079		
ДКВР-6,5/13	7,110	3,410	7,272	3,486	7,435	3,562		
ДКВР-6,5/13	3,373	7,190	3,448	7,353	3,524	7,518		
КВГМ-10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
КВГМ-10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал	10,112	10,226	10,340	10,455	10,570	10,686		
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	180,00	179,71	179,43	179,33	178,97	178,54		

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		173,64	173,35	173,08	172,98	172,63	172,21		
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		1,820	1,838	1,855	1,875	1,892	1,908		
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	0,017	0,035	0,055	0,072	0,088		
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал		0,371	0,375	0,379	0,384	0,388	0,393		
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)		3,54%	3,54%	3,54%	3,54%	3,54%	3,55%		
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм³/ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31 °С)	0,719	0,722	0,725	0,728	0,732	0,735		
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	0,182	0,183	0,184	0,185	0,187	0,188		
	- в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+30 °С)	0,088	0,089	0,090	0,090	0,091	0,092		
Котельная БМК ул. Соколова 85									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:				2,607	2,611	2,614	2,617	2,621	2,624
Котел ст. №1				1,151	2,132	1,947	1,273	1,951	1,953
Котел ст. №2				1,456	0,478	0,667	1,344	0,669	0,671
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал				2,556	2,559	2,562	2,566	2,569	2,572
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал				158,87	159,03	158,60	158,46	158,32	158,19
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал				155,74	155,90	155,47	155,34	155,20	155,06
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.				0,406	0,407	0,406	0,407	0,407	0,407
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2015 год, тыс. т у.т.				0,000	0,001	0,000	0,000	0,001	0,001
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал				0,051	0,051	0,052	0,052	0,052	0,052
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)				1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-30 °С)			0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,106
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)			0,031	0,031	0,031	0,031	0,024	0,033
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)			0,011	0,010	0,011	0,011	0,007	0,012
Котельная БМК ул. Перегонная									
1. Выработка тепловой энергии брутто, тыс. Гкал, всего:				17,911	18,148	18,387	18,627	18,869	19,114
Котел ст. №1				11,261	0,000	6,414	12,138	0,000	7,095
Котел ст. №2				6,650	11,411	0,000	6,490	11,864	0,000
Котел ст. №3				0,000	6,738	11,973	0,000	7,004	12,019
2. Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал				17,352	17,581	17,811	18,042	18,274	18,510
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал				159,94	159,87	159,81	159,77	159,69	159,61
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал				154,96	154,87	154,80	154,75	154,66	154,56
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.				2,775	2,811	2,846	2,883	2,918	2,954
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2015 год, тыс. т у.т.				0,000	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, тыс. Гкал				0,558	0,568	0,577	0,586	0,595	0,604
8. То же, % (от выработки тепла брутто котлами)				3,12%	3,13%	3,14%	3,14%	3,15%	3,16%
9. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч	- в зимний период при температуре наружного воздуха (-30 °С)			1,788	1,789	1,791	1,792	1,794	1,795
	- в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)			0,413	0,413	0,414	0,414	0,415	0,415
	- в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+30 °С)			0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151

6.2.4. Анализ результатов расчета котельных

Котельная № 1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 1 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.1, 6.2.2.

Полученные данные позволяют сделать вывод, что замена котельных агрегатов на котельной позволит значительно уменьшить удельный расход условного топлива:

в 2015 г. – на 7,47 кг у.т./Гкал после ввода в эксплуатацию котла КВГМ—7,56-150 (замена котла ст. №1 ТВГ-8М);

в 2016 г. – 11,65 кг у.т./Гкал после ввода еще одного котла КВГМ—7,56-150 (замена котла ст. №2 ТВГ-8М) и КВСа-1,0 (замена котла ст. №3 ТВГ-8М) для отпуска тепловой энергии на горячее водоснабжение в летний период.

Рост удельного расхода условного топлива в период 2017 – 2028 гг. обусловлен уменьшением величины отпускаемой тепловой энергии.

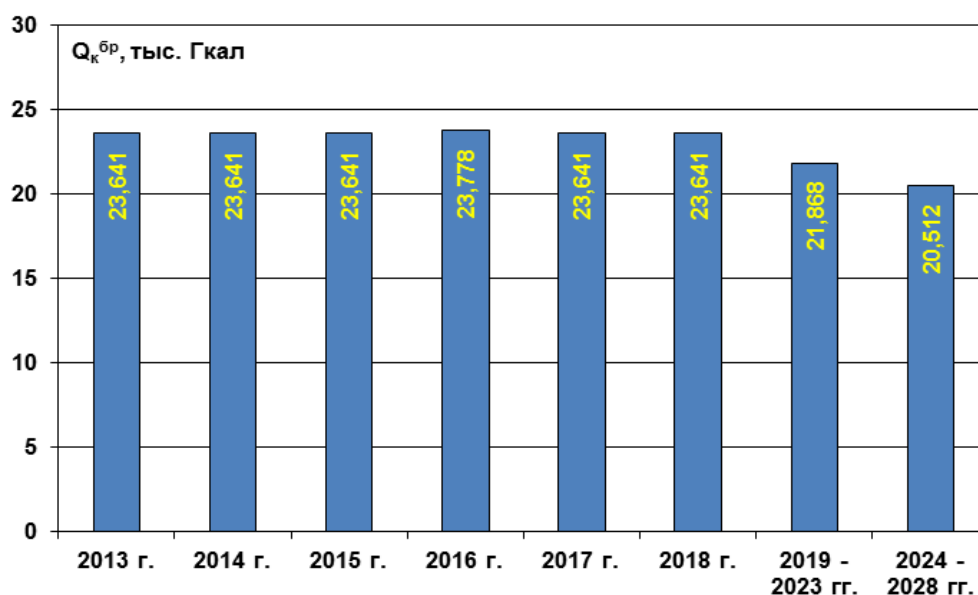


Рис. 6.2.1. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами брутто котельной № 1 на 2014 - 2028 гг.

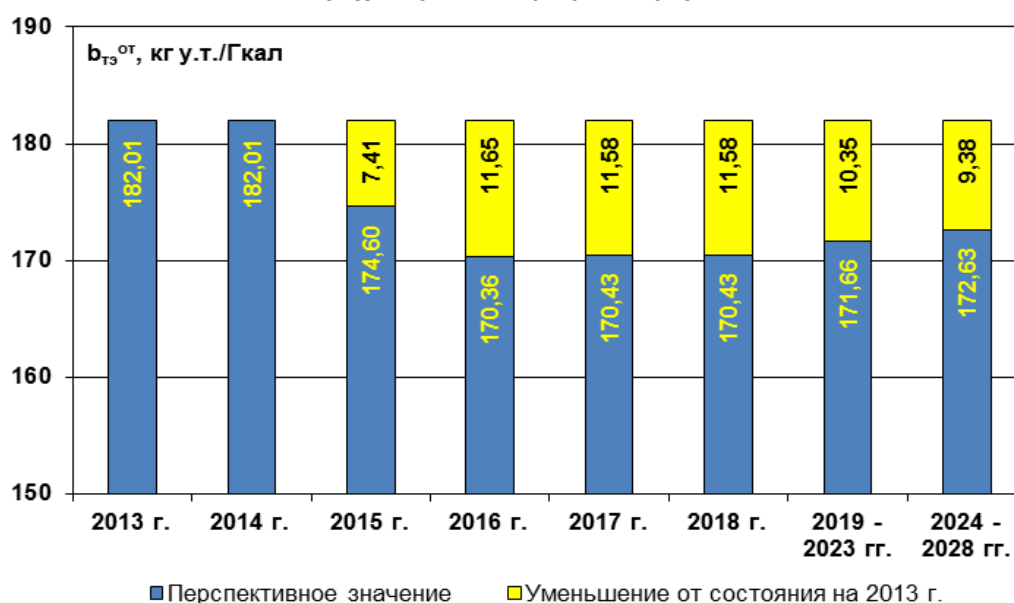


Рис. 6.2.2. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной № 1 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной №1 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.3. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям.

К 2028 году годовое потребление топлива котельной уменьшится на 0,740 тыс. т у.т. до 3,453 тыс. т у.т.

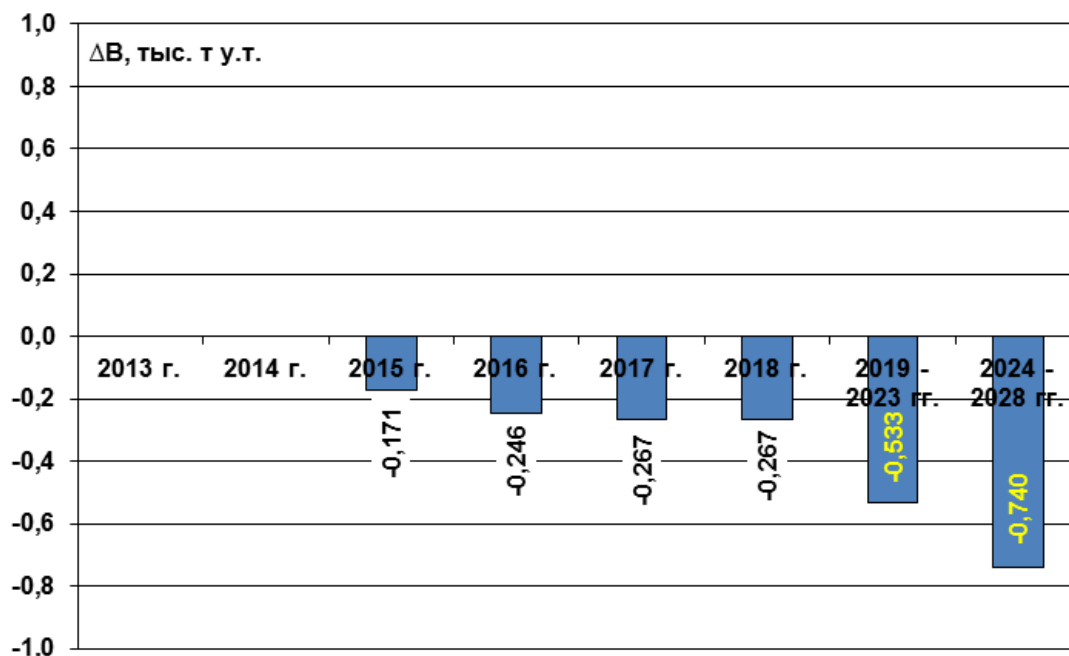


Рис. 6.2.3. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной №1 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 2

В 2015 г. котельная №2 будет выведена из эксплуатации. Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №2 на период 2013 – 2014 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.4, 6.2.5.

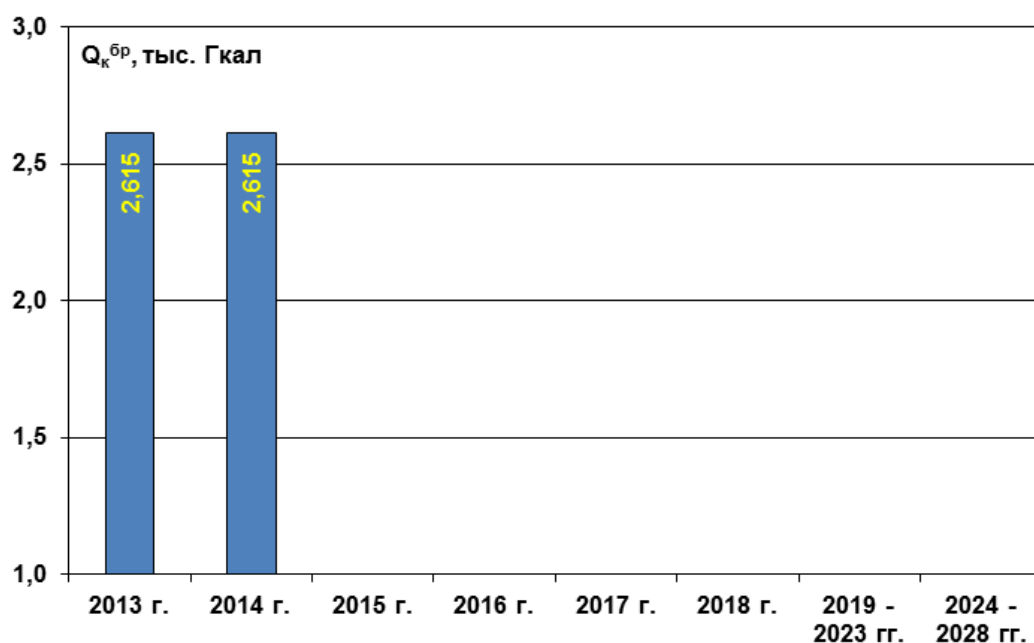


Рис. 6.2.4. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами брутто котельной №2 на 2014 - 2028 гг.

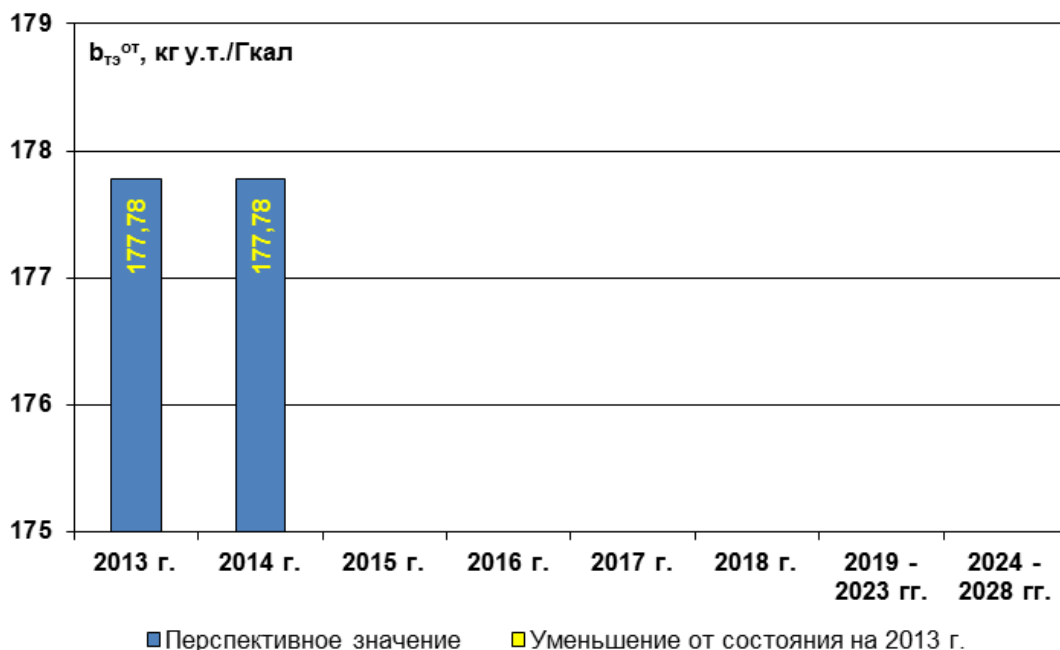


Рис. 6.2.5. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной №2 на 2014 - 2028 гг.

В 2015 г. котельная №2 будет выведена из эксплуатации. Изменений по расходу топлива не планируется. Годовой расход условного топлива составляет 0,454 тыс. т у.т.

Котельная № 3

В 2025 г. к котельной №3 будет подключена тепловая нагрузка пос. Круторожино. Для этого планируется к вводу в эксплуатацию двух дополнительных котлов КВГМ-4,65, тепловой мощностью 4,0 Гкал/ч каждый.

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №3 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.6, 6.2.7.

После ввода в эксплуатацию в 2025 г. двух дополнительных котлов и подключения тепловой нагрузки пос. Круторожино удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию уменьшится на 13,72 кг у.т./Гкал.

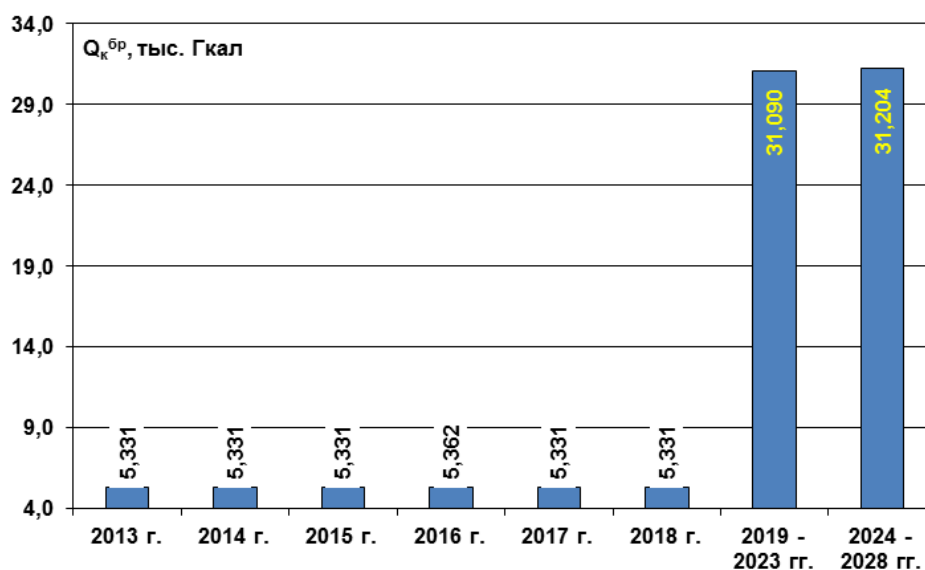


Рис. 6.2.6. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной № 3 на 2014 - 2028 гг.

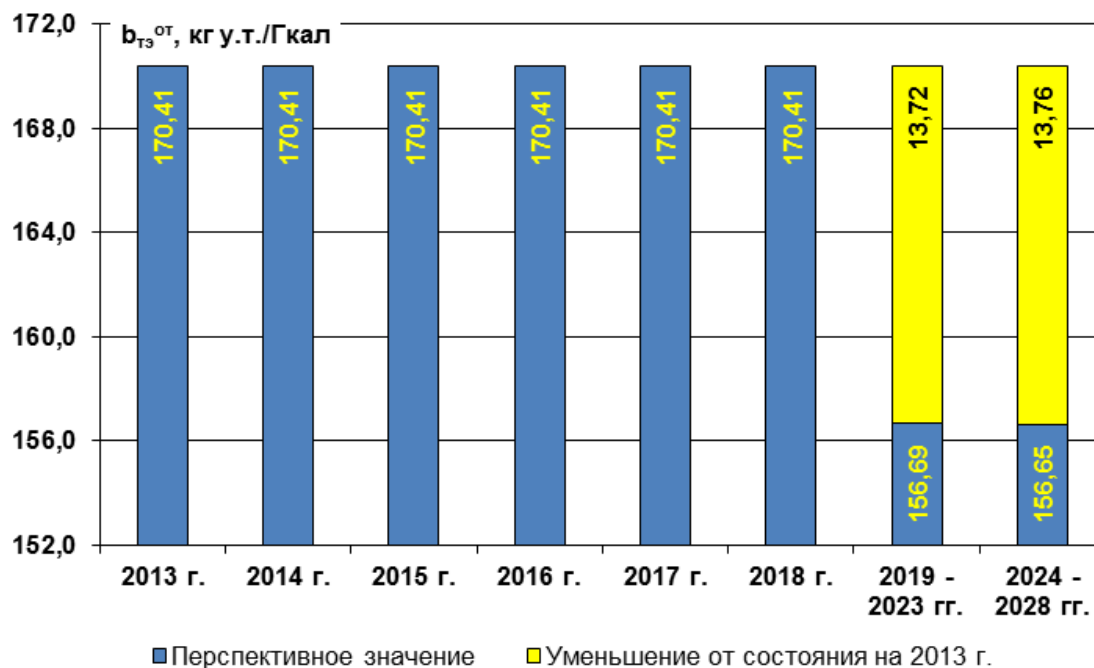


Рис. 6.2.7. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной № 3 на 2014 - 2028 гг.

В 2025 году к котельной №3 будет подключена тепловая нагрузка пос. Круторожино. Динамика изменения расхода условного топлива котельной №3 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.8. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям.

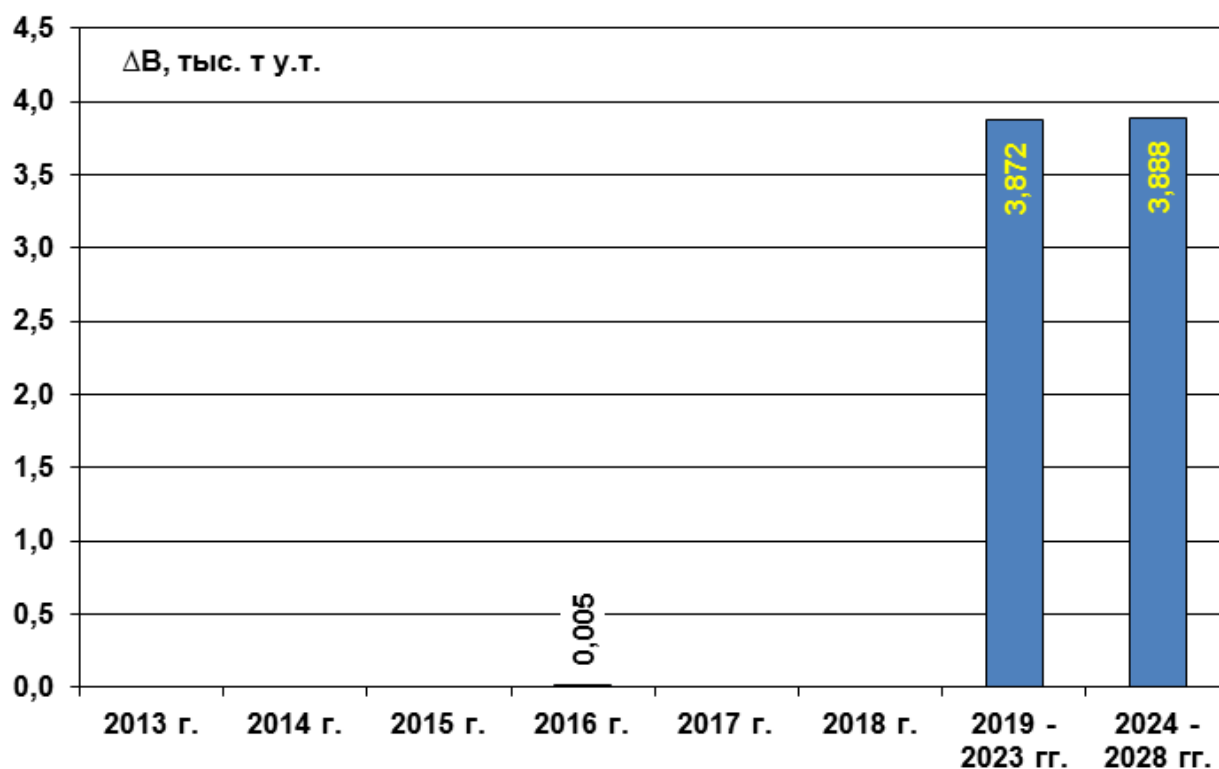


Рис. 6.2.8. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной № 3 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 4

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №4 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.9, 6.2.10.

Рост удельного расхода условного топлива в 2015 г. обусловлен уменьшением величины отпускаемой тепловой энергии.

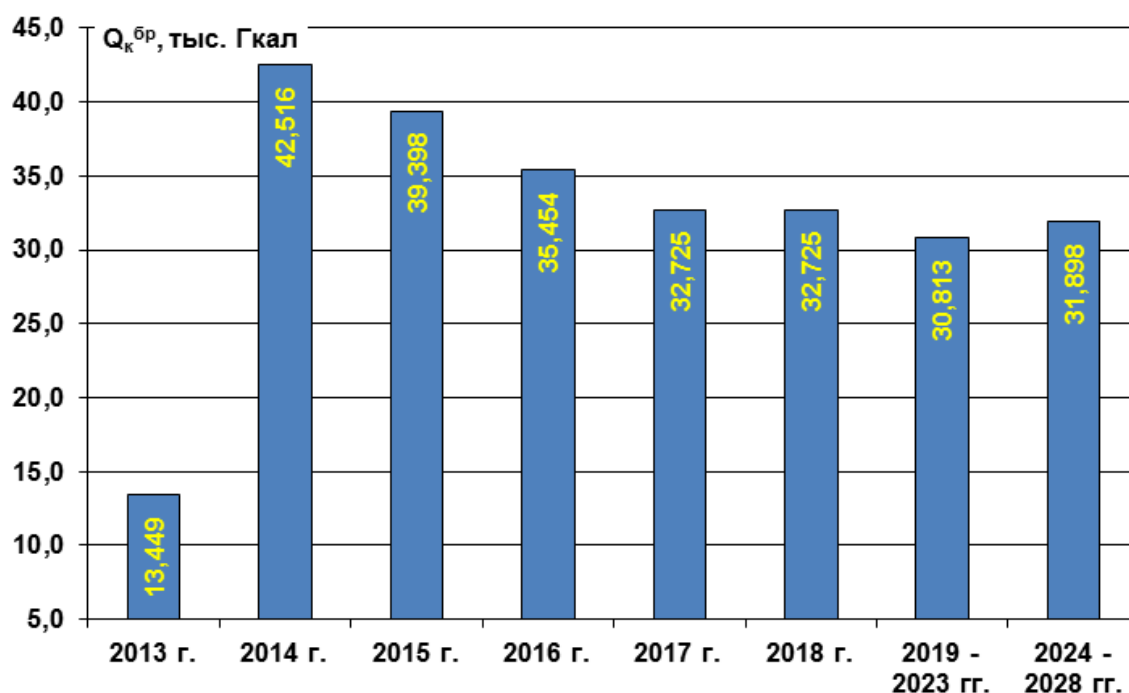


Рис. 6.2.9. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной № 4 на 2014 - 2028 гг.

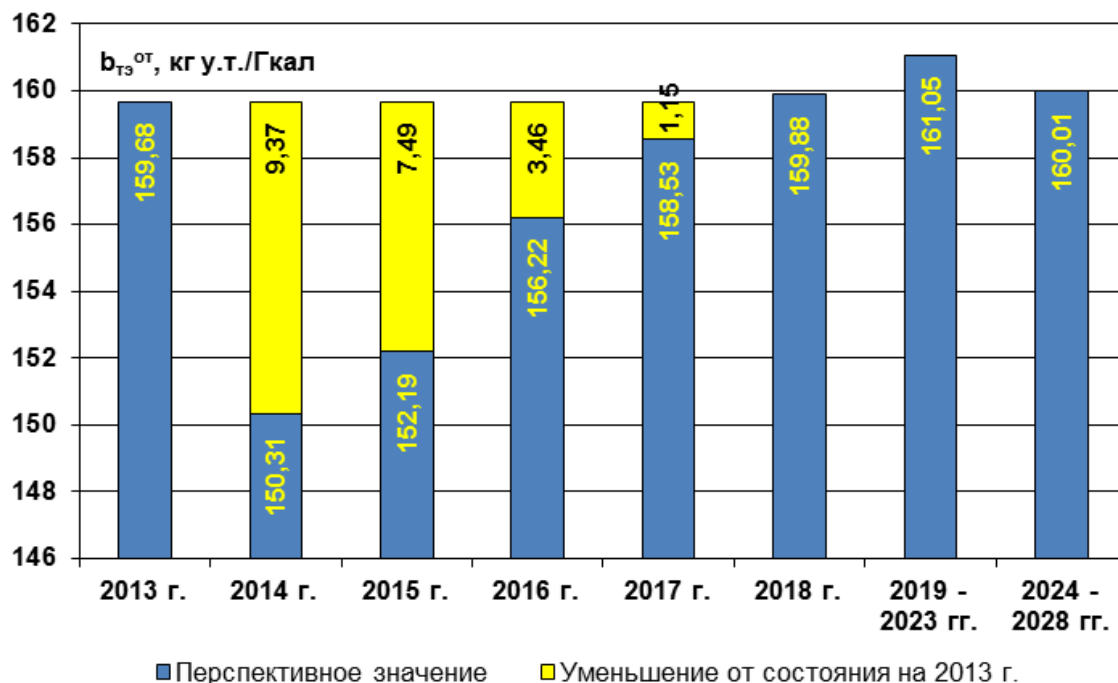


Рис. 6.2.10. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной № 4 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной №4 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.11, динамика изменения полного расхода

топлива – на рис. 1.86. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям.

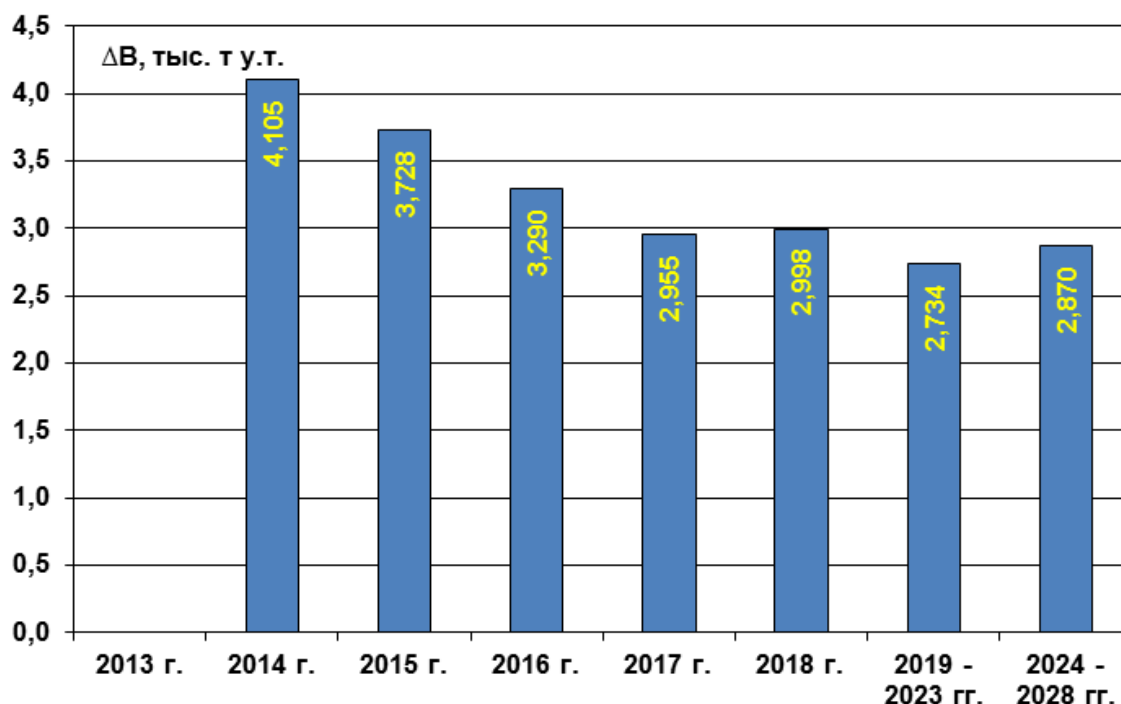


Рис. 6.2.11. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной № 4 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 5

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №4 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.12, 6.2.13. Рост удельного расхода условного топлива в 2015 г. обусловлен уменьшением величины отпускаемой тепловой энергии.

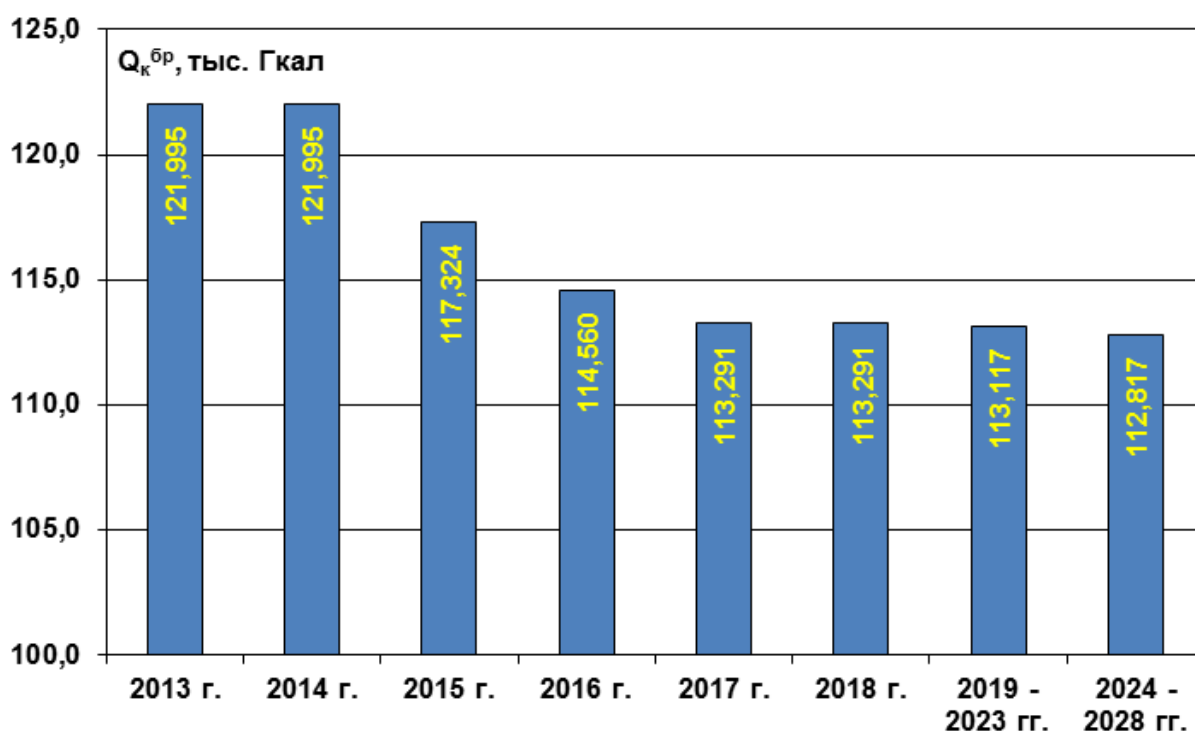


Рис. 6.2.12. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной № 5 на 2014 - 2028 гг.

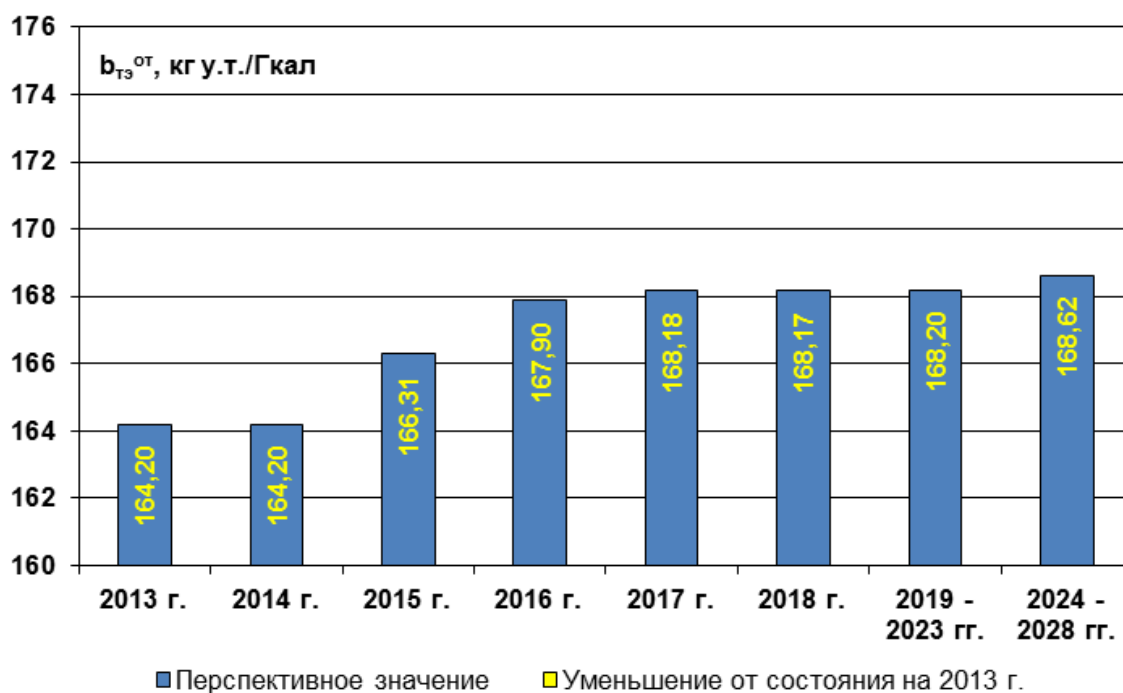


Рис. 6.2.13. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной №5 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной №5 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.14. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2028 году годовое потребление топлива котельной уменьшится на 0,975 тыс. т у.т. до 18,549 тыс. т у.т.

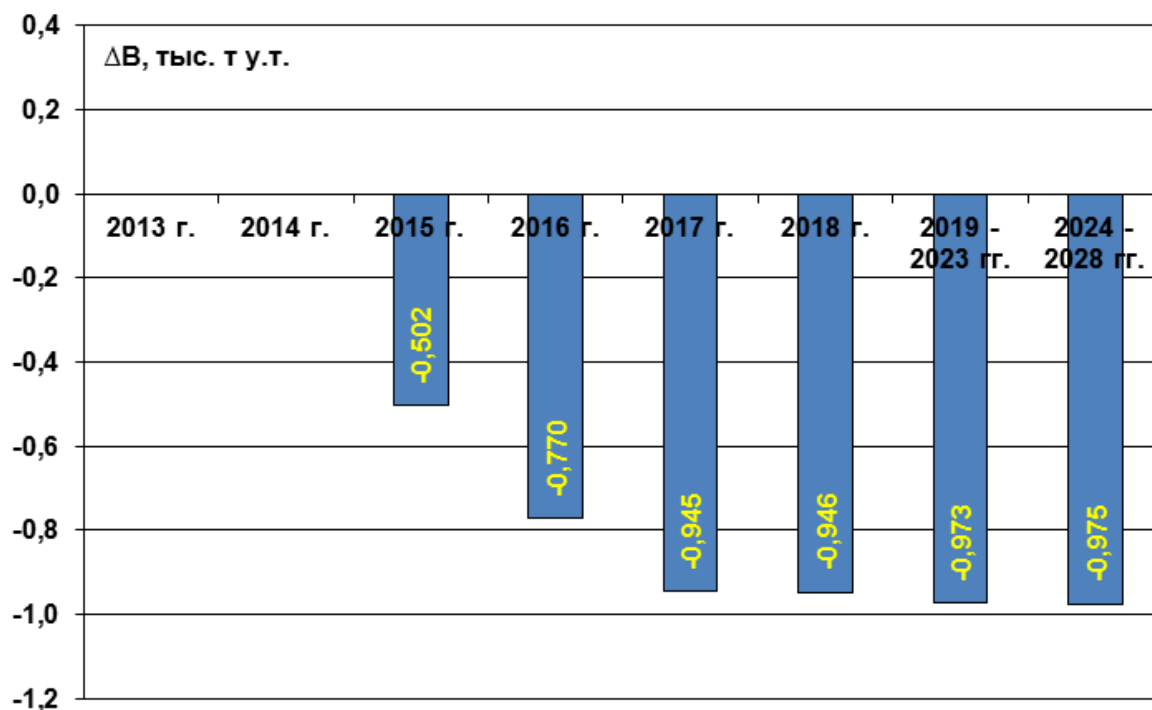


Рис. 6.2.14. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной №5 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 6

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №6 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.15, 6.2.16.

Полученные данные позволяют сделать вывод, что замена котельных агрегатов на котельной позволит значительно уменьшить удельный расход условного топлива:

в 2015 г. – на 8,61 кг у.т./Гкал после ввода в эксплуатацию котла КВГМ—7,56-150 (замена котла ст. №1 ДЕ 25-14ГМ);

в 2016 г. – 17,56 кг у.т./Гкал после ввода еще одного котла КВГМ—7,56-150 (замена котла ст. №2 ДЕ 25-14ГМ), который планируется для работы параллельно с котлом ст. №1.

Рост удельного расхода условного топлива в период 2019 – 2028 гг. обусловлен уменьшением величины отпускаемой тепловой энергии.

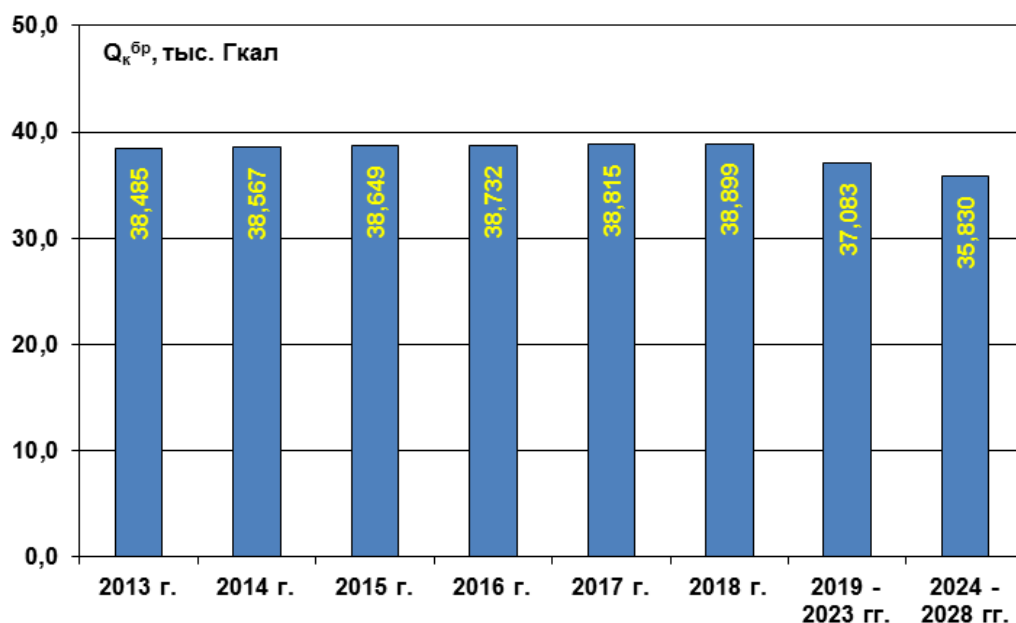


Рис. 6.2.15. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной №6 на 2014 - 2028 гг.

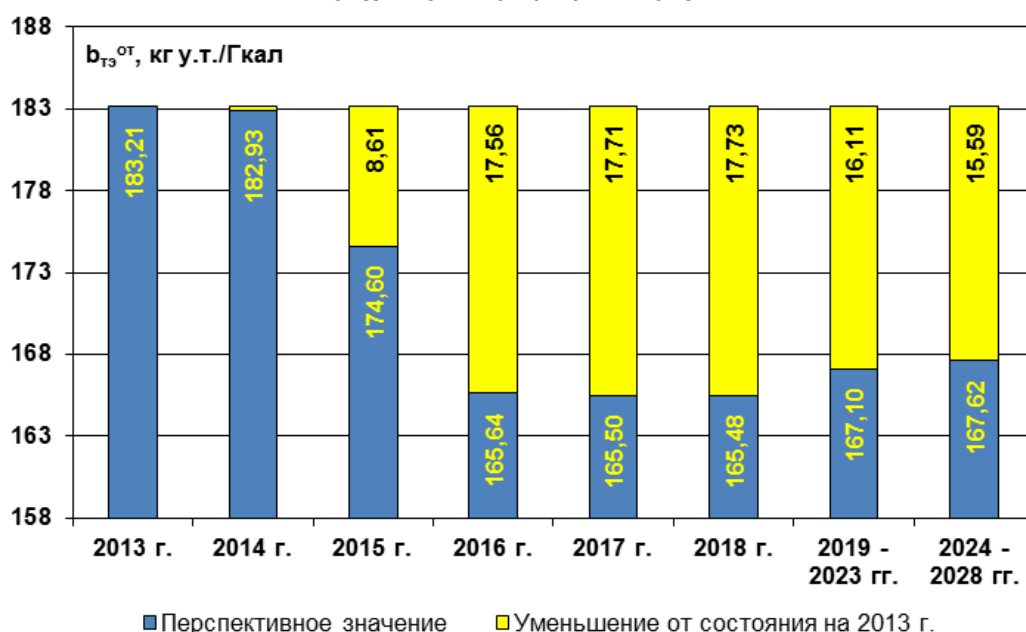


Рис. 6.2.16. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной №6 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной №6 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.17. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2028 году годовое потребление топлива котельной уменьшится на 1,015 тыс. т у.т. до 5,847 тыс. т у.т.

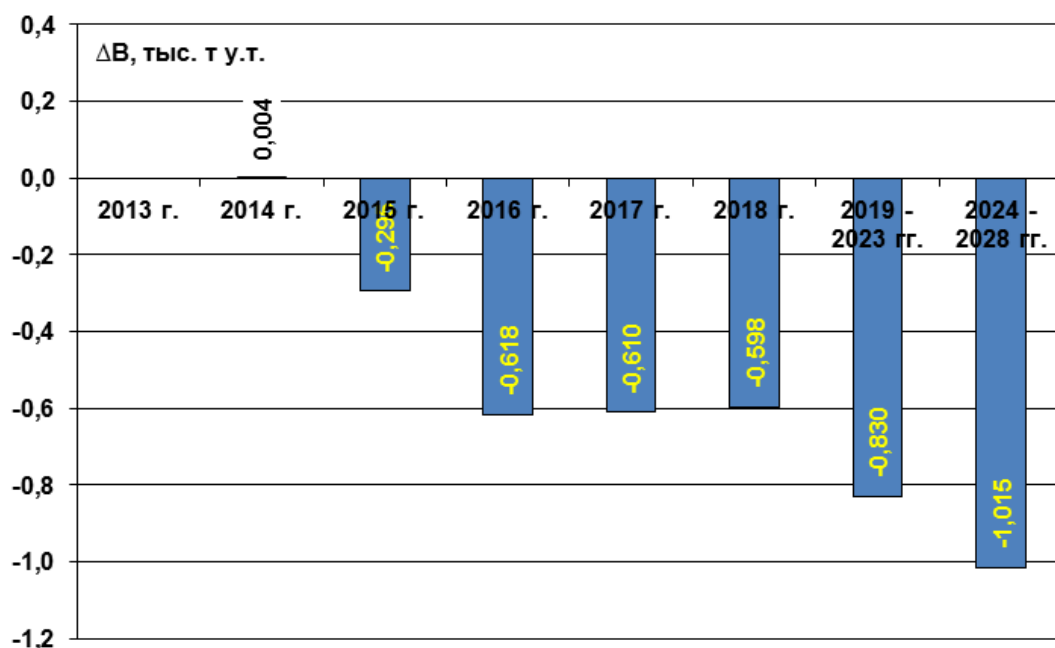


Рис. 6.2.17. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной №6 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 7

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №7 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.18, 6.2.19.

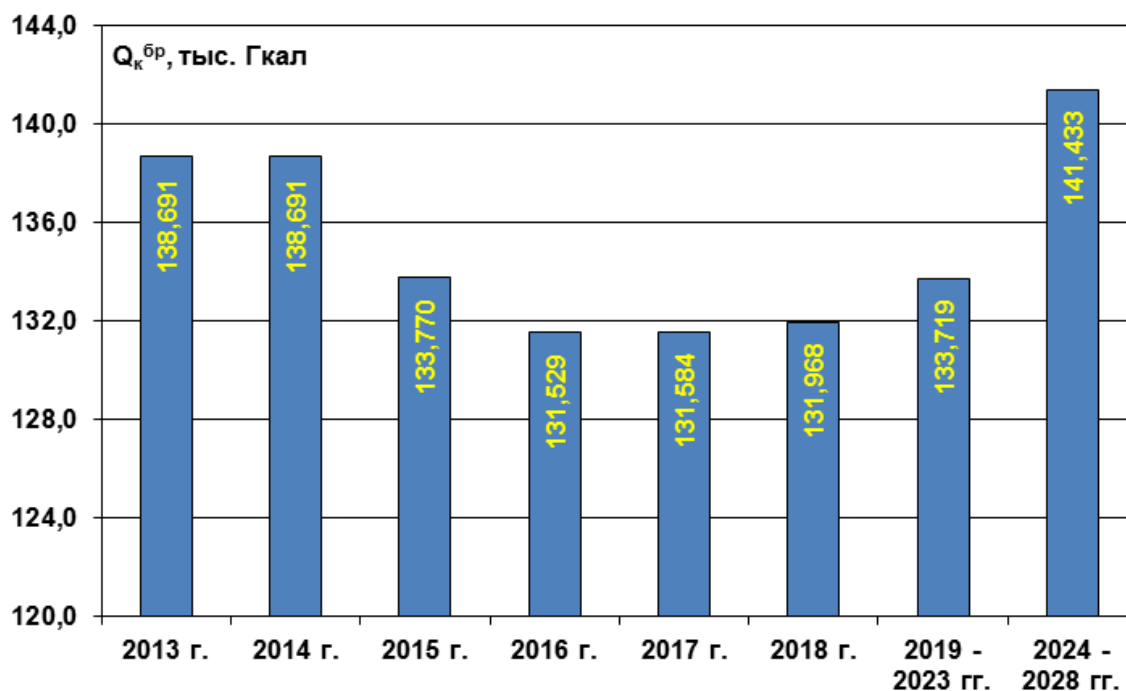


Рис. 6.2.18. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной №7 на 2014 - 2028 гг.

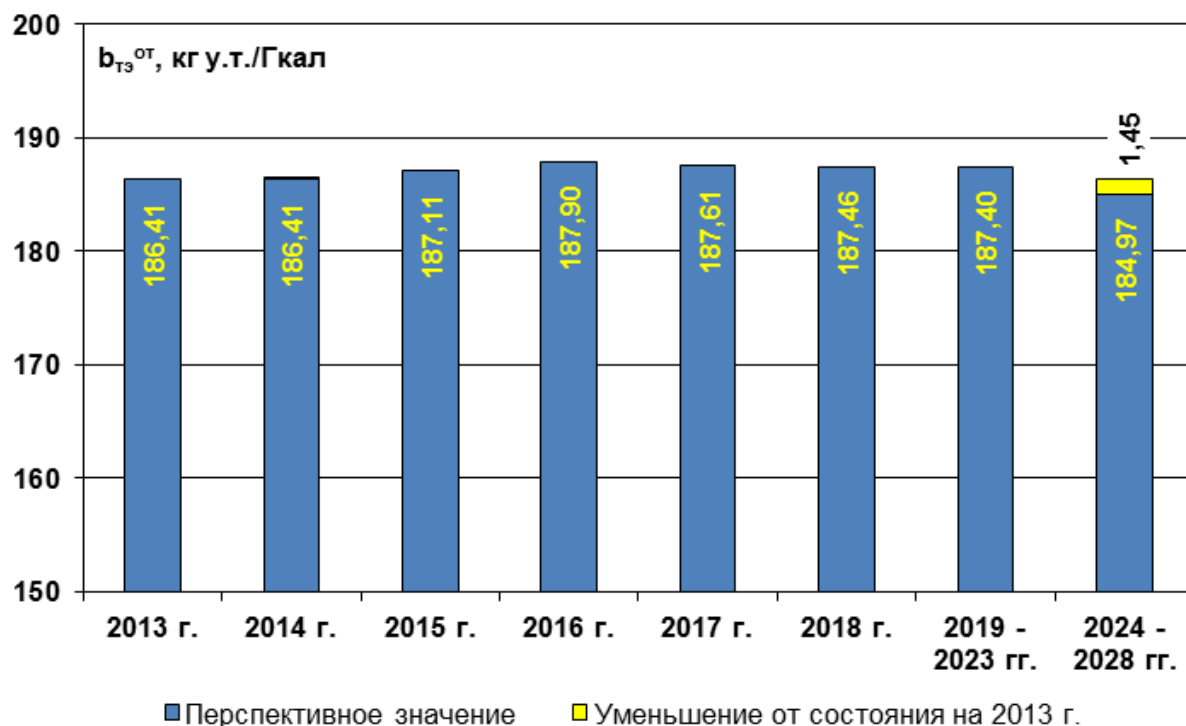


Рис. 6.2.19. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной № 7 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной №7 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.20. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям.

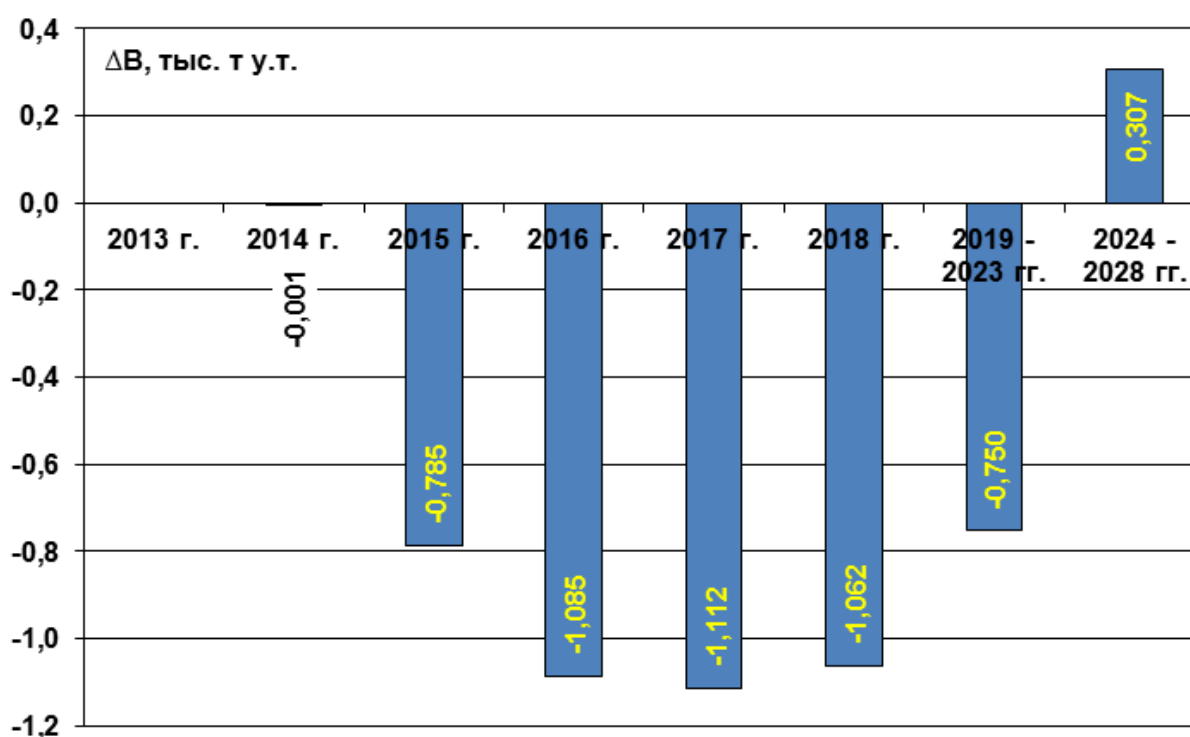


Рис. 6.2.20. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной №7 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 8

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №8 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.21, 6.2.22.

Полученные данные позволяют сделать вывод, что замена котла ст. №1 КСВ-2,0 на котел КСВа-3,15 в 2016 г. позволит уменьшить удельный расход условного топлива на котельной на 2,21 кг у.т./Гкал, а замена котла ст. №2 КСВ-2,0 на котел Мега Прех 1200 для выработки тепловой энергии в неотапительный период – на 21,39 кг у.т./Гкал.

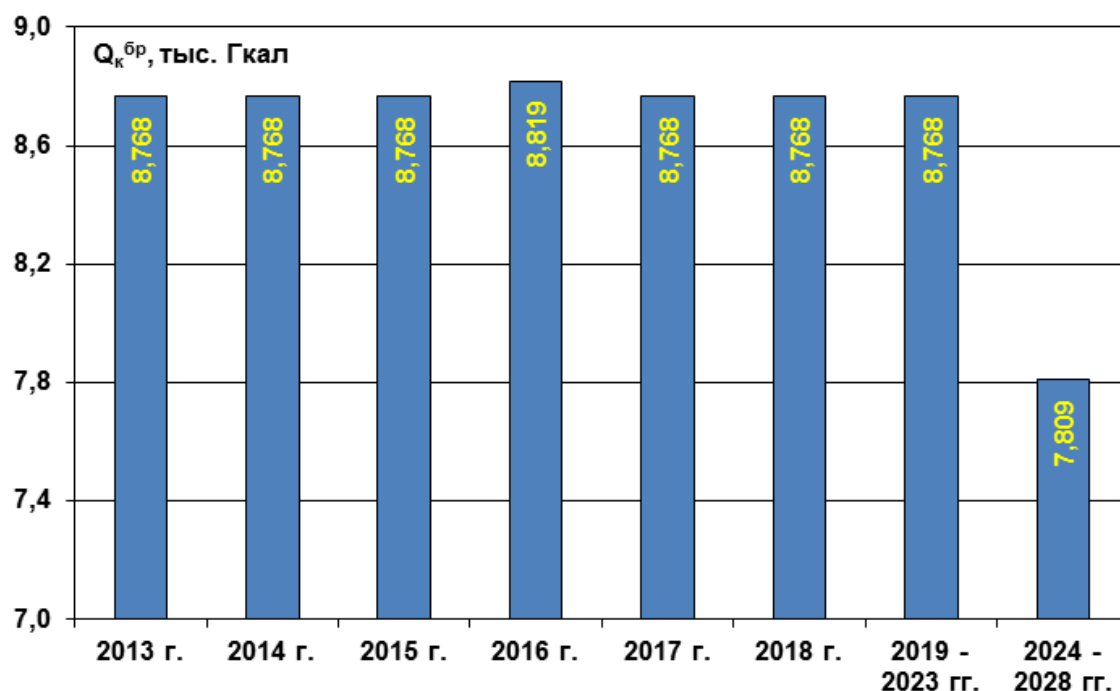


Рис. 6.2.21. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной № 8 на 2014 - 2028 гг.

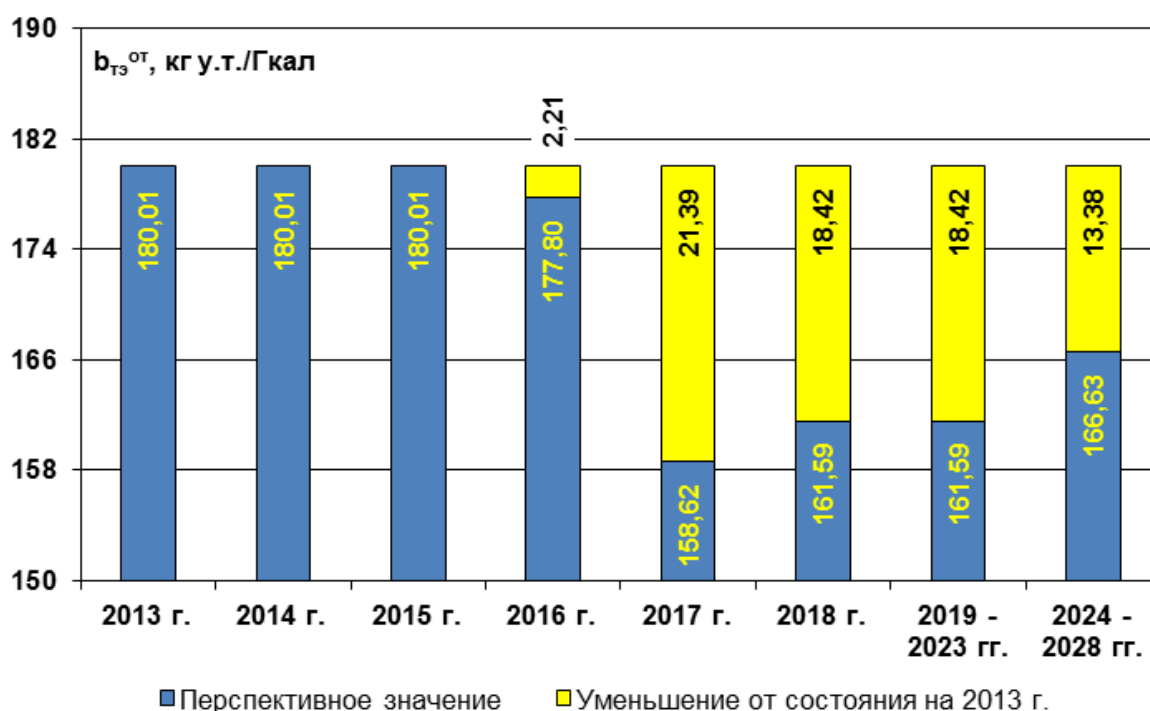


Рис. 6.2.22. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной № 8 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной № 8 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.23. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2028 году годовое потребление топлива котельной уменьшится на 0,269 тыс. т у.т. до 1,267 тыс. т у.т.

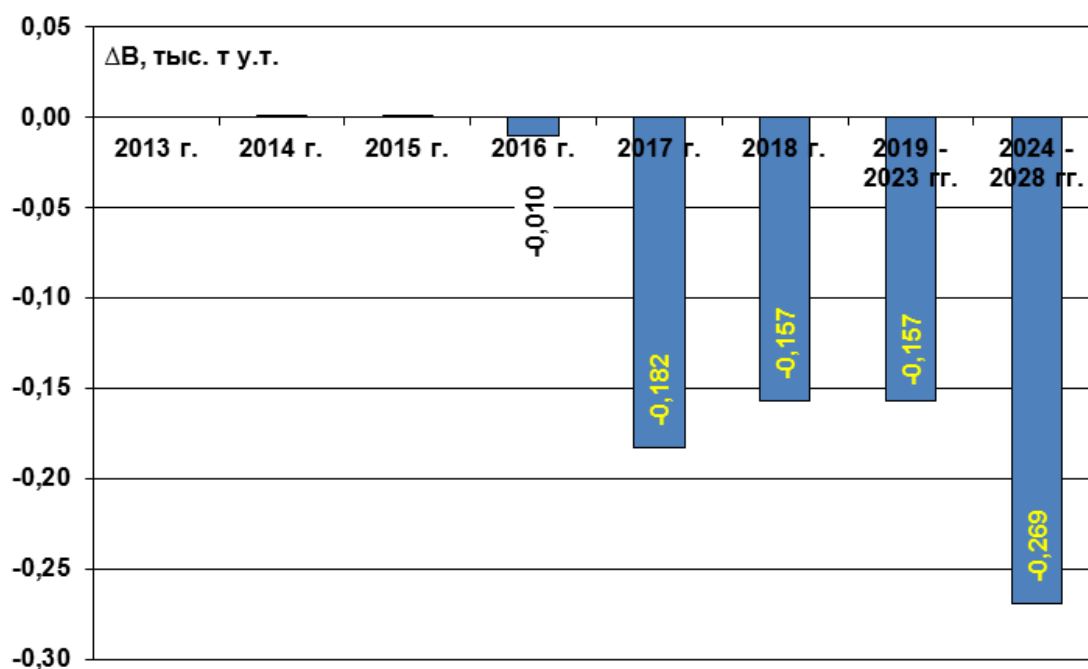


Рис. 6.2.23. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной № 8 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 9

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №9 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.24, 6.2.25.

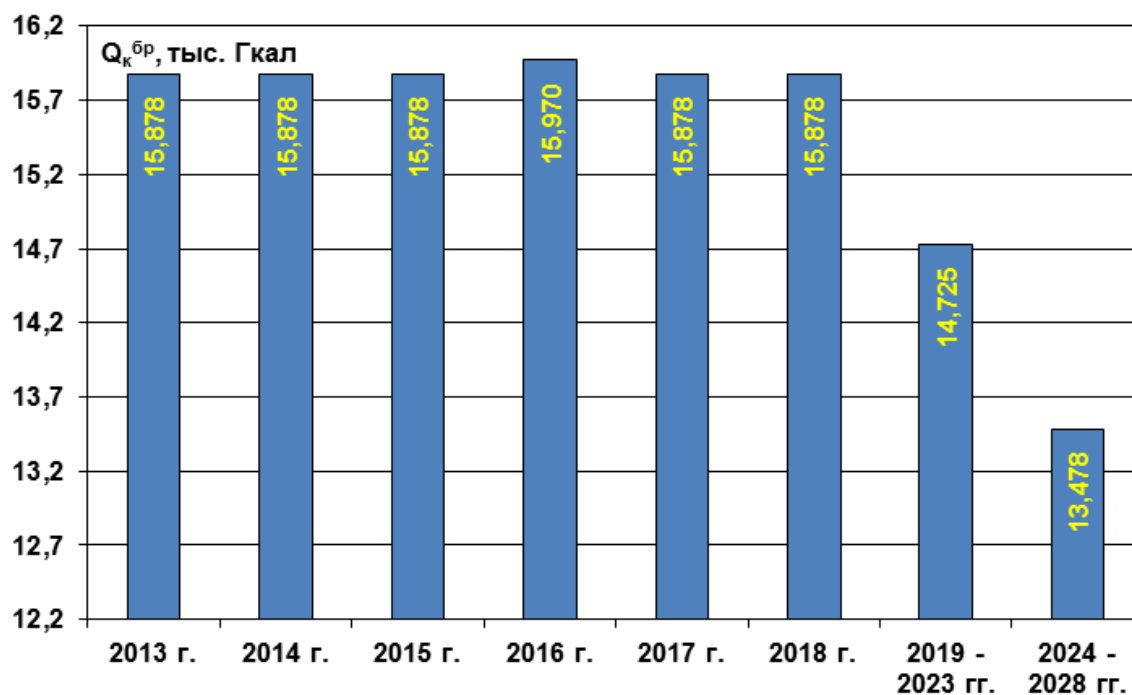


Рис. 6.2.24. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной № 9 на 2014 - 2028 гг.

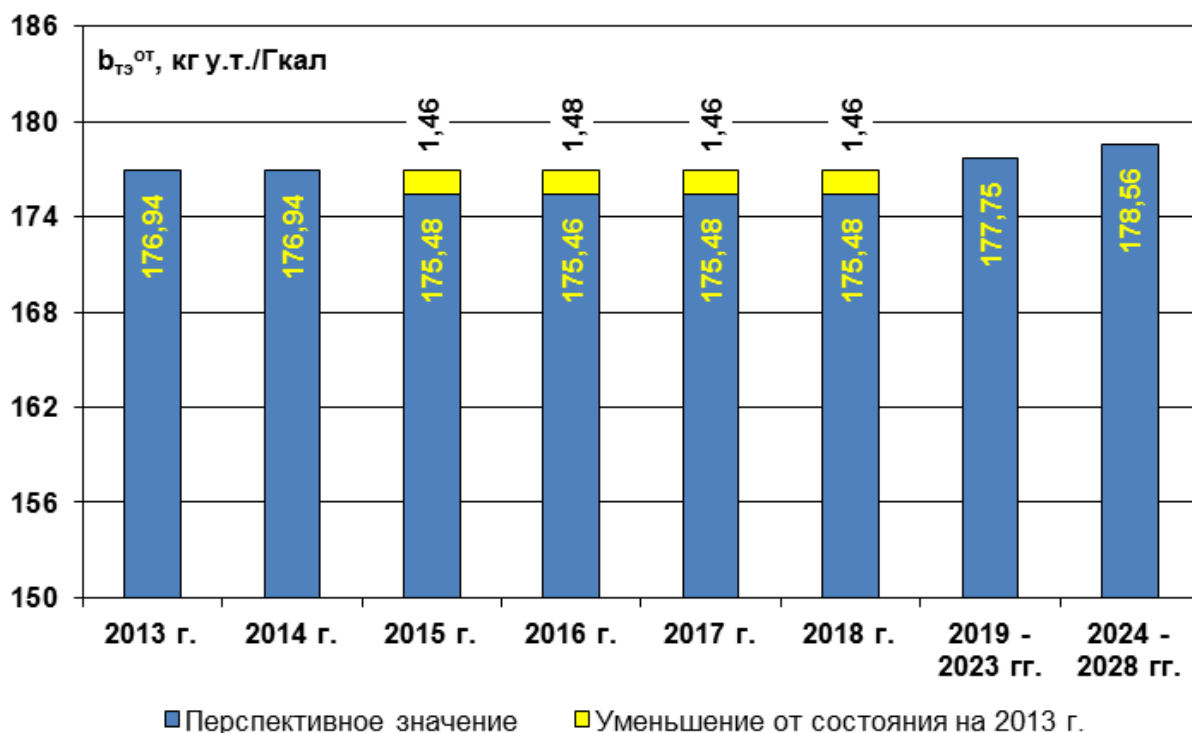


Рис. 6.2.25. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной № 9 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной №9 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.26. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2028 году годовое потребление топлива котельной уменьшится на 0,391 тыс. т у.т. до 2,351 тыс. т у.т.

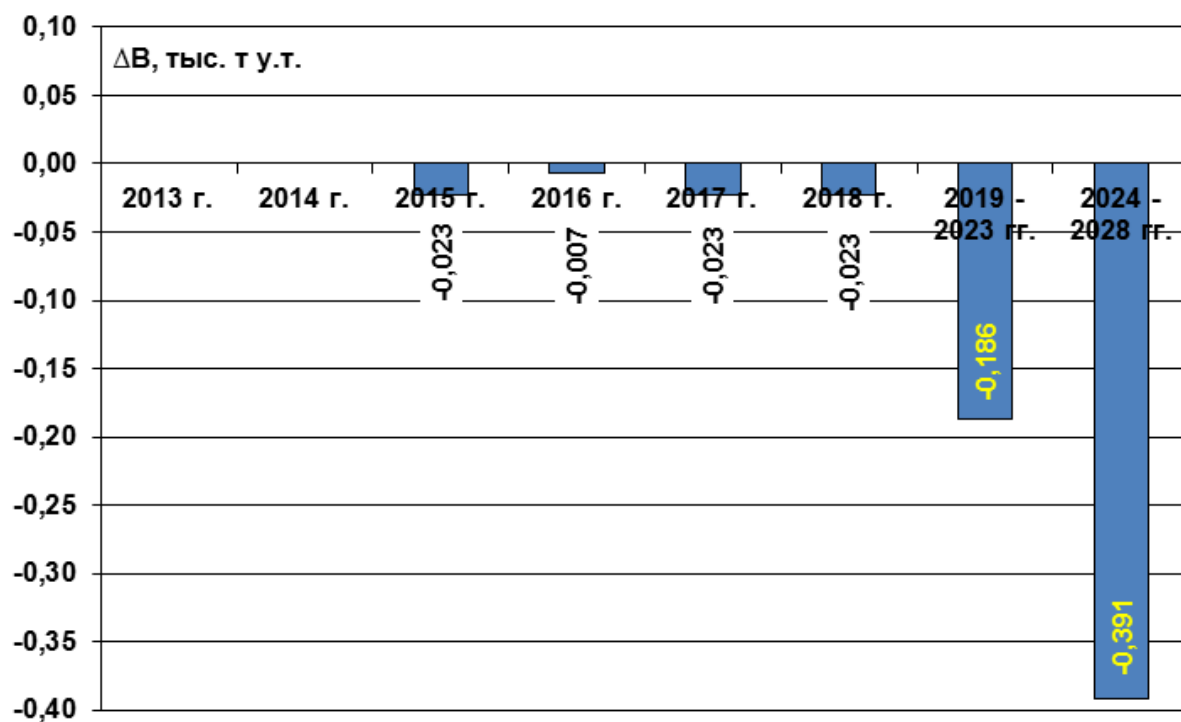


Рис. 6.2.26. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной №9 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 10

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №10 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.27, 6.2.28. Увеличение удельного расхода условного топлива в период 2019 – 2028 гг. обусловлено снижением величины отпускаемой тепловой энергии.

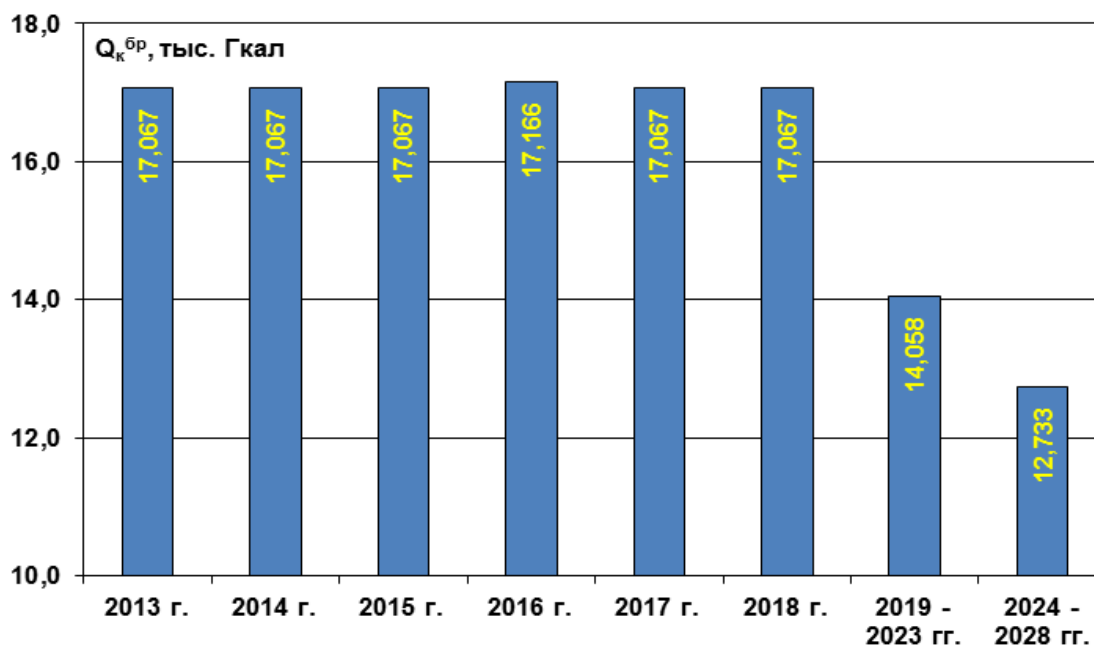


Рис. 6.2.27. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной № 10 на 2014 - 2028 гг.

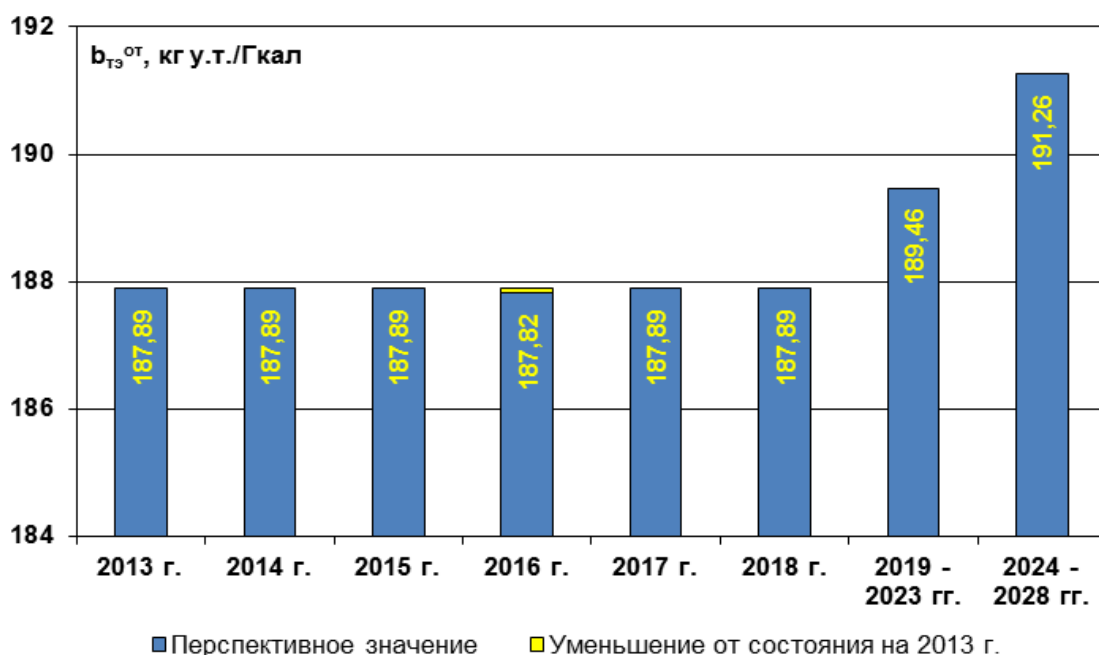


Рис. 6.2.28. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной № 10 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной №10 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.29. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям.

К 2028 году годовое потребление топлива котельной уменьшится на 0,747 тыс. т у.т. до 2,374 тыс. т у.т.

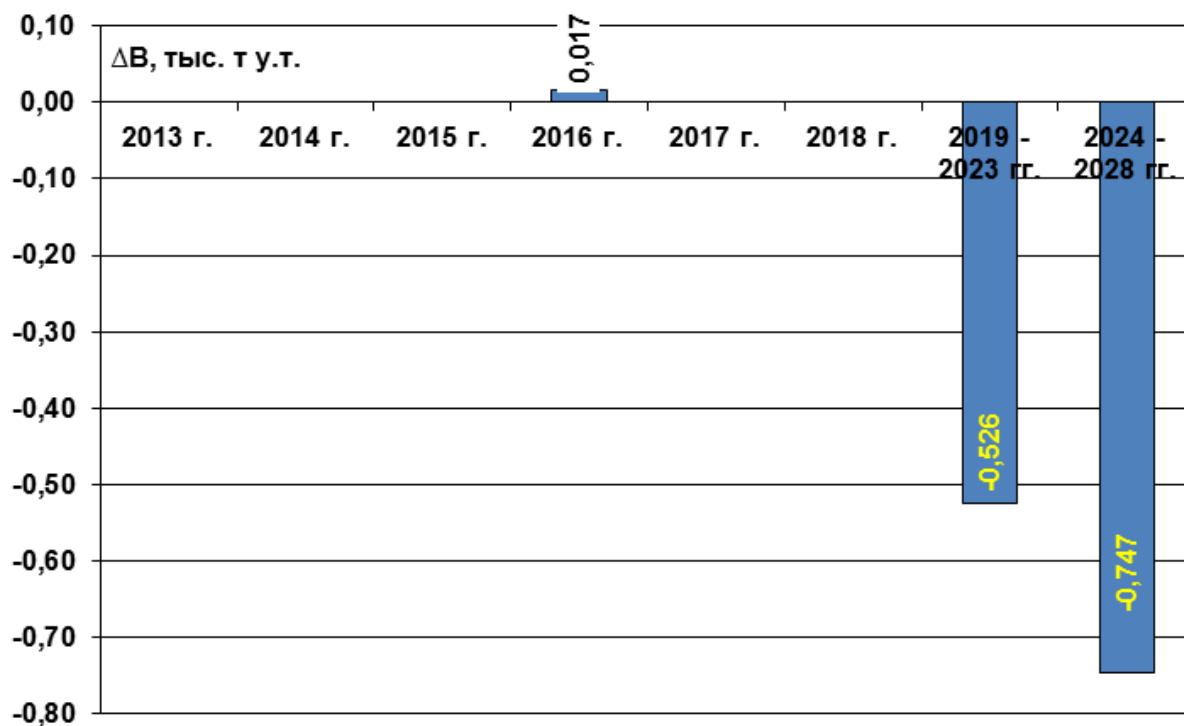


Рис. 6.2.29. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной № 10 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная № 12

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной №12 на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.30, 6.2.31. Увеличение удельного расхода условного топлива в период 2019 – 2028 гг. обусловлен снижением величины отпускаемой тепловой энергии.

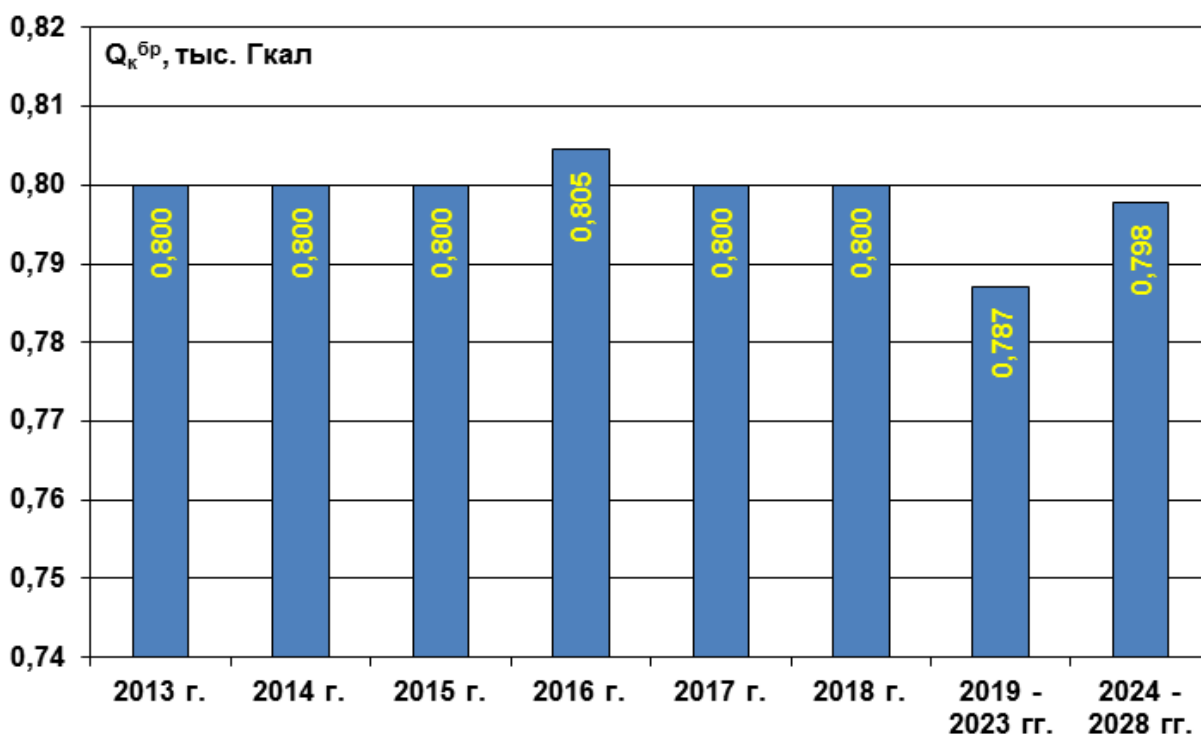


Рис. 6.2.30. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной №12 на 2014 - 2028 гг.

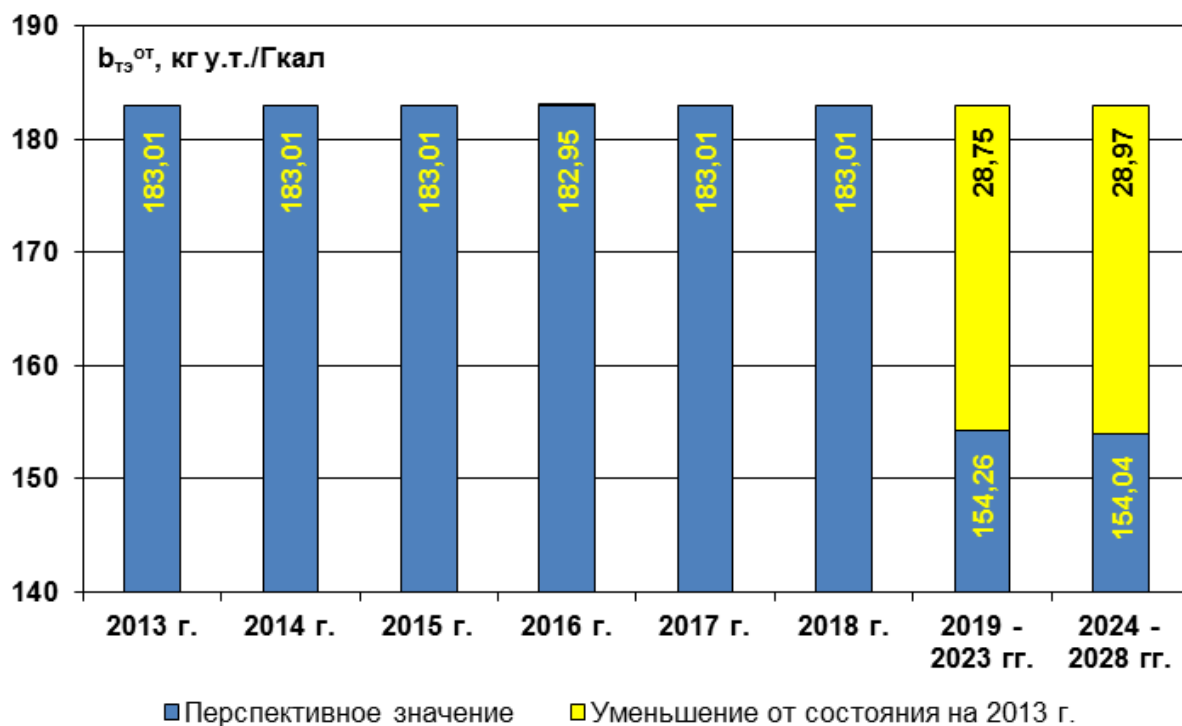


Рис. 6.2.31. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной № 12 на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной №12 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.32. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2028 году годовое потребление топлива котельной уменьшится на 0,0004 тыс. т у.т. до 0,1416 тыс. т у.т.

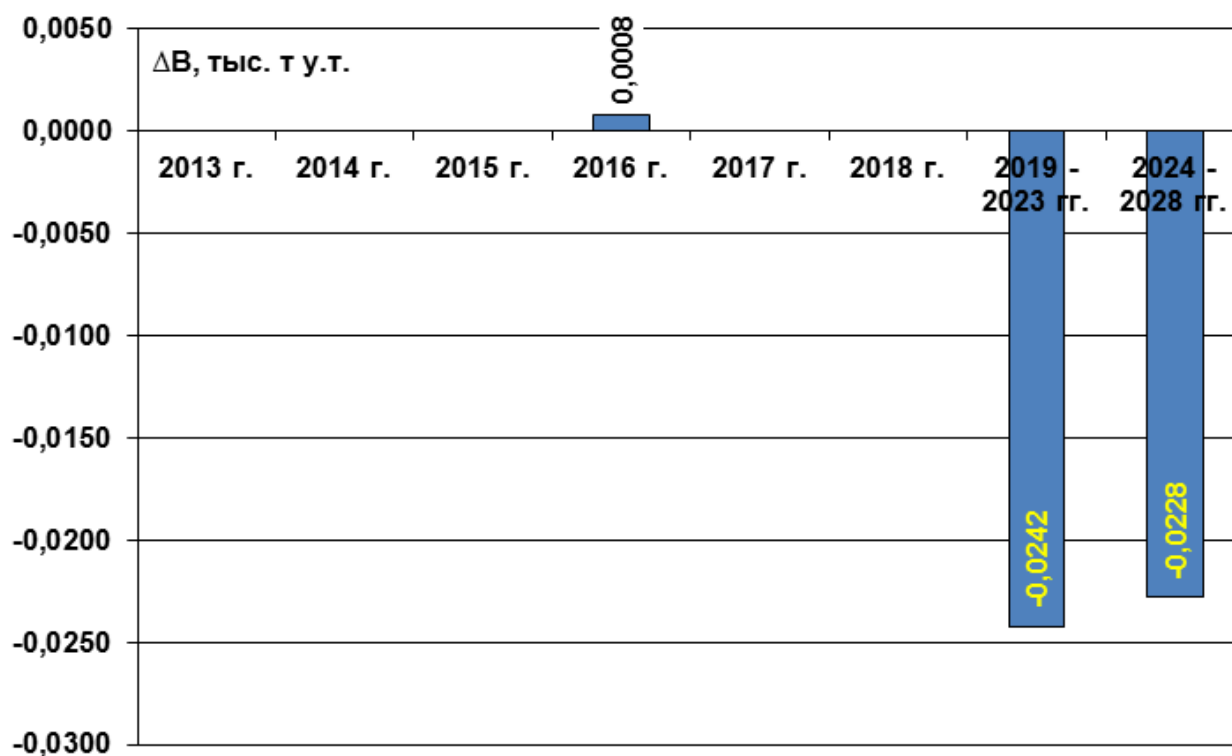


Рис. 6.2.32. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной № 12 на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная ЗАО «ОМК»

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной ЗАО «ОМК» на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.33, 6.2.34. Увеличение удельного расхода условного топлива в период 2019 – 2028 гг. обусловлен снижением величины отпускаемой тепловой энергии.

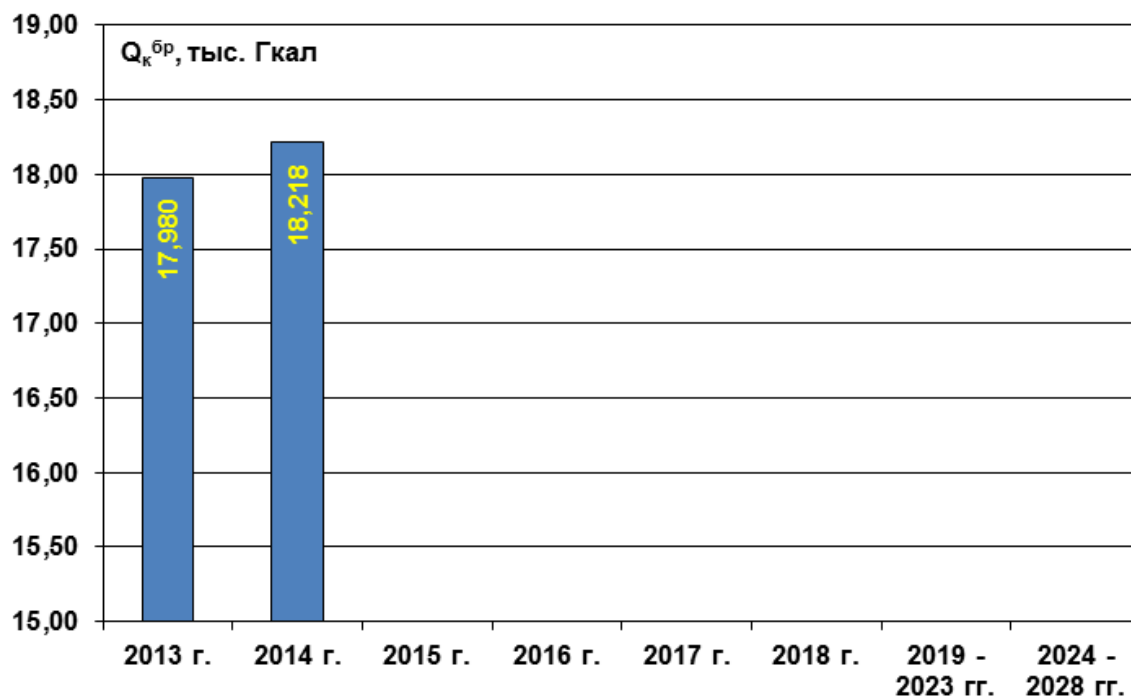


Рис. 6.2.33. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной ЗАО «ОМК» на 2014 - 2028 гг.

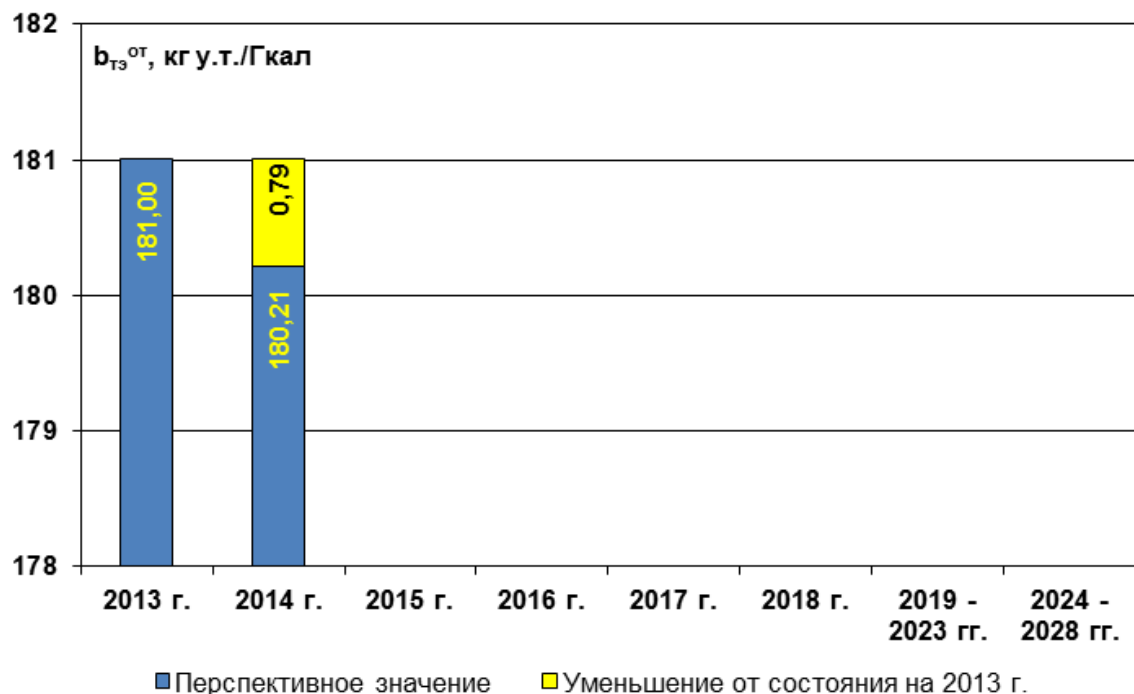


Рис. 6.2.34. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной ЗАО «ОМК» на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной ЗАО «ОМК» в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.35. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям.

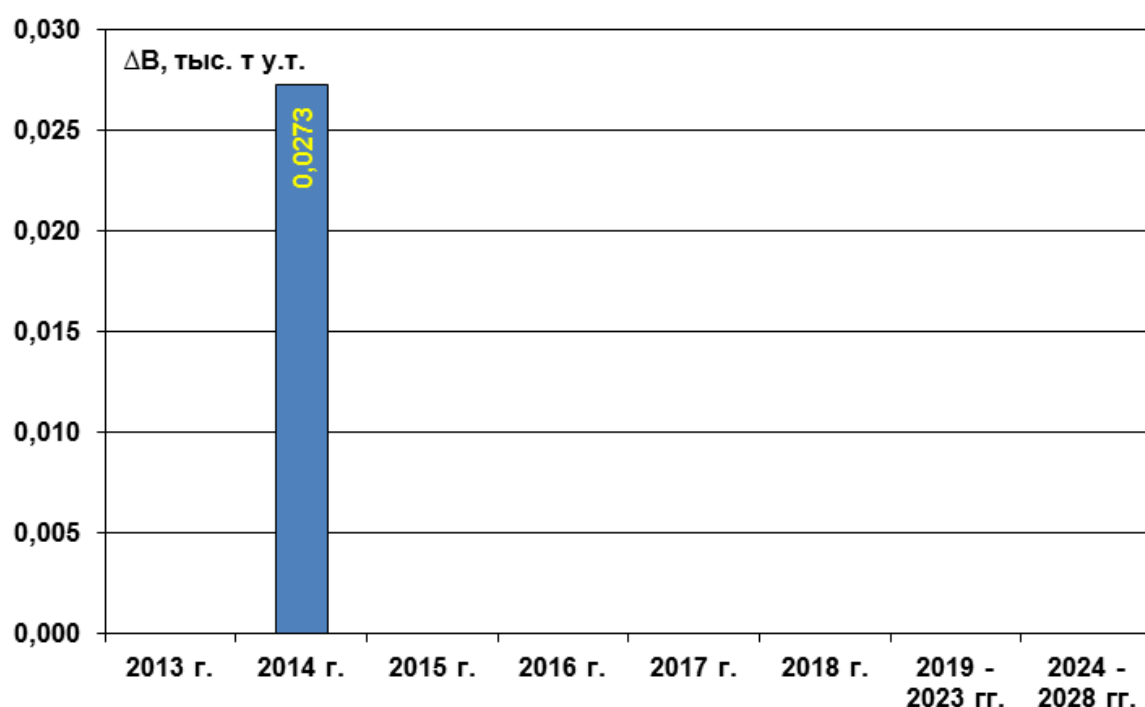


Рис. 6.2.35. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной ЗАО «ОМК» на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Котельная ОАО «ОКУ»

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.36, 6.2.37.

Увеличение удельного расхода условного топлива в период 2019 – 2028 гг. обусловлен снижением величины отпускаемой тепловой энергии.

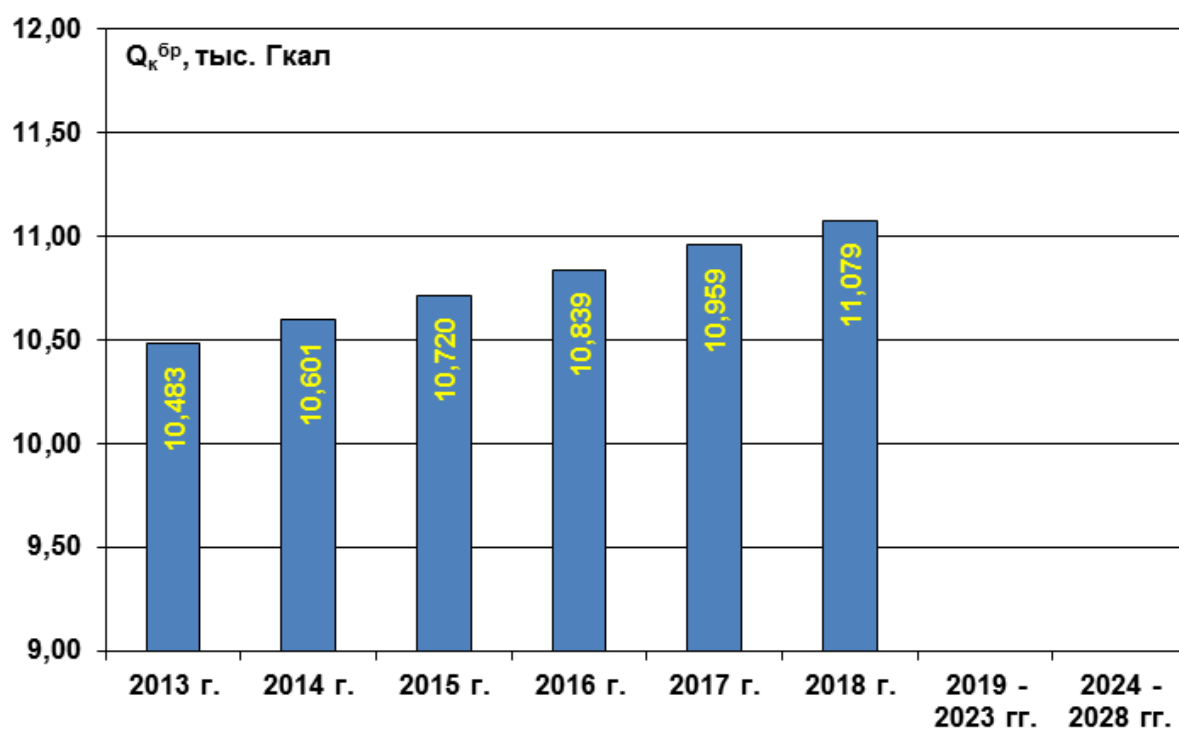


Рис. 6.2.36. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной ОАО «ОКУ» на 2014 - 2028 гг.

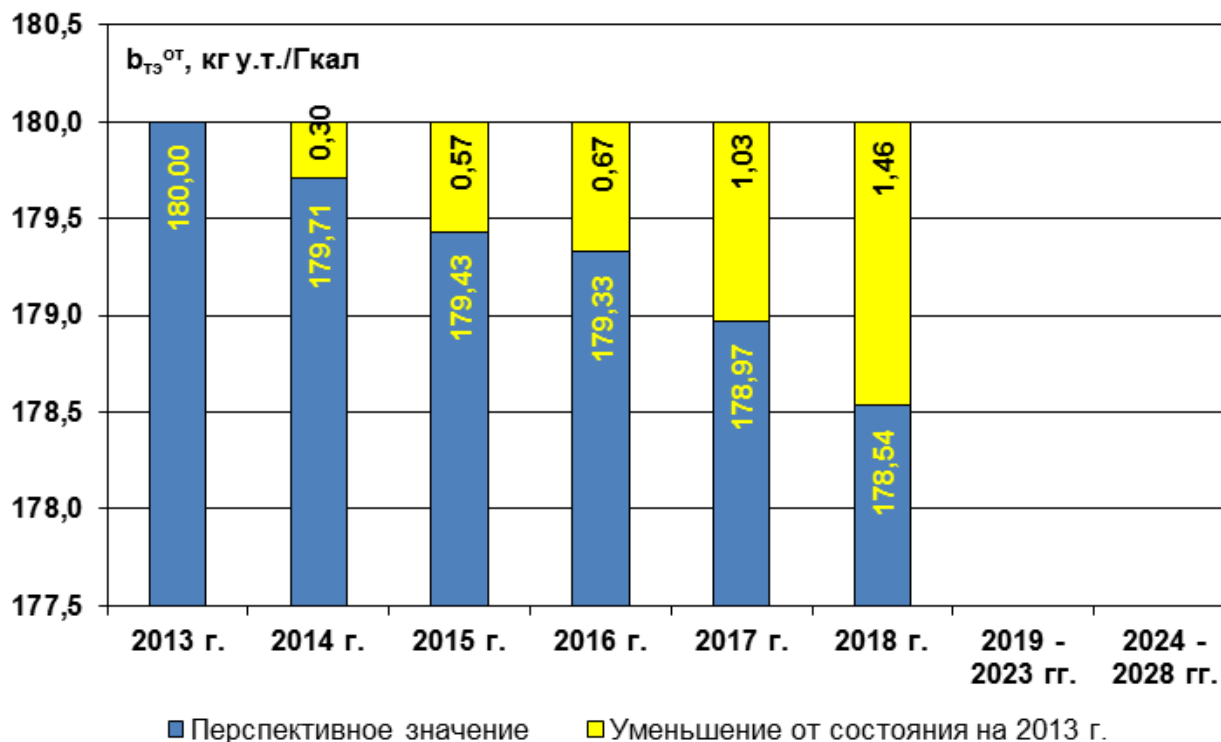
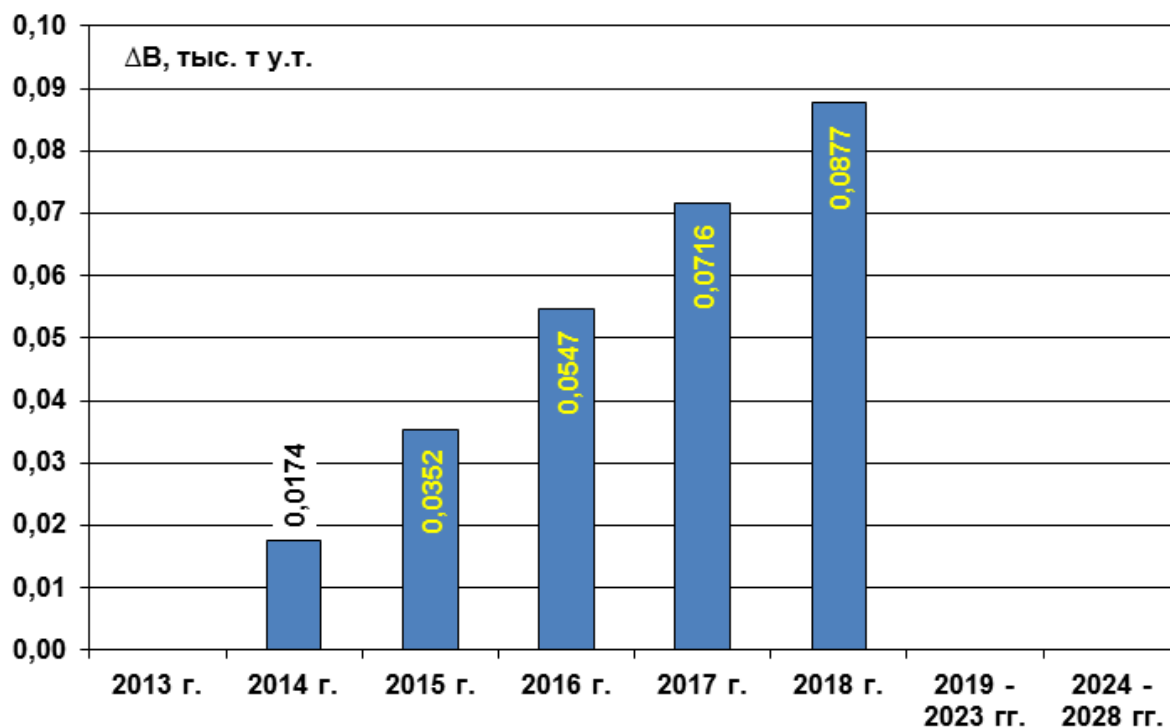


Рис. 6.2.37. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной ОАО «ОКУ» на 2014 - 2028 гг.

В 2025 г. котельная ОАО «ОКУ» будет выведена из эксплуатации. Динамика изменения расхода условного топлива котельной ОАО «ОКУ» в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.38. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2019 году годовое потребление топлива котельной уменьшится на 0,0877 тыс. т у.т. до 1,9079 тыс. т у.т.



**Рис. 6.2.38. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной ОАО «ОКУ»
на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год**

Котельная ОАО «РЖД»

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.39, 6.2.40.

Увеличение удельного расхода условного топлива в период 2019 – 2028 гг. обусловлен снижением величины отпускаемой тепловой энергии.

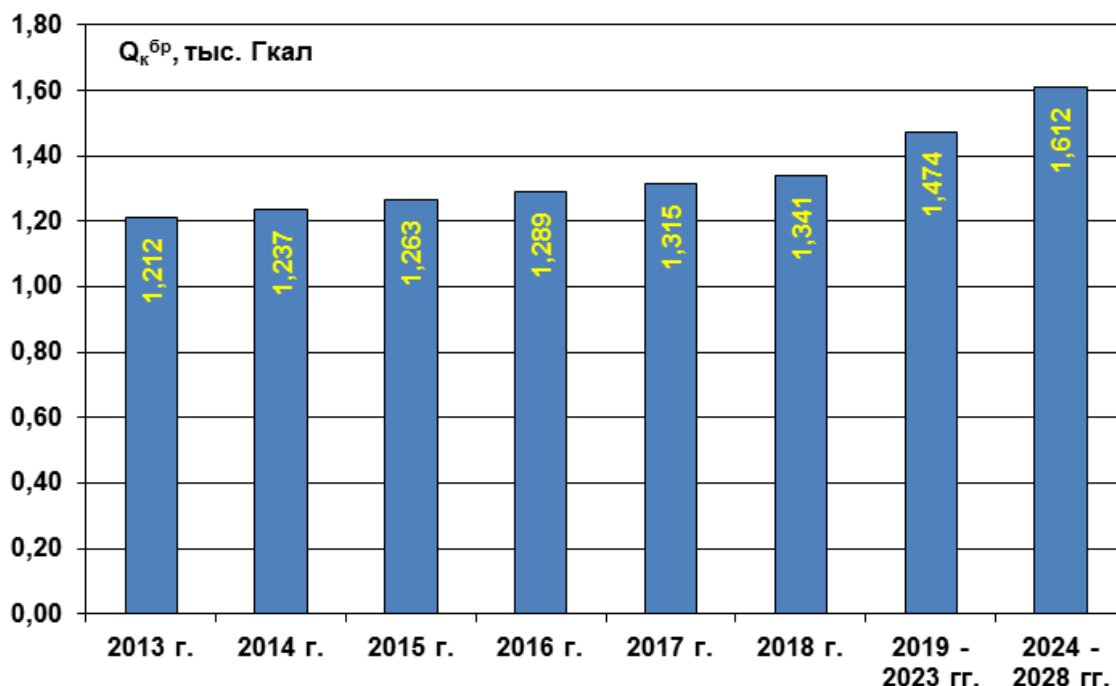


Рис. 6.2.39. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной ОАО «РЖД» на 2014 - 2028 гг.

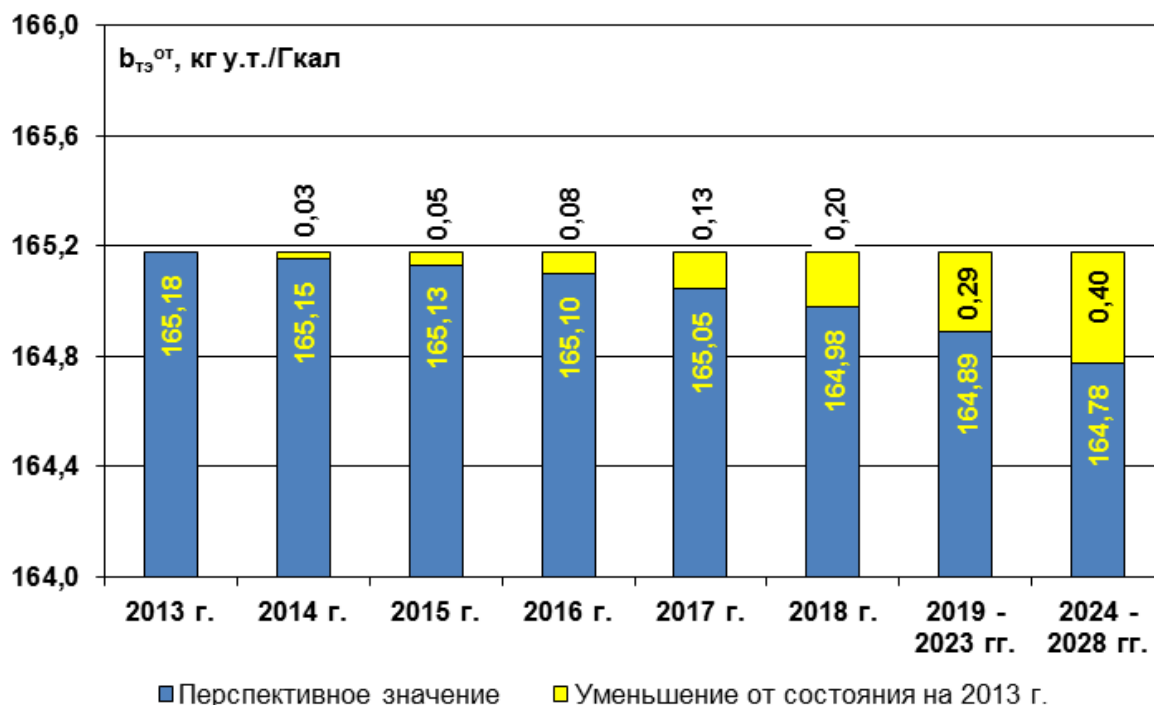


Рис. 6.2.40. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной ОАО «РЖД» на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной ОАО «РЖД» в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.41. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2028

году годовое потребление топлива котельной увеличится
на 0,0623 тыс. т у.т. до 0,2545 тыс. т у.т.

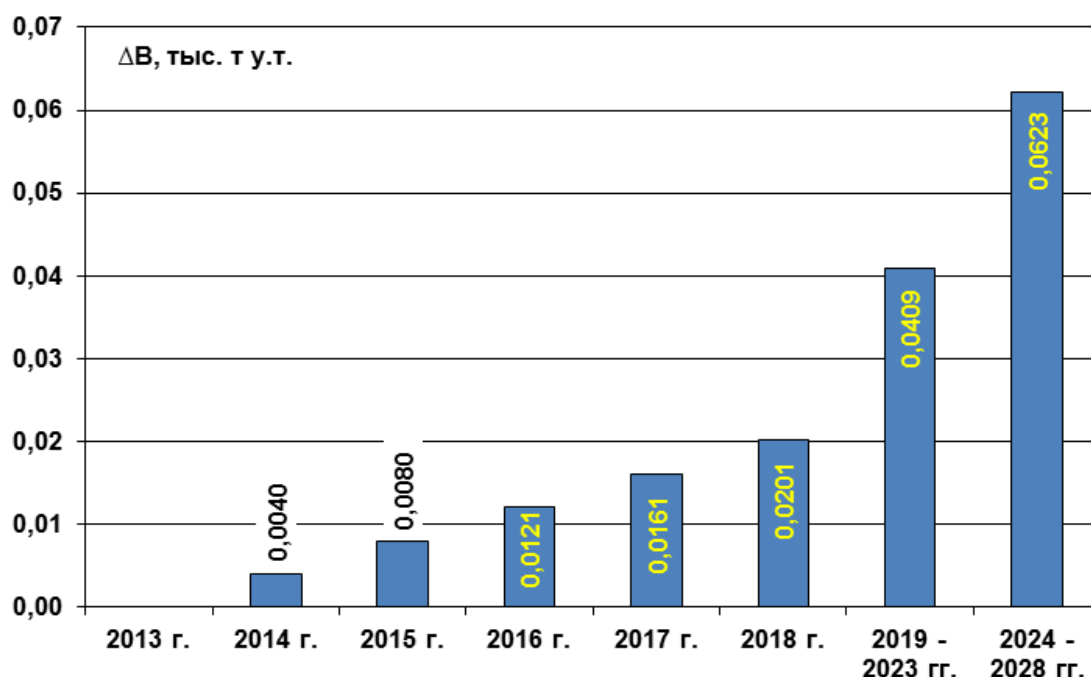


Рис. 6.2.41. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной ОАО «РЖД» на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Новая БМК ул. Соколова

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.42, 6.2.43. Увеличение удельного расхода условного топлива в период 2019 – 2028 гг. обусловлен снижением величины отпускаемой тепловой энергии.

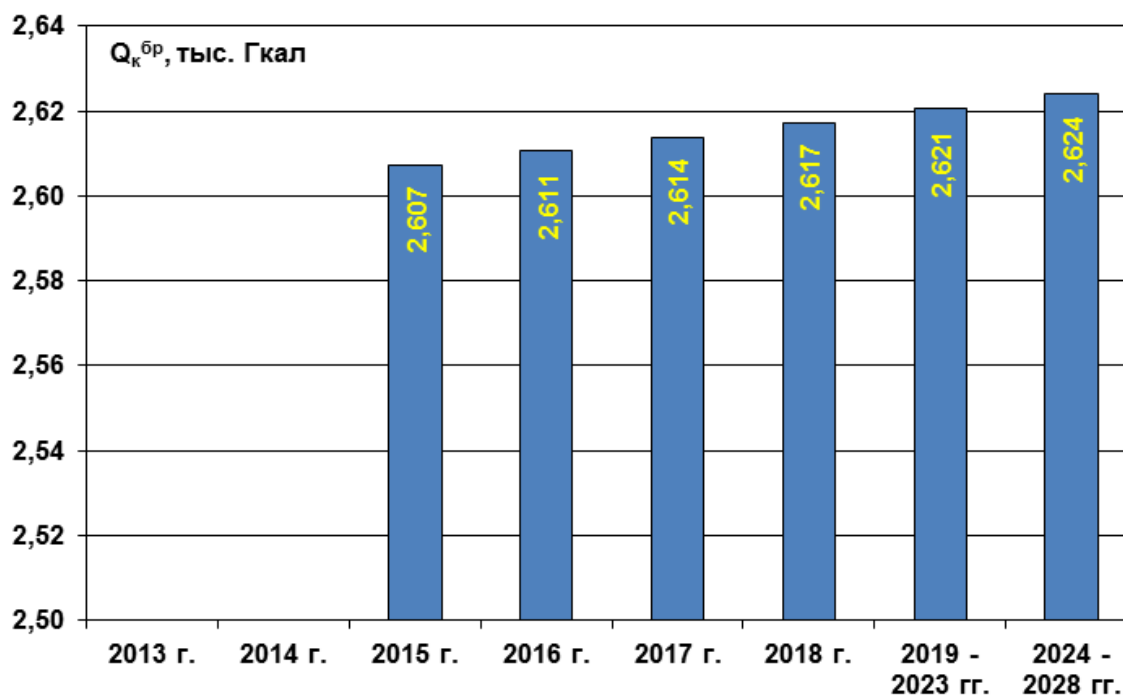


Рис. 6.2.42. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной БМК ул. Соколова на 2014 - 2028 гг.

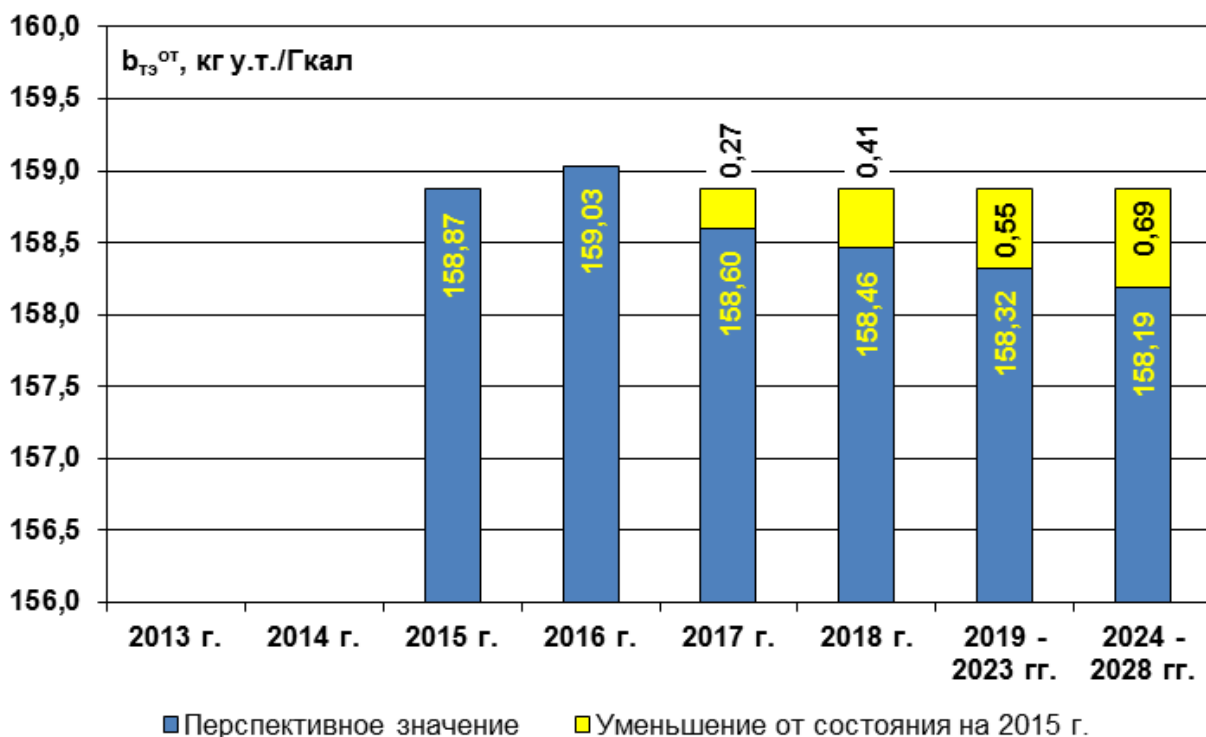


Рис. 6.2.43. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной БМК ул. Соколова на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной БМК ул. Соколова в прогнозируемом периоде от состояния на 2015 год приведена на рис. 6.2.44. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2028 году годовое потребление топлива котельной увеличится на 0,0008 тыс. т у.т. до 0,4069 тыс. т у.т.

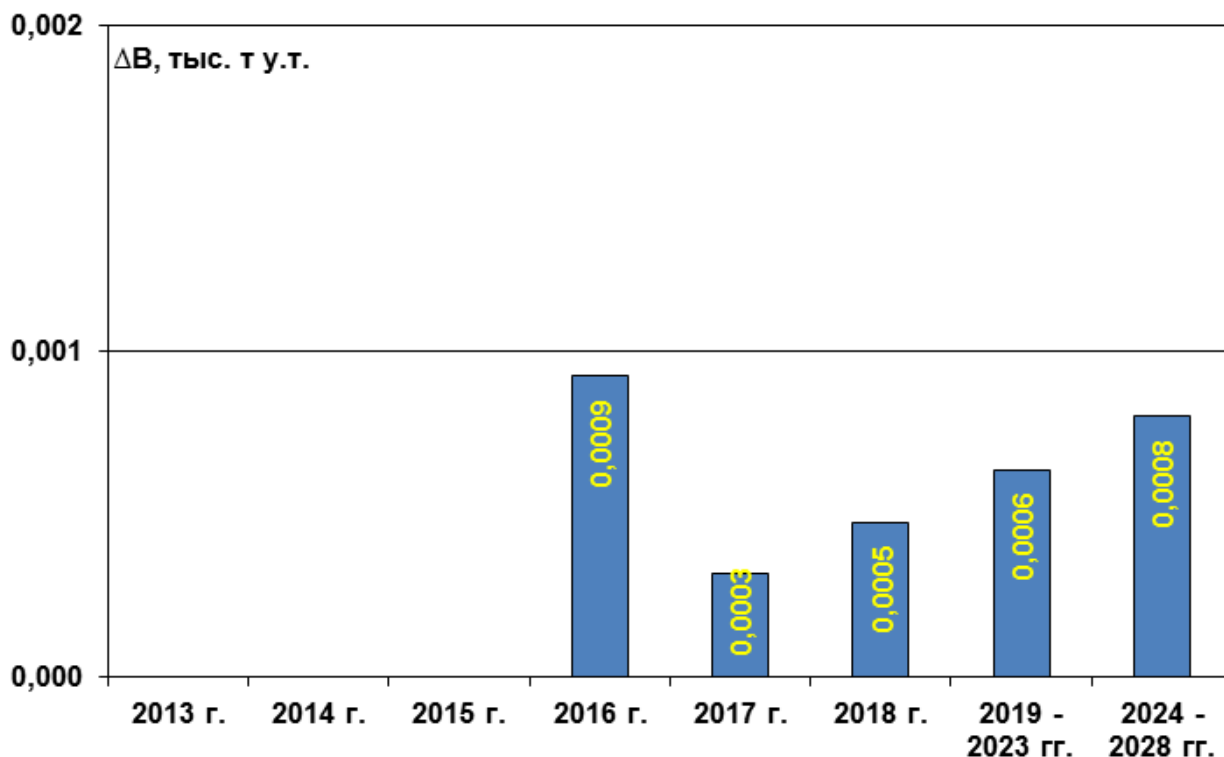


Рис. 6.2.44. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной БМК ул. Соколова на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

Новая БМК ул. Перегонная

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной на период 2014 – 2028 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.45, 6.2.46.

Увеличение удельного расхода условного топлива в период 2019 – 2028 гг. обусловлен снижением величины отпускаемой тепловой энергии.

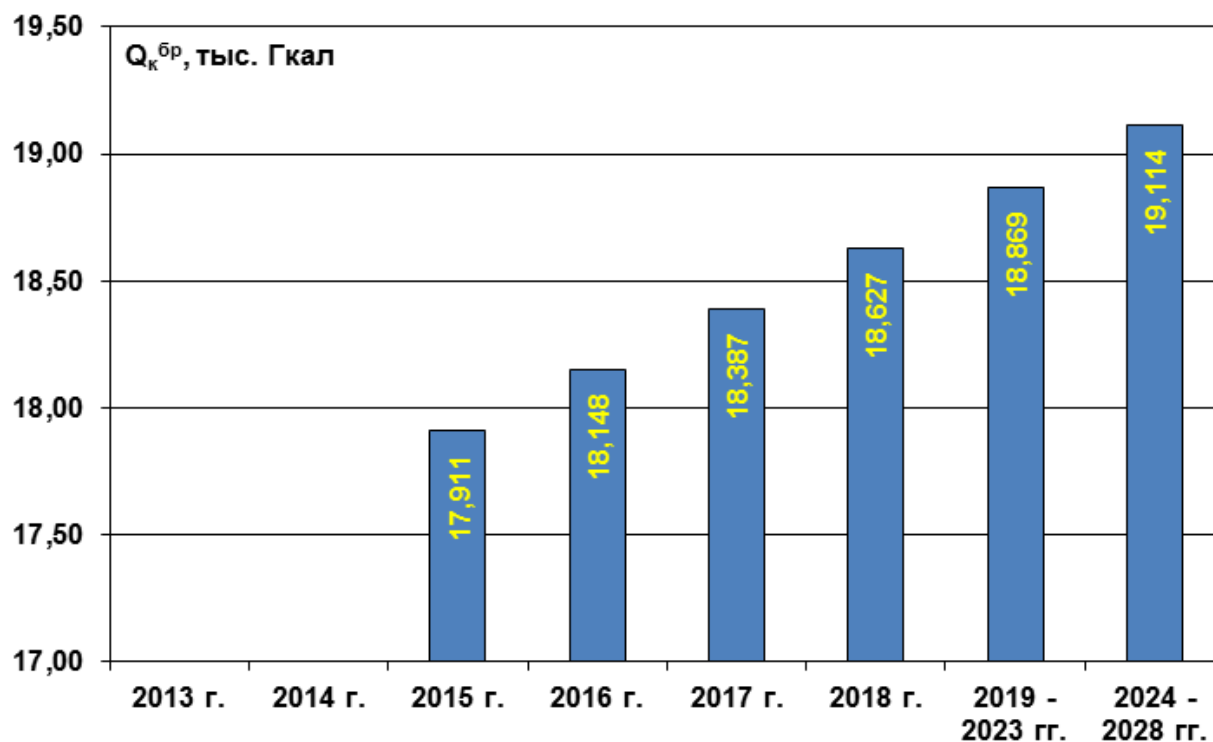


Рис. 6.2.45. Перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto котельной БМК ул. Перегонная на 2014 - 2028 гг.

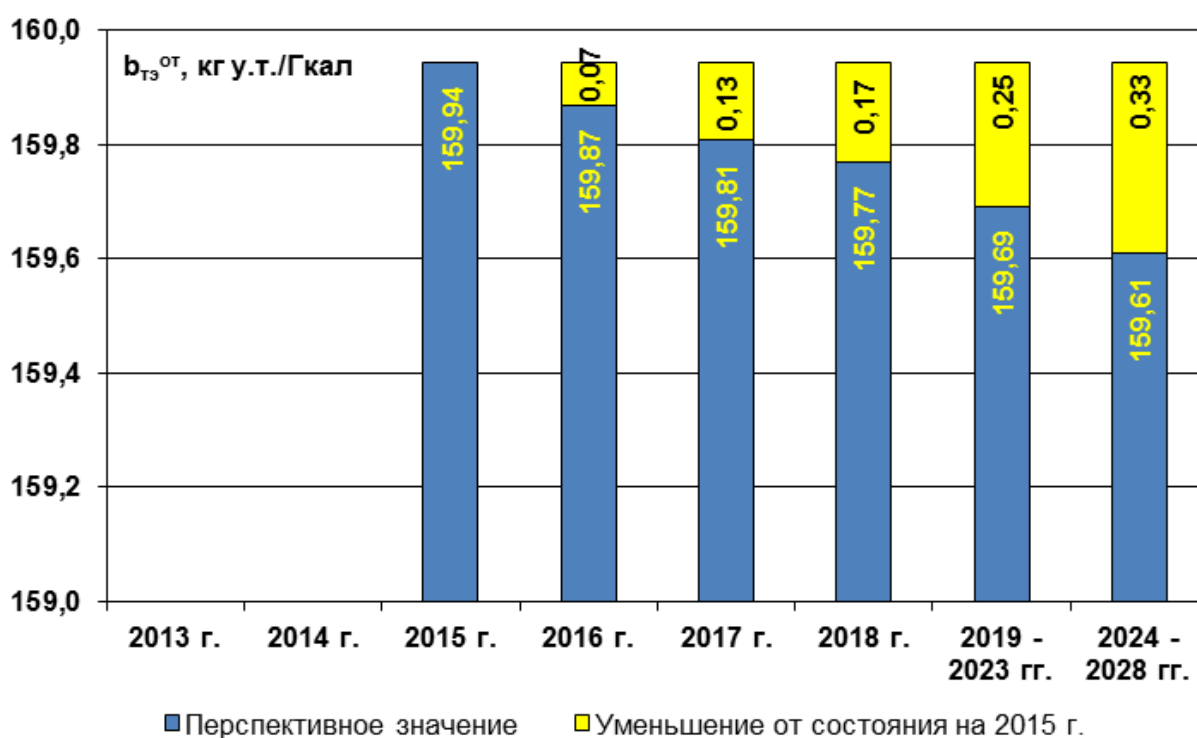


Рис. 6.2.46. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной БМК ул. Перегонная на 2014 - 2028 гг.

Динамика изменения расхода условного топлива котельной БМК ул. Перегонная в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.2.47. Полный расход топлива изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям. К 2028 году годовое потребление топлива котельной увеличится на 0,18 тыс. т у.т. до 2,9544 тыс. т у.т.

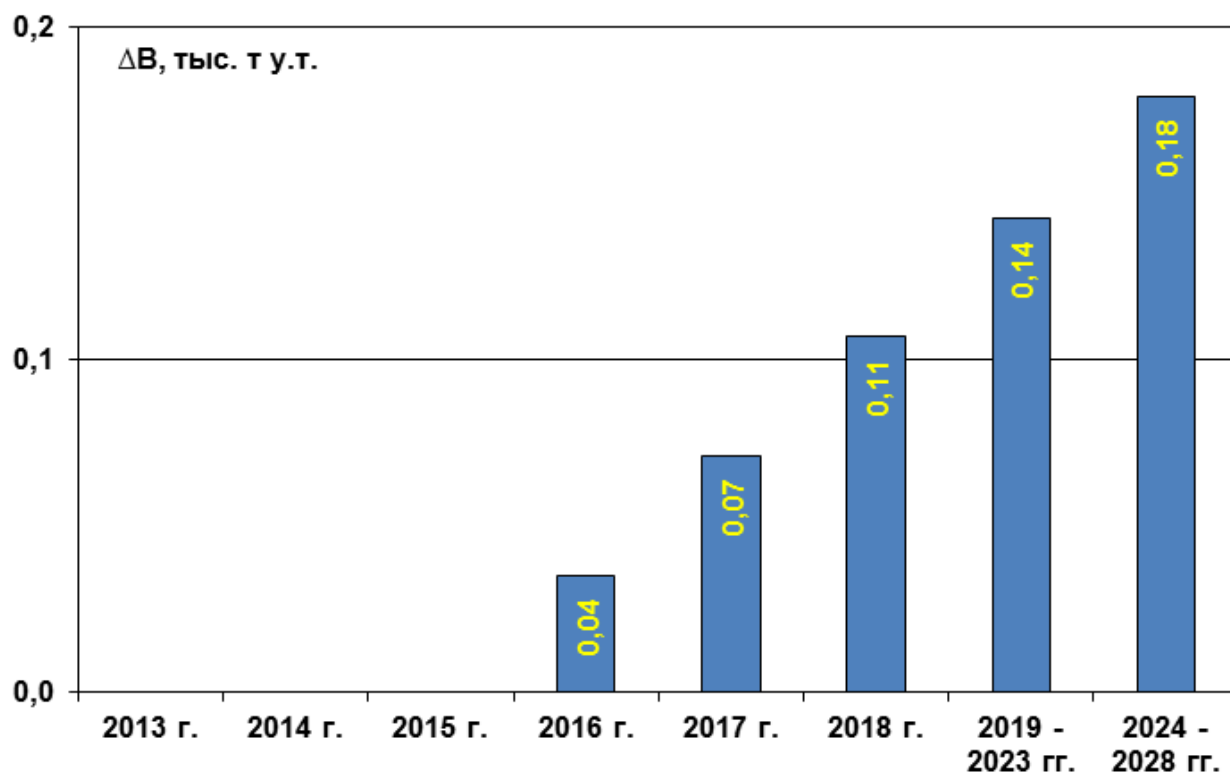


Рис. 6.2.47. Прогноз изменения расхода условного топлива котельной БМК ул. Перегонная на 2014 - 2028 гг. от состояния на 2013 год

6.3. Перспективные топливные балансы по индивидуальным источникам теплоснабжения г. Орск

Описание перспективных площадок строительства, теплоснабжение на которых планируется осуществить с помощью индивидуальных водогрейных котлов, а также водогрейных газовых котельных приведено в п. 4.5.

Расчёт перспективных топливных балансов выполнен для индивидуальной (малозэтажной) и многоэтажной жилой застройки и приведён в табл. 6.3.1.

Изменение расхода условного топлива на индивидуальные источники теплоснабжения по годам расчётного периода приведено на рис. 6.3.1.

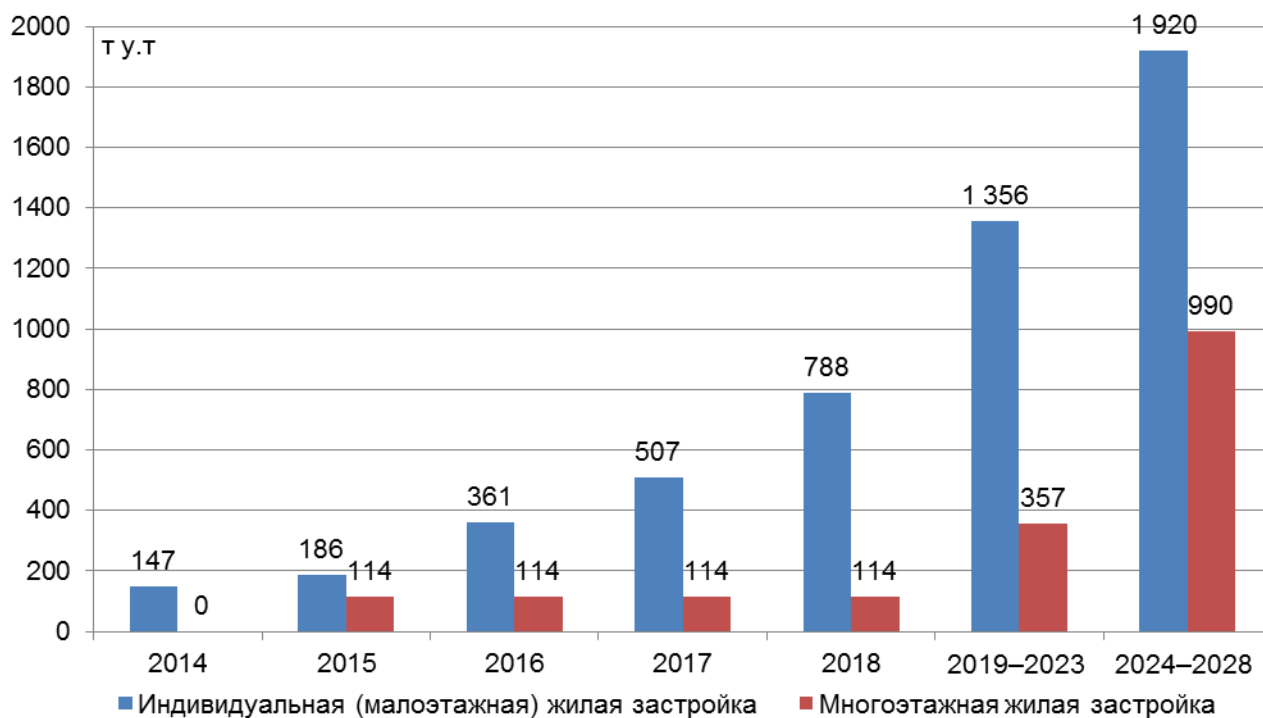


Рис. 6.3.1. Изменение расхода условного топлива индивидуальными источниками теплоснабжения в зонах новой застройки

Таблица 6.3.1

Номер пло- щадки	Номер ка- дастрового квартала	Объекты строи- тельства	Источник теп- ловой энергии	Прогнозируемый показатель	Значение показателя по годам расчётного периода						
					2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019– 2023 гг.	2024– 2028 гг.
Индивидуальная (малозэтажная) жилая застройка											
Октябрьский район											
1	56:43:106009	6 котте- джей	Блочная мо- дульная котель- ная, тепловой мощностью 0,86 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0.0526	0.0526	0.0526	0.0526	0.0526
				Увеличение отпуска тепловой энергии, включая потери в тепловых сетях, Гкал	0	0	149.48	149.48	149.48	149.48	149.48
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	19.47	19.47	19.47	19.47	19.47
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	23.73	23.73	23.73	23.73	23.73
	56:43:110037	10 котте- джей	10 индивиду- альных водо- грейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0,0878	0,0878	0,0878	0,0878	0,0878	0,0878
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	249,80	249,80	249,80	249,80	249,80	249,80
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	32,54	32,54	32,54	32,54	32,54	32,54
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65
	56:43:110031	5 котте- джей	5 индивидуаль- ных водо- грейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0,0438	0,0438	0,0438	0,0438	0,0438
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	124,40	124,40	124,40	124,40	124,40
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	19,75	19,75	19,75	19,75	19,75
4	56:43:109001	37 котте- джей	37 индивиду- альных водо- грейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0,3246	0,3246	0,3246	0,3246
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	922,95	922,95	922,95	922,95
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	120,22	120,22	120,22	120,22
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	0	146,50	146,50	146,50	146,50

Номер пло- щадки	Номер ка- дастрового квартала	Объекты строи- тельства	Источник теп- ловой энергии	Прогнозируемый показатель	Значение показателя по годам расчётного периода						
					2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019– 2023 гг.	2024– 2028 гг.
	56:43:109003	52 кotte- джей	52 индивиду- альных водо- грейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,3221
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	915,97
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	0	119,31
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	0	0	0	0	145,39
	56:43:109004	64 кotte- джей	64 индивиду- альных водо- грейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,3963
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	1126,67
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	0	146,76
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	0	0	0	0	178,84
Ленинский район											
20	56:43:403003	64 кotte- джей	64 индивиду- альных водо- грейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0.4624	0.4624
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	1315,01	1315,01
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	171,29	171,29
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	0	0	0	208,73	208,73
Советский район											
23	56:43:314045	148 кotte- джей	148 индивиду- альных водо- грейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0.3251	0.3251	0.3251	0.3251	0.3251	1.1199	1.1199
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	924.67	924.67	924.67	924.67	924.67	3184.82	3184.82
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	120.45	120.45	120.45	120.45	120.45	414.85	414.85
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	146.77	146.77	146.77	146.77	146.77	505.53	505.53

Номер площадки	Номер кадастрового квартала	Объекты строительства	Источник тепловой энергии	Прогнозируемый показатель	Значение показателя по годам расчётного периода						
					2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019–2023 гг.	2024–2028 гг.
26	56:43:311039	33 коттеджей	33 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0.2896	0.2896	0.2896	0.2896	0.2896
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	823,64	823,64	823,64	823,64	823,64
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м ³	0	0	107,29	107,29	107,29	107,29	107,29
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	130,74	130,74	130,74	130,74	130,74
27	56:43:601004	71 коттеджей	71 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0.4397
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	1250,12
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	162,84
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	0	198,43
	56:43:601005	71 коттеджей	71 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0.6229	0.6229	0.6229
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	1771,43	1771,43	1771,43
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м ³	0	0	0	0	230,75	230,75	230,75
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	281,18	281,18	281,18
28	56:43:701018	15 коттеджей	15 индивидуальных водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 0,009 Гкал/ч каждый	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0.0929
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	264,00
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	34,39
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	0	41,90

Многоэтажная жилая застройка

Октябрьский район

1	56:43:106009	2 много-квартирных жилых дома (5 этажей)	Водогрейная котельная ТКУ-1000, тепловой мощностью 0,86 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0.0963	0.1789
				Увеличение отпуска тепловой энергии, включая потери в тепловых сетях, Гкал	0	0	0	0	0	375.93	647.21
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	48.97	84.31
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	59.67	102.73
	56:43:110036	Много-квартирный жилой дом и общественное учреждение		Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0.1641	0.4446
				Увеличение отпуска тепловой энергии, включая потери в тепловых сетях, Гкал	0	0	0	0	0	581.56	1354.29
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	75.75	176.41
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	92.31	214.97
	56:43:110020	Много-квартирный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная котельная ТКУ-160, тепловой мощностью 0,14 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,1259
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	381,40
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	0	49,68
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	0	60,54
	56:43:110022	Много-квартирный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная котельная ТКУ-100, тепловой мощностью 0,09 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,0792
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	240,05
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	0	31,27
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	0	38,10
	56:43:110026	Много-квартирный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная котельная ТКУ-160, тепловой мощностью 0,14 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,1274
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	386,02
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	0	50,28
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	0	61,27

Номер площадки	Номер кадастрового квартала	Объекты строительства	Источник тепловой энергии	Прогнозируемый показатель	Значение показателя по годам расчётного периода						
					2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019–2023 гг.	2024–2028 гг.
2	56:43:110035	Многоквартирный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная газовая котельная ТКУ-200 тепловой мощностью 0,17 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,1555
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	471,12
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	61,37
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	0	74,78
3	56:43:110013	Многоквартирный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная газовая котельная ТКУ-100 тепловой мощностью 0,09 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,0755
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	226,52
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	29,51
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	0	35,96
	56:43:110014	Многоквартирный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная газовая котельная ТКУ-100 тепловой мощностью 0,09 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,0782
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	237,16
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	30,89
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	0	37,64
	56:43:110005	Многоквартирный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная газовая котельная ТКУ-240 тепловой мощностью 0,21 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0,1896	0,1896
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	574,68	574,68
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м ³	0	0	0	0	0	74,86	74,86
				Увеличение расхода условного топлива, т у.т	0	0	0	0	0	91,22	91,22

Номер пло- щадки	Номер ка- дастрового квартала	Объекты строи- тельства	Источник теп- ловой энергии	Прогнозируемый показатель	Значение показателя по годам расчётного периода						
					2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019– 2023 гг.	2024– 2028 гг.
9	56:43:115053	Много- квартир- ный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная газовая котель- ная ТКУ-160 тепловой мощ- ностью 0,14 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0.1222
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	370,52
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	0	48,26
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	0	0	0	0	58,81
10	56:43:115063	Много- квартир- ный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная котельная ТКУ- 160, тепловой мощностью 0,14 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,1152
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	349,17
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	0	45,48
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	0	0	0	0	55,42
	56:43:115064	Много- квартир- ный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная котельная ТКУ- 126, тепловой мощностью 0,11 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0,0926
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	0	0	0	0	0	280,80
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	0	0	0	0	0	36,58
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	0	0	0	0	0	44,57
Советский район											
21	56:43:305038	Много- квартир- ный жилой дом (5 этажей)	Водогрейная котельная ТКУ- 300, тепловой мощностью 0,26 Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	0	0.2361	0.2361	0.2361	0.2361	0.2361	0.2361
				Увеличение отпуска тепловой энергии, Гкал	0	715,55	715,55	715,55	715,55	715,55	715,55
				Увеличение расхода натурального топлива, тыс. м³	0	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21	93,21
				Увеличение расхода условного топли- ва, т у.т	0	113,58	113,58	113,58	113,58	113,58	113,58

6.4. Итоговые топливные балансы по источникам централизованного теплоснабжения г. Орск на период с 2014 по 2028 годы

Прогнозные суммарные расходы условного топлива по источникам теплоснабжения г. Орска приведены в табл. 6.4.1.

Таблица 6.4.1

№ п/п	Наименование источника тепло-снабжения	Расход условного топлива, тыс. т у.т.							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
1	Орская ТЭЦ-1	499,469	499,808	516,272	522,558	523,206	523,633	525,904	528,154
2	Котельная №1	4,193	4,193	4,022	3,947	3,926	3,926	3,660	3,453
3	Котельная №2	0,454	0,454	0	0	0	0	0	0
4	Котельная №3	0,891	0,891	0,891	0,897	0,891	0,891	4,763	4,780
5	Котельная №4	2,085	6,190	5,812	5,375	5,040	5,082	4,818	4,955
6	Котельная №5	19,524	19,524	19,022	18,754	18,579	18,578	18,551	18,549
7	Котельная №6	6,862	6,866	6,567	6,244	6,252	6,264	6,032	5,847
8	Котельная №7	24,808	24,807	24,023	23,723	23,696	23,746	24,058	25,115
9	Котельная №8	1,536	1,536	1,536	1,526	1,354	1,379	1,379	1,267
10	Котельная №9	2,742	2,742	2,719	2,735	2,719	2,719	2,556	2,351
11	Котельная №10	3,121	3,121	3,121	3,138	3,121	3,121	2,595	2,374
12	Котельная №12	0,142	0,142	0,142	0,143	0,142	0,142	0,118	0,119
13	Котельная ЗАО "ОМК"	3,141	3,168	0	0	0	0	0	0
14	Котельная ОАО "РЖД"	0,192	0,196	0,200	0,204	0,208	0,212	0,233	0,254
15	Котельная ОАО "ОКУ"	1,820	1,838	1,855	1,875	1,892	1,908	0	0
16	Котельная БМК ул. Соколова	0	0	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406
17	Котельная БМК ул. Перегонная	0	0	2,775	2,811	2,846	2,883	2,918	2,954
Итого		570,98	575,48	589,36	594,34	594,28	594,89	597,99	600,58

Динамика суммарного расхода условного топлива по источникам теплоснабжения г. Орск на период с 2014 по 2028 гг. приведена на рис. 6.4.1.

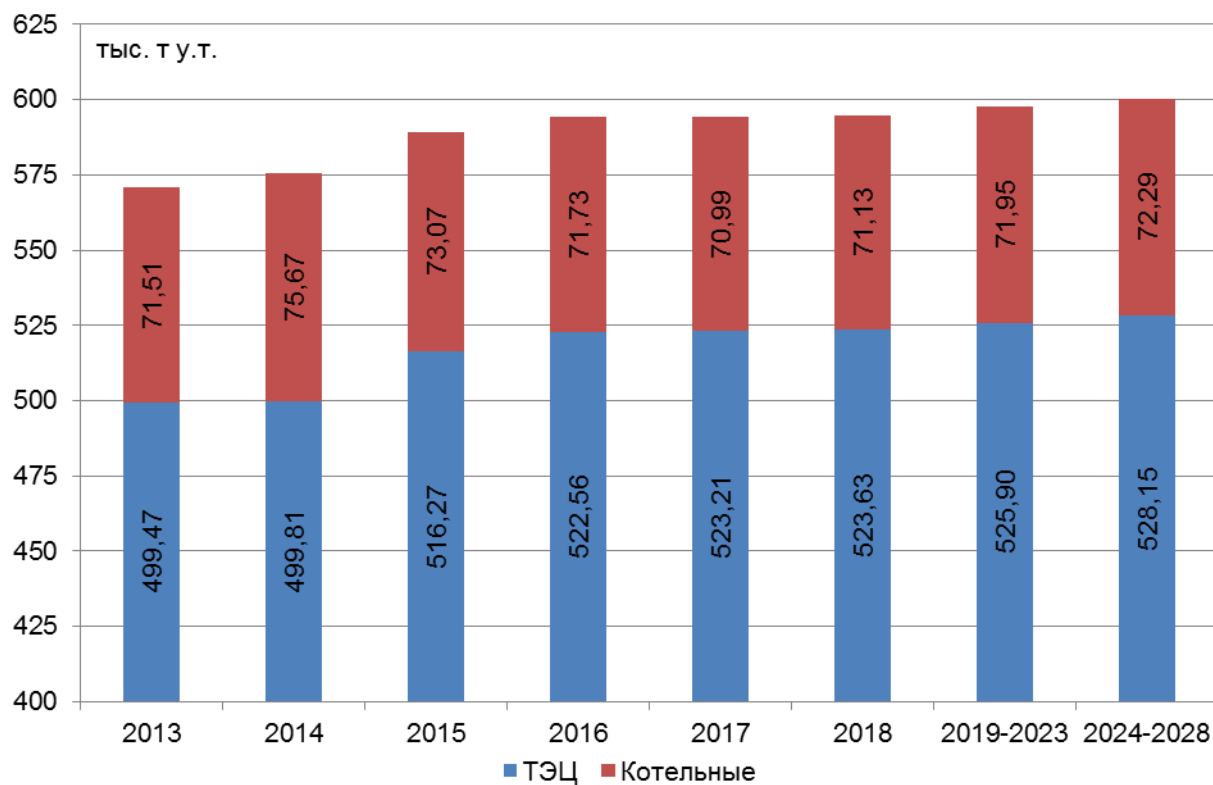


Рис. 6.4.1. Прогноз суммарного расхода условного топлива по источникам централизованного теплоснабжения г. Орск на период 2014 – 2028 гг.

6.5. Определение перспективных режимов загрузки по присоединенной тепловой нагрузке Орской ТЭЦ-1

Показатели перспективных режимов загрузки оборудования Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 годы приведены в табл. 6.5.1 и на рис. 6.5.1 – 6.5.6.

Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- перспективные режимы работы турбоагрегатов ПТ-65-130 ст. № 9-11 характеризуются постепенным увеличением тепловых нагрузок регулируемых отборов в соответствии с увеличением отпуска тепла внешним потребителям;

- в среднем по каждому году планируемого периода имеется существенный диапазон регулирования электрической нагрузки турбоагрегатов по электрическому графику нагрузки, однако в зимние месяцы турбоагрегаты ПТ-65-130 ст. № 9-11 работают при максимальных нагрузках теплофикационного отбора;

- работа турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 в перспективном периоде планируется только с 2018 года, т.е. после ввода пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления данного турбоагрегата; однако число часов работы турбоагрегата в году остается крайне малым;

- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются постепенным увеличением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике увеличения отпуска тепловой энергии от Орской ТЭЦ-1. При этом к 2028 году остается резерв тепловой мощности энергетических котлов;

- работа энергетического котла БКЗ-210-140 ст. № 9 не планируется в течение всего рассматриваемого периода;

- тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК вплоть до условий 2018 года; при этом требуется работа в зимние месяцы одного котла. С 2018 года с вводом пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 нагрузка пиковых водогрейных котлов может быть передана на оборудование комбинированного цикла.

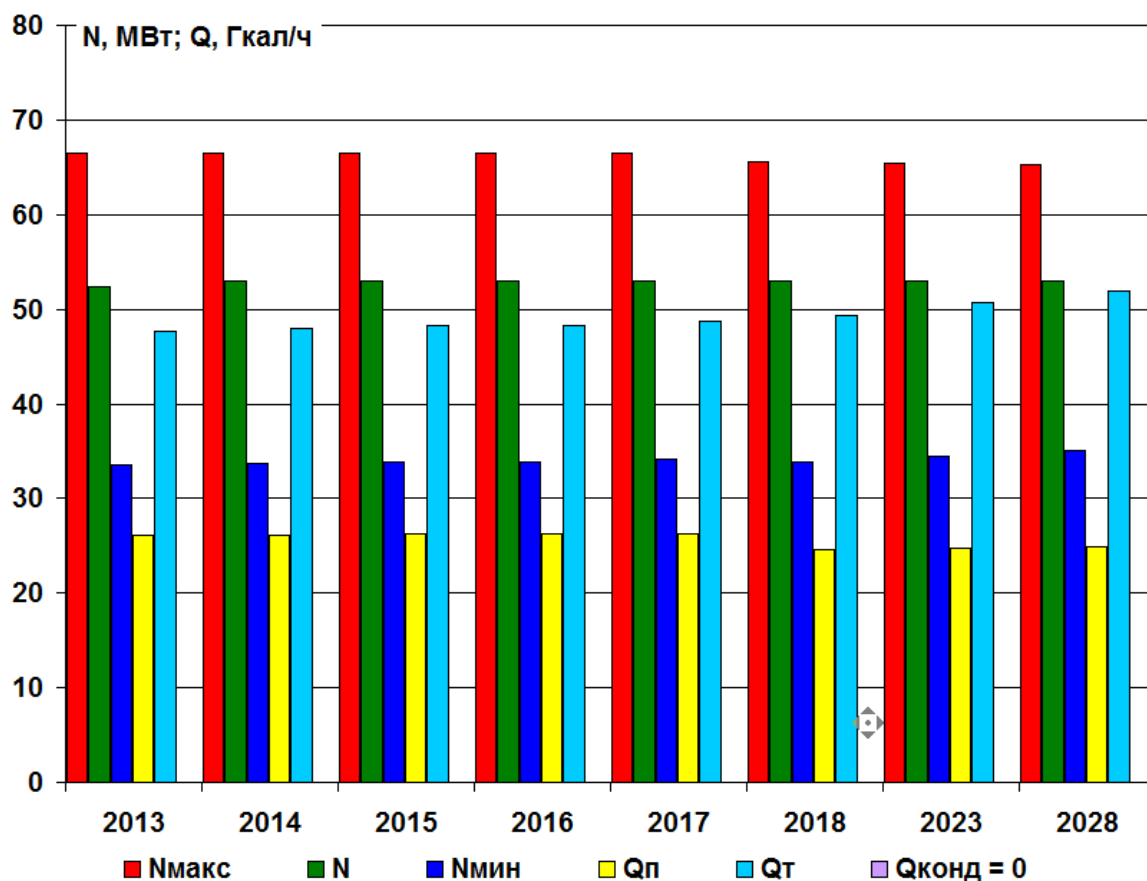


Рис. 6.5.1. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-65-130 ст. № 9 на 2014 - 2028 годы

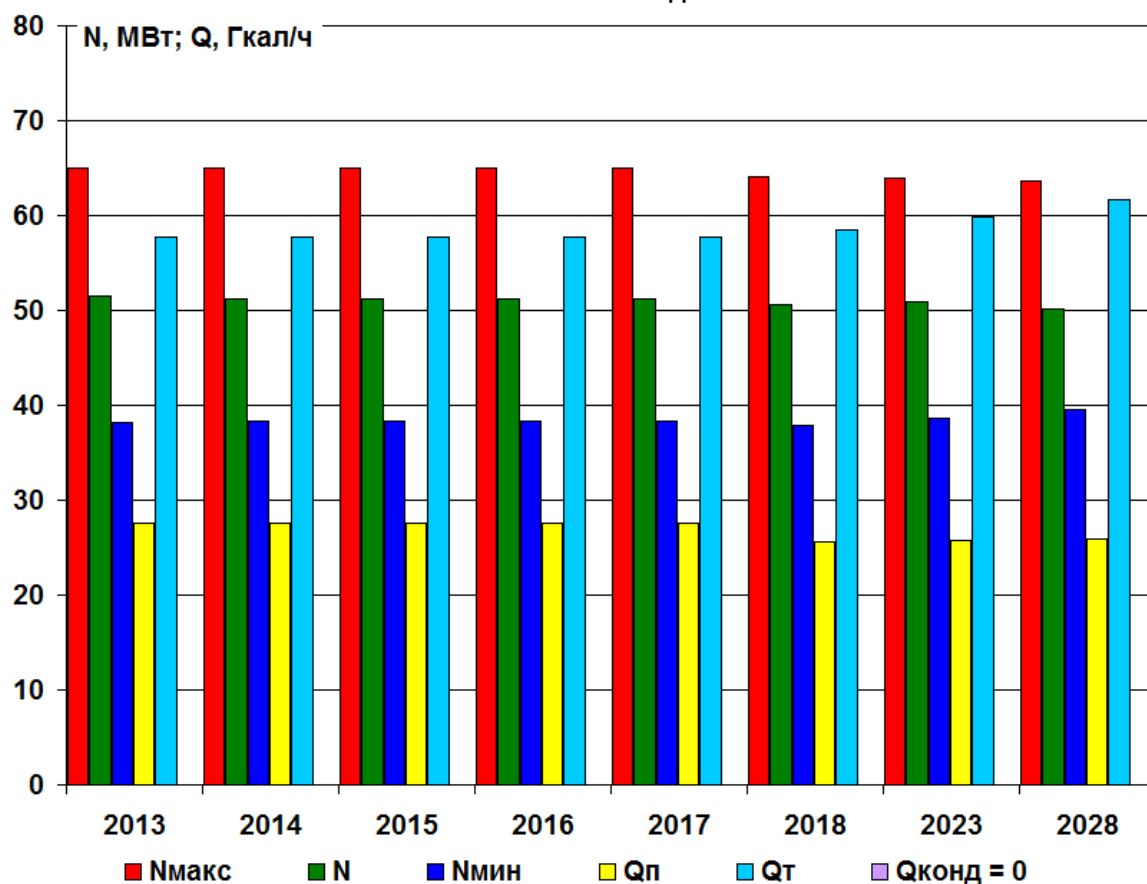


Рис. 6.5.2. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-65-130 ст. № 10 на 2014 - 2028 годы

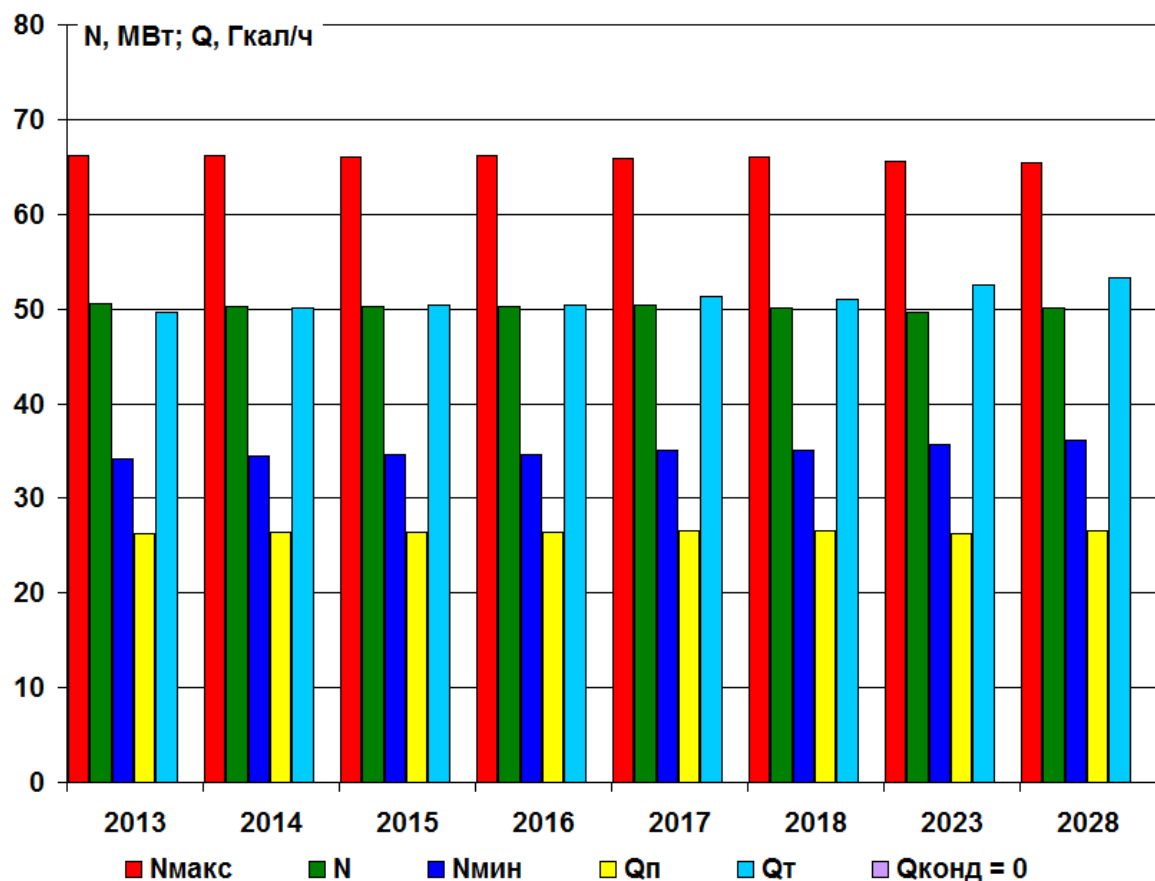


Рис. 6.5.3. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-65-130 ст. № 11 на 2014 - 2028 годы

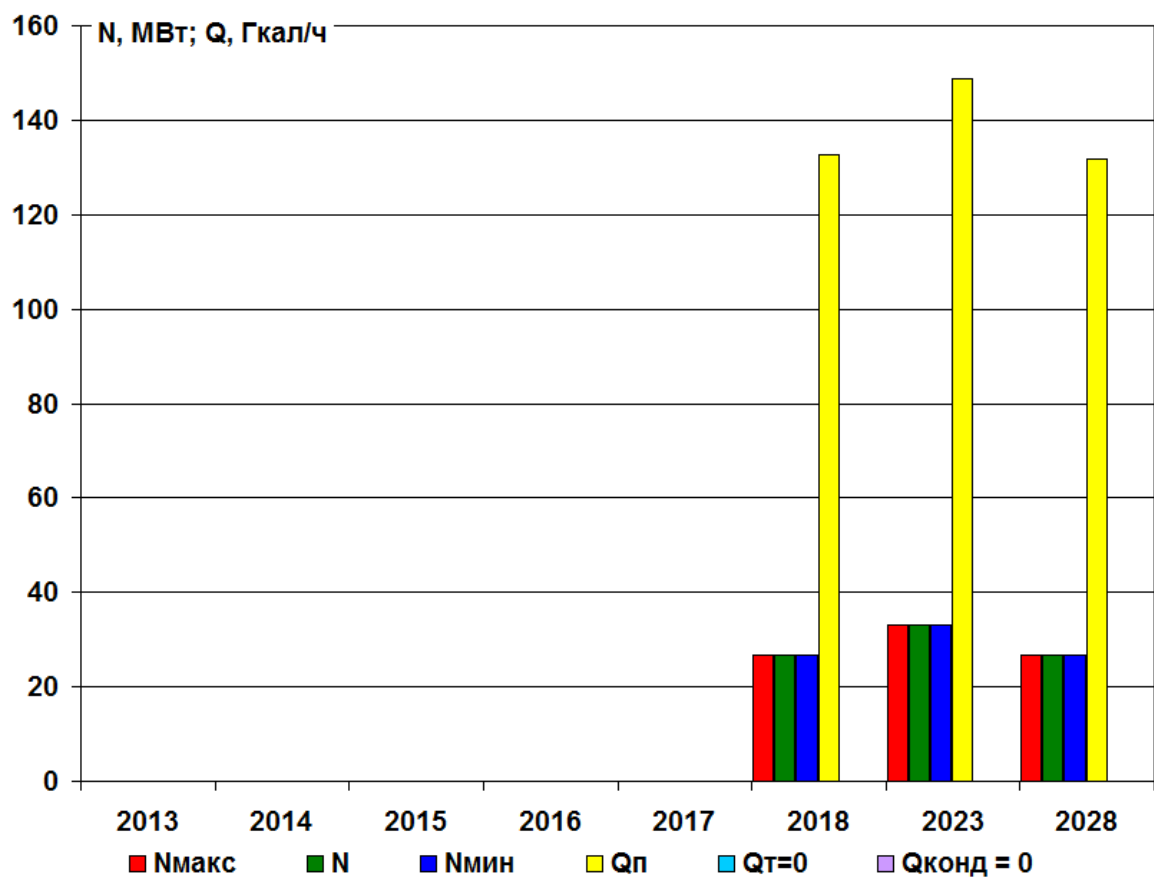


Рис. 6.5.4. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 на 2014 - 2028 годы

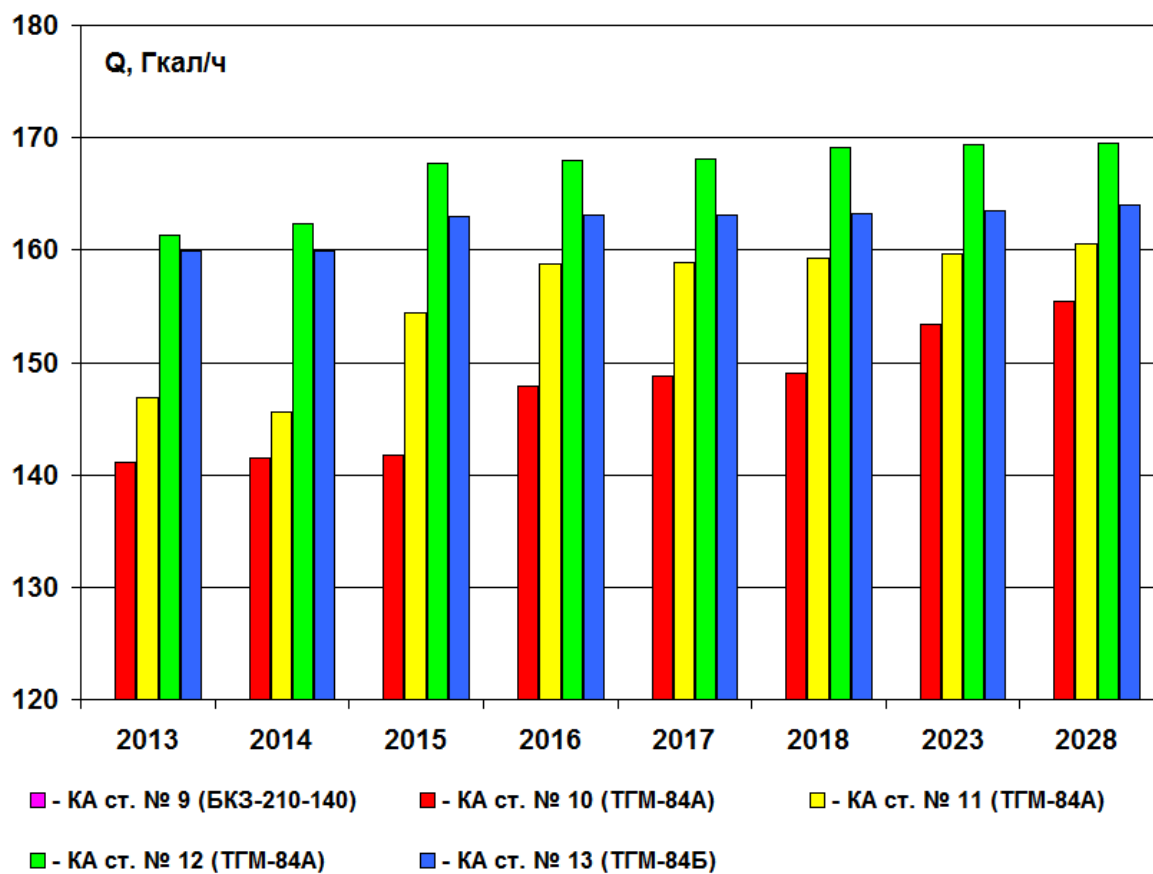


Рис. 6.5.5. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов на 2014 - 2028 годы

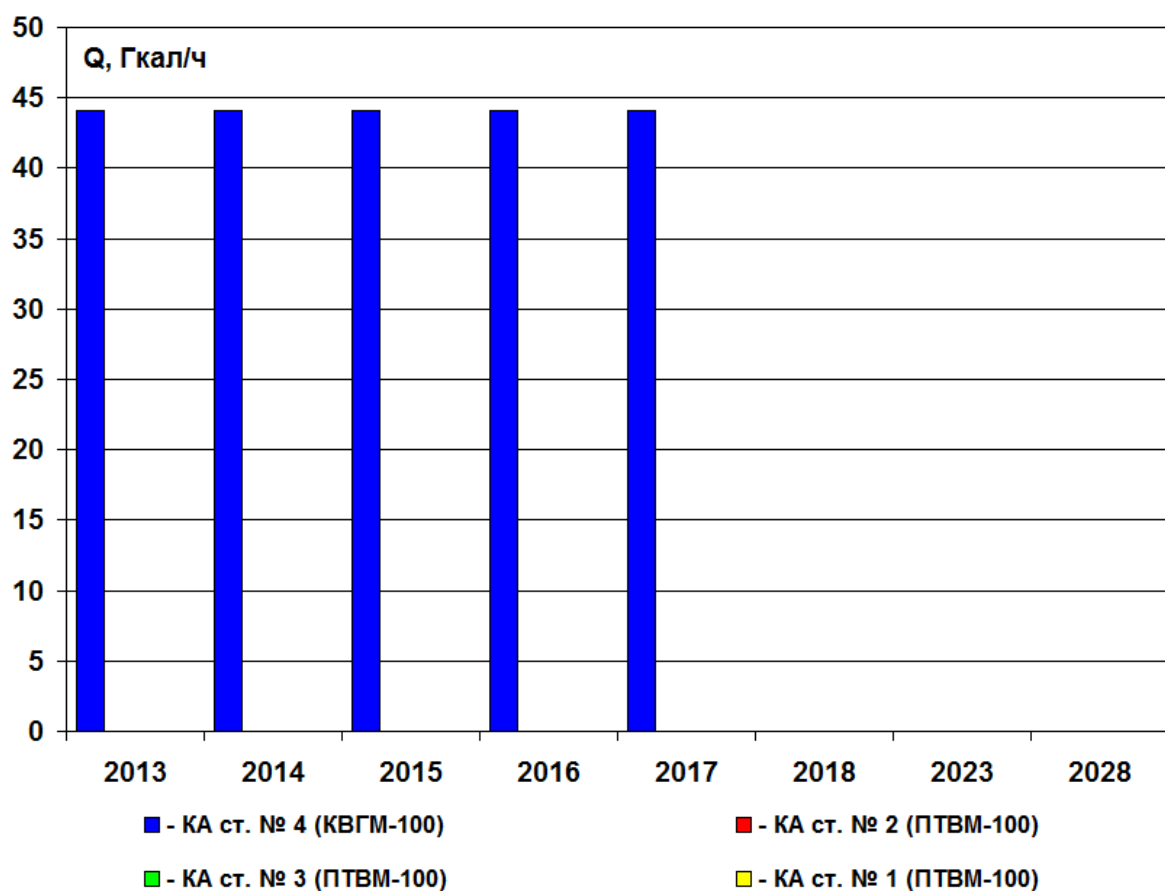


Рис. 6.5.6. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6. Определение перспективных режимов загрузки котельных

6.6.1. Анализ результатов расчета по котельной № 1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 1 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.1. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Существующие три водогрейные котла ТВГ-8М ст. № 1, 2, 3 будут заменены на новые до 2015 г. Перспективные режимы работы котлов характеризуются снижением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике снижения отпуска тепловой энергии котельной.

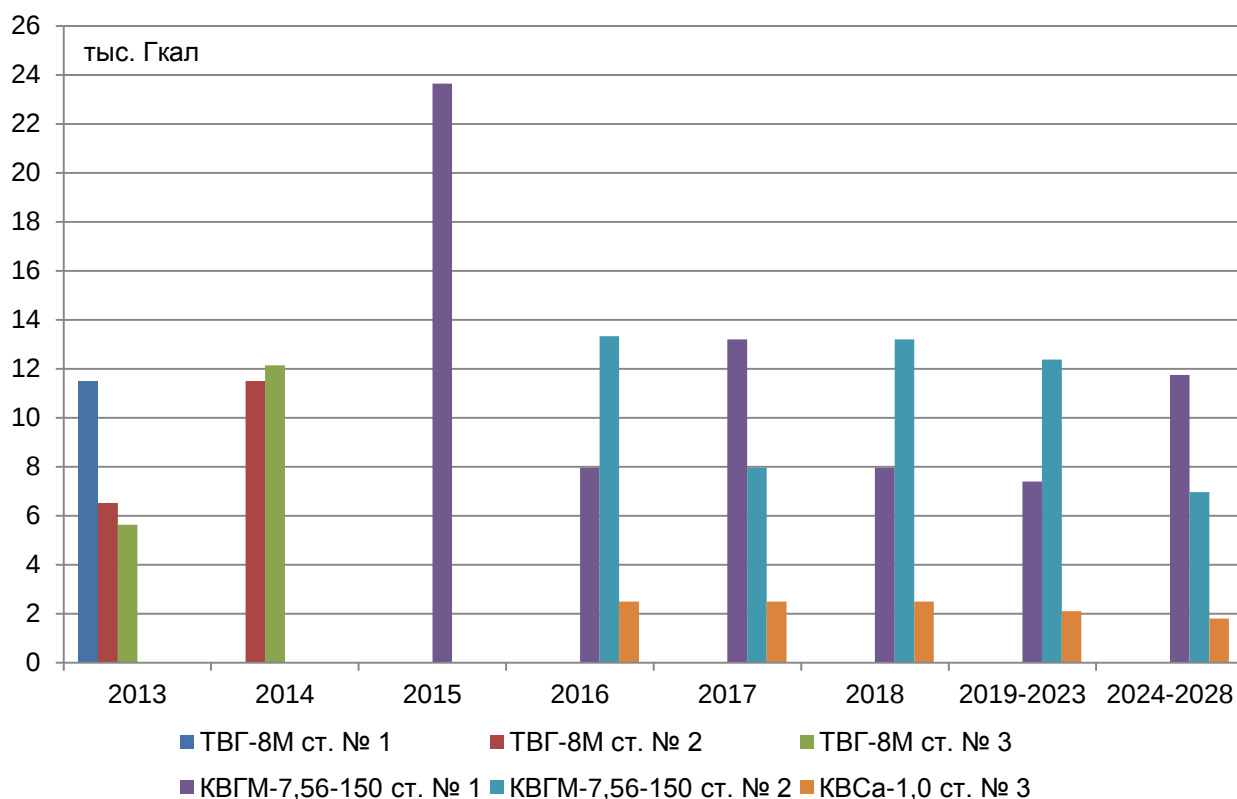


Рис. 6.6.1. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.2. Анализ результатов расчета по котельной № 2

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 2 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.2. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Котельная будет закрыта в 2014 г.

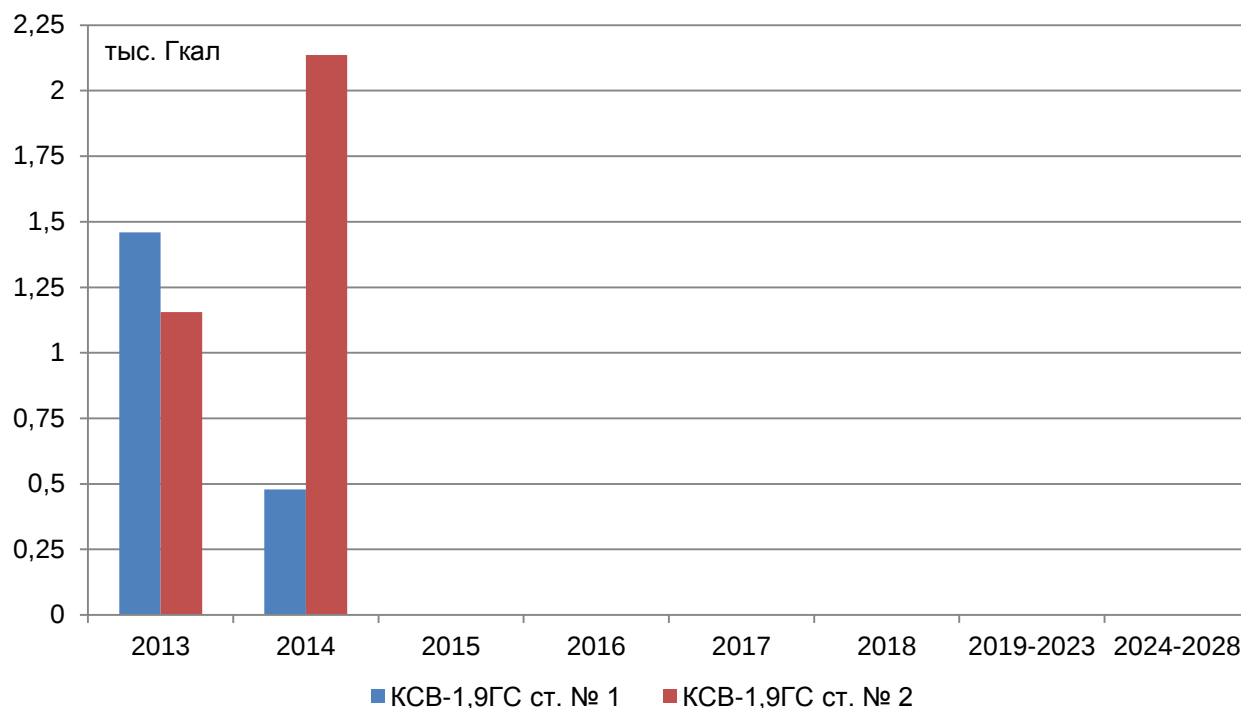


Рис. 6.6.2. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.3. Анализ результатов расчета по котельной № 3

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 3 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.3. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются увеличением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике увеличения отпуска тепловой энергии котельной.

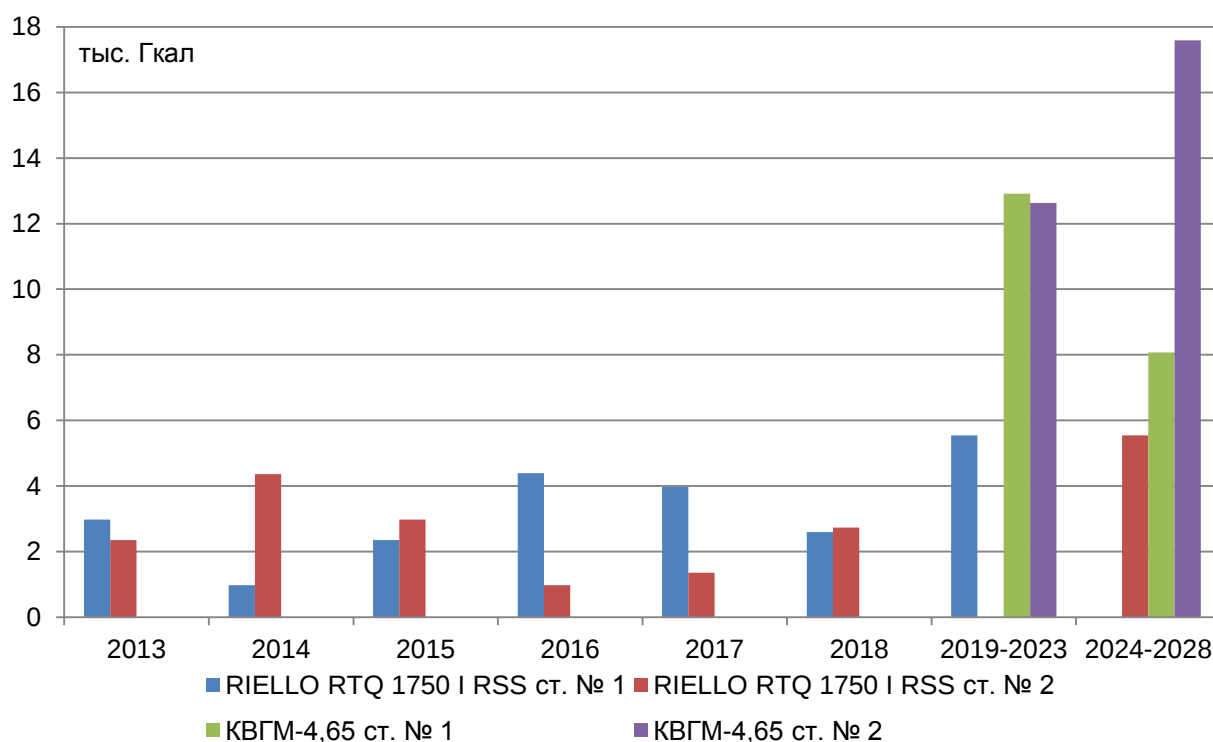


Рис. 6.6.3. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.4. Анализ результатов расчета по котельной № 4

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 4 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.4. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются снижением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике снижения отпуска тепловой энергии котельной.

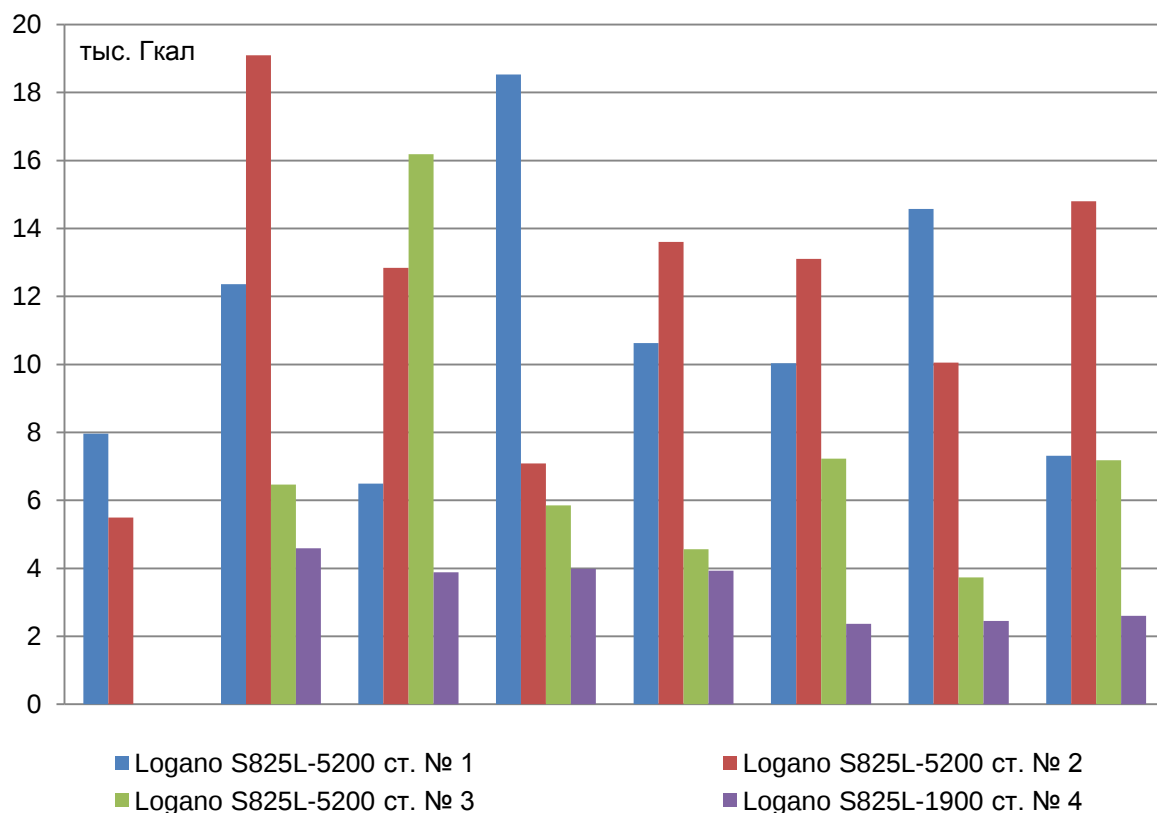


Рис. 6.6.4. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.5. Анализ результатов расчета по котельной № 5

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 5 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.5. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются небольшим снижением средней тепловой нагрузки, что вызвано небольшим снижением потерь тепла через изоляцию трубопроводов после реконструкции при практически неизменной тепловой нагрузке потребителей.

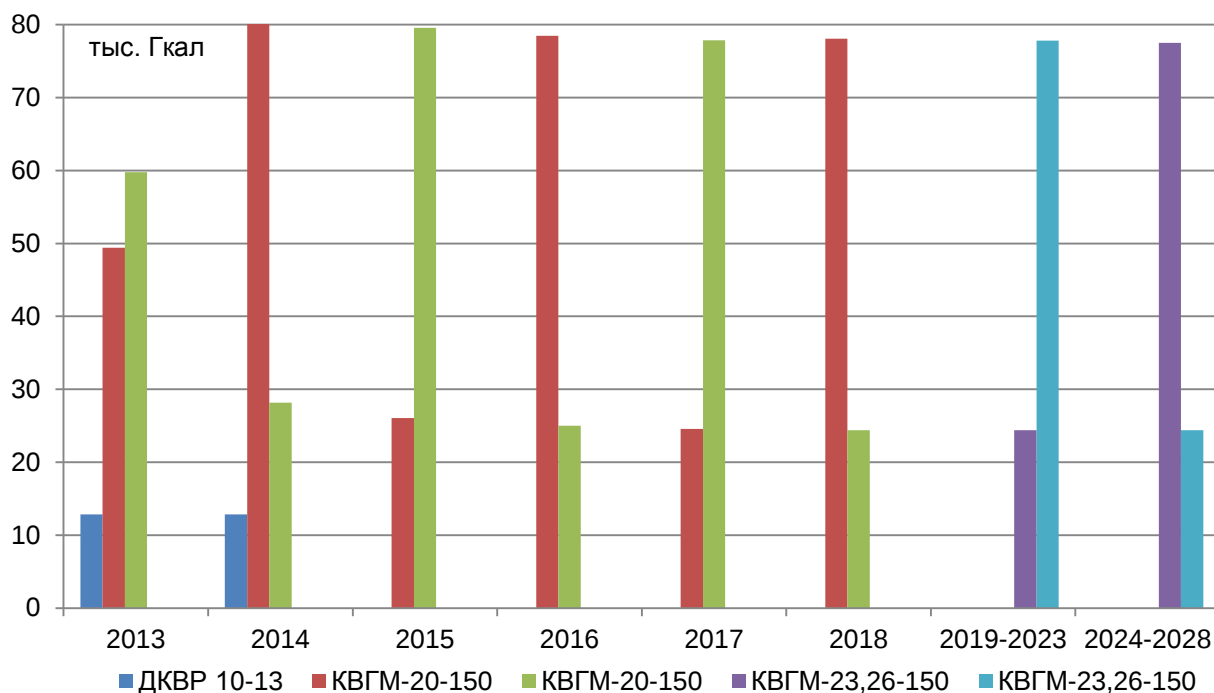


Рис. 6.6.5. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных и паровых котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.6. Анализ результатов расчета по котельной № 6

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 6 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.6. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются небольшим снижением средней тепловой нагрузки, что вызвано небольшим снижением потерь тепла через изоляцию трубопроводов после реконструкции и сокращением тепловой нагрузки потребителей.

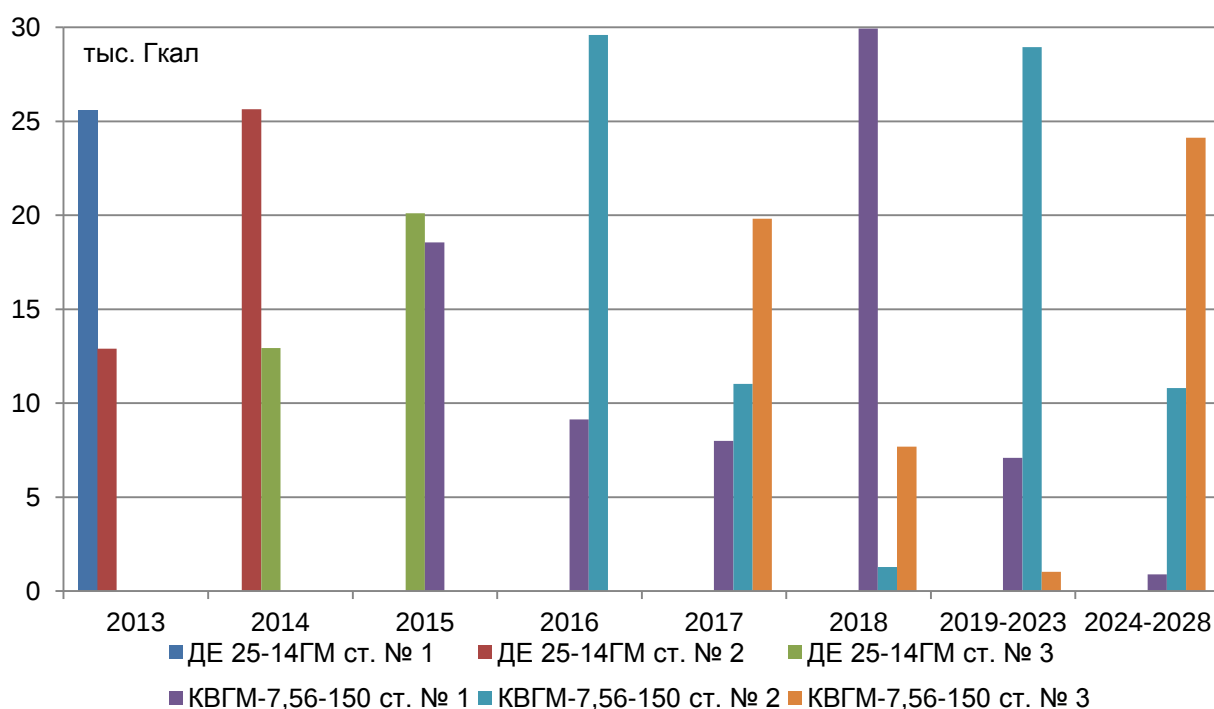


Рис. 6.6.6. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных и паровых котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.7. Анализ результатов расчета по котельной № 7

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 7 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.7. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются постоянным значением средней тепловой нагрузки котельной.

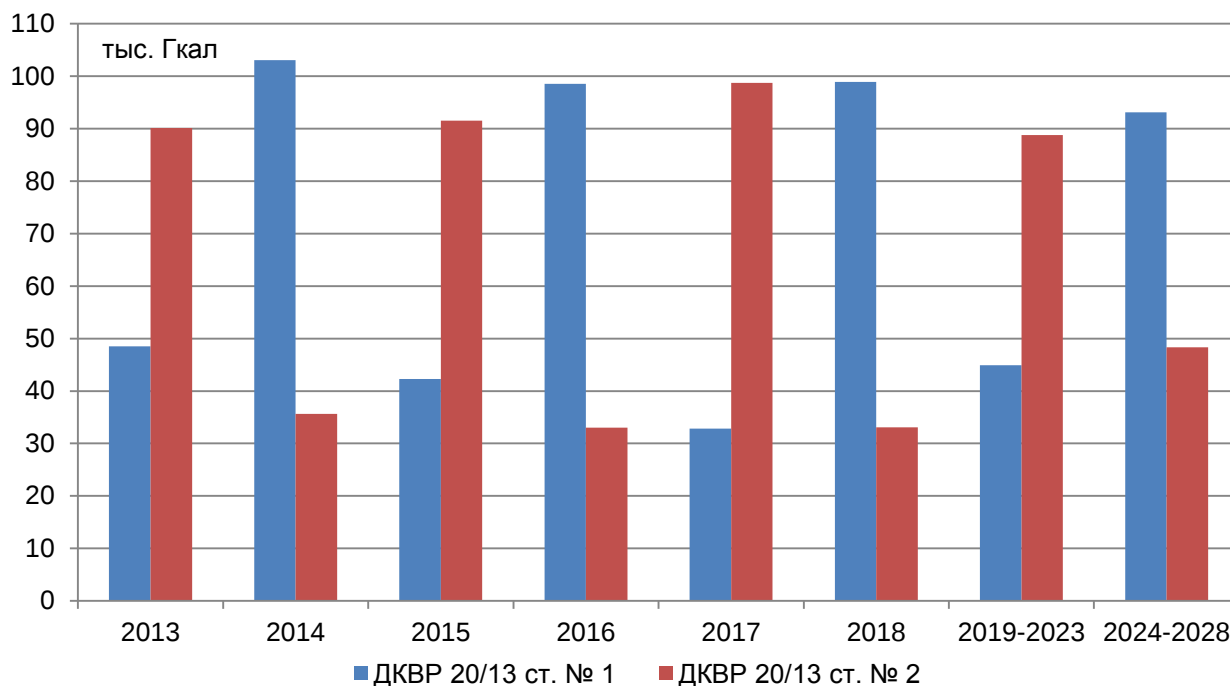


Рис. 6.6.7. Показатели перспективных режимов загрузки паровых котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.8. Анализ результатов расчета по котельной № 8

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 8 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.8. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются небольшим снижением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике снижения отпуска тепловой энергии котельной.

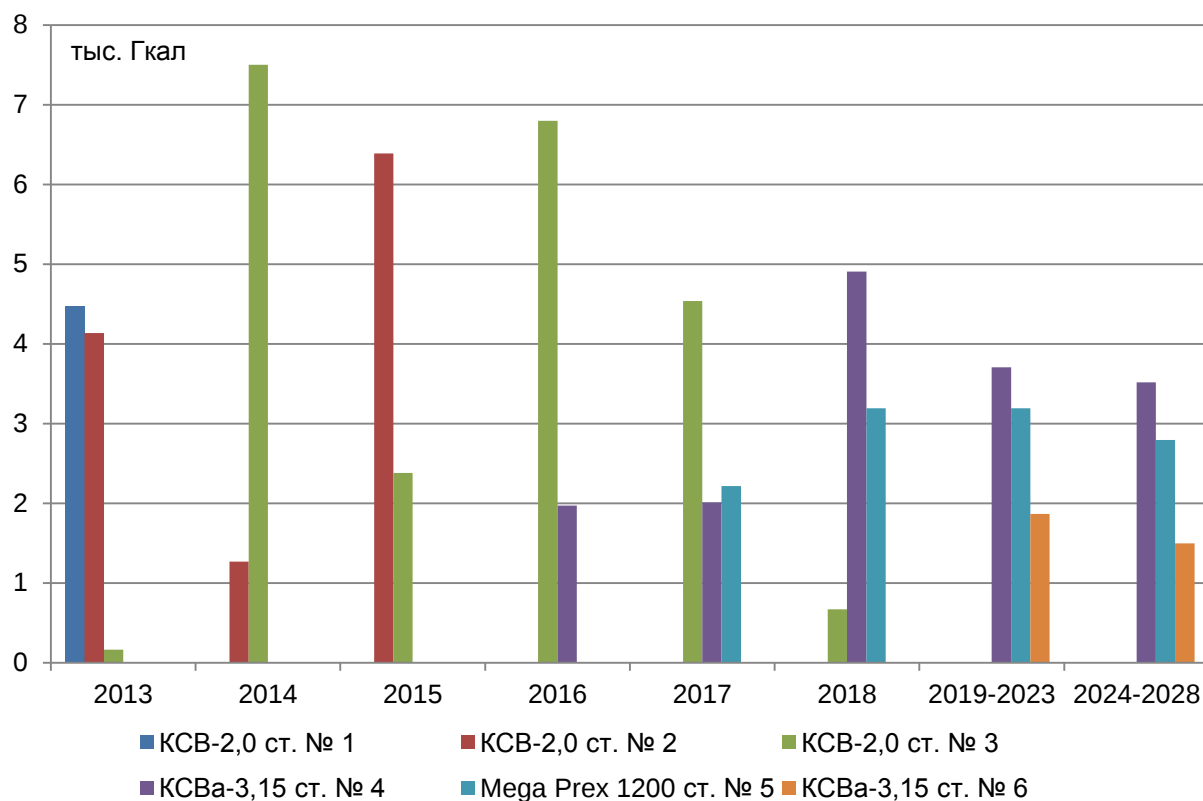


Рис. 6.6.8. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.9. Анализ результатов расчета по котельной № 9

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 9 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.9. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются небольшим снижением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике снижения отпуска тепловой энергии котельной.

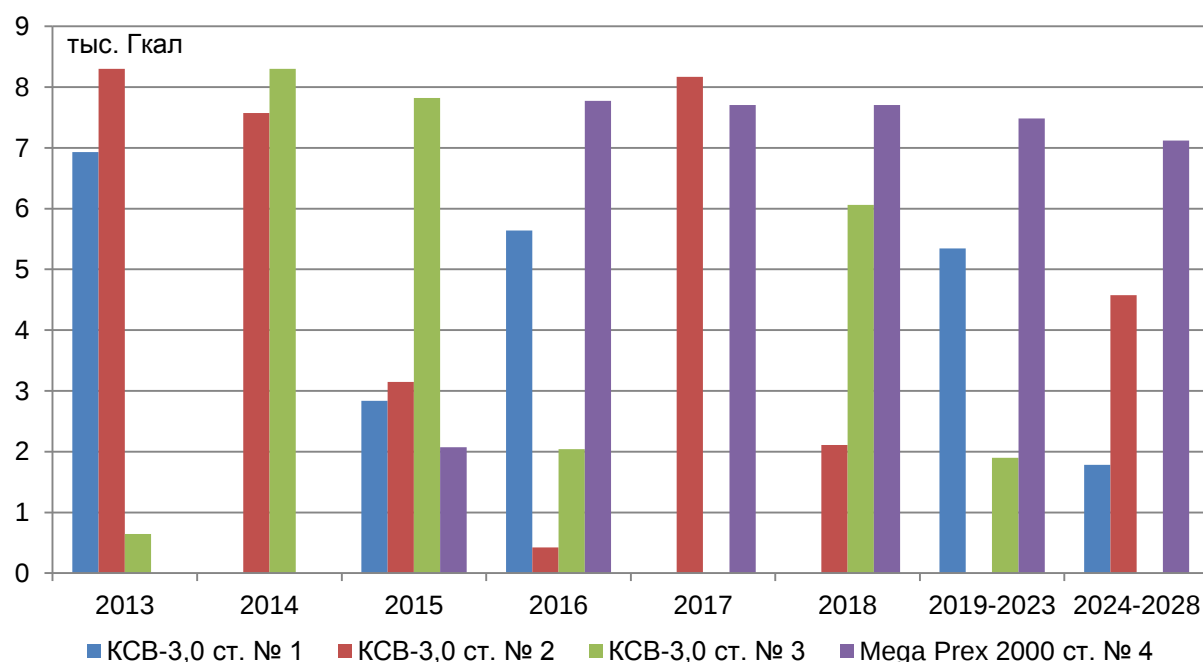


Рис. 6.6.9. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.10. Анализ результатов расчета по котельной № 10

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 10 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.10. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются небольшим снижением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике снижения отпуска тепловой энергии котельной.

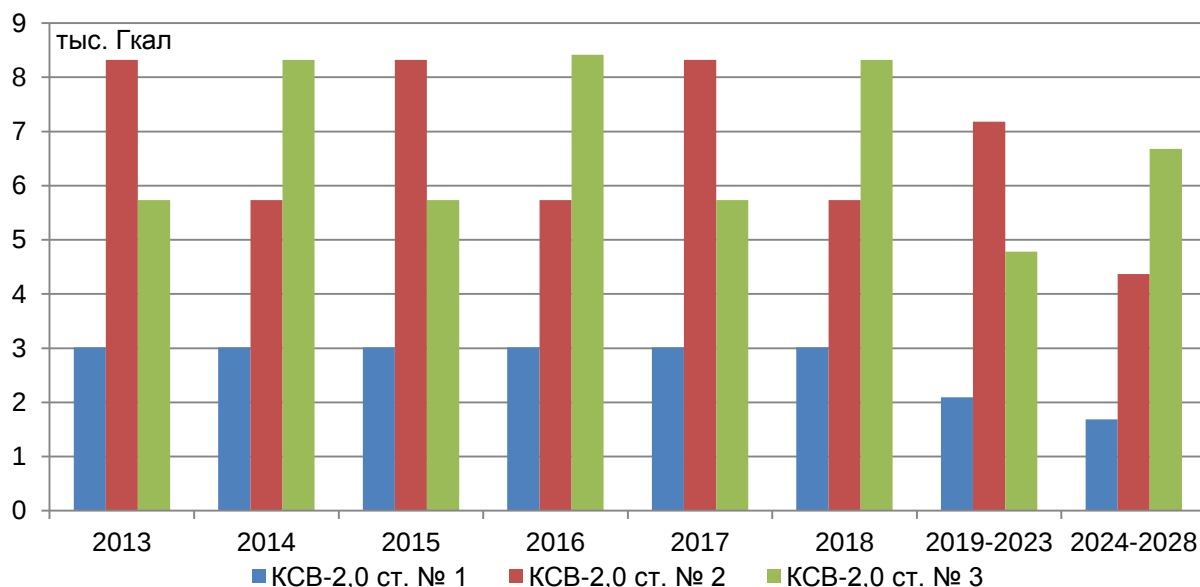


Рис. 6.6.10. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.11. Анализ результатов расчета по котельной № 12

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной № 12 на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.11. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются постоянным значением средней тепловой нагрузки котельной.

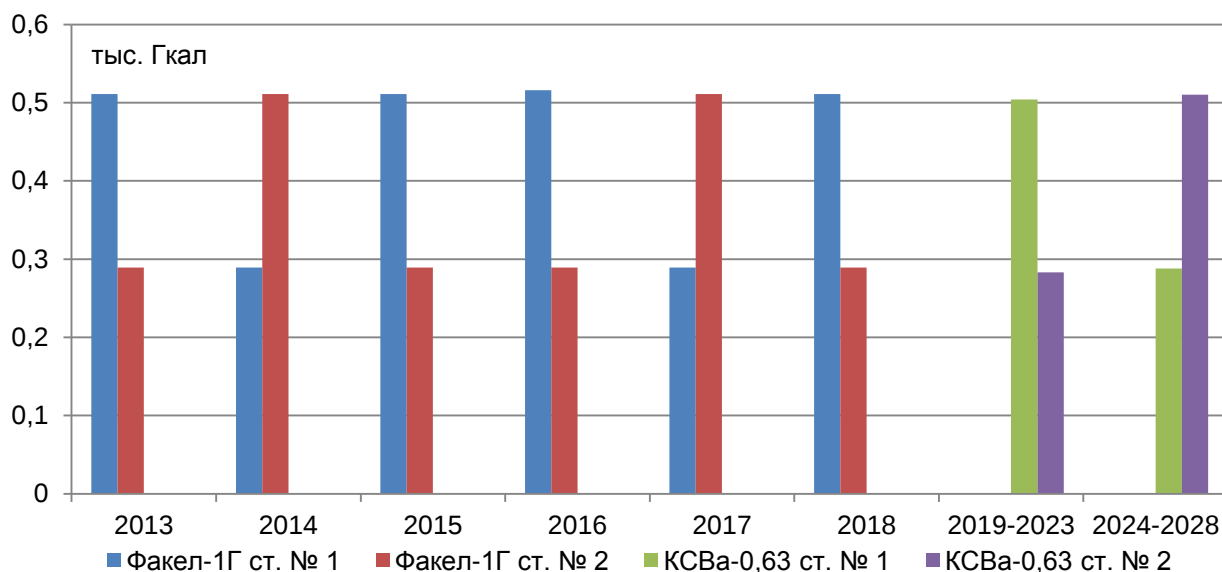


Рис. 6.6.11. Показатели перспективных режимов загрузки водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.12. Анализ результатов расчета по котельной ЗАО «ОМК»

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной ЗАО «ОМК» на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.12. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Котельная будет закрыта в 2015 г. В период с 2013 по 2015 гг. тепловая нагрузка котельной не изменится.

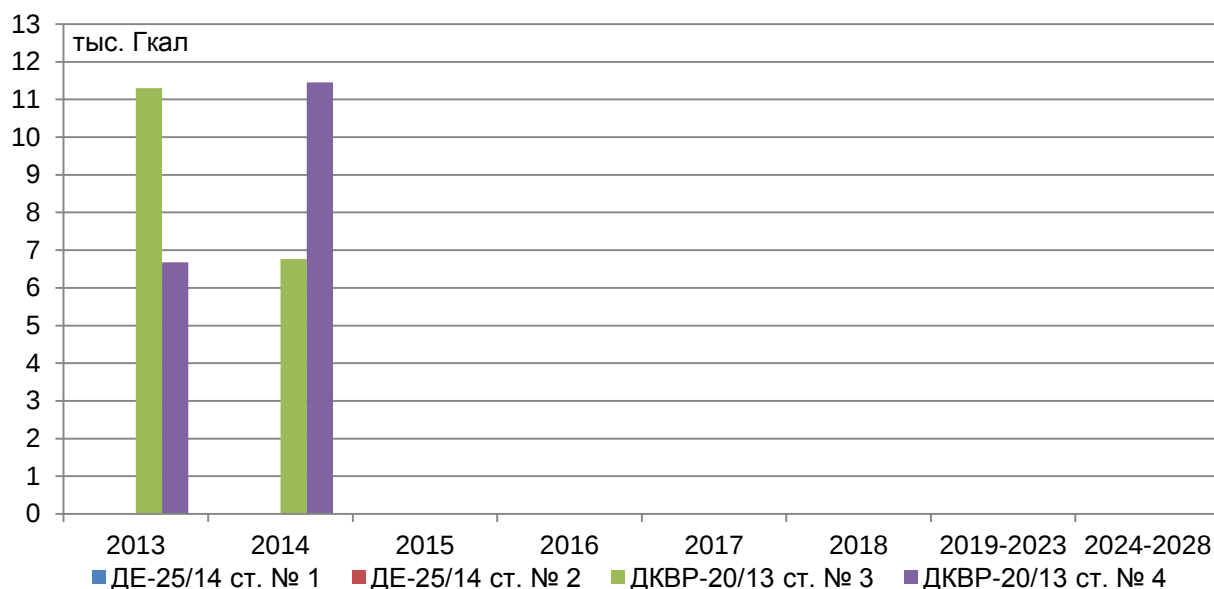


Рис. 6.6.12. Показатели перспективных режимов загрузки паровых котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.13. Анализ результатов расчета по котельной ОАО «РЖД»

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной ОАО «РЖД» на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.13. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются постоянным значением средней тепловой нагрузки котельной.

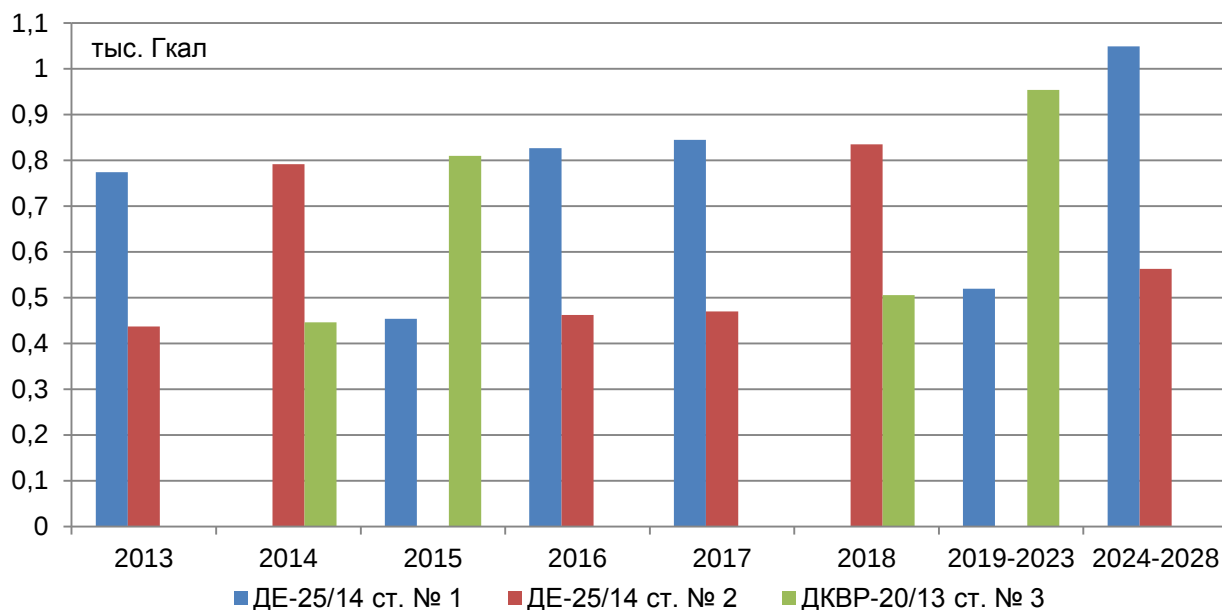


Рис. 6.6.12. Показатели перспективных режимов загрузки паровых котлов на 2014 - 2028 годы

6.6.14. Анализ результатов расчета по котельной ОАО «ОКУ»

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной ОАО «РЖД» на период 2014 – 2028 гг., а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.6.13. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы. Перспективные режимы работы котлов характеризуются постоянным значением средней тепловой нагрузки котельной. Ввиду низкой тепловой нагрузки водогрейные котлы могут не эксплуатироваться вплоть до закрытия котельной в 2025 г.

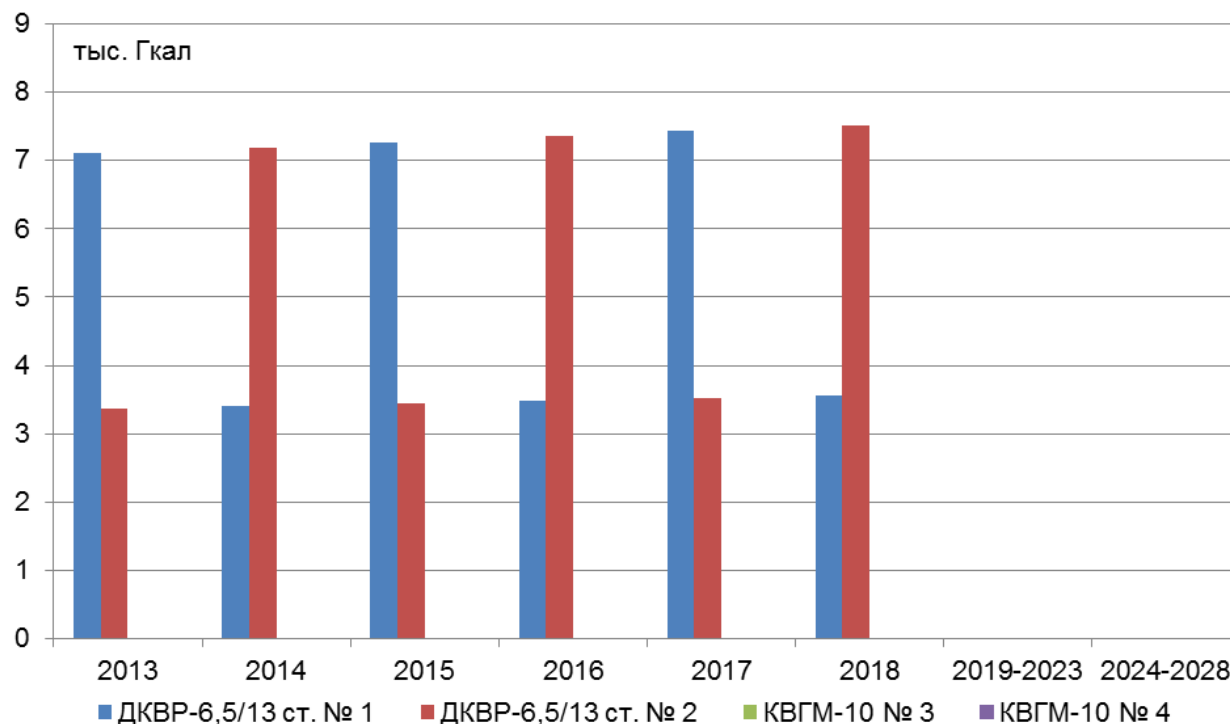


Рис. 6.6.13. Показатели перспективных режимов загрузки паровых и водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

6.7. Рекомендации по видам используемого топлива на источниках тепловой энергии г. Орск

6.7.1. Рекомендации по видам используемого топлива на ТЭЦ-1

Основное топливо на станции – природный газ, резервное – мазут марки М-100. В 1999 г. введен в эксплуатацию отдельный газопровод от газораспределительной станции ООО «Уралтрансгаз» ГРС-1А на Орскую ТЭЦ-1 диаметром 700 мм, пропускной способностью 250 тыс. м³/ч, давлением 12 кгс/см². По состоянию на 2013 г. отсутствуют ограничения установленной тепловой мощности оборудования ТЭЦ-1, вызванные пропускной способности газопроводов. В период с 2014 г. до 2028 г. ограничений в поставках природного газа не ожидается.

Анализ отчётных данных ТЭЦ-1 показывает, что за последние 5 лет доля сжигаемого газа в топливном балансе станции составляла 96-99 % (рис. 6.7.1), а доля сжигаемого мазута не превышала 3 %.

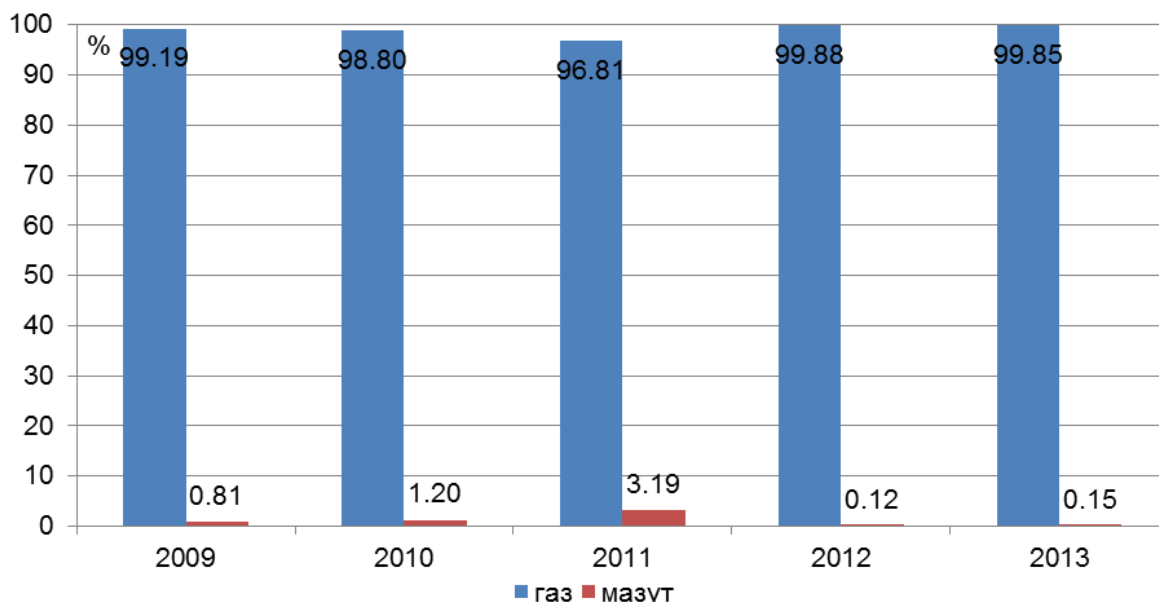


Рис. 6.7.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе станции

Запланированные мероприятия по реконструкции ТЭЦ-1 в период с 2014 по 2028 гг. не предполагают увеличения сжигания мазута энергетическими или водогрейными котлами ТЭЦ или перевода котлов на сжигание непроектных видов топлива.

Учитывая вышесказанное можно утверждать, что основным видом топлива для ТЭЦ-1 в период с 2014 по 2033 гг. останется природный газ. Резервным топливом для энергетических и аварийным топливом для водогрейных котлов останется топочный мазут марки «М-100».

6.7.2. Рекомендации по видам используемого топлива на котельных

Анализ ретроспективных топливных балансов котельных г. Орск (табл. 6.7.1) показывает, что в период с 2009 по 2013 гг. на всех котельных в качестве топлива использовался только природный газ. По данным МУП «Орское предприятие тепловых сетей» запас резервного топлива имеется только на котельной № 6.

Учитывая вышесказанное можно утверждать, что основным видом топлива для котельных г. Орск в период с 2014 по 2028 гг. останется природный газ.

Таблица 6.7.1

№ п/п	Источник теплоснабжения	Отчётный год	Затрачено условного топлива, тыс. т у.т			
			Всего	природный газ	мазут	прочие виды топлива
1	Котельная № 1	2009	3,952	3,952	0	0
		2010	4,044	4,044	0	0
		2011	4,143	4,143	0	0
		2012	3,959	3,959	0	0
		2013	4,192	4,192	0	0
2	Котельная № 2	2009	0,294	0,294	0	0
		2010	0,175	0,175	0	0
		2011	0,449	0,449	0	0
		2012	0,409	0,409	0	0
		2013	0,454	0,454	0	0
3	Котельная № 3	2009	0,753	0,753	0	0
		2010	0,837	0,837	0	0
		2011	0,823	0,823	0	0
		2012	0,831	0,831	0	0
		2013	0,891	0,891	0	0
4	Котельная № 4	2009	-	-	-	-
		2010	-	-	-	-
		2011	-	-	-	-
		2012	-	-	-	-
		2013	2,385	2,385	0	0
5	Котельная № 5	2009	19,362	19,362	0	0
		2010	20,515	20,515	0	0
		2011	19,933	19,933	0	0
		2012	18,836	18,836	0	0
		2013	19,524	19,524	0	0
6	Котельная № 6	2009	7,88	7,88	0	0
		2010	8,692	8,692	0	0
		2011	8,296	8,296	0	0
		2012	7,206	7,206	0	0
		2013	6,862	6,862	0	0

№ п/п	Источник теплоснаб- жения	Отчётный год	Затрачено условного топлива, тыс. т у.т			
			Всего	природный газ	мазут	прочие ви- ды топлива
7	Котельная № 7	2009	11,12	11,12	0	0
		2010	30,892	30,892	0	0
		2011	31,507	31,507	0	0
		2012	27,406	27,406	0	0
		2013	24,808	24,808	0	0
8	Котельная № 8	2009	1,799	1,799	0	0
		2010	1,718	1,718	0	0
		2011	1,791	1,791	0	0
		2012	1,669	1,669	0	0
		2013	1,536	1,536	0	0
9	Котельная № 9	2009	2,726	2,726	0	0
		2010	2,74	2,74	0	0
		2011	2,75	2,75	0	0
		2012	2,607	2,607	0	0
		2013	2,742	2,742	0	0
10	Котельная № 10	2009	3,474	3,474	0	0
		2010	3,476	3,476	0	0
		2011	3,531	3,531	0	0
		2012	3,288	3,288	0	0
		2013	3,121	3,121	0	0
11	Котельная № 12	2009	0,139	0,139	0	0
		2010	0,149	0,149	0	0
		2011	0,163	0,163	0	0
		2012	0,16	0,16	0	0
		2013	0,142	0,142	0	0
12	Котельная ЗАО «ОМК»	2012	3,165	3,165	0	0
		2013	3,141	3,141	0	0
13	Котельная ОАО «РЖД»	2012	0,208	0,208	0	0
		2013	0,192	0,192	0	0
14	Котельная ОАО «ОКУ»	2012	1,784	1,784	0	0
		2013	1,820	1,82	0	0

6.8. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива

6.8.1. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива ТЭЦ-1

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 6.8.1. В условиях Орской ТЭЦ-1 величина ОНЗТ не может быть увеличена более 8523,5 т н.т, поскольку она определена из условия полного заполнения одного из двух мазутных баков.

Таблица 6.8.1

Наименование показателя, размерность	Период							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
ОНЗТ, т н.т	8523,5	8523,5	8523,5	8523,5	8523,5	8523,5	8523,5	8523,5

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Орской ТЭЦ-1 показывает, что к 2028 году величина ОНЗТ не изменится и составит 8,52 тыс. т.

6.8.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива по котельным

По данным МУП «Орское предприятие тепловых сетей» запас резервного топлива имеется только на котельной № 6. По состоянию на 30.04.2014 г. фактический запас топлива составляет 7,92 т. Кроме того, заключён договор с ООО «Топливная компания ПЕТРОЛ» о подвозе резервного (аварийного) топлива в необходимом количестве автомобильным транспортом в течение 3-х часов с момента обращения.

6.9. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой энергии г. Орск на период 2014 – 2028 годы

Расчёт перспективных максимальных часовых расходов основного топлива на источниках тепловой энергии г. Орск (табл. 6.12.1) производится для трёх периодов:

- в зимний период при температуре наружного воздуха (-31°C);
- в переходный период при температуре наружного воздуха (0°C);
- в неотапительный период при температуре наружного воздуха ($+30^{\circ}\text{C}$).

Таблица 6.9.1

Наименование показателя, единица измерения	Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$							
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
Орская ТЭЦ-1								
зимний период	85,269	84,953	85,078	87,412	87,771	87,543	88,121	88,650
переходный период	64,374	66,645	66,689	69,026	69,103	69,156	69,423	69,676
неотапительный период	21,882	21,894	24,013	24,034	24,054	24,071	24,155	24,236
Котельная № 1								
зимний период	1,142	1,143	1,214	1,386	1,387	1,388	1,332	1,283
переходный период	0,423	0,423	0,418	0,509	0,509	0,509	0,490	0,473
неотапительный период	0,274	0,274	0,239	0,039	0,039	0,039	0,037	0,036
Котельная № 2								
зимний период	0,121	0,121	-	-	-	-	-	-
переходный период	0,039	0,039	-	-	-	-	-	-
неотапительный период	0,017	0,017	-	-	-	-	-	-
Котельная № 3								
зимний период	0,306	0,306	0,306	0,306	0,306	0,306	1,206	1,217
переходный период	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,192	0,193
неотапительный период	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,039	0,040
Котельная № 4								
зимний период	1,652	1,662	1,639	1,506	1,431	1,436	1,220	1,360
переходный период	0,642	0,645	0,637	0,586	0,558	0,560	0,486	0,538
неотапительный период	0,063	0,064	0,063	0,058	0,054	0,055	0,047	0,053
Котельная № 5								
зимний период	6,674	6,678	6,617	6,580	6,559	6,561	6,564	6,565
переходный период	1,889	1,890	1,872	1,860	1,854	1,855	1,856	1,856
неотапительный период	0,100	0,100	0,092	0,089	0,088	0,088	0,089	0,091
Котельная № 6								
зимний период	2,043	2,045	2,114	2,314	2,105	2,111	2,089	2,048
переходный период	0,530	0,531	0,505	0,505	0,505	0,507	0,501	0,490
неотапительный период	0,300	0,301	0,186	0,186	0,186	0,187	0,187	0,187
Котельная № 7								
зимний период	6,749	6,752	6,419	6,421	6,424	6,434	6,689	7,075
переходный период	2,355	2,357	2,348	2,350	2,351	2,357	2,482	2,669

Наименование показателя, единица измерения	Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм ³ /ч							
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 - 2023 гг.	2024 - 2028 гг.
неотопительный период	0,718	0,718	0,718	0,718	0,718	0,718	0,731	0,753
Котельная №8								
зимний период	0,607	0,608	0,609	0,610	0,604	0,605	0,605	0,604
переходный период	0,246	0,246	0,247	0,227	0,227	0,228	0,228	0,228
неотопительный период	0,080	0,080	0,080	0,128	0,047	0,047	0,047	0,079
Котельная №9								
зимний период	1,026	1,027	1,025	1,025	1,025	1,025	1,025	1,025
переходный период	0,368	0,368	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336
неотопительный период	0,117	0,117	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
Котельная №10								
зимний период	1,113	1,114	1,115	1,115	1,116	1,117	1,103	1,099
переходный период	0,432	0,432	0,432	0,432	0,432	0,433	0,428	0,428
неотопительный период	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Котельная №12								
зимний период	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
переходный период	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
неотопительный период	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Котельная ЗАО «ОМК»								
зимний период	1,813	1,822	-	-	-	-	-	-
переходный период	0,422	0,425	-	-	-	-	-	-
неотопительный период	0,176	0,178	-	-	-	-	-	-
Котельная ОАО «РЖД»								
зимний период	0,034	0,036	0,037	0,038	0,040	0,041	0,048	0,056
переходный период	0,009	0,010	0,011	0,012	0,014	0,015	0,020	0,026
неотопительный период	0,009	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,020	0,027
Котельная ОАО «ОКУ»								
зимний период	0,719	0,722	0,725	0,728	0,732	0,735	-	-
переходный период	0,182	0,183	0,184	0,185	0,187	0,188	-	-
неотопительный период	0,088	0,089	0,090	0,090	0,091	0,092	-	-
Котельная БМК ул. Соколова 85								
зимний период	-	-	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,106
переходный период	-	-	0,031	0,031	0,031	0,031	0,024	0,033
неотопительный период	-	-	0,011	0,010	0,011	0,011	0,007	0,012
Котельная БМК ул. Перегонная								
зимний период	-	-	1,788	1,789	1,791	1,792	1,794	1,795
переходный период	-	-	0,413	0,413	0,414	0,414	0,415	0,415
неотопительный период	-	-	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151

Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

7.1. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение индивидуальных источников теплоснабжения для подключения перспективных тепловых нагрузок

7.1.1. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 1

Реализация мероприятий планируется на период 2015 – 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.1.

Таблица 7.1.1

Годы	2015	2016 г.			2024	ИТОГО
		установка водо-грейной котельной	строительство тепловых сетей	установка индивидуальных газовых котлов		
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	475,15	2 630,00	5 354,71	237,57	2 450,00	11 147,43
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	555,28	3 227,23	6 570,67	291,52	4 153,58	14 798,28

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 1 приведены в разделе 4.1.1 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.2. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 2

Реализация мероприятий планируется на период 2024 г. Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.2.

Таблица 7.1.2

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	920	920
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 559,71	1 559,71

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 2 приведены в разделе 4.1.2 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.3. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 3

Реализация мероприятий планируется на период 2019 – 2024 гг. Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.3.

Таблица 7.1.3

Годы	2019 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1000,00	1520,00	2520,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 406,97	2 576,91	3 983,89

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 3 приведены в разделе 4.1.3 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.4. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 4

Реализация мероприятий планируется в 2017, 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.4.

Таблица 7.1.4

Годы	2017 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1758,05	5511,78	7269,83
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 265,14	9 344,33	11 609,47

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 4 приведены в разделе 4.1.4 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.5. Обоснование инвестиций в строительства источника тепловой энергии в зоне нового строительства № 9

Реализация мероприятий планируется в 2024 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.5.

Таблица 7.1.5

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	850,0	850,0
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 221,22	1 221,22

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 9 приведены в разделе 4.1.5 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.6. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 20

Реализация мероприятий планируется в 2019 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.6.

Таблица 7.1.6

Годы	2019 г	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	3041,0	3041,0
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 278,60	4 278,60

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 20 приведены в разделе 4.1.7 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.7. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 21

Реализация мероприятий планируется в 2015 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.7.

Таблица 7.1.7

Годы	2015 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1200,0	1200,0
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 402,38	1 402,38

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 21 приведены в разделе 4.1.8 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.8. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 23

Реализация мероприятий планируется в 2019 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.8.

Таблица 7.1.8

Годы	2014 г.	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1805,57	5226,65	7032,22
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 009,60	7 353,75	9 363,35

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 23 приведены в разделе 4.1.9 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.9. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 26

Реализация мероприятий планируется в 2016 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.9.

Таблица 7.1.9

Годы	2016 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1568,0	1568,0
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 924,07	1 924,07

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 26 приведены в разделе 4.1.10 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.10. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 27

Реализация мероприятий планируется в 2018, 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.10.

Таблица 7.1.10

Годы	2018 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	3373,56	3373,56	6747,12
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 563,98	5 719,32	10 283,27

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 27 приведены в разделе 4.1.11 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.1.11. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в зоне нового строительства № 28

Реализация мероприятий планируется в 2024 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.11.

Таблица 7.1.11

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	712,72	712,72
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 208,30	1 208,30

Расчеты эффективности инвестиций для строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 28 приведены в разделе 4.1.12 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции Орской ТЭЦ-1

7.2.1. Обоснование инвестиций в реконструкцию основного оборудования (замена котлов) Орской ТЭЦ-1

Реконструкция котельного оборудования запланирована на 2016 – 2019 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.1.

Таблица 7.2.1

Годы	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	47414,04	47414,04	47414,04	3794,86	146 036,98
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	58 180,94	61 089,99	64 144,48	5 339,26	188 754,67

Расчеты эффективности инвестиций в реконструкцию основного оборудования (замена котлов) Орской ТЭЦ-1 приведены в разделе 4.2.1 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.2.2. Обоснование инвестиций в реконструкцию основного оборудования (замена турбинного оборудования) Орской ТЭЦ-1

Реконструкция котельного оборудования запланирована на 2024 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.2.

Таблица 7.2.2

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 700 517,40	1 700 517,40
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 882 951,67	2 882 951,67

Расчеты эффективности инвестиций в реконструкцию основного оборудования (замена турбинного оборудования) Орской ТЭЦ-1 приведены в разделе 4.2.2 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.2.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по монтажу пикового сетевого подогревателя (бойлера) ПСВ-315-14-23

Реконструкция запланирована на 2018 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.3.

Таблица 7.2.3

Годы	2018 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	15 614,04
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	21 123,59

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по монтажу пикового сетевого подогревателя (бойлера) ПСВ-315-14-238 приведены в разделе 4.2.3. Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.2.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по установке частотных регулирующих приводов на сетевые насосы ст.№ 8, 10 Орской ТЭЦ-1

Реконструкция запланирована на 2016 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.4.

Таблица 7.2.4

Годы	2016 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	13 641,98	13 641,98
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	16 739,83	16 739,83

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по установке частотных регулирующих приводов на сетевые насосы ст. № 8, 10 Орской ТЭЦ-1 приведены в разделе 4.2.4 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.2.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению водопитательных устройств с заменой деаэратора 1,2 ата ст.№№ 1, 2, 7, и деаэратора 6 ата ст. № 2 Орской ТЭЦ-1 для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Реконструкция запланирована на 2014 - 2016 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.5.

Таблица 7.2.5

Годы	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	3 909,34	23 097,32	31 213,36	19 840,52	78 060,54
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 351,10	26 992,68	38 301,37	25 563,25	95 208,40

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению водопитательных устройств с заменой деаэратора 1,2 ата ст.№№ 1, 2, 7, и деаэратора 6 ата ст. № 2 Орской ТЭЦ-1 приведены в разделе 4.2.5 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.2.6. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению оборудования ГРП с устройством байпасной линии Орской ТЭЦ-1 для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Реконструкция запланирована на 2014 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.6.

Таблица 7.2.6

Годы	2014 г.	2015 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	826,00	1 470,28	2 444,96
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 084,82	1 718,24	2 803,06

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению оборудования ГРП с устройством байпасной линии Орской ТЭЦ-1 приведены в разделе 4.2.6 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.2.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению теплотрассы на промышленной площадке ОТЭЦ-1 с установкой дополнительных перемычек для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Реконструкция запланирована на 2016 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.7.

Таблица 7.2.7

Годы	2014 г.	2015 г.	2016 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	5 268,70	54 355,52	54 355,52	113 979,74
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	5 864,06	63 522,58	66 698,71	136 085,35

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению теплотрассы на промышленной площадке ОТЭЦ-1 с установкой дополнительных перемычек приведены в разделе 4.2.7 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.2.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по установке гидромуфты на ПЭН ст. № 12

Реконструкция запланирована на 2016г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл.7.2.8.

Таблица 7.2.8

Годы	2017 г.	2018 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2 662,08	38 589,54	41 251,62
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	3 429,92	52 206,19	55 636,11

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по установке гидромуфты на ПЭН ст. № 12 приведены в разделе 4.2.8 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции источников теплоснабжения, и тепловых сетей, находящихся на баланс МУП «ОПТС»

7.3.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №1 находящейся на балансе МУП «ОПТС»

Замена котельного оборудования запланирована на 2015 - 2016 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.1.

Таблица 7.3.1

Годы	2015 г.	2016 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	3 958,89	4 529,88	8 488,77
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 626,56	5 558,54	10 185,09

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №1 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.1 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по закрытию котельной № 2 с переводом тепловой нагрузки потребителей на БМК по ул. Соколова

Замена котельного оборудования запланирована на 2023 - 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.2.

Таблица 7.3.2

Годы	2015 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	5 335,0	5 335,0
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	6 234,75	6 234,75

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №2 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.2 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по закрытию котельной ЗАО «ОМК» с переводом тепловой нагрузки потребителей на БМК по ул. Перегонная

Замена котельного оборудования запланирована на 2023 - 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.3.

Таблица 7.3.3

Годы	2015 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	78 328,40	78 328,40
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	91 538,48	91 538,48

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №2 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.3 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по установке новых котлов на Котельной № 3 находящейся на балансе МУП «ОПТС»

Замена котельного оборудования запланирована на 2015, 2016 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.4.

Таблица 7.3.4

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	4 870,06	4 870,06
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	5 833,68	5 833,68

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №3 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.4 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене котлов на Котельной №5 находящейся на балансе МУП «ОПТС»

Замена котельного оборудования запланирована на 2023 - 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.5.

Таблица 7.3.5

Годы	2015 г.	2019 г.	2021 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	18 888,08	9751,04	9751,04	38 390,16
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	22 073,55	13 719,45	14 838,95	50 631,96

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №5 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.6 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.6. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене котлов на Котельной № 6 находящейся на балансе МУП «ОПТС»

Замена котельного оборудования запланирована на 2015 - 2017 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.6.

Таблица 7.3.6

Годы	2015 г.	2016 г.	2017 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	8847,63	8847,63	8847,63	26 542,89
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	10 339,78	10 856,77	11 399,61	32 596,17

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №6 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.7 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене котлов на Котельной № 7 находящейся на балансе МУП «ОПТС»

Замена котельного оборудования запланирована на 2015 - 2017 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.7.

Таблица 7.3.7

Годы	2015 г.	2016 г.	2017 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	44018,93	44018,93	44018,93	132 056,79
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	51 442,72	54 014,86	56 715,60	162 173,18

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №7 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.8 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене котлов на Котельной № 8 находящейся на балансе МУП «ОПТС»

Замена котельного оборудования запланирована на 2023 - 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.8.

Таблица 7.3.8

Годы	2016 г.	2017 г.	2023 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2364,27	591,01	2364,27	5 319,55
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 901,15	761,48	3 891,49	7 554,13

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №8 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.9 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.9. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене котлов на Котельной №9 находящейся на балансе МУП «ОПТС»

Замена котельного оборудования запланирована на 2015 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.9.

Таблица 7.3.9

Годы	2015 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1846,82	1846,82
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 158,29	2 158,29

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №9 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.10 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.10. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене котлов на Котельной №12 находящейся на балансе МУП «ОПТС»

Замена котельного оборудования запланирована на 2022 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.10.

Таблица 7.3.10

Годы	2022 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1182,18	1182,18
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 870,98	1 870,98

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по замене котлов Котельной №12 находящейся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.11 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.11. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС от котельных МУП «ОПТС» в связи с истощением эксплуатационного ресурса

Мероприятия по замене тепловых сетей запланированы на 2015 – 2028 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.11.

Таблица 7.3.11

Годы	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	69 478,45	69 454,32	69 471,12	69 497,78	69 556,61	69 435,23	69 519,37
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	81 195,99	85 226,18	89 509,14	94 020,66	97 864,26	101 601,23	105 793,31

Продолжение таблицы 7.3.11

Годы	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2028 г.	2027 г.	2028 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	69 462,05	69 604,81	69 434,89	69 524,15	69 566,37	69 398,10	68 440,64	971 843,9
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	109 934,32	114 566,68	117 715,61	121 402,94	125120,9	128 562,86	130 592,8	1503106,9

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей отопления и ГВС от котельных МУП «ОПТС» в связи с истощением эксплуатационного ресурса приведены в разделе 4.3.11 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.12. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей от Орской ТЭЦ-1, находящихся на балансе МУП «ОПТС» для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Проведение мероприятий запланировано на 2018 - 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.12.

Таблица 7.3.12

Годы	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	99 944,65	101 545,89	100 603,15	103 083,64	105 535,61	100 274,10	99 412,53
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	116 800,32	124 605,19	129 620,79	139 457,58	148 485,74	146 726,25	151 284,18

Продолжение таблицы 7.3.12

Годы	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2028 г.	2027 г.	2028 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	100 469,13	103 567,30	105 547,19	107 031,83	102 212,71	101 847,68	100 162,65	1431 238,1
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	159 007,77	170 467,55	178 938,15	186 898,77	183 838,15	188 677,05	191 122,13	2215 929,6

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей от Орской ТЭЦ-1, находящихся на балансе МУП «ОПТС» приведены в разделе 4.3.12 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.13. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 4

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2019 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.13.

Таблица 7.3.13

Годы	2014 г.	2015 г.	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 587,01	347,37	7 575,02	9 509,40
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 766,34	405,95	10 657,85	12 830,14

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 4 приведены в разделе 4.3.13 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.14. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 5

Реализация мероприятий планируется на период 2016 – 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.14.

Таблица 7.3.14

Годы	2016 г.	2017 г.	2018 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 649,98	2 257,87	4 211,79	8 119,64
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 024,66	2 909,12	5 697,95	10 631,74

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства №5 приведены в разделе 4.3.14 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.15. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 6

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2017 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.15.

Таблица 7.3.15

Годы	2017 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	626,58	626,58
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	807,31	807,31

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 6 приведены в разделе 4.3.15 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.16. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 7

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2017 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.16.

Таблица 7.3.16

Годы	2017 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	7 081,22	7 081,22
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	9 963,08	9 963,08

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 7 приведены в разделе 4.3.16 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.17. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 8

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.17.

Таблица 7.3.17

Годы	2019 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	4 172,47	1 788,21	5 960,68
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	5 870,55	3 031,62	8 902,17

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 8 приведены в разделе 4.3.17 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.18. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 10

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.18.

Таблица 7.3.18

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	5 676,78	5 676,78
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	9 624,06	9 624,06

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 10 приведены в разделе 4.3.18 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.19. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 11

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.19

Таблица 7.3.19

Годы	2015 г.	2017 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	802,39	1 788,21	2 590,60
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	937,71	2 303,99	3 241,70

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 11 приведены в разделе 4.3.19 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.20. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 12

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.20.

Таблица 7.3.20

Годы	2015 г.	2017 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	375,94	93,99	469,94
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	439,35	121,10	560,45

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 12 приведены в разделе 4.3.20 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.21. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 13

Реализация мероприятий планируется в 2015 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл.7.3.21.

Таблица 7.3.21

Годы	2015 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	62,66	62,66
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	73,23	73,23

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 13 приведены в разделе 4.3.21 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.22. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 14

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2016 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.22.

Таблица 7.3.22

Годы	2016 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 117,63	1 117,63
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 371,42	1 371,42

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 14 приведены в разделе 4.3.22 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.23. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 15

Реализация мероприятий планируется на период 2017, 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.23.

Таблица 7.3.23

Годы	2017 г.	2018 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	998,67	651,31	1 649,98
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 286,72	881,13	2 167,86

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 15 приведены в разделе 4.3.23 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.24. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 16

Реализация мероприятий планируется на период 2017, 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.24.

Таблица 7.3.24

Годы	2017 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	60,79	186,86	247,66
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	78,33	316,80	395,13

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 16 приведены в разделе 4.3.24 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.25. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 17

Реализация мероприятий планируется в 2024 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.25.

Таблица 7.3.25

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2 756,81	2 756,81
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 673,73	4 673,73

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 17 приведены в разделе 4.3.25 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.26. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 18

Реализация мероприятий планируется в 2019 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.26.

Таблица 7.3.26

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2 980,34	2 980,34
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 193,25	4 193,25

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 18 приведены в разделе 4.3.26 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.27. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 19

Реализация мероприятий планируется в 2024 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.27.

Таблица 7.3.27

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	130,26	130,26
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	220,84	220,84

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 19 приведены в разделе 4.3.27 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.28. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 22

Реализация мероприятий планируется в 2019, 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.28.

Таблица 7.3.28

Годы	2019 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	327,03	654,04	981,06
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	460,12	1 108,82	1 568,93

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 22 приведены в разделе 4.3.28 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.29. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 23

Реализация мероприятий планируется в 2016, 2019 - 2028 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.29.

Таблица 7.3.29

Годы	2016 г.	2019 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 267,47	8 158,34	2 235,25	11 661,07
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 555,29	11 478,57	3 789,50	16 823,37

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 23 приведены в разделе 4.3.29 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.30. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 24

Реализация мероприятий планируется в 2024 - 2028 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.30.

Таблица 7.3.30

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	8 613,59	8 613,59
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	14 602,94	14 602,94

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 24 приведены в разделе 4.3.30 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.31. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 25

Реализация мероприятий планируется в 2024 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.31.

Таблица 7.3.31

Годы	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 027,78	1 027,78
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 742,43	1 742,43

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зоне нового строительства № 25 приведены в разделе 4.3.31 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.32. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепломагистрали от котельной № 7 на пос. ОЗТП для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Реализация мероприятий планируется в 2014 - 2019 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.32.

Таблица 7.3.32

Годы	2014 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2 609,81	5 872,04	5 872,04	5 872,05	5 872,05	26 097,99
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 461,62	7 205,48	7 565,76	7 944,05	8 261,81	33 438,72

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству тепломагистрали от котельной № 7 на пос. ОЗТП для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей приведены в разделе 4.3.32 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.33. Обоснование инвестиций в мероприятия по присоединению системы теплоснабжения пос. Круторожино к котельной № 3 для подключения тепловой нагрузки потребителей закрываемых котельных

Реализация мероприятий планируется в 2025 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.33.

Таблица 7.3.33

Годы	2025 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	7 356,54	7 356,54
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	10 350,45	10 350,45

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по присоединению системы теплоснабжения пос. Круторожино к котельной № 3 для подключения тепловой нагрузки потребителей закрываемых котельных приведены в разделе 4.3.33 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.3.34. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству и реконструкции тепломагистрали Орской ТЭЦ-1 для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

Реализация мероприятий планируется в 2021 – 2028 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.34.

Таблица 7.3.34

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2 866,6	7 780,9	7 780,9	7 780,9	7 780,9	7 780,9	7 780,9	7 780,9	57 333,2
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 362,4	12314,5	12807,1	13191,3	13587,1	13994,7	14414,5	14846,9	99 518,5

Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по строительству и реконструкции тепломагистрали Орской ТЭЦ-1 для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей приведены в разделе 4.3.34 Книги 11 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

7.4. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии систем теплоснабжения МО город Орск в целях повышения качества и надежности теплоснабжения

7.4.1. Суммарные затраты на проведение мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Орск в целях повышения качества и надежности теплоснабжения

В соответствии с «Требованиями к схемам теплоснабжения» (утв. постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154) были выполнены расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Сводные данные о финансовых потребностях выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Орск приведены в табл. 7.4.1.

Сводные данные о финансовых потребностях выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Орск, по которым предполагается увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, приведены в табл. 7.4.2.

Таблица 7.4.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
Орская ТЭЦ-1. Основные мероприятия по строительству и реконструкции Орской ТЭЦ-1									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.2.1 в ценах 2012 г.			47 414,04	47 414,04	47 414,04	3 794,86		146 036,98
2	Стоимость мероприятий по п. 7.2.1 с учетом индексов МЭР			58 180,94	61 089,99	64 144,48	5 339,26		188 754,67
3	Стоимость мероприятий по п. 7.2.2 в ценах 2012 г.							1 700 517,40	1 700 517,40
4	Стоимость мероприятий по п. 7.2.2 с учетом индексов МЭР							2 882 951,67	2 882 951,67
5	Стоимость мероприятий по п. 7.2.3 в ценах 2012 г.					15 614,04			15 614,04
6	Стоимость мероприятий по п. 7.2.3 с учетом индексов МЭР					21 123,59			21 123,59
7	Стоимость мероприятий по п. 7.2.4 в ценах 2012 г.			13 641,98					13 641,98
8	Стоимость мероприятий по п. 7.2.4 с учетом индексов МЭР			16 739,83					16 739,83
9	Стоимость мероприятий по п. 7.2.5 в ценах 2012 г.	3 909,34	23 097,32	31 213,36	19 840,52				78 060,54
10	Стоимость мероприятий по п. 7.2.5 с учетом индексов МЭР	4 351,10	26 992,68	38 301,37	25 563,25				95 208,40
11	Стоимость мероприятий по п. 7.2.6 в ценах 2012 г.	826,00	1 470,28						2 296,28
12	Стоимость мероприятий по п. 7.2.6 с учетом индексов МЭР	1 084,82	1 718,24						2 803,06
13	Стоимость мероприятий по п. 7.2.7 в ценах 2012 г.	5 268,70	54 355,52	54 355,52					113 979,74
14	Стоимость мероприятий по п. 7.2.7 с учетом индексов МЭР	5 864,06	63 522,58	66 698,71					136 085,35
15	Стоимость мероприятий по п. 7.2.8 в ценах 2012 г.				2 662,08	38 589,54			41 251,62
16	Стоимость мероприятий по п. 7.2.8 с учетом индексов МЭР				3 429,92	52 206,19			55 636,11
ИТОГО Орская ТЭЦ-1 в ценах 2012 г.		10 004,04	78 923,12	146624,90	69 916,64	101 617,62	3 794,86	1 700 517,40	2 111 398,58
ИТОГО Орская ТЭЦ-1 в ценах с учетом индексов МЭР		11 299,98	92 233,50	179920,85	90 083,16	137 474,26	5 339,26	2 882 951,67	3 399 302,68

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
Мероприятия по МУП «ОПТС»									
Мероприятия по модернизации и реконструкции котельных МУП "ОПТС"									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.1 в ценах 2012 г.		3 958,89	4 529,88					8 488,77
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.1. с учетом индексов МЭР		4 626,56	5 558,54					10 185,10
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.4 в ценах 2012 г.						4 870,06		4 870,06
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.4. с учетом индексов МЭР						5 833,68		5 833,68
5	Стоимость мероприятий по п. 7.3.5 в ценах 2012 г.		18 888,08				19 502,08		38 390,16
6	Стоимость мероприятий по п. 7.3.5. с учетом индексов МЭР		22 073,55				28 558,40		50 631,95
7	Стоимость мероприятий по п. 7.3.6. в ценах 2012 г.		8847,63	8847,63	8847,63				26 542,89
8	Стоимость мероприятий по п. 7.3.6. с учетом индексов МЭР		10 339,78	10 856,77	11 399,61				32 596,16
9	Стоимость мероприятий по п. 7.3.7 в ценах 2012 г.		44018,93	44018,93	44018,93				132 056,79
10	Стоимость мероприятий по п. 7.3.7. с учетом индексов МЭР		51 442,72	54 014,86	56 715,60				162 173,18
11	Стоимость мероприятий по п. 7.3.8 в ценах 2012 г.			2364,27	591,01		2364,27		5 319,55
12	Стоимость мероприятий по п. 7.3.8. с учетом индексов МЭР			2 901,15	761,48		3 891,49		7 554,12
13	Стоимость мероприятий по п. 7.3.9 в ценах 2012 г.		1846,82						1 846,82
14	Стоимость мероприятий по п. 7.3.9. с учетом индексов МЭР		2 158,29						2 158,29
15	Стоимость мероприятий по п. 7.3.10 в ценах 2012 г.						1182,18		1 182,18
16	Стоимость мероприятий по п. 7.3.10. с учетом индексов МЭР						1 870,98		1 870,98
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	77 560,35	59 760,71	53 457,57	0,00	27 918,59	0,00	218 697,22
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	90 640,90	73 331,32	68 876,69	0,00	40 154,55	0,00	273 003,46

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
Мероприятия по реконструкции тепловых сетей									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.11 в ценах 2012 г.		69 478,45	69 454,32	69 471,12	69 497,78	347 578,07	346 364,15	971 843,89
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.11. с учетом индексов МЭР		81 195,99	85 226,18	89 509,14	94 020,66	529 759,79	623 395,17	1 503 106,93
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.12 в ценах 2012 г.		99 944,65	101 545,89	100 603,15	103 083,64	509 258,68	516 802,05	1 431 238,06
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.12. с учетом индексов МЭР		116 800,32	124 605,19	129 620,79	139 457,58	775 971,49	929 474,26	2 215 929,63
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	169 423,10	171 000,21	170 074,27	172 581,42	856 836,75	863 166,20	2 403 081,95
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	197 996,31	209 831,37	219 129,93	233 478,24	1 305 731,28	1 552 869,43	3 719 036,56
Мероприятия по строительству тепломагистрали для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей МУП «ОПТС»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.32 в ценах 2012 г.	2 609,81		5 872,04	5 872,04	5 872,05	5 872,05		26 097,99
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.32. с учетом индексов МЭР	2 461,62		7 205,48	7 565,76	7 944,05	8 261,81		33 438,72
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.34 в ценах 2012 г.						18 428,52	38 904,66	57 333,18
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.34. с учетом индексов МЭР						29 484,04	70 034,45	99 518,49
ИТОГО в ценах 2012 г.		2 609,81	0,00	5 872,04	5 872,04	5 872,05	24 300,57	38 904,66	83 431,17
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		2 461,62	0,00	7 205,48	7 565,76	7 944,05	37 745,85	70 034,45	132 957,21
Мероприятия по закрытию старых котельных									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.2 в ценах 2012 г.		5 335,00						5 335,00
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.2. с учетом индексов МЭР		6 234,75						6 234,75
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.3. в ценах 2012 г.		78 328,40						78 328,40
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.3. с учетом индексов МЭР		91 538,48						91 538,48
ИТОГО в ценах 2012 г.			83 663,40						83 663,40
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР			97 773,23						97 773,23

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
Мероприятия по строительству тепломагистрали для перевода нагрузок потребителей с малоэффективных котельных МУП «ОПТС» на более эффективные									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.33. в ценах 2012 г.						7 356,54		7 356,54
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.33. с учетом индексов МЭР						10 350,45		10 350,45
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7 356,54	0,00	7 356,54
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10 350,45	0,00	10 350,45
Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.1.1. в ценах 2012 г.			5 354,71					5 354,71
2	Стоимость мероприятий по п. 7.1.1. с учетом индексов МЭР			6 570,67					6 570,67
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.13 в ценах 2012 г.	1 587,01	347,37				7 575,02		9 509,40
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.13. с учетом индексов МЭР	1 766,34	405,95				10 657,85		12 830,14
5	Стоимость мероприятий по п. 7.3.14 в ценах 2012 г.			1 649,98	2 257,87	4 211,79			8 119,64
6	Стоимость мероприятий по п. 7.3.14. с учетом индексов МЭР			2 024,66	2 909,12	5 697,95			10 631,73
7	Стоимость мероприятий по п. 7.3.15 в ценах 2012 г.				626,58				626,58
8	Стоимость мероприятий по п. 7.3.15. с учетом индексов МЭР				807,31				807,31
9	Стоимость мероприятий по п. 7.3.16 в ценах 2012 г.				7 081,22				7 081,22
10	Стоимость мероприятий по п. 7.3.16. с учетом индексов МЭР				9 963,08				9 963,08
11	Стоимость мероприятий по п. 7.3.17 в ценах 2012 г.						4 172,47	1 788,21	5 960,68
12	Стоимость мероприятий по п. 7.3.17 с учетом индексов МЭР						5 870,55	3 031,62	8 902,17
13	Стоимость мероприятий по п. 7.3.18 в ценах 2012 г.							5 676,78	5 676,78
14	Стоимость мероприятий по п. 7.3.18. с учетом индексов МЭР							9 624,06	9 624,06

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	
15	Стоимость мероприятий по п. 7.3.19 в ценах 2012 г.		802,39		1 788,21				2 590,60
16	Стоимость мероприятий по п. 7.3.19. с учетом индексов МЭР		937,71		2 303,99				3 241,70
17	Стоимость мероприятий по п. 7.3.20 в ценах 2012 г.		375,94		93,99				469,93
18	Стоимость мероприятий по п. 7.3.20. с учетом индексов МЭР		439,35		121,1				560,45
19	Стоимость мероприятий по п. 7.3.21 в ценах 2012 г.		62,66						62,66
20	Стоимость мероприятий по п. 7.3.21. с учетом индексов МЭР		73,23						73,23
21	Стоимость мероприятий по п. 7.3.22 в ценах 2012 г.			1 117,63					1 117,63
22	Стоимость мероприятий по п. 7.3.22. с учетом индексов МЭР			1 371,42					1 371,42
23	Стоимость мероприятий по п. 7.3.23 в ценах 2012 г.				998,67	651,31			1 649,98
24	Стоимость мероприятий по п. 7.3.23. с учетом индексов МЭР				1 286,72	881,13			2 167,85
25	Стоимость мероприятий по п. 7.3.24 в ценах 2012 г.				60,79			186,86	247,65
26	Стоимость мероприятий по п. 7.3.24. с учетом индексов МЭР				78,33			316,8	395,13
27	Стоимость мероприятий по п. 7.3.25 в ценах 2012 г.							2 756,81	2 756,81
28	Стоимость мероприятий по п. 7.3.25. с учетом индексов МЭР							4 673,73	4 673,73
29	Стоимость мероприятий по п. 7.3.26 в ценах 2012 г.						2 980,34		2 980,34
30	Стоимость мероприятий по п. 7.3.26. с учетом индексов МЭР						4 193,25		4 193,25
31	Стоимость мероприятий по п. 7.3.27 в ценах 2012 г.							130,26	130,26
32	Стоимость мероприятий по п. 7.3.27. с учетом индексов МЭР							220,84	220,84
33	Стоимость мероприятий по п. 7.3.28 в ценах 2012 г.						327,03	654,04	981,07

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
34	Стоимость мероприятий по п. 7.3.28. с учетом индексов МЭР						460,12	1 108,82	1 568,94
35	Стоимость мероприятий по п. 7.3.29 в ценах 2012 г.			1 267,47			2 235,25	8 158,34	11 661,06
36	Стоимость мероприятий по п. 7.3.29. с учетом индексов МЭР			1 555,29			3 144,94	13 831,15	18 531,38
37	Стоимость мероприятий по п. 7.3.30 в ценах 2012 г.							8 613,59	8 613,59
38	Стоимость мероприятий по п. 7.3.30. с учетом индексов МЭР							14 602,94	14 602,94
39	Стоимость мероприятий по п. 7.3.31 в ценах 2012 г.							1 027,78	1 027,78
40	Стоимость мероприятий по п. 7.3.31. с учетом индексов МЭР							1 742,43	1 742,43
ИТОГО в ценах 2012 г.		1 587,01	1 588,36	9 389,79	12 907,33	4 863,10	17 290,11	28 992,67	76 618,37
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		1 766,34	1 856,24	11 522,04	17 469,65	6 579,08	24 326,71	49 152,39	112 672,45
ИТОГО по МУП "ОПТС" в ценах 2012 г.		4 196,82	332 235,21	246 022,75	242 311,21	183 316,57	933 702,56	931 063,53	2 872 848,65
ИТОГО по МУП "ОПТС" в ценах с учетом индексов МЭР		4 227,96	388 266,68	301 890,21	313 042,03	248 001,37	1 418 308,84	1 672 056,27	4 345 793,36
Индивидуальные источники теплоснабжения и модульные котельные на участках перспективной нагрузки									
1	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. по п. 7.1.1.		475,15	2 867,57				2 450,00	5 792,72
2	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.1.		555,28	3 518,74				4 153,58	8 227,60
3	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.2.							920	920,00
4	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.2.							1 559,71	1 559,71
5	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.3.						1000	1520	2 520,00
6	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.3.						1 406,97	2 576,91	3 983,88

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	
7	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.4.				1758,05			5511,78	7 269,83
8	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.4.				2 265,14			9 344,33	11 609,47
9	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.5.							850	850,00
10	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.5.							1 221,22	1 221,22
11	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.6.						3041		3 041,00
12	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.6.						4 278,60		4 278,60
13	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.7.		1200						1 200,00
14	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.7.		1 402,38						1 402,38
15	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.8.	1805,57					5226,65		7 032,22
16	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.8.	2 009,60					7 353,75		9 363,35
17	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.9.			1568					1 568,00
18	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.9.			1 924,07					1 924,07
19	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.10.					3373,56		3373,56	6 747,12
20	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.10.					4 563,98		5 719,32	10 283,30
21	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.11.							712,72	712,72

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
22	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.11.							1 208,30	1 208,30
	ИТОГО по индивидуальным источникам в ценах 2012 г.	1 805,57	1 675,15	4 435,57	1 758,05	3 373,56	9 267,65	15 338,06	37 653,61
	ИТОГО по индивидуальным источникам в ценах с учетом индексов МЭР	2 009,60	1 957,66	5 442,81	2 265,14	4 563,98	13 039,32	25 783,37	55 061,88
	ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Орск по годам в ценах 2012 г., тыс. руб.	16 155,11	412 833,48	397 083,22	313 985,90	288 307,75	946 765,07	2 646 918,99	5 022 049,52
	ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Орск по годам с учетом индексов МЭР	17 537,54	482 457,84	487 253,87	405 390,33	390 039,61	1 436 687,42	4 580 791,31	7 800 157,92

Таблица 7.4.2

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
Мероприятия по реконструкции тепловых сетей МУП «ОПТС»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.11 в ценах 2012 г.		69 478,45	69 454,32	69 471,12	69 497,78	347 578,07	346 364,15	971 843,89
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.11. с учетом индексов МЭР		81 195,99	85 226,18	89 509,14	94 020,66	529 759,79	623 395,17	1 503 106,93
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.12 в ценах 2012 г.		99 944,65	101 545,89	100 603,15	103 083,64	509 258,68	516 802,05	1 431 238,06
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.12. с учетом индексов МЭР		116 800,32	124 605,19	129 620,79	139 457,58	775 971,49	929 474,26	2 215 929,63
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	169 423,10	171 000,21	170 074,27	172 581,42	856 836,75	863 166,20	2 403 081,95
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	197 996,31	209 831,37	219 129,93	233 478,24	1 305 731,28	1 552 869,43	3 719 036,56
Мероприятия по строительству тепломагистрали для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей МУП «ОПТС»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.32 в ценах 2012 г.	2 609,81		5 872,04	5 872,04	5 872,05	5 872,05		26 097,99
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.32. с учетом индексов МЭР	2 461,62		7 205,48	7 565,76	7 944,05	8 261,81		33 438,72

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.34 в ценах 2012 г.						18 428,52	38 904,66	57 333,18
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.34. с учетом индексов МЭР						29 484,04	70 034,45	99 518,49
ИТОГО в ценах 2012 г.		2 609,81	0,00	5 872,04	5 872,04	5 872,05	24 300,57	38 904,66	83 431,17
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		2 461,62	0,00	7 205,48	7 565,76	7 944,05	37 745,85	70 034,45	132 957,21
Мероприятия по закрытию старых котельных									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.2 в ценах 2012 г.		5 335,00						5 335,00
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.2. с учетом индексов МЭР		6 234,75						6 234,75
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.3. в ценах 2012 г.		78 328,40						78 328,40
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.3. с учетом индексов МЭР		91 538,48						91 538,48
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	83 663,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	83 663,40
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	97 773,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	97 773,23
Мероприятия по строительству тепломагистрали для перевода нагрузок потребителей с малоэффективных котельных МУП «ОПТС» на более эффективные									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.33. в ценах 2012 г.						7 356,54		7 356,54
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.33. с учетом индексов МЭР						10 350,45		10 350,45
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7 356,54	0,00	7 356,54
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10 350,45	0,00	10 350,45
Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.1.1. в ценах 2012 г.			5 354,71					5 354,71
2	Стоимость мероприятий по п. 7.1.1. с учетом индексов МЭР			6 570,23					6 570,67
17	Стоимость мероприятий по п. 7.3.20 в ценах 2012 г.		375,94		93,99				469,93

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО по меро- приятию, тыс. руб.
18	Стоимость мероприятий по п. 7.3.20. с учетом индексов МЭР		439,35		121,1				560,45
19	Стоимость мероприятий по п. 7.3.21 в ценах 2012 г.		62,66						62,66
20	Стоимость мероприятий по п. 7.3.21. с учетом индексов МЭР		73,23						73,23
33	Стоимость мероприятий по п. 7.3.28 в ценах 2012 г.						327,03	654,04	981,07
34	Стоимость мероприятий по п. 7.3.28 с учетом индексов МЭР						460,12	1 108,82	1 568,94
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	438,60	0,00	93,99	0,00	327,03	654,04	1 513,66
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	512,58	0,00	121,10	0,00	460,12	1 108,82	2 202,62
ИТОГО (МУП «ОПТС») в ценах 2012 г.		2 609,81	253 525,10	182 226,96	176 040,30	178 453,47	888 820,89	902 724,90	2 584 401,43
ИТОГО (МУП «ОПТС») в ценах с учетом индексов МЭР		2 461,62	296 282,12	223 607,52	226 816,79	241 422,29	1 354 287,70	1 624 012,70	3 968 890,74
Индивидуальные источники теплоснабжения и модульные котельные на участках перспективной нагрузки									
1	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 7.1.3.						1000	1520	2 520,00
2	Стоимость проведения мероприятий в ценах с учетом индексов МЭР по п. 7.1.3.						1 406,97	2 576,91	3 983,88
ИТОГО по индивидуальным источникам в ценах 2012 г.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 000,00	1 520,00	2 520,00
ИТОГО по индивидуальным источникам в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 406,97	2 576,91	3 983,88
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Орск по годам в ценах 2012 г., тыс. руб.		2 609,81	253 525,10	182 226,96	176 040,30	178 453,47	889 820,89	904 244,90	2 586 921,43
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Орск по годам в ценах с учетом индексов МЭР		2 461,62	296 282,12	223 607,52	226 816,79	241 422,29	1 355 694,67	1 626 589,61	3 972 874,62

7.4.2. Данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии (обобщенные данные) по МО г. Орск

В табл. 7.4.3. приведены данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии с коллекторов от централизованных источников теплоснабжения г. Орска (обобщенные данные).

Таблица 7.4.3

Структура тепловой нагрузки	Перспективная тепловая нагрузка по годам, тыс. Гкал/год							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 - 2023	2024 - 2028
Перспективные балансы тепловой мощности Орской ТЭЦ-1								
Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал/год	1308,265	1 152,61	1 247,99	1 288,11	1 298,74	1 327,9	1 407,5	1 451,19
Перспективные балансы тепловой мощности котельных МУП "ОПТС"								
ИТОГО ежегодный полезный отпуск ТЭ прочих источников, тыс. Гкал/год	374,74	353,19	365,30	361,93	359,29	359,96	383,82	388,1
по Индивидуальным источникам теплоснабжения								
ИТОГО ежегодный полезный отпуск ТЭ прочих источников, тыс. Гкал/год	26,90	25,68	10,20	10,34	10,48	10,62	1,31	1,44
ИТОГО по МО г. Орск								
ИТОГО ежегодный полезный отпуск ТЭ прочих источников, тыс. Гкал/год	1709,90	1531,48	1623,50	1660,37	1668,51	1698,48	1792,63	1840,74

7.4.3. Расчет прогнозируемого средневзвешенного тарифа на тепловую энергию по МО г. Орск на период 2014 – 2028 гг.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» был рассчитан средневзвешенный тариф на тепловую энергию для МО г. Орск.

Для расчетов были использованы данные, приведенные в предыдущих Разделах настоящего отчета.

В соответствии с п. 122 Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. N 565/667), для формирования показателей долгосрочных индексов-дефляторов в тарифно-балансовых моделях рекомендуется использовать временно

определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года..

Индексы-дефляторы МЭР на период 2014 – 2016 гг. приняты в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов (разработан Минэкономразвития РФ) (Текст информации официально опубликован не был).

Индексы-дефляторы МЭР на период 2017 – 2027 гг. приняты в соответствии с временно определенными показателями долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года в соответствии с таблицей прогнозируемых индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации от 05.10.2011 № 21790- АК/ДОЗ.

Величины индексов–дефляторов приведены в табл. 7.4.4.

Таблица 7.4.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	%	6	6	5,6	4,7	4,4	4,9	4,9	4,9
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	%	7,5	4,5	2,5	4,8	7,3	9,3	5,7	5,0
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	%	12,	7,5	3,7	3,4	11	10	10	9,0
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	%	7,5	7,6	2,2	4,9	15	15	15	15

Продолжение таблицы 7.4.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	%	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	%	4,6	5,6	4,5	3,9	2,4	1,0	0,9	0,9
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	%	8,5	8,2	7,7	6,5	5,9	5,2	4,7	4,7
4	Рост цен на газ природный (оптовые цены без НДС)	%	6,1	5,1	4,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Данные по величине тарифов теплоснабжающих организаций г. Орска на 2013 г. и плановые показатели 2014 г. опубликованы на сайте Оренбургской региональной службы по тарифам. На их основании рассчитан средневзвешенный тариф ОАО «Оренбургской ТГК».

На основании вышеприведенных данных был выполнен расчет прогнозируемого средневзвешенного тарифа по МО г. Орск. В табл. 7.4.5 – 7.4.8 приведен расчет долей в средневзвешенном тарифе по МО г. Орск по каждой теплоснабжающей организации, претендующей на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников.

При расчете увеличения тарифа до значений, обеспечивающих НВВ по запланированным для МУП «ОПТС» мероприятиям, проведен пересчет на общий отпуск тепловой энергии.

Для мероприятий по перекладке тепловых сетей от Орской ТЭЦ-1 доля полезного отпуска, учтенная при расчете эффективности проектов составила 38,08% (табл. 7.4.5).

Таблица 7.4.5

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
По п. 4.3.12.	Руб/Гкал	0,00	0,00	300,00	631,50	855,91	941,50	1 026,24
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0,00	0,00	300,00	631,50	855,91	941,50	1 026,24

Продолжение таблицы 7.4.5.

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
По п. 4.3.12.	Руб/Гкал	1 113,47	1 204,77	1 297,54	1 381,88	913,41	410,91	160,22	0,00
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	1 113,47	1 204,77	1 297,54	1 381,88	913,41	410,91	160,22	0,00

Для мероприятий по строительству тепловых сетей к зонам перспективной нагрузки от Орской ТЭЦ-1 доля полезного отпуска, учтенная при расчете эффективности проектов, составила 0,05% (табл. 7.4.6).

Таблица 7.4.6

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
По п. 4.3.20.	Руб/Гкал	0	0	200	371	408,84	449,73	490,2
По п. 4.3.21.	Руб/Гкал	0	0	100	110,5	121,77	133,95	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,15	0,24	0,27	0,29	0,25

Продолжение таблицы 7.4.6

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
По п. 4.3.20.	Руб/Гкал	331,87	159,08	0	0	0	0	0	0
По п. 4.3.21.	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0,17	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Для мероприятий по реконструкции тепловых сетей от котельных МУП «ОПТС» доля полезного отпуска, учтенная при расчете эффективности проектов, составила 86,32% (табл. 7.4.7).

Таблица 7.4.7

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
По п. 4.3.11.	Руб/Гкал		250	508,5	586,89	646,76	711,43	775,46
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0	216	439	507	558	614	669

Продолжение таблицы 7.4.7

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
По п. 4.3.11.	Руб/Гкал	841,37	910,37	1 030,46	1 147,45	915,14	612,73	241,53	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	726	786	889	990	790	529	208	0

Для мероприятий по строительству тепломагистрали для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей МУП «ОПТС» доля полезного отпуска, учтенная при расчете эффективности проектов, составила 1% (табл. 7.4.8).

Таблица 7.4.8

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
По п. 4.3.32.	Руб/Гкал		0	0	0	0	750	817,5
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	8	8

Продолжение таблицы 7.4.8

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
По п. 4.3.32.	Руб/Гкал	886,99	959,72	1 033,62	1 100,80	1 165,75	826,37	465,21	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	9	10	10	11	12	8	5	0

Для мероприятий по строительству тепломагистрали для перевода нагрузок потребителей с малоэффективных котельных МУП «ОПТС» на более эффективные доля полезного отпуска, учтенная при расчете эффективности проектов, составила 0,05% (табл. 7.4.9).

Таблица 7.4.9

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
По п. 4.3.2.	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	1 300,00	1 417,00
По п. 4.3.3.	Руб/Гкал	0	0	50	52,2	54,76	57,45	60,28
По п. 4.3.33.	Руб/Гкал	0	0	60	62,64	65,72	68,95	72,33
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0	0	1	1	1	5	5

Продолжение таблицы 7.4.9

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
По п. 4.3.2.	Руб/Гкал	1 537,45	1 663,52	1 791,61	1 908,06	2 020,64	2 125,71	1 025,62	0
По п. 4.3.3.	Руб/Гкал	63,24	0	0	0	0	0	0	0
По п. 4.3.33.	Руб/Гкал	75,88	79,61	83,52	87,63	91,93	96,45	101,18	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	6	6	6	7	7	7	4	0

Для мероприятий по строительству тепловых сетей к зонам перспективной нагрузки от котельных МУП «ОПТС» доля полезного отпуска, учтенная при расчете эффективности проектов, составила 0,05% (табл. 7.4.10).

Таблица 7.4.10

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
По п. 4.3.28.	Руб/Гкал		0	0	0	0	0	1 000,0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	1

Продолжение таблицы 7.4.10

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
По п. 4.3.28.	Руб/Гкал	1 090,00	1 182,65	1 279,63	1 378,16	1 467,74	1 554,34	1 635,16	1 712,01
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	1	1	1	1	1	1	1	1

Для мероприятий по строительству тепловых сетей к зонам перспективной нагрузки от котельных МУП «ОПТС» доля полезного отпуска, учтенная при расчете эффективности проектов, составила 1% (табл. 7.4.11).

Таблица 7.4.11

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
По п. 4.1.1.	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	0
По п. 4.1.3.	Руб/Гкал	0	900	946,8	991,3	1 037,89	1 086,67	1 137,75
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0	9	9	10	10	11	11

Продолжение таблицы 7.4.11

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
По п. 4.1.1.	Руб/Гкал				0	1 000,00	1 052,00	1 101,44	1 153,21
По п. 4.1.3.	Руб/Гкал	1 191,22	1 247,21	1 305,83	0	0	0	0	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	12	12	13	0	10	11	11	12

Таблица 7.4.12

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Орская ТЭЦ-1																
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	1 150,20	1 206,6	1 265,7	1 327,7	1 390,1	1 451,3	1 512,2	1 574,2	1 637,2	1 696,1	1 752,1	1 804,7	1 860,6	1 920,15	1 981,6
Тариф +ИС	руб./Гкал	1 150,20	1 206,6	1 265,7	1 327,7	1 390,1	1 451,3	1 512,2	1 574,2	1 637,2	1 696,1	1 752,1	1 804,7	1 860,6	1 920,15	1 981,6
Инвестиционная составляющая к тарифу (ИС)	руб./Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
То же, в %	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	Гкал/ч/год	1152,6	1248,0	1288,1	1298,7	1327,9	1343,8	1359,7	1375,7	1391,6	1407,5	1416,2	1425,0	1433,7	1442,5	1451,2
Доля в отпуске ТЭ по городу	%	71,80%	74,06%	74,65%	74,80%	75,21%	75,51%	75,81%	76,10%	76,39%	76,67%	76,78%	76,89%	76,99%	77,1%	77,21%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	825,84	893,52	944,86	993,14	1045,52	1095,88	1146,4	1197,97	1250,58	1300,39	1345,22	1387,53	1432,54	1480,43	1529,9
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск на ТЭ + ИС с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	825,84	893,52	944,86	993,14	1045,52	1095,88	1146,4	1197,97	1250,58	1300,39	1345,22	1387,53	1432,54	1480,43	1529,9
Доля в инвестиционной составляющей к средневзвешенному тарифу МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Тепловые сети МУП «ОПТС» от Орской ТЭЦ-1																
Тариф на ТЭ конечного потребителя	руб/Гкал	1 495,2	1 558,38	1 629,5	1 729,7	1 833,1	1 938,6	2 043,4	2 150,5	2 260,7	2 367,7	2 467,3	2 562,1	2 657,4	2 754,4	2 855,0
Тариф на ТЭ без тарифа Ор. ТЭЦ-1	руб/Гкал	345,00	351,8	363,79	402,0	443,0	487,29	531,14	576,29	623,54	671,56	715,21	757,41	796,79	834,24	873,45
Тариф +ИС	руб/Гкал	345,0	351,8	478,2	642,7	769,2	846,1	922,2	1000,5	1082,4	1165,7	1241,4	1105,2	953,3	895,3	873,5
Инвест. составляющая к тарифу (ИС)	руб/Гкал	0	0	114	241	326	359	391	424	459	494	526	348	156	61	0
То же, в %	%	0%	0%	31%	60%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	46%	20%	7%	0%
Тариф конечного потребителя с учетом увелич. тарифа с коллекторов и стоимости передачи т/э	руб/Гкал	1 495	1 558	1 744	1 970	2 159	2 297	2 434	2 575	2 720	2 862	2 994	2 910	2 814	2 815	2 855
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	Гкал/ч/год	1153	1248	1288	1299	1328	1344	1360	1376	1392	1408	1416	1425	1434	1442	1451
Доля в отпуске ТЭ Орская ТЭЦ-1	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Доля тарифа организации в средневзвеш. тарифе для потребителей с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	1073,55	1154,06	1216,44	1293,83	1378,70	1463,85	1549,03	1636,52	1726,88	1815,26	1894,34	1969,87	2046,02	2123,63	2204,24
Доля тарифа в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск на ТЭ + ИС с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	1073,55	1154,06	1301,83	1473,89	1624,04	1734,80	1845,47	1959,31	2077,38	2194,08	2298,36	2237,30	2166,49	2170,67	2204,24
Доля в инвестиционной составляющей к средневзвешенному тарифу МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	0,00	0,00	85,39	180,06	245,34	270,95	296,44	322,79	350,50	378,82	404,02	267,43	120,47	47,04	0,00
То же, в %	%	0,0%	0,0%	7,0%	13,9%	17,8%	18,5%	19,1%	19,7%	20,3%	20,9%	21,3%	13,6%	5,9%	2,2%	0,0%

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Котельные МУП "ОПТС"																
Тариф на тепловую энергию при отпуске с коллекторов	руб/Гкал	1 100,22	1 154,13	1 210,68	1 270,01	1 329,70	1 388,20	1 446,51	1 505,82	1 566,05	1 622,43	1 675,97	1 726,24	1 779,76	1 836,71	1 895,48
Тариф +НТ	руб/Гкал	1 100,22	1 154,13	1 210,68	1 270,01	1 329,70	1 388,20	1 446,51	1 505,82	1 566,05	1 622,43	1 675,97	1 726,24	1 779,76	1 836,71	1 895,48
надбавка к тарифу (НТ)	руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
То же, в %	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	Гкал/ч/год	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03	427,03
Доля в отпуске ТЭ по городу	%	26,6%	25,3%	24,7%	24,6%	24,2%	24,0%	23,8%	23,6%	23,4%	23,3%	23,2%	23,0%	22,9%	22,8%	22,7%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск на ТЭ с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/Гкал	292,7	292,5	299,6	312,4	321,6	333,1	344,4	355,7	367,1	377,4	388,0	397,7	408,1	419,2	430,6
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск на ТЭ + НТ с учетом доли в отпуске ТЭ		292,7	292,5	299,6	312,4	321,6	333,1	344,4	355,7	367,1	377,4	388,0	397,7	408,1	419,2	430,6
Доля в инвестиционной надбавке к средневзвешенному тарифу МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
То же, в %		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Тепловые сети от котельных МУП "ОПТС"																
Тариф на ТЭ конечного потребителя	руб/Гкал	1445,2	1506,0	1574,5	1672,0	1772,7	1875,5	1977,6	2082,1	2189,6	2294,0	2391,2	2483,7	2576,5	2671,0	2768,9
Тариф на ТЭ без тарифа котельных	руб/Гкал	345,00	351,82	363,79	401,98	442,99	487,29	531,14	576,29	623,54	671,56	715,21	757,41	796,79	834,24	873,45
Тариф +ИС	руб/Гкал	345	352	364	402	443	495	539	599	648	698	744	787	824	859	873
Инвестиционная составляющая к тарифу (ИС)	руб/Гкал	0	0	0	0	0	8	8	23	25	27	28	30	28	25	0
То же, в %	%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	0%
Тариф конечного потребителя с учетом увеличения тарифа	руб/Гкал	1445,2	1506,0	1574,5	1672,0	1772,7	1883,0	1985,8	2105,0	2214,3	2320,6	2419,6	2513,7	2604,2	2695,9	2768,9
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	Гкал/ч/год	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0	427,0
Доля в отпуске ТЭ	%	26,6%	25,3%	24,7%	24,6%	24,2%	24,0%	23,8%	23,6%	23,4%	23,3%	23,2%	23,0%	22,9%	22,8%	22,7%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	384,4	381,6	389,7	411,2	428,8	450,0	470,8	491,8	513,2	533,6	553,6	572,2	590,9	609,6	629,1
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск на ТЭ + ИС с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	384,4	381,6	389,7	411,2	428,8	451,8	472,8	497,2	519,0	539,8	560,1	579,2	597,2	615,3	629,1
Доля в инвестиционной составляющей к средневзвешенному тарифу МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ	руб./Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	1,9	5,4	5,8	6,2	6,6	6,9	6,3	5,7	0,0
То же, в %	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,4%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	0,9%	0,0%

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Прочие источники																
Тариф на тепловую энергию при отпуске с коллекторов	руб/Гкал	1 400,17	1 468,78	1 540,75	1 616,25	1 692,21	1 766,67	1 840,87	1 916,34	1 992,99	2 064,74	2 132,88	2 196,87	2 264,97	2 337,45	2 412,25
Тариф +ИС	руб/Гкал	1 400,17	1 469,23	1 541,22	1 616,74	1 692,73	1 767,21	1 841,43	1 916,94	1 993,62	2 065,40	2 132,88	2 197,37	2 265,49	2 338,0	2 412,82
Инвестиционная составляющая к тарифу (ИС)	руб/Гкал	0,00	0,45	0,47	0,50	0,52	0,54	0,57	0,60	0,62	0,65	0,00	0,50	0,53	0,55	0,58
То же, в %	%	0,00%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,00%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	кал/ч/год	25,68	10,20	10,34	10,48	10,62	8,76	6,90	5,03	3,17	1,31	1,34	1,36	1,39	1,41	1,44
Доля в отпуске ТЭ по городу	%	1,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/Гкал	22,4	8,9	9,2	9,8	10,2	8,7	7,1	5,3	3,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,8
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Орск на ТЭ + ИС с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/Гкал	22,4	8,9	9,2	9,8	10,2	8,7	7,1	5,3	3,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,8
Доля в инвестиционной составляющей к средневзвешенному тарифу МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Сводные данные																
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/год	1605,3	1685,2	1725,5	1736,2	1765,5	1779,6	1793,7	1807,7	1821,8	1835,8	1844,6	1853,4	1862,1	1870,9	1879,7
Средневзвешенный тариф на ТЭ по МО г. Орск	руб/Гкал	1480,4	1544,6	1615,3	1714,8	1817,6	1922,6	2026,9	2133,7	2243,6	2350,3	2449,4	2543,7	2638,6	2735,0	2835,1
Средневзвешенный тариф на ТЭ + средневзвешенная ИС по МО г. Орск	руб/Гкал	1480,4	1544,6	1700,7	1894,9	2063,0	2195,3	2325,3	2461,9	2599,9	2735,3	2860,0	2818,1	2765,4	2787,8	2835,1
Средневзвешенная инвестиционная составляющая к тарифу (ИС) по МО г. Орск	руб/Гкал	0,0	0,0	85,4	180,1	245,3	272,8	298,4	328,2	356,3	385,0	410,6	274,4	126,8	52,7	0,0
То же, в %	%	0,00%	0,00%	5,29%	10,50%	13,50%	14,19%	14,72%	15,38%	15,88%	16,38%	16,76%	10,79%	4,81%	1,93%	0,00%
Тариф альтернативной котельной (прогнозируемый с учетом инфляции)	руб/Гкал	1677,8	1795,2	1920,9	2055,3	2281,4	2509,6	2760,5	3009,0	3279,8	3542,1	3825,5	4093,3	4338,9	4555,8	4783,6
Рост тарифа с учетом переходного периода	руб/Гкал	1480,4	1628,8	1797,1	1955,5	2128,9	2347,2	2565,6	3009,0	3279,8	3542,1	3825,5	4093,3	4338,9	4555,8	4783,6

Таблица 7.4.13

Наименование тепло- снабжающего предпри- ятия	Величины разницы между тарифом 1 и тарифом 2 МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников						
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 – 2028 гг.
Орская ТЭЦ-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
МУП "ОПТС" (передача ТЭ от ТЭЦ-1)	0,0	0,0	85,4	180,1	245,3	378,8	0,0
МУП "ОПТС" (производ- ство ТЭ)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
МУП "ОПТС" (передача ТЭ от котельных)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	0,2
Прочие источники	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

7.4.4. Анализ тарифных последствий и тарифно-балансовой модели

В табл. 7.4.13 приведены сводные данные по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников с учетом доли в отпуске ТЭ к тарифу по годам.

Данные о величинах разницы между тарифом 1 и тарифом 2 по МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников, объединены в табл. 7.4.12, и отражены на рис. 7.4.1.

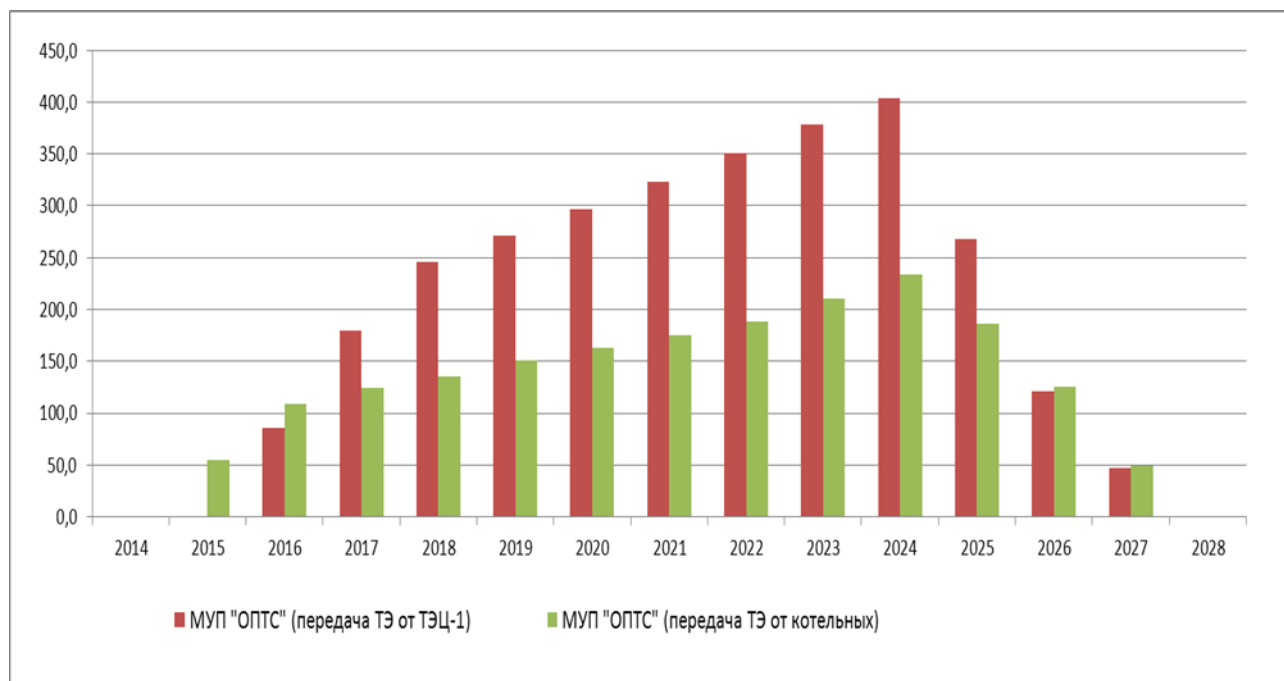


Рис 7.4.1. Разница между тарифом 1 и тарифом 2 МО г. Орск с учетом доли в отпуске ТЭ

Основная часть существующих магистральных трубопроводов тепловых сетей г. Орск была введена в эксплуатацию с 1960 по 1989 гг. В то время как установленный срок службы трубопроводов тепловых сетей составляет 30 лет (РД 153.34.17.464-00). Следовательно, срок службы тепловых сетей и сетей ГВС либо уже истек, либо истекает в ближайшем будущем.

Для увеличения показателей надежности запланированы мероприятия по перекладкам тепловых сетей и сетей ГВС.

Стоимость мероприятий по модернизации тепловых сетей теплоснабжения составит для МО г. Орск за расчетный период 2013 – 2028 гг. в ценах 2012 г. **2 842,94 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по модернизации Орской ТЭЦ-1 составит для МО г. Орск за расчетный период 2013 – 2028 гг. в ценах 2012 г. **2 111,55 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по модернизации и реконструкции котельных МУП "ОПТС" за расчетный период 2013 – 2028 гг. в ценах 2012 г. составит **218,697 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по строительству тепломагистрали для перевода нагрузок потребителей с малоэффективных котельных МУП «ОПТС» на более эффективные за расчетный период 2013 – 2028 гг. в ценах 2012 г. составит **91,02 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по строительству тепломагистрали для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей МУП «ОПТС» за расчетный период 2013 – 2028 гг. в ценах 2012 г. составит **26,10 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства за расчетный период 2013 – 2028 гг. в ценах 2012 г. составит **79,25 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по строительству индивидуальных источников теплоснабжения для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства за расчетный период 2013 – 2028 гг. в ценах 2012 г. составит **35,02 млн. руб.**

Структура затрат на проведение запланированных мероприятий представлена на рис. 7.4.2.



Рис 7.4.2. Структура затрат на проведение мероприятий

Благодаря проведенным мероприятиям потери тепловой энергии сократятся в течение расчетного периода 2013 – 2028 гг.

Динамика роста прогнозируемых потерь тепловой энергии в тепловых сетях без реализации мероприятий и с реализацией мероприятий отображена на рис. 7.4.3.

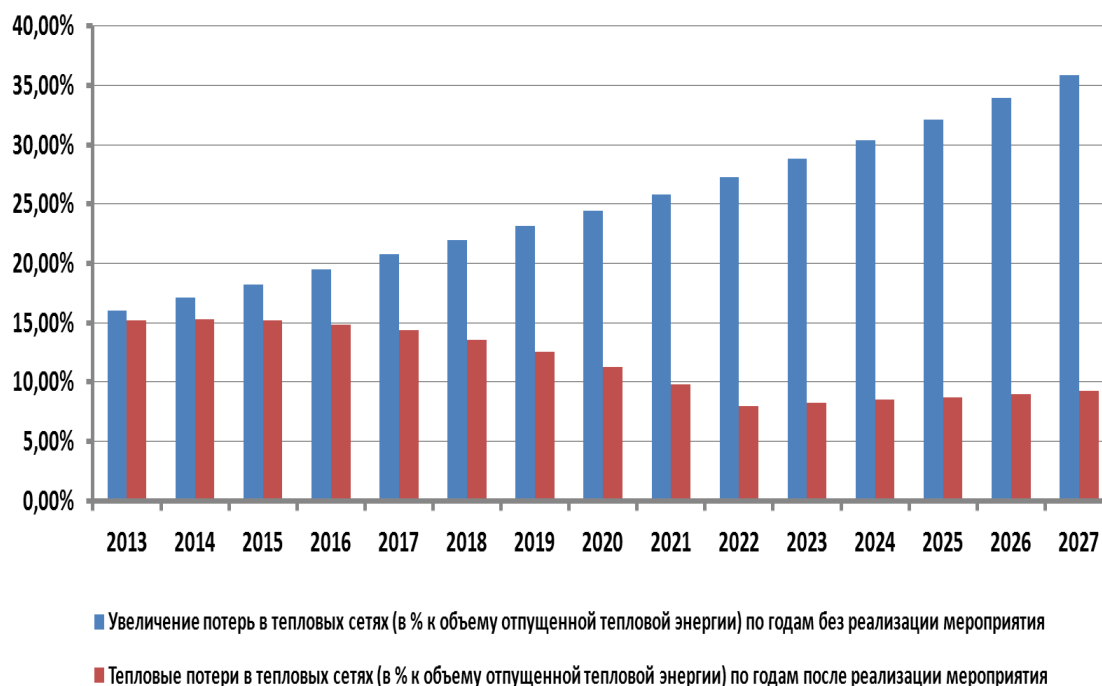


Рис 7.4.3. Прогнозируемые потери тепловой энергии в тепловых сетях без реализации мероприятий и с реализацией мероприятий

Необходимо отметить, что увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, **не является единственным источником финансирования запланированных мероприятий**: так, по перекладкам тепловых сетей, около 46% затрат погашаются за счет увеличения тарифа; 32% – за счет амортизации введенных в результате мероприятия основных средств; 22% – за счет прибыли предприятия и экономии тепловой энергии, полученных в результате реализации мероприятий.

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении".

«Статья 7. Принципы регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения и полномочия органов исполнительной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов в области регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

1. Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется в соответствии со следующими основными принципами:

- 1) обеспечение доступности тепловой энергии (мощности), теплоносителя для потребителей;
- 2) обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;
- 3) обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;
- 4) стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;

...

7) создание условий для привлечения инвестиций;»

В соответствии с пунктом 4 статьи 154 Жилищного кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, N 1 (часть 1), ст. 14), плата за коммунальные услуги включает в себя плату за холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение (в том числе поставки бытового газа в баллонах), отопление (теплоснабжение, в том числе поставки твердого топлива при наличии печного отопления).

Основным принципом установления предельного индекса является доступность для граждан совокупной платы за все потребляемые коммунальные услуги, рассчитанной с учетом этого предельного индекса (далее – плата за коммунальные услуги) (п. 4. Основ формирования предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2009 г. N 708 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 36, ст. 4353).

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платежеспособности населения, которые должны лежать в основе формирования тарифной политики и определения необходимой и возможной бюджетной помощи на компенсацию мер социальной поддержки населения и на выплату субсидий малообеспеченным гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг, а также на частичное финансирование программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования.

В соответствии с п. 21.1 «Методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги» (утв. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. N 378)»:

«21.1. Если рассчитанная доля прогнозных расходов средней семьи на коммунальные услуги в среднем прогнозном доходе семьи в рассматриваемом муниципальном образовании превышает заданное значение данного критерия, то необходим пересмотр проекта тарифов ресурсоснабжающих организаций или выделение дополнительных бюджетных средств на выплату субсидий и мер социальной поддержки населению».

В связи с вышеизложенным, и, принимая во внимание тот факт, что рост тарифов на электрическую энергию и на газ снижен законодательно на период 2014 – 2016 гг., предлагаем рассматривать рост основных тарифов (тепловая энергия, электроэнергия, природный газ, тарифы управляющих компаний и т.д.) в совокупности.

Использование такого подхода к росту тарифов на тепловую энергию позволит выявить значительный ресурс, позволяющий применить основные принципы государственной политики в сфере теплоснабжения, сформулированные в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении", к которым относятся:

«1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;

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

3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

4) развитие систем централизованного теплоснабжения;

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

6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;

7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

2. Государственная политика в сфере теплоснабжения направлена на обеспечение соблюдения общих принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных настоящей статьей».

7.4.5. Рекомендации по использованию источников финансирования

7.4.5.1. Тариф альтернативной котельной

Надежность теплоснабжения в отрасли снижается в связи с высоким износом оборудования и сокращением когенерации. А текущий уровень тарифов делает рынок тепла непривлекательным для инвесторов.

В части регулирования в сфере теплоснабжения Минэнерго предлагает ряд мер, направленных на повышение привлекательности этого рынка для инвесторов (введение тарифа альтернативной котельной, тарифное регулирование, долгосрочные договорные отношения на поставку тепловой энергии).

Переход в ближайшие годы к новой модели рынка теплоснабжения позволит обеспечить остро необходимый приток инвестиций, передать ответственность за отрасль квалифицированным инвесторам и планомерно повышать надежность и качество теплоснабжения.

С этой целью Минэнерго разработан Проект ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и иные Федеральные законы по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения", опубликованный на сайте Минэнерго (minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17326.html).

В сфере теплоснабжения в настоящее время наблюдается целый ряд нерешенных проблем. Накопленный высокий износ основных производственных фондов приводит к увеличению числа повреждений объектов теплоснабжения и аварий, росту потерь тепловой энергии при ее передаче, общему снижению уровня надежности и качества теплоснабжения, горячего водоснабжения. Для кардинального изменения ситуации нужны масштабные инвестиции в модернизацию оборудования, окупаемость которых практически невозможна в существующих условиях из-за сдерживания роста регулируемых цен (тарифов), снижения полезного отпуска тепловой энергии в результате ухода потребителей из централизованного теплоснабжения, недовольных негибкой ценовой политикой, а низкая платежная дисциплина потребителей тепловой энергии дополнительно снижает возможности для своевременной модернизации оборудования. Привлечь стороннего инвестора в рамках сложившейся системы отношений не удастся из-за высоких регуляторных рисков. При этом у самих участников рынка нет инструментов и экономических стимулов заниматься решением накопленных проблем: в системе теплоснабжения нет единого ответственного за надежность и качество теплоснабжения, а у потребителей нет адекватных механизмов, позволяющих добиваться компенсации при нарушениях и требовать улучшения ситуации.

Самые эффективные по технологии участники рынка тепловой энергии – источники, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, находятся в особо сложном положении из-за наличия перекрестного субсидирования между двумя рынками с разным порядком ценообразования: регулируемые тарифы на тепловую энергию для них зачастую занижаются, а нерегулируемые цены на рынке электрической энергии и мощности в силу его специфики не позволяют покрыть эти убытки. В резуль-

тате наиболее технологически эффективные источники, в частности, по показателям использования топлива, оказываются экономически невыгодными.

Выходом из создавшегося положения со всеми вышеперечисленными проблемами может стать принципиальное изменение подхода к системе отношений и к модели ценообразования в сфере теплоснабжения.

В качестве справедливой цены для конечных потребителей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации предлагается рассматривать цену тепловой энергии (мощности), определяемую исходя из минимальной стоимости тепловой энергии (мощности), которую можно произвести и поставить потребителям с использованием наилучших доступных технологий (далее – индикативный уровень цены на тепловую энергию (мощность)).

Внедрение новой системы отношений предлагается осуществлять на всей территории Российской Федерации с использованием переходного периода, который связан с постепенным доведением регулируемых тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, до индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность). Переходный период устанавливается с 1 июля 2014 года до достижения одной из более поздних дат: дата достижения индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность) или 1 января 2016 года. По завершении указанного переходного периода индикативный уровень цены на тепловую энергию (мощность) становится предельным уровнем нерегулируемой цены для потребителей. При этом Правительством РФ по предложению уполномоченного органа власти субъекта РФ могут быть определены территории, на которых сохранится действующая система регулирования цен (тарифов) для всех участников процесса теплоснабжения (далее – регулируемые зоны теплоснабжения). Законопроектом устанавливаются критерии, при соответствии которым территории РФ могут быть отнесены к регулируемым зонам теплоснабжения.

Для решения поставленных задач законопроектом предлагаются следующие изменения.

1. Изменения в Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

1) Ускорение назначения единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО), изменение ее роли.

2) Изменение принципов ценообразования в сфере теплоснабжения:

а) с 1 июля 2014 г. предусматривается полная отмена регулирования цен (за исключением объемов, поставляемых населению) в следующих случаях:

- на производимый, передаваемый и поставляемый пар, как в виде тепловой энергии, так и в виде теплоносителя;

- в отношении потребителей, теплопотребляющие установки которых технологически соединены с источником тепловой энергии непосредственно или через тепловую сеть, принадлежащую на праве собственности или ином законном основании теплоснабжающей организации, владеющей таким источником тепловой энергии, или потребителю, и указанные

объекты не имеют иного технологического соединения с системой теплоснабжения, входящей в зону деятельности ЕТО (потребитель на коллекторах).

- в отношении потребителей, которые не потребляли тепловую энергию более года (право заключить соответствующий договор у участников рынка есть только до 1 января 2015 г.).

Законопроект содержит норму, в соответствии с которой при тарифном регулировании не учитываются тарифные и экономические последствия, возникающие в связи с осуществлением деятельности по нерегулируемым ценам, то есть при отмене тарифного регулирования не должен произойти рост тарифов для остальных потребителей, в том числе из-за убытков теплоснабжающих организаций. При этом цены (тарифы), подлежащие регулированию, должны учитывать экономически обоснованные расходы и не могут быть снижены из-за доходов от нерегулируемой деятельности.

Такие изменения предоставляют возможность определения цен на отдельные товары в сфере теплоснабжения по соглашению сторон, что необходимо для предотвращения ухода потребителей от централизованного теплоснабжения на индивидуальные автономные источники теплоснабжения, наблюдаемого в настоящее время из-за отсутствия возможности договориться об иной цене, кроме как установленной регулирующим органом.

В случае возникновения разногласий по цене на товары (услуги) в указанных случаях законопроект предусматривает, что стороны применяют цену, равную тарифу на такой товар (услугу), установленный для соответствующей категории потребителей в отношении теплоснабжающей организации, а в случае если тариф не установлен, стороны или одна из сторон обращаются в орган регулирования за его установлением и применяют установленный тариф в договоре. Указанные тарифы применяются сторонами не более 3 лет и не позднее чем 1 июля 2017 года.

В законопроект включены положения, предусматривающие, что с 1 июля 2014 года тарифы на указанные выше товары (услуги) применяются исключительно в случае, когда стороны соответствующего договора не смогли достигнуть соглашения по уровню нерегулируемой цены.

б) На территориях, не отнесенных Правительством РФ к регулируемым зонам теплоснабжения, реализуется поэтапное доведение в течение переходного периода регулируемых тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям в зоне деятельности ЕТО, до индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с отменой регулирования в сфере теплоснабжения при достижении индикативного уровня с одновременным ограничением уровня цен на тепловую энергию для потребителей предельным уровнем нерегулируемых цен, равным такому индикативному уровню.

Для этого Правительство РФ должно определить параметры, используемые для расчета индикативного уровня, правила определения и порядок применения индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность), а также требования к определению сроков поэтапного достижения указанного индикативного уровня и правила контроля за их исполнением. ФСТ России наделяется полномочиями по определению индикативного уровня це-

ны на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, в соответствии с правилами, утвержденными Правительством РФ, органы регулирования субъектов по согласованию с ФСТ России – по определению сроков достижения установленного индикативного уровня регулируемыми тарифами на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, но не позднее 1 января 2020 года. В случае если органы регулирования субъектов не установили указанные сроки до 1 июля 2014 года, то такие сроки должны быть установлены ФСТ России. Решение об окончании переходного периода принимается Правительством РФ на основе данных о выполнении сроков поэтапного достижения, предоставляемых в порядке, определенном Правительством РФ.

До этого срока тарифы на тепловую энергию (мощность) и услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя устанавливаются путем индексации тарифов 2014 года с учетом особенностей, определенных Правительством РФ.

В тех системах теплоснабжения, где текущий уровень регулируемых тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, выше индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность), все тарифы на товары и услуги в системе теплоснабжения фиксируются, включая тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, на момент перехода на новую модель до года, когда тарифы для потребителей сравняются с индикативным уровнем цены на тепловую энергию (мощность) с учетом его индексации. Это обеспечит стабильность и гарантию получения денежного потока для ЕТО и, соответственно, экономические стимулы улучшать ситуацию в таких системах теплоснабжения за счет сохранения получаемой экономии от оптимизации системы теплоснабжения.

По завершении переходного периода законопроект устанавливает новый перечень нерегулируемых цен на товары и услуги в сфере теплоснабжения на территориях, не отнесенных к регулируемым зонам теплоснабжения. В том числе исключается услуга по поддержанию резервируемой тепловой мощности как избыточная, а также:

- отменяется регулирование закупочных цен на тепловую энергию и услуг по передаче тепловой энергии, а также полностью отменяется плата за подключение к системам теплоснабжения;

- отменяется регулирование цен (тарифов) на теплоноситель в закрытых системах горячего водоснабжения;

- в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) сохраняется регулирование цен (тарифов) на теплоноситель для потребителей, а расчет тарифов на горячую воду, осуществляется ЕТО по формуле, установленной ФСТ России, в виде двухкомпонентных тарифов с использованием компонента на теплоноситель и компонента на тепловую энергию (различный подход к ценообразованию обусловлен технологическими особенностями использования и приготовления теплоносителя в открытых и закрытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения)).

При наличии разногласий по вопросу определения нерегулируемых цен ЕТО и (или) теплоснабжающая (теплосетевая) организация вправе однократно обратиться в порядке, установленном Правительством РФ, в орган регулирования, с заявлением об установлении

на срок не более 3 лет тарифа (цены) на соответствующий товар (услугу). При этом срок действия договора должен соответствовать сроку, на который установлен тариф.

3) Законопроект вводит новую систему ответственности ЕТО за надежность и качество теплоснабжения, горячего водоснабжения:

При невыполнении ЕТО обязательств по надежности и качеству теплоснабжения, горячего водоснабжения у потребителей, ЕТО обязана начислить и выплатить каждому потребителю компенсацию, сравнимую с затратами на альтернативное теплоснабжение, горячее водоснабжение.

На территориях, не отнесенных к регулируемым зонам теплоснабжения, новая адресная система компенсации вводится взамен системы, предусмотренной действующим законодательством, которая не учитывала влияние нарушений показателей надежности и качества на стоимость тепловой энергии для конкретного пострадавшего потребителя. Законопроект предусматривается поэтапное увеличение компенсации, выплачиваемой потребителю при нарушении надежности и качества, синхронно со сроками достижения уровня индикативной цены на тепловую энергию.

На территориях, отнесенных к регулируемым зонам теплоснабжения, новая система надежности и качества теплоснабжения, горячего водоснабжения применяется совместно с существующей моделью, но без учета нарушения организациями показателей надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг, при расчете тарифов для указанных организаций.

Законопроект предусматривает перенос положений, связанных с надежностью и качеством горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытых систем горячего водоснабжения, из законодательства о водоснабжении и водоотведении в законодательство о теплоснабжении. Исключение составляют нормы о производственном контроле горячей воды, которые остаются в законодательстве о водоснабжении и водоотведении. Для этого законопроектом также предусмотрены изменения в Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении».

Также в целях введения новой системы ответственности ЕТО за обеспечение надежности и качества теплоснабжения, горячего водоснабжения повышаются требования к публичности деятельности ЕТО, дополняется перечень существенных условий договоров теплоснабжения и (или) поставки горячей воды, оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, поставки тепловой энергии, теплоносителя.

4) Изменение функционала ЕТО:

а) на всех территориях Российской Федерации сразу с вступлением в силу положений законопроекта ЕТО становится единым в зоне своей деятельности закупщиком и поставщиком товаров и услуг, а также наделяется функциями по распределению объемов тепловой энергии между источниками тепловой энергии в соответствии с критериями, определенными Правительством РФ.

б) на территориях, не отнесенных Правительством РФ к регулируемым зонам теплоснабжения, после окончания переходного периода ЕТО передаются функции по распределению мощности между источниками тепловой энергии, которое до этого осуществляется в схемах теплоснабжения, по согласованию вывода объектов теплоснабжения из эксплуатации, а также ЕТО предоставляется право инициировать приостановление вывода объектов теплоснабжения из эксплуатации на срок не более 3 лет с условием компенсации собственнику возникающих в связи с этим убытков в порядке, установленном Правительством РФ. Орган местного самоуправления и потребители исключаются из процедуры согласования, сохраняется необходимость уведомлять их о планируемом выводе.

5) В целях усиления ответственности ЕТО по договорам поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя (договорам оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя) законопроектом вводится право теплоснабжающих (теплосетевых) организаций в одностороннем порядке отказаться от исполнения договора в случае ненадлежащего исполнения ЕТО обязательств по оплате, при условии заблаговременного уведомления органов местного самоуправления о планируемом отказе с указанием причин, даты и времени такого отказа.

6) В целях усиления защиты интересов потребителей вводится обязанность собственника объектов теплоснабжения и (или) лица, владеющего ими на праве оперативного управления или праве хозяйственного ведения, переданных в аренду или концессию, по осуществлению контроля за надлежащим исполнением арендатора или концессионера своих обязательств перед потребителями и (или) субъектами теплоснабжения, а также устанавливается субсидиарная ответственность собственника объектов теплоснабжения и (или) лица, владеющего ими на праве оперативного управления или праве хозяйственного ведения, за не надлежащее исполнение арендатором или концессионером своих обязательств. Соответствующие изменения вносятся и в Федеральный закон от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях».

2. Изменения в Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» направлены на усиление требований к уровню оснащенности приборам учета тепловой энергии. А именно, исключается возможность в отношении объектов с максимальным объемом потребления тепловой энергии менее 0,2 Гкал/ч не устанавливать приборы учета. При этом Правила коммерческого учета тепловой энергии должны предусматривать упрощенные требования к учету тепловой энергии в отношении таких объектов.

3. Изменения в Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях с целью установления ответственности за нарушение правил организации теплоснабжения и манипулирование ценами на товары и услуги в сфере теплоснабжения субъектами, не занимающими доминирующее положение. Административная ответственность является важным механизмом контроля за ЕТО и иными участниками сферы теплоснабжения при одновременной отмене ценового регулирования.

4. Изменения в Жилищный кодекс Российской Федерации:

направлены на перенесение полномочий по установлению нормативов потребления коммунальных услуг по отоплению, горячему водоснабжению с регионального уровня на федеральный;

включают уточнение, что расчет размера платы за коммунальную услугу по отоплению, горячему водоснабжению осуществляется по ценам (тарифам), определенным в соответствии с законодательством в сфере теплоснабжения.

5. Изменения в Федеральный закон от 7.12.2011 N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» вносятся с целью синхронизации изменений в закон «О теплоснабжении» с законодательством о водоснабжении и водоотведении в части надежности и качества горячего водоснабжения.

6. Изменения в Федеральный закон от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях» в целях установления обязанности концедента осуществлять контроль за надлежащим исполнением концессионера своих обязательств, а также в целях установления субсидиарной ответственности собственника объектов теплоснабжения и (или) лица, владеющего ими на праве оперативного управления или праве хозяйственного ведения, за ненадлежащее исполнение концессионером своих обязательств.

Минэнерго подготовило новые правила рынка тепла, которые позволят привлечь в отрасль примерно 2,5 трлн руб. до 2025 г. Тарифы на тепло для населения при этом вырастут на четверть

Минэнерго завершило работу над новыми правилами в сфере теплоснабжения, о необходимости которых в отрасли говорили еще со времен реформы Анатолия Чубайса. Проект поправок к закону «О теплоснабжении» (опубликован на сайте Минэнерго 31 декабря) предполагает постепенный переход от регулируемых тарифов на тепло к экономически обоснованным так называемым индикативным ценам. Также перестанет регулироваться цена на пар, чего давно добивались генерирующие компании и промышленность.

Новые правила приведут к существенному разовому росту тарифов на тепло для населения в большинстве регионов, следует из презентации Минэнерго. Средний рост составит 26%, в отдельных случаях цена может вырасти значительно: в Башкирии — на 104%, в Туве — на 81%, в Тюменской области — на 75%, говорится в документе. Снижение тарифов на 3, 11 и 12% ожидается только в Карелии, Краснодарском крае и Новгородской области соответственно, в Москве стоимость не изменится.

Уровень индикативных цен для крупных городов (с населением выше 500 000 человек) будет устанавливать ФСТ, для остальных — региональные власти. Он будет рассчитываться с учетом капитальных и эксплуатационных затрат на строительство новой котельной. Их определит консалтинговая компания, которую регулятор выберет на конкурсе.

«Альтернативная котельная» — это локальный источник теплоснабжения, которым потребители могут заменить сторонние теплоснабжающие организации. Ценообразование по методу «альтернативной котельной» предполагает установку предельной цены для потре-

бителя, которая не должна превышать стоимость гигакалории, выработанной локальным источником теплоэнергии.

Порядок расчета тарифа альтернативной котельной.

Тариф альтернативной котельной рассчитывается на основе следующих данных, принципов и предположений:

- утвержденные эталонные параметры, характеризующие котельную (капитальные затраты, операционные затраты, показатели топливной эффективности);
- поправочные коэффициенты для приведения параметров к условиям соответствующего региона;
- учет возврата инвестиционного капитала в строительство котельной;
- стоимость топлива, топливного баланса тепловых источников в данном населенном пункте;
- платы за передачу по квартальным тепловым сетям.

Приведенный далее расчет опубликован на сайте <http://www.rosteplo.ru> как пример расчета тарифа альтернативной котельной:

1. Топливные затраты:

- удельный расход условного топлива:

154 кг у.т./Гкал

- коэффициент перевода теплотворной способности природного газа в условное топливо – 1,13

- собственные нужды: 2,5%

- стоимость газа 4000 руб/тыс. м³

Итого: $4000 / 1,13 * 154 * (1 + 2,5\%) = 558,76$ руб/Гкал

2. Постоянные затраты

- постоянные затраты – 0,6 млн. руб/Гкал/ч

Итого: $0,6 / (365 * 24 * 0,35) = 195,69$ руб.

3. Возврат капитала, прибыль, налог на прибыль

- капитальные затраты – 7,5 млн. руб./Гкал/ч

- плата за тех. присоединение к газовым, электрическим сетям, водопроводу – 10%

- срок окупаемости – 10 лет

- норма доходности – 14%

- терминальная стоимость – 0,9

- ставка налога на прибыль – 20%

- ставка налога на имущество – 2%

Итого: с рисками 1,3 млн. руб./Гкал/ч/год

$1,3 / (365 * 24 * 0,35) = 430$ руб./Гкал

4. Налог на имущество – 2%

$(7,5 * 1,1 / 15 * 0,02) / (365 * 24 * 0,35) = 38$ руб./Гкал

5. Квартальные сети и потери

- затраты на содержание сетей: 125 руб/Гкал

- потери в сетях: 12% от тарифа альтернативной котельной на коллекторах

Итого: $(558,76 + 195,69 + 430 + 38) \cdot 0,12 = 146$ руб./Гкал

6. Итого тариф альтернативной котельной:

$560 + 196 + 440 + 38 + 125 + 146 = 1507$

В расчетах Минэнерго указана стоимость 1507 руб. за 1 Гкал (средний тариф по РФ 2013 г. — 1241 руб./Гкал).

При расчетах учтены риски инвестора

Чтобы не допустить резкого скачка цен, Минэнерго предлагает привести цены к индикативному уровню в течение нескольких лет, но не позднее 2020 г. **Решение о длительности переходного срока останется за регионами.** В тех населенных пунктах, где тарифы уже выше индикативной цены, их заморозят до того момента, пока они не сравняются с экономически обоснованной ценой.

По расчетам Минэнерго, для некоторых регионов до 2025 г. государству необходимо будет выделить субсидии в размере 123 млрд. руб. Но положительный эффект реформы будет масштабнее: до 2025 г. отрасль сможет привлечь 2,5 трлн. руб.

Генерирующие компании получают возможность консолидировать выручку от продажи тепла в одном регионе. Регионы должны будут выбрать единую теплоснабжающую организацию (как правило, крупная теплогенерирующая компания, которая может обеспечить теплом большинство жителей), которая будет определять политику теплоснабжения в регионе и нести ответственность за безопасность и качественное теплоснабжение потребителей.

Впрочем, в некоторых регионах правительство может сохранить регулирование по обращению местных чиновников. Исключение будет сделано для тех регионов, в которых электроэнергия от комбинированной выработки продается по регулируемым тарифам (например, на Дальнем Востоке), где государство субсидирует теплоснабжающие организации либо больше 15% в тарифах приходится на возврат инвестиций в тепло.

Проведен анализ применения тарифов на тепловую энергию, прогнозируемых по различным сценариям.

Для расчета тарифа альтернативной котельной использованы данные, рассчитанные экспертными организациями и опубликованные Минэнерго РФ.

Сценарий 1.

В случае, если уровень тарифов останется на прежнем уровне, теплоснабжающие организации не смогут извлечь из оборота значительные средства, необходимые для реконструкции тепловых сетей, модернизации основного оборудования, а так же привлечь инвесторов (при существующем уровне доходности теплоснабжающая отрасль не является привлекательной для инвесторов). **Следовательно, рост тарифов на тепловую энергию, по «сценарию 1» не сможет обеспечить потребителям должного уровня надежности и качества теплоснабжения. Кроме того, возрастет число аварий в системах теплоснабжения, а также число отказов в работе основного оборудования источников тепла. Кроме того, этот уровень тарифов не позволит большинству предприятий покрыть существующие убытки от деятельности по теплоснабжению потребителей.**

В случае принятия решения об использовании этого сценария, тариф на тепловую энергию не достигнет индикативного уровня тарифа до 2028 г.

Сравнение величин тарифов представлено на рис. 7.4.4.

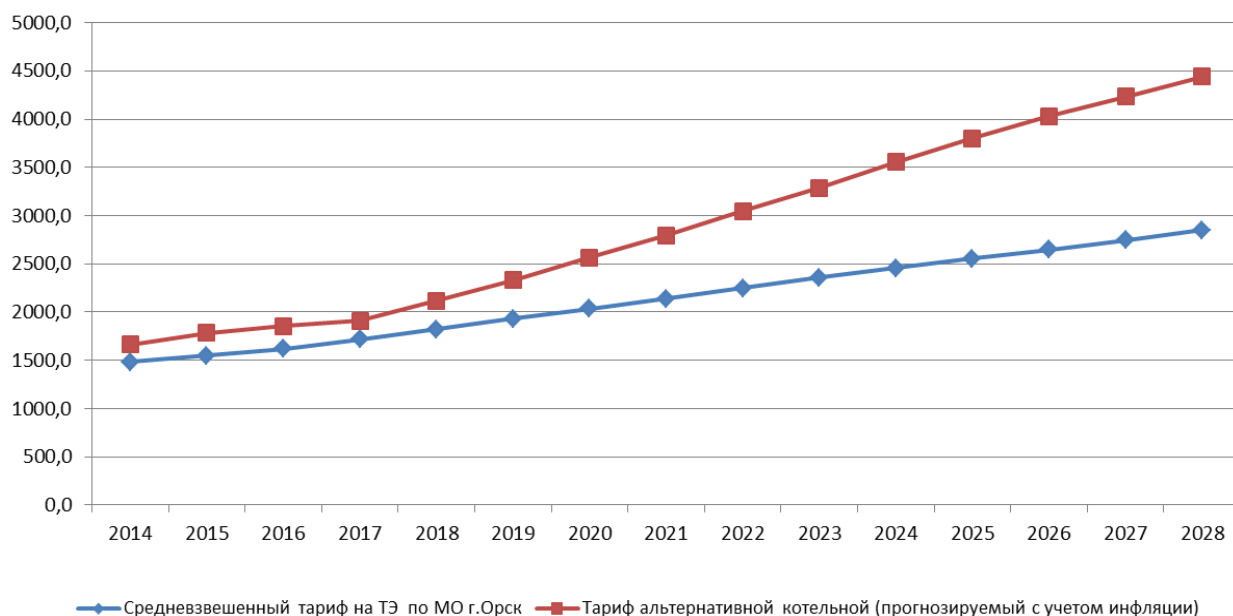


Рис 7.4.4. Сравнение величин тарифов

Сценарий 2.

При увеличении тарифов в размерах, рассчитанных при разработке настоящей схемы теплоснабжения предприятия за период 2014 – 2020 гг. смогут осуществить мероприятия по реконструкции тепловых сетей, модернизации основного оборудования. Однако, реализация этих мероприятий рассчитана на период до 2028 г. Следовательно, к 2028 г. оборудование и тепловые сети устареют и для их модернизации необходим будет новый скачок в росте тарифов на тепловую энергию. Так же, этот уровень тарифов не позволит большинству предприятий покрыть существующие убытки от деятельности по теплоснабжению.

В случае принятия решения об использовании этого сценария, тариф на тепловую энергию превысит индикативный уровень тарифа в 2016 – 2022 гг.

Величина тарифа на тепловую энергию позволит теплоснабжающим предприятиям получить в течение 2014 – 2022 гг. дополнительную выручку в размере **3 105,16 млн. руб.** Для сравнения – суммарный объем затрат на запланированные мероприятия составит **8 197,668 млн. руб.** по теплоснабжающим предприятиям МО г. Орск в целом, и по мероприятиям, включенным в тариф - **4 990,845 млн. руб.**

Сравнение величин тарифов представлено на рис. 7.4.5.

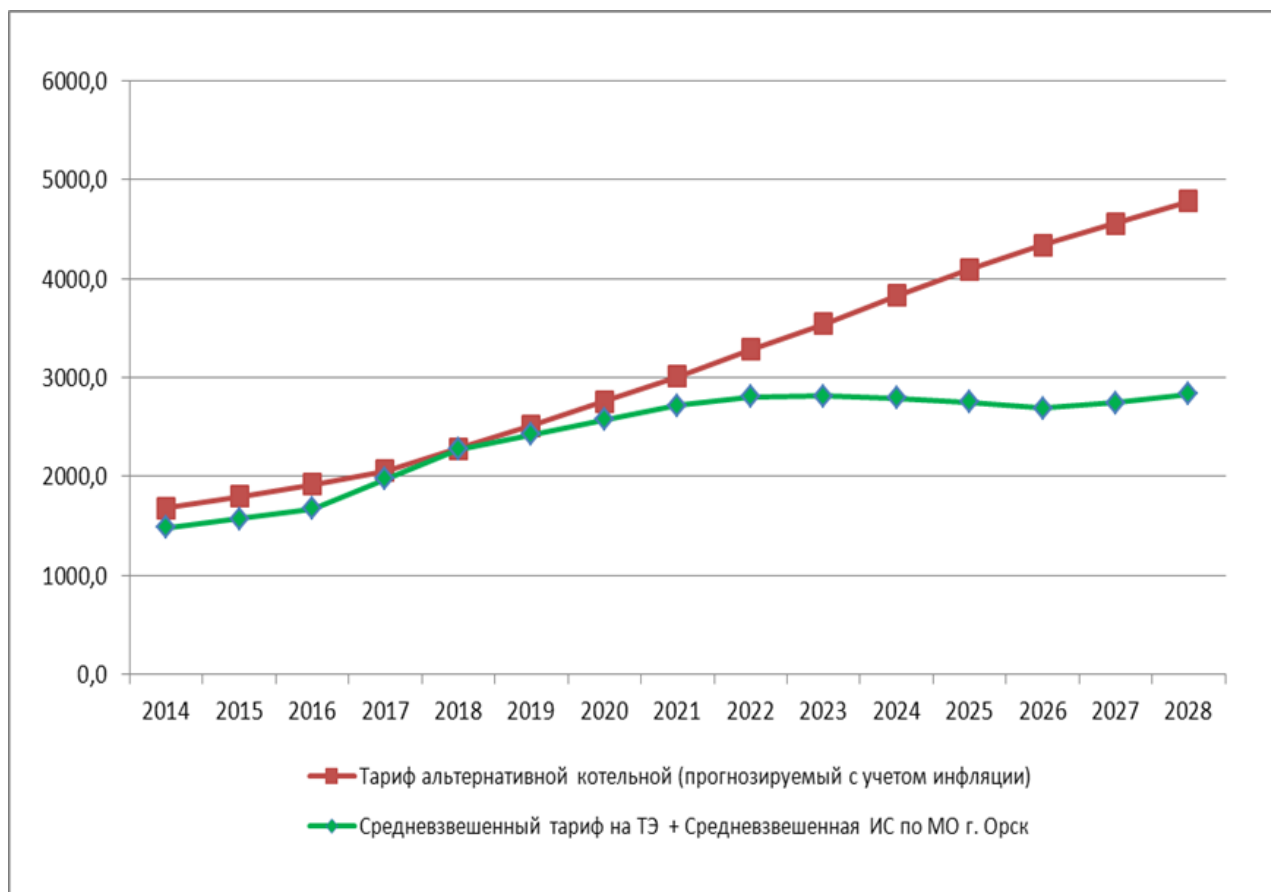


Рис 7.4.5. Сравнение величин тарифов

Сценарий 3.

При увеличении тарифов до уровня тарифа альтернативной котельной, с учетом прогнозируемой инфляции, предприятия за период 2014 – 2020 гг. смогут осуществить мероприятия по реконструкции тепловых сетей, модернизации основного оборудования, обеспечить энергоэффективное производство тепловой энергии. Так же, этот уровень тарифов позволит предприятиям не только покрыть существующие убытки от деятельности по теплоснабжению, но и сделать отрасль привлекательной для внешних инвесторов.

В случае принятия решения об использовании этого сценария, тариф на тепловую энергию достигнет индикативного уровня тарифа в ценах 2013 г. в 2020 г.

Точка пересечения линий 1 и 2 (на рис. 6.7.) – достижение тарифа на тепловую энергию по «сценарию 3» индикативного уровня.

Величина тарифа на тепловую энергию позволит теплоснабжающим предприятиям получить в течение 2014 – 2020 гг. дополнительную выручку в размере 2 809,99 млн. руб. Для сравнения – суммарный объем затрат на запланированные мероприятия составит **8 197,668** млн. руб. по теплоснабжающим предприятиям МО г. Орск в целом, и по мероприятиям, включенным в тариф - **4 990,845** млн. руб.

Сравнение величин тарифов представлено на рис. 7.4.6.

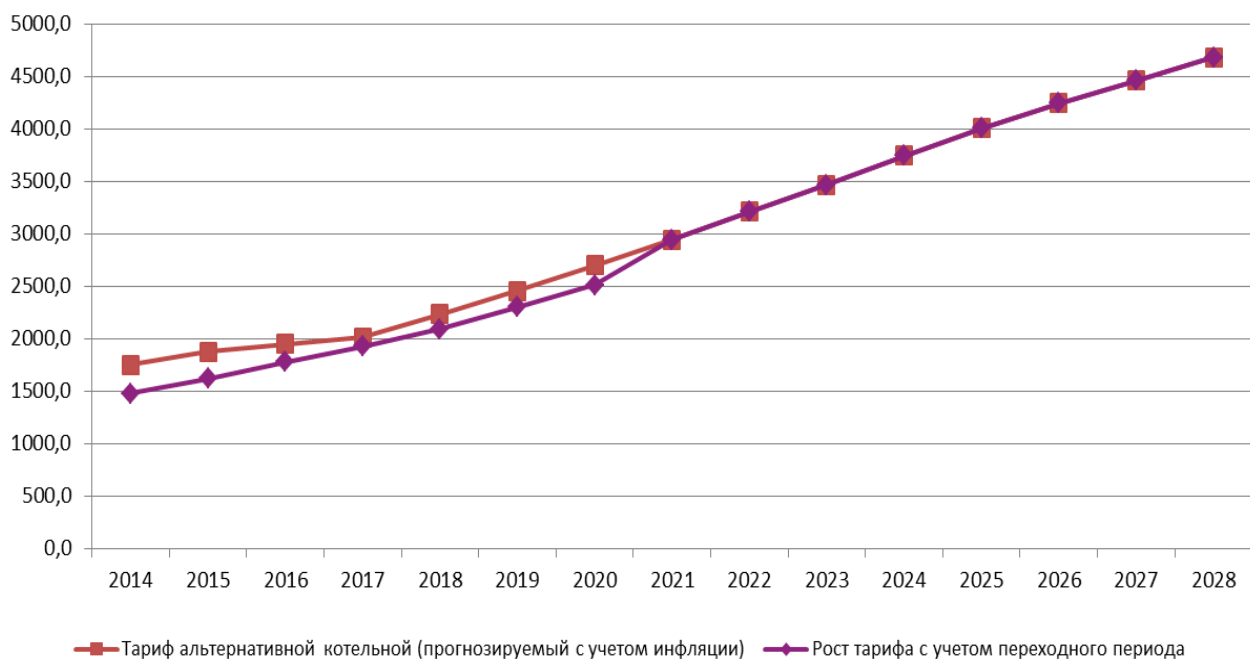


Рис 7.4.6. Сравнение величин тарифов

На рис. 7.4.7 отображено сравнение роста тарифов на тепловую энергию по различным сценариям.

На рис. 7.4.8 отображено сравнение сумм выручки, полученной от использования тарифов по различным сценариям.

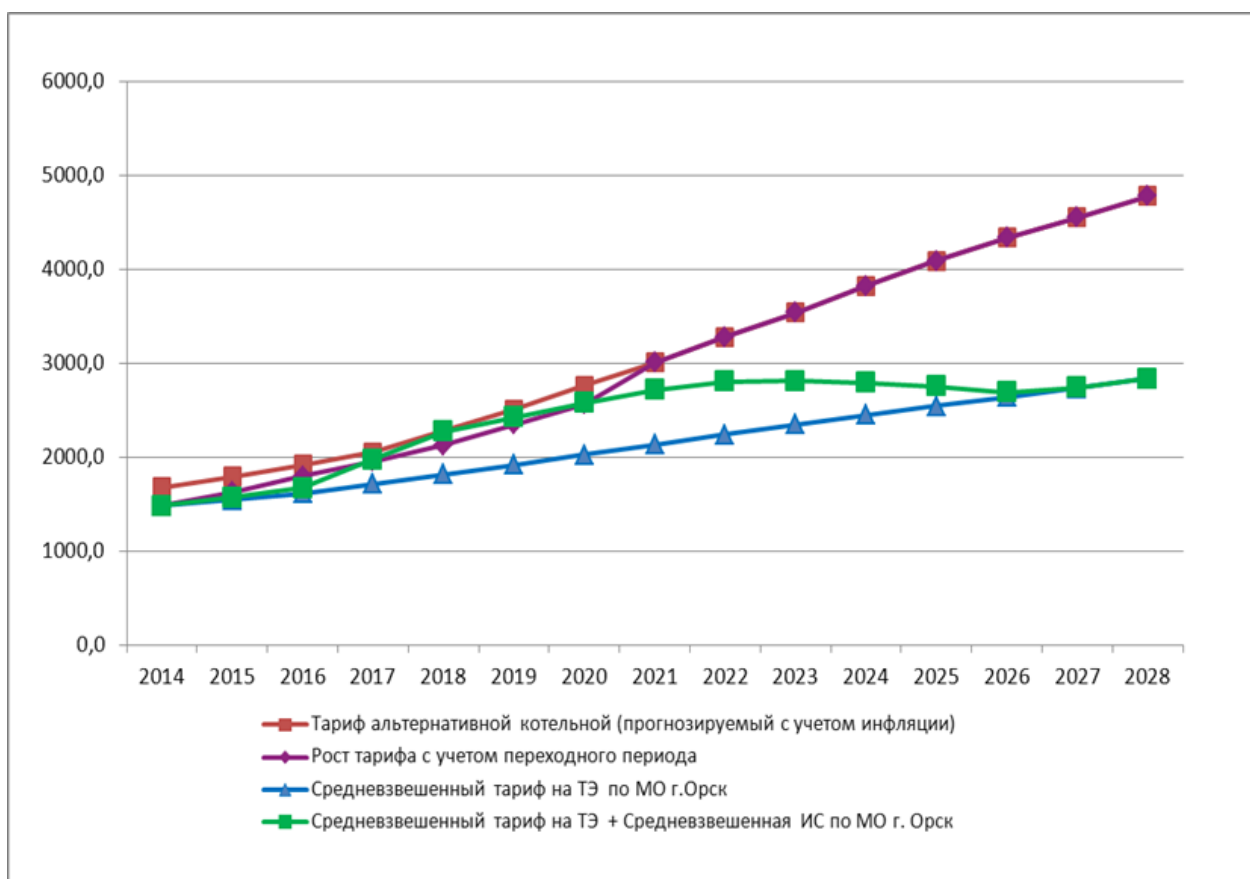


Рис 7.4.7. Сравнение тарифов на тепловую энергию по различным сценариям.

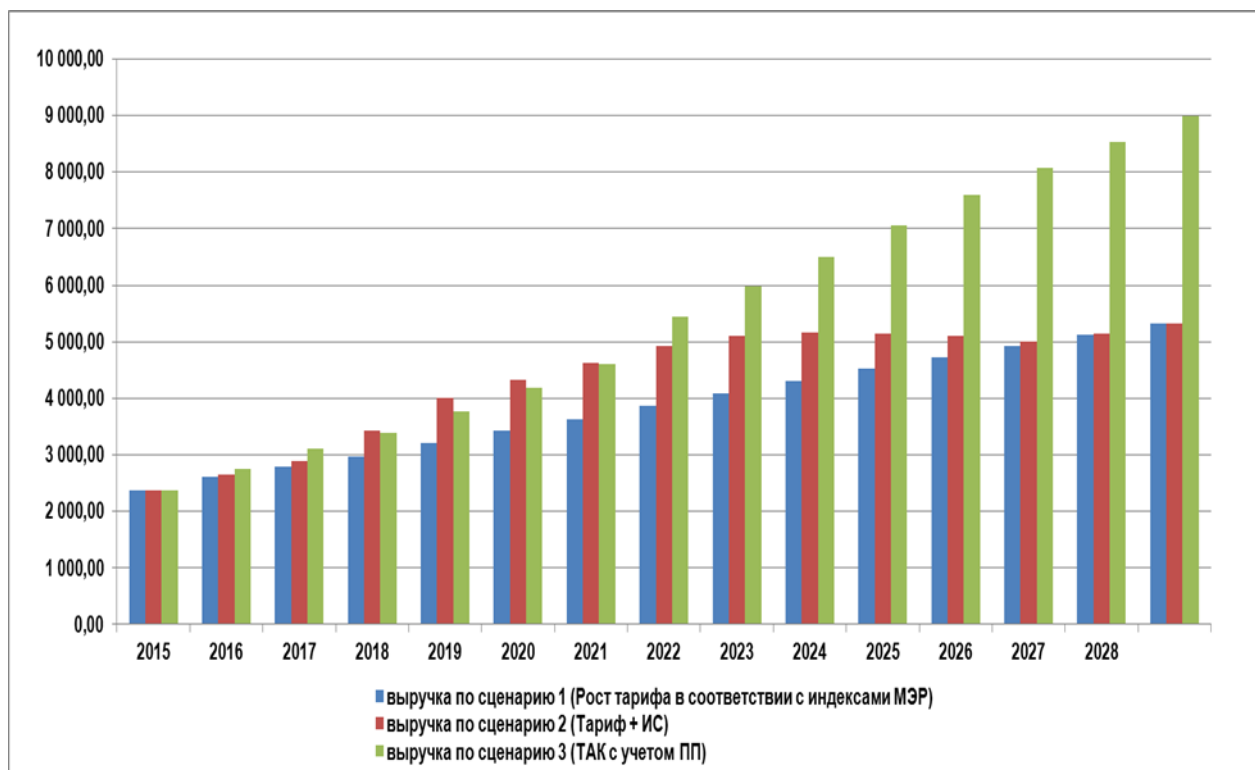


Рис 7.4.8. Сравнение сумм выручки, полученной от использования тарифов по различным сценариям

В соответствии с п. 21.1 «Методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги» (утв. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. N 378)»:

«21.1. Если рассчитанная доля прогнозных расходов средней семьи на коммунальные услуги в среднем прогнозном доходе семьи в рассматриваемом муниципальном образовании превышает заданное значение данного критерия, то необходим пересмотр проекта тарифов ресурсоснабжающих организаций или выделение дополнительных бюджетных средств на выплату субсидий и мер социальной поддержки населению».

В соответствии с Федеральным законом от 30.12.12 г. N 291-ФЗ "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования регулирования тарифов в сфере электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения" к полномочиям Правительства Российской Федерации, федеральных органов исполнительной власти в сфере теплоснабжения относятся:

«15.1) установление порядка расчета размера возмещения организациям, осуществляющим регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, недополученных доходов от регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения за счет средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации в связи с принятием уполномоченными органами решений об изменении установленных долгосрочных тарифов в сфере теплоснабжения, и (или) необходимой валовой выручки теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций, определенной в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения на основе долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, и (или) долгосрочных параметров государственного ре-

гулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, а также решений об установлении долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, отличных от долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, установленных органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов или в пределах переданных полномочий органом местного самоуправления поселения или городского округа либо согласованных ими в соответствии с законодательством Российской Федерации о концессионных соглашениях, в установленных настоящим Федеральным законом случаях возмещения недополученных доходов».

В табл. 7.4.16 приведено сравнение сумм выручки по годам по различным сценариям.

Таблица 7.4.16

Сценарий	Сравнение суммарной выручки за период 2014 – 2024 гг. предположение	Выполнение мероприятий за период 2014 – 2024 гг. (переходный период) предположение
Сценарий 1	277,47	6,57%
Сценарий 2	1 675,99	45,07%
Сценарий 3	2 778,54	74,71%

Очевидно, что в случае утверждения сценария 1 не потребуется привлечения дополнительных бюджетных субсидий за период 2014 – 2024 гг. Полученная прибыль сможет обеспечить 6,83% запланированных мероприятий (существующий усредненный уровень прибыли теплоснабжающих предприятий г. Орск по данным анализа производственных расходов).

При утверждении сценария 2 потребуются дополнительные бюджетные субсидии по предварительным оценкам до 1 000 млн. руб. за период 2014 – 2024 гг. для возмещения потребителям разницы при увеличении тарифа на тепловую энергию. Полученная прибыль сможет обеспечить 45,07% запланированных мероприятий (при существующем усредненном уровне прибыли теплоснабжающих предприятий г. Орска по данным анализа производственных расходов – 0,5%). **При выборе сценария 2 теплоснабжающая отрасль становится привлекательной для внешних инвесторов.**

При утверждении сценария 3 потребуются дополнительные бюджетные субсидии до 1 000,00 млн. руб. за период 2014 – 2020 гг. Полученная прибыль сможет обеспечить 74,71% запланированных мероприятий (при существующем усредненном уровне прибыли теплоснабжающих предприятий г. Орска – 0,5%). **При выборе сценария 3 теплоснабжающая отрасль становится привлекательной для внешних инвесторов.**

Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

Решение по определению единой теплоснабжающей организации г. Орск осуществляется на основании критериев, установленных в «Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Согласно пункта 7 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

Согласно пункта 8 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» в случае, если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

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

Согласно пункта 9 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» в случае, если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

Согласно пункта 10 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

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

Список основных теплоснабжающих организаций г. Орск с указанием суммарной тепловой мощности их источников теплоснабжения представлен в табл. 8.1.1.

Таблица 8.1.1

№ п/п	Теплоснабжающие организации	Источники теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источников теплоснабжения, Гкал/ч
1	Филиал ОАО «Оренбургская ТГК»	Орская ТЭЦ-1	1 349
2	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельные № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12	526,8
3	ЗАО «Орский мясокомбинат»	Котельная ЗАО «ОМК»	56,0
4	ОАО «Российские железные дороги»	Котельная ОАО «РЖД»	19,2
5	ОАО «Орское карьероуправление»	Котельная ОАО «ОКУ»	28

Показатели ёмкости трубопроводов тепловых сетей основных теплосетевых организаций г. Орск представлены в табл. 8.1.2.

Таблица 8.1.2

№ п/п	Теплосетевые организации	Внутренний объем систем теплоснабжения, м ³
1	МУП «Орское предприятие тепловых сетей», в том числе	16 411,24
1.1	- сети Орской ТЭЦ-1, филиала ОАО «Оренбургская ТГК»	11 428,61
1.2	- сети котельных МУП «ОПТС»	4 881,39
1.3	- сети котельной ЗАО «Орский мясокомбинат»	41,60
1.4	- сети котельной ОАО «Орское карьероуправление»	59,64
2	- сети котельной ОАО «Российские железные дороги»	3,52

Реестр существующих зон деятельности теплоснабжающих организаций представлен в табл. 8.1.3.

Таблица 8.1.3

Код зоны деятельности	Существующие теплоснабжающие (теплосетевые) организации в зоне деятельности	Энергоисточники в зоне деятельности
001	филиал ОАО «Оренбургская ТГК»	Орская ТЭЦ-1
002	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 1
003	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 2
004	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 3
005	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 4
006	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 5
007	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 6
008	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 7
009	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 8
010	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 9
011	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 10
012	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	Котельная № 12
013	ЗАО «Орский мясокомбинат»	Котельная ЗАО «ОМК»
014	ОАО «Российские железные дороги»	Котельная ОАО «РЖД»
015	ОАО «Орское карьероуправление»	Котельная ОАО «ОКУ»
016*	МУП «Орское предприятие тепловых сетей»	С 2025 г. Котельная № 3

* Перспективная зона действия с 2025 г. будет включать зоны действия котельных № 3 и ОАО «ОКУ» (коды 004 и 015).

В г. Орске с 2013 г. действует теплоснабжающая организация МУП «ОПТС», которая осуществляет теплоснабжение в зонах действия 14 источников тепловой мощности (табл. 8.1.4).

Зоны действия теплоснабжающей организации в г. Орск в 2014 и 2019 гг. приведены на рис. 8.1.1 и 8.1.2.

Таблица 8.1.4

Код зоны деятельности	Энергоисточники в зоне действия ЕТО	Тепловые сети	Рекомендуемые единые теплоснабжающие организации в зоне их действия	Основание для присвоения статуса ЕТО
001	Орская ТЭЦ-1, филиал ОАО «Волжская ТГК»	МУП «ОПТС»	Оренбургский филиал ОАО «Волжская ТГК»	Владение на праве собственности источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в данной системе теплоснабжения Основанием для присвоения статуса ЕТО является Глава 2 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации № 808 от 8 августа 2012 г.
002	Котельная № 1	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
003	Котельная № 2	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
004	Котельная № 3	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
005	Котельная № 4	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
006	Котельная № 5	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
007	Котельная № 6	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
008	Котельная № 7	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
009	Котельная № 8	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
010	Котельная № 9	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
011	Котельная № 10	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
012	Котельная № 12	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
013	Котельная ЗАО «ОМК»	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
014	Котельная ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	
015	Котельная ОАО «ОКУ»	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	
016*	Котельная № 3 с 2025 г.	МУП «ОПТС»	МУП «ОПТС»	

* Перспективная зона действия проектируемых источников теплоснабжения

На основании постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (глава 2), а также на основании «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» (пункты 7, 8), можно заключить, что в настоящее время всем требованиям по определению единой теплоснабжающей организации **в зоне деятельности 001** города Орска по показателям: владение на праве собственности источниками тепловой энергии с наибольшей тепловой мощностью и наибольший размер собственного капитала, отвечает **Оренбургский филиал ОАО «Волжская ТГК»**.

В **зонах деятельности 002-013 и 015, 016** города Орска всем требованиям по определению единой теплоснабжающей организации по всем показателям отвечает **МУП «ОПТС»**.

В **зоне деятельности 014** города Орска всем требованиям по определению единой теплоснабжающей организации города по всем показателям отвечает **ОАО «РЖД»**.

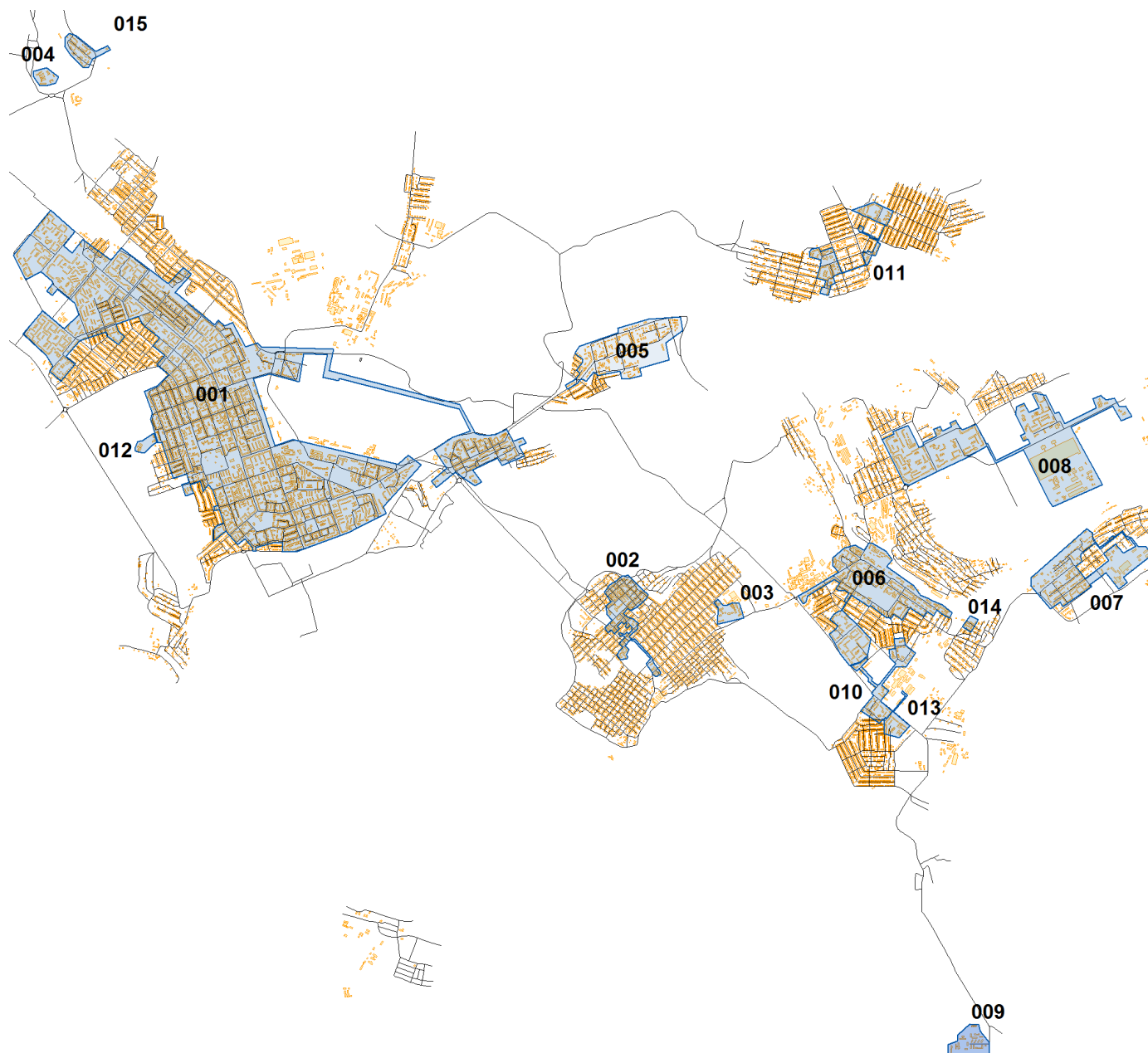


Рис. 8.1.1. Зона действия единой теплоснабжающей организации г. Орск в 2014 г.

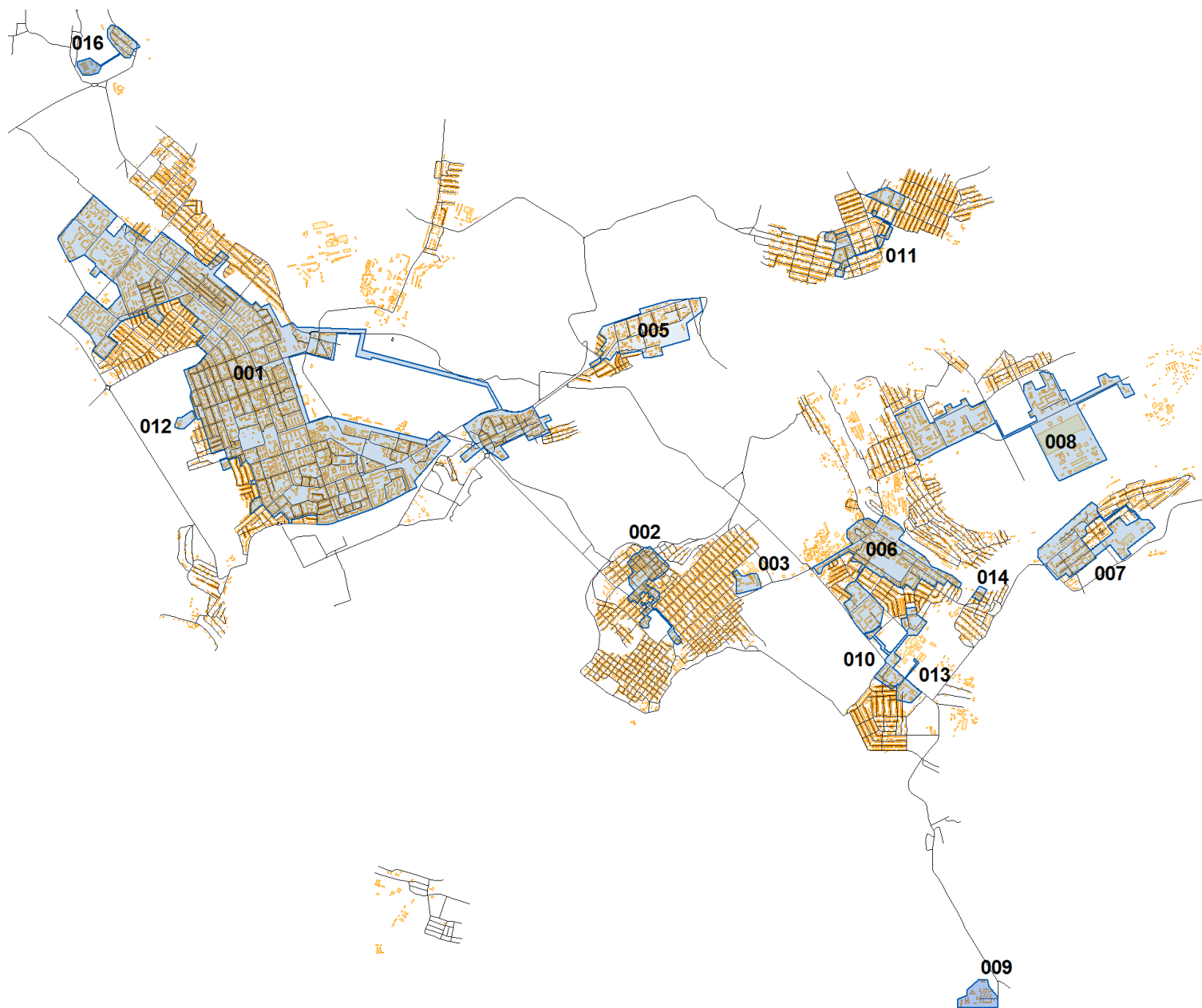


Рис. 8.1.2. Зона действия единой теплоснабжающей организации г. Орск с 2019 г.

Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Разработанная «Схема теплоснабжения г. Орск» не предполагает распределения тепловой энергии между источниками теплоснабжения.

Раздел 10. Решения по бесхозным тепловым сетям

В ходе разработки «Схемы теплоснабжения г. Орск» в системах теплоснабжения действующих источников тепловой энергии не выявлено бесхозных тепловых сетей.

Список использованных источников

1. Энергетические характеристики оборудования обособленного подразделения «Орской ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская ТГК»: Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию, Книга 1. – Екатеринбург, ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», 2010.
2. Графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла, макет расчета нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла обособленного подразделения «Орской ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская ТГК»: Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию, Книга 2. – Екатеринбург, ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», 2010.
3. Отчетные данные ТЭЦ-1 по форме 3-ТЕХ, 1-КЭС, 6-ТП за 2013 год помесечно.
4. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
5. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995 (с Изм. № 1 к РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998).
6. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993 (с Изм. № 1 к РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999).
7. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. РД 153-34.0-09.115-98: Разраб. производственной службой топливоиспользования открытого акционерного общества «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», отделом топливоиспользования Департамента электрических станций РАО «ЕЭС России», утв. Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» 27 февраля 1998 г., ввод. в действие с 01.08.99.
8. Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали. СО 34.09.457-2004: Разраб. Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС», утв. Департаментом электрических станций Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» 10.03.2004.
9. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 N 323 (ред. от 10.08.2012) "Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии" (вместе с "Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии") (Зарегистрировано в Минюсте России 16.03.2009 N 13512).
10. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
11. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
12. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».