

Закрытое Акционерное Общество

«ИВЭНЕРГОСЕРВИС»

Юр. адрес: 153002, г. Иваново, ул. Шестернина, д. 3, тел/факс: (4932) 37-22-02

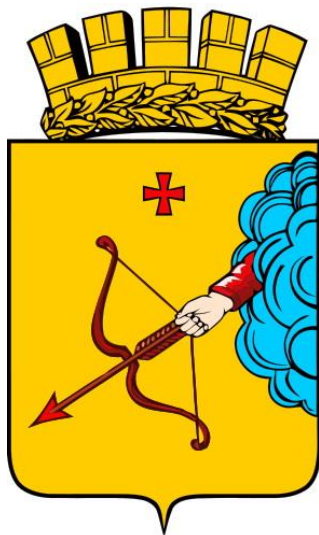
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951

ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100

e-mail: office@ivenser.com

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД КИРОВ»

Актуализация на 2015 г.



**Обосновывающие материалы
к Схеме теплоснабжения:**

**Книга 5. Мастер-план разработки
вариантов развития схемы
теплоснабжения МО «Город Киров»**

«УТВЕРЖДАЮ»

Начальник Управления ЖКХ

Администрации г. Киров

_____ А.И. Кошурников

« ____ » _____ 2015 г.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД КИРОВ»

Актуализация на 2015 г.

**Обосновывающие материалы
к Схеме теплоснабжения:**

**Книга 5. Мастер-план разработки
вариантов развития схемы
теплоснабжения МО «Город Киров»**

ЗАО «Ивэнергосервис»

Генеральный директор

_____ Е.В. Барочкин

« ____ » _____ 2015 г.

Содержание

Часть 1. Выбор перспективных зон нового строительства не входящих в зону действия источников тепловой энергии	4
Часть 2. Определение возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности), не входящих в зону действия источников тепловой энергии	5
2.1 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1	5
2.2 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2	10
2.3 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3	16
2.4 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4	21
2.5 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 5	26
2.6 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6	33
2.7 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7	38
2.8 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8	42
2.9 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9	46
2.10 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10	50
2.11 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 11	56
2.12 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 12	62
2.13 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13	66
2.15 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15	78
2.16 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16	84
2.17 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17	91
2.18 Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18	98
Часть 3. Предложения по выводу из эксплуатации котельных, расположенных в зоне действия источников тепловой энергии, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и переводу тепловой нагрузки от котельных на источники тепловой энергии, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	108
3.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельной 6.15 на ЗАО «Кировская ТЭЦ-1»	108
3.2. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных 10.1 и 10.2 на котельную ОАО «КТК»	112
3.3. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельной 11.6 на котельную ОАО «КТК»	114
3.4. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-4	116
3.5. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных не входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-4	118
3.6. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-5	120
3.7. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных не входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-5	122
Часть 4. Предложения по строительству, реконструкции и модернизации системы теплоснабжения в мкр. Радужный города Кирова	124
4.1. Состояние системы теплоснабжения в микрорайоне Радужный на 2013 год	124
4.2. Предложение по строительству нового источника тепловой энергии в микрорайоне Радужный	126
4.3. Оценка финансовых потребностей для мероприятия по строительству нового источника тепловой энергии в микрорайоне Радужный	126
Часть 5. Выводы	131

Часть 1. Выбор перспективных зон нового строительства не входящих в зону действия источников тепловой энергии

Для описания предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии схемы теплоснабжения МО «Город Киров» и предложений по строительству и реконструкции тепловых сетей выполнен разработку мастер-плана схемы теплоснабжения.

В мастер-плане схемы теплоснабжения МО «Город Киров» обоснованы и представлены заказчику варианты развития зон нового строительства на основе прогнозных приростов площади строительных фондов по годам расчетного периода.

Выбор рекомендуемого варианта выполнен на основе анализа тарифных (ценовых) последствий и анализа достижения ключевых показателей развития схемы теплоснабжения МО «Город Киров».

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания по зонам нового строительства приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Номер прогноз-ной зоны нового строительства	Номер и квартал прогнозной зоны нового строительства	Сроки строи-тельства	Прирост площа-ди строительных фондов, м ²	Подключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч
№ 1	43:40:2847	2024 – 2029 гг.	6900	0,3606
№ 2	43:40:3800	2019 – 2029 гг.	65550	2,62
	43:40:2005			
№ 3	43:40:3414	2024 – 2029 гг.	4500	0,2352
№ 4	43:40:3411	2019 г.	9750	0,5945
	43:40:3400			
№ 5	43:40:2020	2019 – 2029 гг.	16407,6	0,8282
	43:40:2036			
	43:40:2037			
	43:40:3904			
№ 6	43:40:2902	2019 – 2029 гг.	17250	0,9472
	43:40:2903			
№ 7	43:40:2830	2024 – 2029 гг.	3600	0,188
№ 8	43:40:2617	2019 г.	2400	0,1464
№ 9	43:40:3308	2019 г.	2700	0,1646
№ 10	43:40:568	2016 – 2017 гг.	5395	0,312
№ 11	43:40:3650	2014 – 2018 гг.	1679	0,1227
	43:40:3653			
№ 12	43:40:3631	2014 г.	337	0,0249
№ 13	43:40:3611	2014 – 2019 гг.	9750	0,6826
№ 14	43:40:638	2016 – 2018 гг.	5930	0,3505
	43:40:651			
№ 15	43:40:3600	2017 – 2018 гг.	3387	0,1776

Часть 2. Определение возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности), не входящих в зону действия источников тепловой энергии

2.1. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1

2.1.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 1

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 1, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
1	Ленинский	43:40:2847	152 759	-	ИЖС

Продолжение табл. 2.1.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
1	-	-	-	-	-	-	3450	3450	6900

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1 на схеме города Кирова, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаимного расположения, представлены на рис. 2.1.1.



Рис. 2.1.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1 на схеме города

2.1.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 1 и в зоне действия предлагаемого для строительства источников тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1 представлены в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
1	Ленинский	43:40:2847	152759		ИЖС

Продолжение табл. 2.1.2

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
1							0,1803	0,1803	0,3606

2.1.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 1 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 6900 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 46.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Газовая система Protherm Медведь 30 KLOM имеет следующие особенности:

- открытую камеру сгорания;
- горелку, выполненную из нержавеющей стали;
- плавное регулирование мощности котла за счет модулируемой горелки;
- электророзжиг;
- возможна работа котла на магистральном и сжиженном газе.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.1.3.

Таблица 2.1.3

Номинальная тепловая мощность	28 кВт
Количество ступеней горелки	модулируемая
КПД при 100% тепловой мощности	90 %
Мах потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Тип	Газовые напольные
Число контуров	одноконтурный
Диаметр дымохода	130 мм
Температура дымовых газов при минимальной/максимальной мощности	100 °С
Максимальный расход природного газа	3 м³/ч
Максимальный расход сжиженного газа	2 кг/ч
Допустимое давление природного газа	0,02 бар
Допустимое давление сжиженного газа	0,03 бар
Температура (отопление)	45-85 °С
Класс защиты	X4D IP
Напряжение	230 В
Потребляемая мощность	15 Вт
Габариты	880x420x600 мм
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 46 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	2 415,37 тыс. руб.

2.1.4. Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 1

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 1 представлены в табл. 2.1.4.

Таблица 2.1.4

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 1						
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч				0,55	1,1
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч				0,1643	0,1643
Прогноз прироста нагрузки ГВС	Гкал/ч				0,016	0,016
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч				0,1803	0,3606

2.1.5. Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 1 в период 2025 – 2034 гг. приведен в табл. 2.1.5.

Таблица 2.1.5

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 1						
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч				0,55	1,1
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч				0,1803	0,3606
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год				1051,04	2102,08
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год				129,15	258,3
	т у.т.				147,23	294,46

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/м³

2.1.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1 представлены в табл. 2.1.6.

Таблица 2.1.6

№	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	1
2	Год подключения	2025 - 2029 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,36 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР в год подключения, тыс. руб.	3 679,12
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	3,26

2.1.7. Оценка финансовых потребностей для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 1

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 1 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2024 – 2029 гг. составит 6 900 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий – 46. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 1 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.1.7.

Таблица 2.1.7

Тепловая мощность	28 кВт
Мах потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 46 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	2 415,37 тыс. руб.

2.1.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 1

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 1 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.1.9. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 1

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются. Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб. Индекс рентабельности инвестиций за период до 2027 г. составит 3,14. Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.1.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 1

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 1 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Показатель	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3198	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.2. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2

2.2.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 2

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 2, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
2	Ленинский	43:40:3800	923426	85000	Многоквартирные дома, общественные здания, ИЖС
		43:40:2005	207600		

Продолжение табл. 2.2.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
2						2250	32000	32000	65550

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2 на схеме города Кирова с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения представлены на рис. 2.2.1.



Рис. 2.2.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2 на схеме города

2.2.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 и в зоне действия предлагаемого для строительства источника тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2 представлены в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
2	Ленинский	43:40:3800	923426	85000	Многоквартирные дома, общественные здания, ИЖС
		43:40:2005	207600		

Продолжение табл. 2.2.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч						Ожидаемая плотность тепловой нагрузки, Гкал/га
	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.	
2			0,1371	1,26	1,22	2,62	

2.2.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2 предлагается применить блочную модульную газовую котельную, построенную на месте котельной 10.2, которую предлагается снести. На базе 6 котлов КВА-1Г тепловой мощностью 1 Гкал/ч. Установленная мощность котельной составит 6 Гкал/ч. Основное топливо – природный газ, резервное – топочный мазут марки М100.

Основные технические и стоимостные характеристики водогрейной котельной приведены в табл. 2.2.3.

Таблица 2.2.3

Наименование котла	Установленная мощность, Гкал/ч	Номинальная мощность одного котла, Гкал/ч	Количество котлов	Расчетный КПД, % (природный газ/мазут)	Срок строительства	Стоимость котельной со строительством «под ключ» тыс. руб. с НДС в ценах 2014 г.
КВА-1Г	6	1	6	93/91	1 год	48 972,0

2.2.4. Балансы тепловой мощности блочной модульной газовой котельной и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 2

Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 2 представлены в табл. 2.2.4.

Таблица 2.2.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч	6	6	6	6	6	6	6	6
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал/ч						0,14	1,26	1,22
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	4,07	5,33	6,55

2.2.5. Балансы прогнозируемой производительности ВПУ блочной модульной газовой котельной для подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в зоне нового строительства № 2

Данные о расчетной нормативной, номинальной и располагаемой производительности ВПУ водогрейной котельной представлены в табл. 2.2.5.

Таблица 2.2.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемая номинальная производительность ВПУ	м³/ч	1	1	1	1	1	1	1	1
Прогнозируемая располагаемая производительность ВПУ	м³/ч	1	1	1	1	1	1	1	1
Прогнозируемое количество баков-аккумуляторов	шт.	2	2	2	2	2	2	2	2
Прогнозируемая вместимость баков-аккумуляторов	м³	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м³/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Прогнозируемая расчетная нормативная производительность ВПУ	м³/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Прогнозируемый резерв(+) / Дефицит (-) ВПУ	м³/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6

2.2.6. Прогнозируемый топливный баланс котельной для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2

Расход природного газа, который будет использован на котельной в период 2024 – 2033 гг. приведен в табл. 2.2.6.

Таблица 2.2.6.

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс котельной для прогнозируемых приростов тепловой энергии в зоне нового строительства № 2						
Прогнозируемая установленная мощность оборудования водогрейной котельной	Гкал/ч	6	6	6	6	6
Прогнозируемая располагаемая мощность водогрейной котельной	Гкал/ч	6	6	6	6	6
Прирост нагрузки отопления, вентиляции и ГВС	Гкал/ч	0	0	0,14	1,26	1,22
Прогнозируемая присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	Гкал/ч	3,93	3,93	3,93	4,07	5,33
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год	11254	11254	11254	18295	25059
Расход топлива за год	тыс. м ³ /год	1383	1383	1383	2248	3079
	т у.т.	1577	1577	1577	2563	3510

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/ м³

2.2.7. Обоснование инвестиций в строительство источника тепловой энергии для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2

Обоснование инвестиций в прокладку трубопроводов для подключения прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2 представлены в табл. 2.2.7.

Таблица 2.2.7

№ п/п	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	2
2	Год подключения	2020 – 2034 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	2,62 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с учетом индексов МЭР в год подключения с НДС, тыс. руб.	71 658,35
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	7,23

2.2.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства блочной модульной газовой котельной в зоне нового строительства № 2

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 2 предлагается применить блочную модульную газовую котельную, построенную на месте котельной 10.2, которую предлагается снести. На базе 6 котлов КВА-1Г тепловой мощностью 1 Гкал/ч. Установленная мощность котельной составит 6 Гкал/ч. Основное топливо – природный газ, резервное – топочный мазут марки М100.

Таблица 2.2.8

Наименование котла	Установленная мощность, Гкал/ч	Номинальная мощность одного котла, Гкал/ч	Количество котлов	Расчетный КПД, % (природный газ/мазут)	Срок строительства	Стоимость котельной со строительством «под ключ» тыс. руб. с НДС в ценах 2014 г.
КВА-1Г	6	1	6	93/91	1 год	48 972,0

2.2.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства котельной в зоне нового строительства № 2

Схема финансирования строительства водогрейной котельной в зоне нового строительства № 2 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбурга подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Более подробно рекомендации по источникам финансирования рассмотрены в Разделе 2.1.8. данного отчета, а так же в Книге 11 (Раздел 2).

2.2.10. Расчеты эффективности инвестиций для строительства котельной в зоне нового строительства № 2

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 2.2.8. Для расчета выручки использована расчетная величина тарифа альтернативной котельной.

Таблица 2.2.8

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	26 085	---	0,48	----	6,2	6,8
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	30 390	---	0,56	----	6,2	6,8

2.2.11. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства блочной модульной газовой котельной в зоне нового строительства № 2

Итоги расчетов ценовых последствий для потребителей по варианту финансирования альтернативной котельной приведены в табл. 2.2.9.

Таблица 2.2.9.

Тариф	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Тариф на тепловую энергию по варианту финансирования за счет собственного капитала	руб/ Гкал	1568	1685	1747	1807	1996	2200	2420	2638	2862	3097	3335
Тариф на тепловую энергию по варианту финансирования за счет заемного капитала	руб/ Гкал	1568	1685	1747	1807	1996	2200	2420	2638	2862	3097	3335

Продолжение табл. 2.2.9.

Тариф	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Тариф на тепловую энергию по варианту финансирования за счет собственного капитала	руб/ Гкал	3552	3761	3957	4168	4363	4569	4783	5008	5243	5478	5713
Тариф на тепловую энергию по варианту финансирования за счет заемного капитала	руб/ Гкал	3552	3761	3957	4168	4363	4569	4783	5008	5243	5478	5713

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта. В этом случае тариф альтернативной котельной покрывает дефицит оборотных средств, образующихся в результате проведения мероприятия.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования. В этом случае тариф альтернативной котельной покрывает затраты по обслуживанию долга инвестору.

2.3. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3

2.3.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 3

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 3, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
3	Ленинский	43:40:3414	674432		ИЖС

Продолжение табл. 2.3.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
3							2 250	2 250	4 500

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3 на схеме города Кирова, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаимного расположения, представлены на рис. 2.1.1.

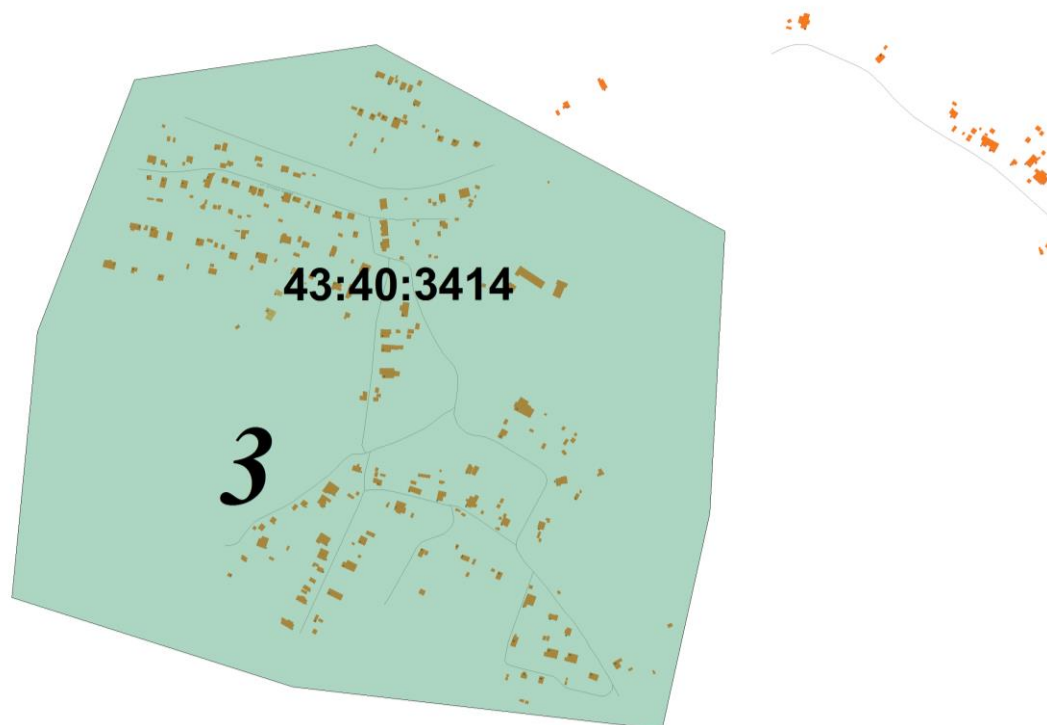


Рис. 2.3.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3 на схеме города

2.3.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 3 и в зоне действия предлагаемого для строительства источников тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3 представлены в табл. 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
3	Ленинский	43:40:3414	674432		ИЖС

Продолжение табл. 2.3.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
3							0,1176	0,1176	0,2352

2.3.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 3 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 4500 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 30.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Газовая система Protherm Медведь 30 KLOM имеет следующие особенности:

- открытую камеру сгорания;
- горелку, выполненную из нержавеющей стали;
- плавное регулирование мощности котла за счет модулируемой горелки;
- электророзжиг;
- возможна работа котла на магистральном и сжиженном газе.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.1.3.

2.3.4. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 3

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 3 представлены в табл. 2.3.3.

Таблица 2.3.3

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 3						
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч				0,36	0,72
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч				0,1072	0,1072
Прогноз прироста нагрузки ГВС	Гкал/ч				0,0104	0,0104
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч				0,1176	0,2352

2.3.5. Прогнозируемый топливный баланс крышной котельной для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 3 в период 2025 – 2034 гг. приведен в табл. 2.3.4.

Таблица 2.3.4

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 3						
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч				0,36	0,72
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч				0,1176	0,2352
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год				649,8	1299,5
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год				79,8	159,7
	т у.т.				91	182

*теплота сгорания природного газа принята 8 138 ккал/м³

2.3.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3 представлены в табл. 2.3.5.

Таблица 2.3.5

№	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	3
2	Год подключения	2025 - 2034 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,2352 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР в год подключения, тыс. руб.	2 399,45
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	3,26

2.3.7. Оценка финансовых потребностей для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 3

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 3 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2024 – 2029 гг. составит 4500 м².

При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 30. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.3.6.

Таблица 2.3.6

Тепловая мощность	28 кВт
Мак потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 30 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	1 575,25 тыс. руб.

2.3.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 3

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 3 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.3.9. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 3

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются.

Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб.

Индекс рентабельности инвестиций за период до 2027 г. составит 3,14.

Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.3.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 3

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 3 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Показатель	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3198	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.4. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4

2.4.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 4

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.4.1.

Таблица 2.4.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
4	Ленинский	43:40:3411	391238	6750	ИЖС
		43:40:3400	1347811	3000	

Продолжение табл. 2.4.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
4						9 750			9 750

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4 на схеме города, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения, представлены на рис. 2.4.1.

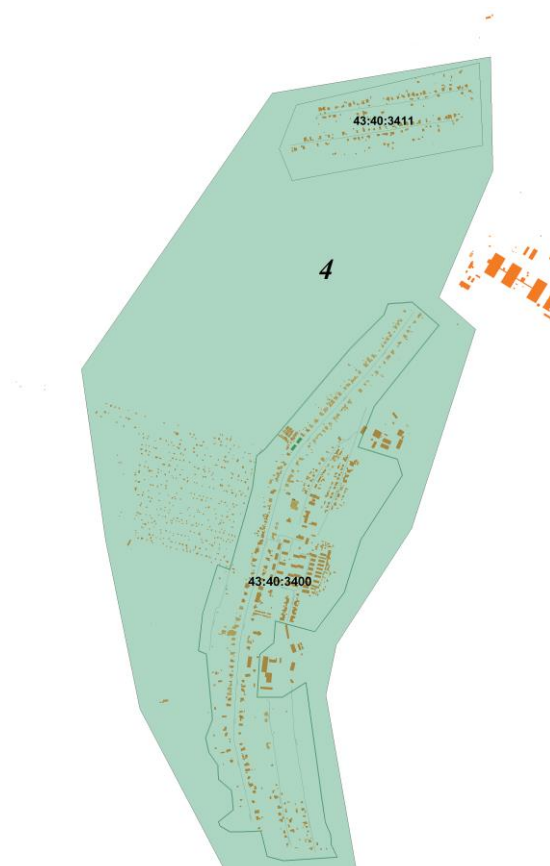


Рис. 2.4.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4 на схеме города

2.4.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 4

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности), сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.4.2.

Таблица 2.4.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
4	Ленинский	43:40:3411	391238	6750	ИЖС
		43:40:3400	1347811	3000	

Продолжение табл. 2.4.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч									Ожидаемая плотность тепловой нагрузки, Гкал/га
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.	
4						0,5945			0,5945	

2.4.3 Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 4 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 9 750 м².

При средней величине площади в отапливаемом здании 150, 83 и 63 м² количество зданий будет 110.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

2.4.4. Балансы тепловой мощности крышной котельной и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 4

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 4 представлены в табл. 2.4.3.

Таблица 2.4.3

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 4						
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч			2,64	2,64	2,64
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч			0,5418		
Прогноз прироста нагрузки ГВС	Гкал/ч			0,0527		
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			0,5945	0,5945	0,5945

2.4.5. Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 4 в период 2020 – 2034 гг. приведен в табл. 2.4.4.

Таблица 2.4.4

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 4						
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч			2,64	2,64	2,64
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			0,5418	0,5418	0,5418
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год			3003,7	3003,7	3003,7
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год			369,1	369,1	369,1
	т у.т.			420,8	420,8	420,8

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/м³

2.4.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4 представлены в табл. 2.4.5.

Таблица 2.4.5

№	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	4
2	Год подключения	2020 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,5945 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР в год подключения, тыс. руб.	7 301,44
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	3,26

2.4.7. Оценка финансовых потребностей для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 4

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 4 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2020 – 2034 гг. составит 6 750 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150, 83 и 63 м² количество зданий будет 110. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 4 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.4.6.

Таблица 2.4.6

Тепловая мощность	28 кВт
Мак потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 110 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	5 775,88 тыс. руб.

2.4.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 4

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 4 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.4.9. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 4

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются.

Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб.

Индекс рентабельности инвестиций за период до 2027 г. составит 3,14.

Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.4.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 4

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 4 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Показатель	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3198	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.5. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 5

2.5.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 5

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
5	Ленинский	43:40:2020	76634	14970	Многоквартирные дома, общественные здания, ИЖС
		43:40:2036	215272		
		43:40:3904	274138		

Продолжение табл. 2.5.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
5	0	0	0	0	0	6870	4050	4050	14970

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 5 на схеме города, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения, представлены на рис. 2.5.1.

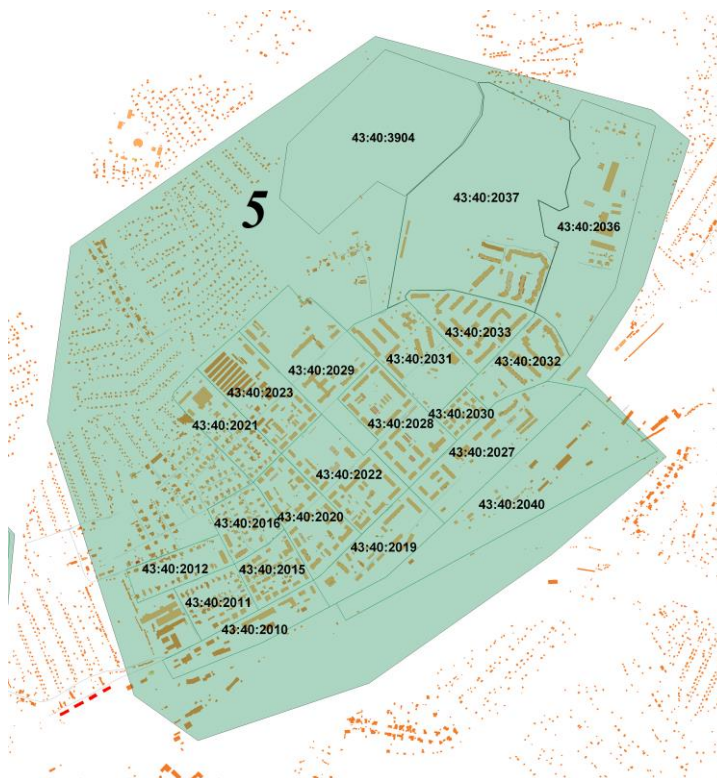


Рис. 2.5.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 5 на схеме города

2.5.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 5

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности), сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.5.2.

Таблица 2.5.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
5	0	0	0	0	0	0,324	0,2116	0,2116	0,7472

2.5.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 5

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 5 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является кот. № 10.3.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2020-2030 гг.: от проектируемой тепловой камеры №1 до проектируемой тепловой камеры №2 в зоне нового строительства № 5 (квартал 43:40:3904) длиной 500 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. От проектируемой тепловой камеры №1 до проектируемой тепловой камеры №3 в зоне нового строительства №5 (квартал 43:40:2036) длиной 400 п. м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.5.3.

Таблица 2.5.3

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2014 г. тыс. руб.
Проект. ТК №1	Проект. ТК №2	100	500	2024	Подземная бесканальная, ППМ	7 628,30
Проект. ТК №1	Проект. ТК №3	100	400	2020	Подземная бесканальная, ППМ	9 535,37
Итого						17 163,67

2.5.4. Балансы тепловой мощности котельной 10.3 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 5

Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии – котельной 10.3 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 5 представлены в табл. 2.5.4.

Таблица 2.5.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности котельной 10.3 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 5									
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал/ч	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9
Прогнозируемые собственные нужды источника теплоты	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Прогнозируемая тепловая мощность источника теплоты «нетто»	Гкал/ч	44,52	44,52	44,52	44,52	44,52	44,52	44,52	44,52
Прогнозируемый температурный график	°С	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0,324	0,2116	0,2116
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	32,73	32,81	32,81	32,81	32,81	33,27	33,64	33,97
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,31	1,32	1,32	1,32	1,32	1,35	1,38	1,41
Прогноз резерва(+)/дефицита (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+10,48	+10,39	+10,39	+10,39	+10,39	+9,90	+9,50	+9,14

2.5.5. Прирост прогнозируемой производительности ВПУ котельной 10.3 для подготовки теплоносителя тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в зоне нового строительства № 5

Данные о приросте расчетной нормативной производительности ВПУ котельной 10.3 представлены в табл. 2.5.5.

Таблица 2.5.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020–2024гг.	2025–2029гг.	2030–2034гг.
Балансы прогнозируемой производительности ВПУ водогрейной котельной 10.3 в зоне нового строительства № 5									
Прогнозируемая номинальная производительность ВПУ	м³/ч	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Прогнозируемая располагаемая производительность ВПУ	м³/ч	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Прогнозируемое количество баков-аккумуляторов	шт.	2	2	2	2	2	2	2	2
Прогнозируемая вместимость баков-аккумуляторов	м³	44	44	44	44	44	44	44	44

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020–2024гг.	2025–2029гг.	2030–2034гг.
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м³/ч	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,395	1,501	1,608
Прогнозируемая расчетная нормативная производительность ВПУ	м³/ч	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Прогнозируемый резерв(+) / Дефицит (-) ВПУ	м³/ч	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,015	0,909	0,802

2.5.6. Прогнозируемый топливный баланс котельной 10.3 для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 5

Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной 10.3 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 5 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.5.6.

Таблица 2.5.6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии – котельная 10.3									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	32,81	32,81	32,81	32,81	32,81	33,27	33,64	33,97
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	тыс. Гкал /год	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	103,7	105,1	106,0
Расход топлива за год	тыс. т у.т.	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	17,1	17,3	17,5

Таким образом, прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной 10.3 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 5 в период 2015–2034 гг. будет изменяться от 16,9 тыс. т у.т. в год в 2015 г. до 17,5 тыс. т у.т. в год в 2034 г.

Динамика изменения прогнозируемого прироста расхода природного газа на котельной 10.3 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 5 в период 2015 – 2034 гг. приведена на графике 2.5.2.

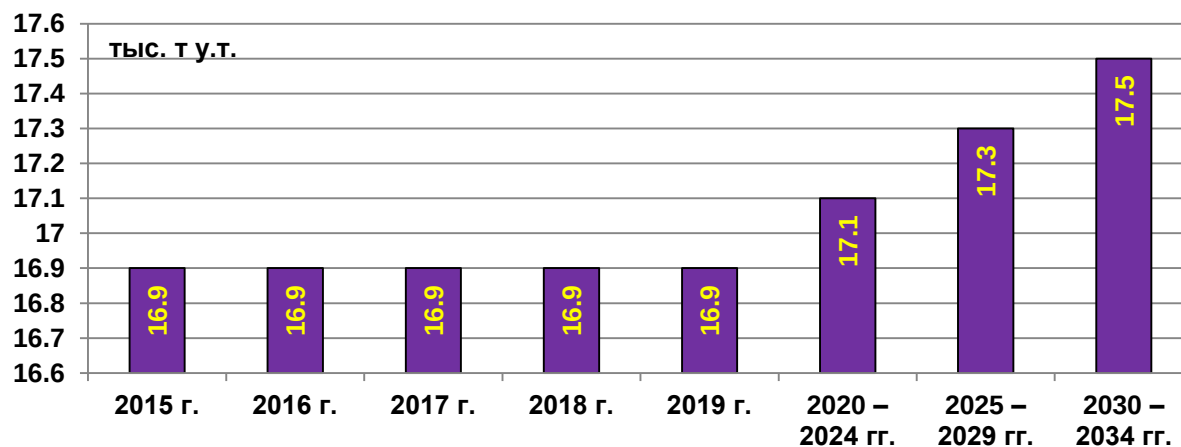


Рис. 2.5.2. Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной 10.3 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 5 в период 2015 – 2034 гг.

2.5.7 Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 5

Обоснование инвестиций в прокладку трубопроводов для подключения прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 5 представлены в табл. 2.5.7.

Таблица 2.5.7

№	Наименование	Котельная 10.3
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	5
2	Год подключения	2020-2034 гг.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,7472 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	Котельная 10.3
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	27 273,17

2.5.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 5 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная 10.3. Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2020-2030 гг.: от проектируемой тепловой камеры № 1 до проектируемой тепловой камеры №2 в зоне нового строительства № 5 (квартал 43:40:3904) длиной 500 п. м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. От проектируемой тепловой камеры №1 до проектируемой тепловой камеры № 3 в зоне нового строительства №5 (квартал 43:40:2036) длиной 400 п. м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ. Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.5.8.

Таблица 2.5.8

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2013 г. тыс. руб.
Проект. ТК №1	Проект. ТК №2	100	500	2024	Подземная бесканальная, ППМ	7 628,30
Проект. ТК №1	Проект. ТК №3	100	400	2020	Подземная бесканальная, ППМ	9 535,37
ИТОГО						17 163,67

2.5.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

Схема финансирования прокладки новых трубопроводов в зоне нового строительства № 5 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока. Подключение зоны нового строительства предлагается провести за счет платы за подключение к источнику теплоснабжения. В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры».

2.5.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 приведен в табл. 2.5.9. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 33,97 Гкал/час в течение 2015 – 2034 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 2.5.9

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	15 421,09
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	693,95
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	138,79
Итого в расчете на 0,8282 Гкал/час	тыс. руб.	16 253,83
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	19 910,21

2.6. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6

2.6.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 6

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 6, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.6.1.

Таблица 2.6.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
6	Ленинский	43:40:2902	178167	-	ИЖС
	Ленинский	43:40:2903	661364	-	

Продолжение табл. 2.6.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
6						5 250	6 000	6 000	17 250

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 на схеме города Кирова, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаимного расположения, представлены на рис. 2.6.1.

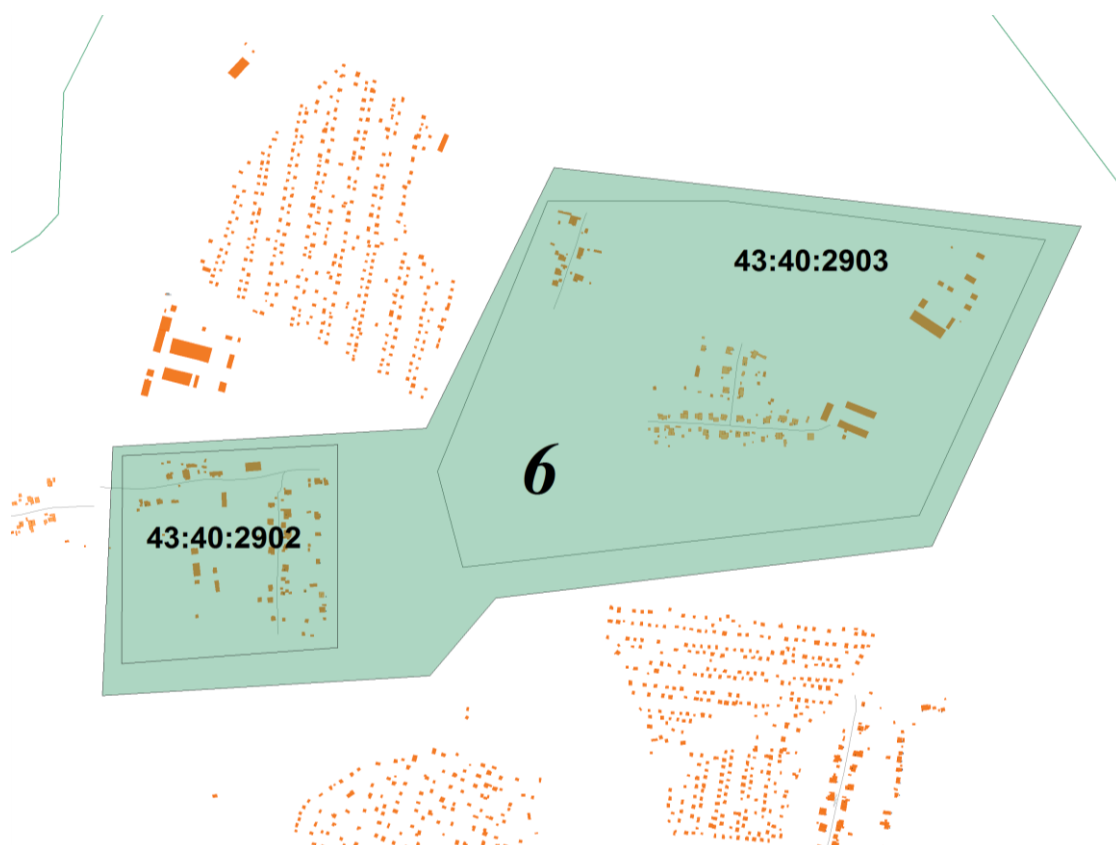


Рис. 2.6.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 на схеме города

2.6.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 и в зоне действия предлагаемого для строительства источников тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 представлены в табл. 2.6.2.

Таблица 2.6.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
6						0,32	0,3136	0,3136	0,9472

2.6.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2014 – 2033 гг. составит 17 250 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 115.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Газовая система Protherm Медведь 30 KLOM имеет следующие особенности:

- открытую камеру сгорания;
- горелку, выполненную из нержавеющей стали;
- плавное регулирование мощности котла за счет модулируемой горелки;
- электророзжиг;
- возможна работа котла на магистральном и сжиженном газе.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.1.3.

2.6.4. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 6

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 6 представлены в табл. 2.6.3.

Таблица 2.6.3

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 6						
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч			0,84	1,8	2,76
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч			0,2917	0,2858	0,2858
Прогноз прироста нагрузки ГВС	Гкал/ч			0,0283	0,0278	0,0278
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			0,32	0,6336	0,9472

2.6.5. Прогнозируемый топливный баланс крышной котельной для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 6 в период 2020 – 2034 гг. приведен в табл. 2.6.4.

Таблица 2.6.4

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 6						
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч			0,84	1,8	2,76
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			0,32	0,6336	0,9472
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год			1774,1	3512,7	15301,4
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год			218,0	431,6	1880,2
	т у.т.			248,5	492,0	2143,4

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/м³

2.6.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 представлены в табл. 2.6.5.

Таблица 2.6.5

№	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	6
2	Год подключения	2020 - 2034 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,9472 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР в год подключения, тыс. руб.	7 937,53
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	3,26

2.6.7. Оценка финансовых потребностей для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 6

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 17250 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 115. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.6.6.

Таблица 2.6.6

Тепловая мощность	28 кВт
Мах потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	39,98 тыс. руб.
Стоимость 115 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	6 037,56 тыс. руб.

2.6.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 6

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 6 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.6.9. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 6

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются.

Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб.

Индекс рентабельности инвестиций за период до 2027 г. составит 3,14.

Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.6.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 6

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Показатель	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3198	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.7. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7

2.7.1 Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 7

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 7, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.7.1.

Таблица 2.7.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
7	Ленинский	43:40:2830	301702	-	ИЖС

Продолжение табл. 2.7.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
7							1800	1800	3600

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7 на схеме города Кирова, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаимного расположения, представлены на рис. 2.7.1.

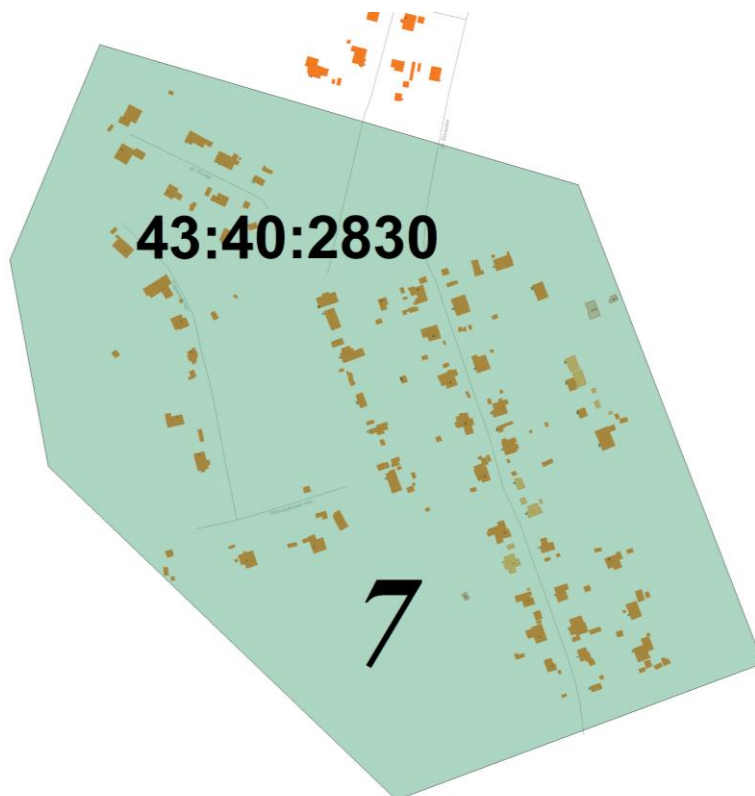


Рис. 2.7.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7 на схеме города

2.7.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 7 и в зоне действия предлагаемого для строительства источников тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7 представлены в табл. 2.7.2.

Таблица 2.7.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
7	Ленинский	43:40:2830	301702	-	ИЖС

Продолжение табл. 2.7.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч									Ожидаемая плотность тепловой нагрузки, Гкал/га
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.	
7							0,094	0,094	0,188	

2.7.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 7 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 3 600 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 24. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

2.7.4. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 7

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 7 представлены в табл. 2.7.3.

Таблица 2.7.3

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 7						
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч				0,576	1,152
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч				0,0857	0,0857
Прогноз прироста нагрузки ГВС	Гкал/ч				0,0083	0,0083
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч				0,094	0,188

2.7.5. Прогнозируемый топливный баланс крышной котельной для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 7 в период 2014 – 2033 гг. приведен в табл. 2.7.4.

Таблица 2.7.4

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 7						
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч				0,576	1,152
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч				0,094	0,188
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год				521,1	1042,2
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год				64,03	128,06
	т у.т.				72,99	145,98

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/м³

2.7.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7 представлены в табл. 2.7.5.

Таблица 2.7.5

№	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	7
2	Год подключения	2025 - 2034 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,188 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР в год подключения, тыс. руб.	1 977,05
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	3,26

2.7.7. Оценка финансовых потребностей для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 7

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 7 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 3600 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 24. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 7 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.7.6.

Таблица 2.7.6

Тепловая мощность	28 кВт
Мак потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 24 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	1 977,05 тыс. руб.

2.7.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 7

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 7 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.7.9. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 7

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются. Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1 280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб. Индекс рентабельности инвестиций за период до 2034 г. составит 3,14. Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.7.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 7

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 7 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Показатель	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3198	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.8. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8

2.8.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 8

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.8.1.

Таблица 2.8.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
8	Ленинский	43:40:2617	186452		ИЖС

Продолжение табл. 2.8.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
8						2400			2400

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8 на схеме города, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения, представлены на рис. 2.8.1.

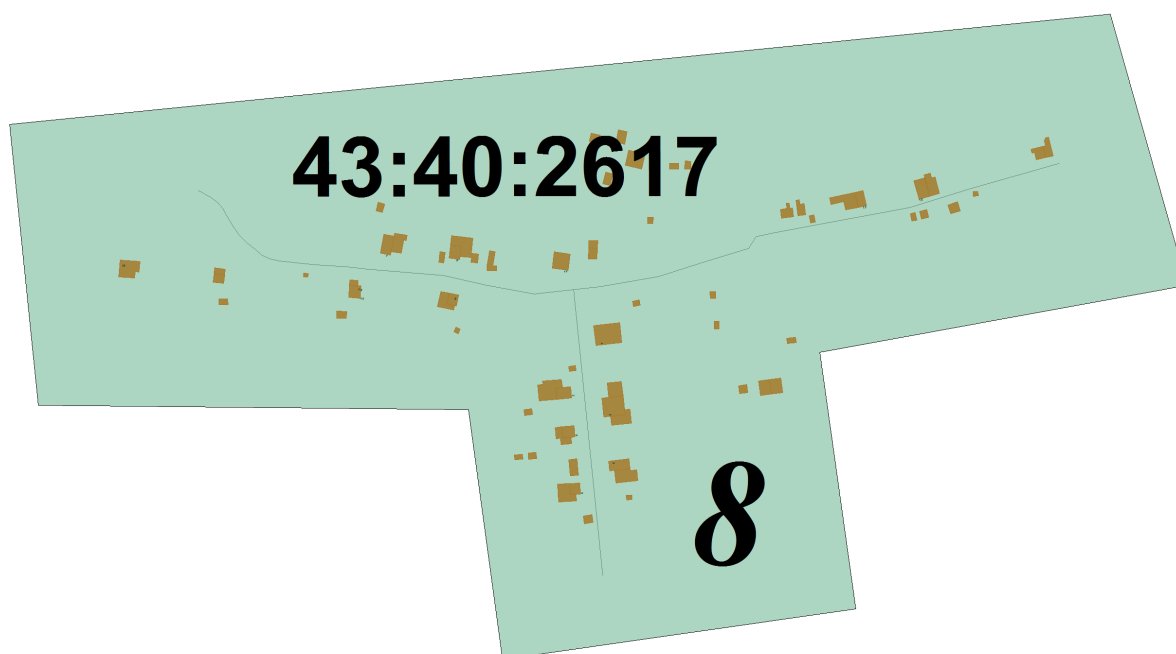


Рис. 2.8.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8 на схеме города

2.8.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 8

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности), сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.8.2.

Таблица 2.8.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
8	Ленинский	43:40:2617	186452		ИЖС

Продолжение табл. 2.8.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч						Ожидаемая плотность тепловой нагрузки, Гкал/га
	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.	
8			0,1464			0,1464	

2.8.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 8 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 2400 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 16. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 3 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

2.8.4. Балансы тепловой мощности индивидуальных источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 8

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 8 представлены в табл. 2.8.3.

Таблица 2.8.3

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 8						
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч			0,38	0,38	0,38
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч			0,1334		
Прогноз прироста нагрузки ГВС	Гкал/ч			0,013		
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			0,1464	0,1464	0,1464

2.8.5. Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных источников тепловой энергии для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 8 в период 2020 – 2034 гг. приведен в табл. 2.8.4.

Таблица 2.8.4

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 8						
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч			0,38	0,38	0,38
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			0,1464	0,1464	0,1464
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год			811,6	811,6	811,6
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год			99,7	99,7	99,7
	т у.т.			113,7	113,7	113,7

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/м³

2.8.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8 представлены в табл. 2.8.5.

Таблица 2.8.5

№	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	8
2	Год подключения	2019 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,1464 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР в год подключения, тыс. руб.	1 104,46
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	3,26

2.8.7. Оценка финансовых потребностей для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 8

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 8 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2020 – 2034 гг. составит 2400 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 16. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.8.6.

Таблица 2.8.6

Тепловая мощность	28 кВт
Мах потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 15 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	840,09 тыс. руб.

2.8.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 8

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 8 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.8.9. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 8

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются. Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб. Индекс рентабельности инвестиций за период до 2034 г. составит 3,14. Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.8.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 8

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 8 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 2.8.7.

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	1942	2116	2296	2485	3024	3198	3367	3523	3673

Продолжение табл. 2.8.7.

Показатель	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.9. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9

2.9.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 9

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 9, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.9.1.

Таблица 2.9.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
9	Первомайский	43:40:3308	519751	-	ИЖС

Продолжение табл. 2.9.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
9						2700			2700

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9 на схеме города Кирова, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаимного расположения, представлены на рис. 2.9.1.



Рис. 2.9.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9 на схеме города

2.9.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 9 и в зоне действия предлагаемого для строительства источников тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9 представлены в табл. 2.9.2.

Таблица 2.9.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
9	Первомайский	43:40:3308	519751	-	ИЖС

Продолжение табл. 2.9.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч						Ожидаемая плотность тепловой нагрузки, Гкал/га
	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.	
9			0,1646			0,1646	

2.9.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 9 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 2700 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 18. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725. Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM приведены в табл. 2.1.3.

2.9.4. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 9

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 9 представлены в табл. 2.9.3.

Таблица 2.9.3

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 9						
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч			0,432		
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч			0,15		
Прогноз прироста нагрузки ГВС	Гкал/ч			0,146		
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			0,1646		

2.9.5. Прогнозируемый топливный баланс крышной котельной для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 9 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.9.4.

Таблица 2.9.4

Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 9						
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч			0,432		
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			0,1646		
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год			912,5		
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год			112,1		
	т у.т.			127,8		

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/м³

2.9.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9 в табл. 2.9.5.

Таблица 2.9.5

№	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	9
2	Год подключения	2020 - 2034 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,1646 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР в год подключения, тыс. руб.	1 242,59
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	3,26

2.9.7. Оценка финансовых потребностей для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 9

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 9 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 2700 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий будет 18. В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 9 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.9.6.

Таблица 2.9.6

Тепловая мощность	28 кВт
Мах потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 18 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	945,16 тыс. руб.

2.9.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 9

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 9 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.9.9. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 9

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются. Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб. Индекс рентабельности инвестиций за период до 2034 г. составит 3,14. Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.9.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 9

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 9 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 2.9.7.

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	1306	1450	1602	1765	1942	2116	2296	2485	3024	3198

Продолжение табл. 2.9.7.

Показатель	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.10. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10

2.10.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 10

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 10, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.10.1.

Таблица 2.10.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
10	Первомайский	43:40:635	2 140 000	8696	ИЖС

Продолжение табл. 2.10.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
10	0	0	0	0	8696	0	0	0	8696

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10 на схеме города Кирова с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения представлены на рис. 2.10.1.

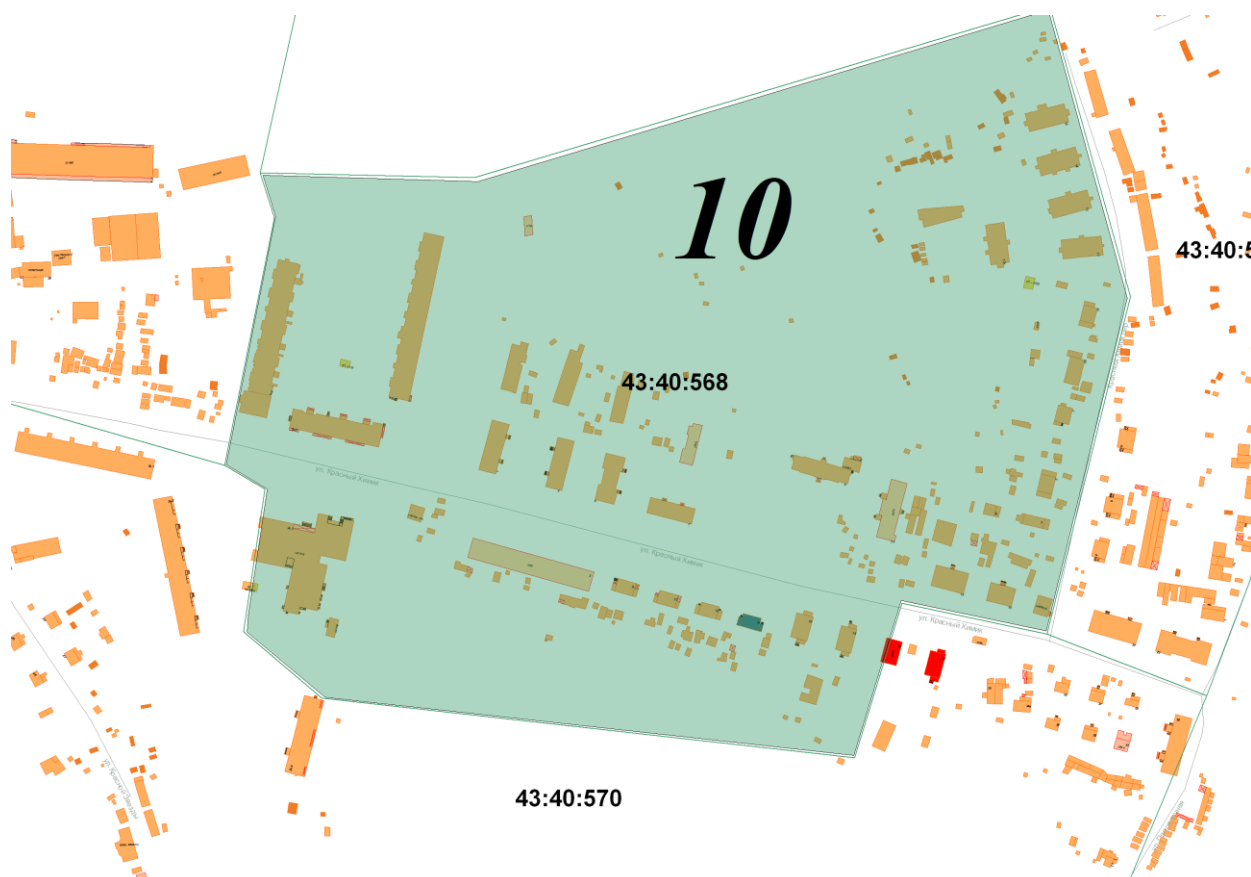


Рис. 2.10.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10 на схеме города

2.10.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 10 и в зоне действия предлагаемого для строительства источника тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10 представлены в табл. 2.10.2.

Таблица 2.10.2

Номер за- стройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
10	0	0	0	0	0,6437	0	0	0	0,6437

2.10.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 10 предлагается осуществлять к существующим распределительным тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная БМК 1.10.

2.10.4. Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.10 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 10

Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии – котельной БМК 1.10 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 10 представлены в табл. 2.10.4.

Таблица 2.10.4

Наименование	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.10 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 10							
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал/ч	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Прогнозируемые собственные нужды источника теплоты	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Прогнозируемая тепловая мощность источника теплоты «нетто»	Гкал/ч	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67
Прогнозируемый температурный график	°С	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал/ч	0	0	0,6437	0	0	0
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	6,343	6,343	6,9867	6,9867	6,9867	6,9867
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,56	0,62	0,62	0,62	0,62
Прогноз резерва(+)/дефицита (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+0,767	+0,767	+0,0633	+0,0633	+0,0633	+0,0633

2.10.5. Прирост прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.10 для подготовки теплоносителя тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в зоне нового строительства № 10

Данные о приросте расчетной нормативной производительности ВПУ котельной БМК 1.10 представлены в табл. 2.10.5.

Таблица 2.10.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Балансы прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.10 в зоне нового строительства № 10									
Прогнозируемая номинальная производительность ВПУ	м ³ /ч	8	8	8	8	8	8	8	8
Прогнозируемая располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	8	8	8	8	8	8	8	8
Прогнозируемое количество баков-аккумуляторов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемая вместимость баков-аккумуляторов	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	3,70	3,70	3,70	3,70	3,90	3,90	3,90	3,90
Прогнозируемая расчетная нормативная производительность ВПУ	м ³ /ч	8	8	8	8	8	8	8	8
Прогнозируемый резерв(+) / Дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1

2.10.6. Прогнозируемый топливный баланс котельной БМК 1.10 для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10

Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.10 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 10 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.10.6.

Таблица 2.10.6

Наименование	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии – котельная БМК 1.10							
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	6,343	6,343	6,9867	6,9867	6,9867	6,9867
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	тыс. Гкал /год	22,1	22,1	22,3	22,3	22,3	22,3
Расход топлива за год	тыс. т у.т.	3,6	3,6	3,65	3,65	3,65	3,65

Таким образом, прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.10 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 10 будет составлять 3,6 тыс. т у.т./год в 2016 г. и 3,65 тыс. т у.т./год в 2034 г.

Динамика изменения прогнозируемого прироста расхода природного газа на котельной БМК 1.10 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 10 в период 2015 – 2034 гг. приведена на рис. 2.10.2.

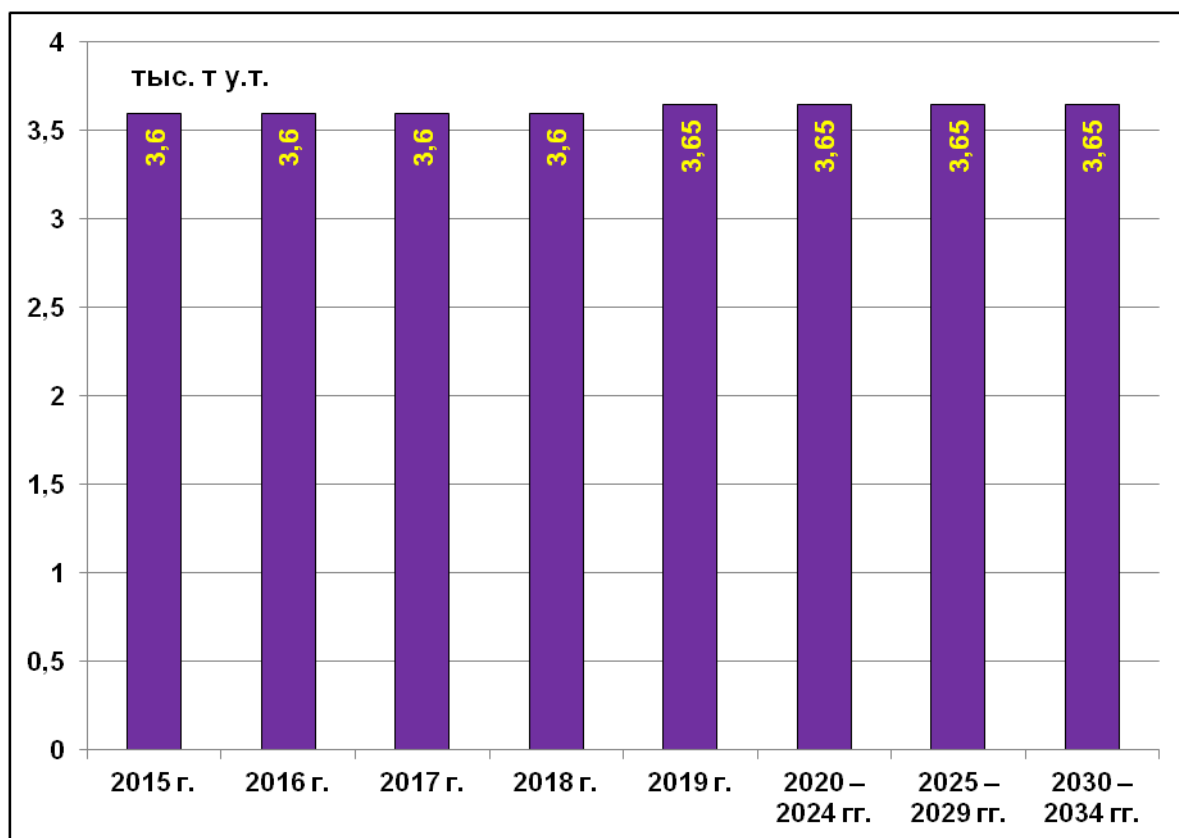


Рис. 2.10.2. Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.10 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 10 в период 2015 – 2034 гг.

2.10.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей и модернизации источника для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10

Обоснование инвестиций в прокладку трубопроводов для подключения прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 10 в табл. 2.10.7.

Таблица 2.10.7

№	Наименование	Котельная БМК 1.10
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	10
2	Год подключения	2019 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,6437 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	Котельная БМК 1.10
5	Расчетные затраты с учетом индексов МЭР с НДС в год подключения, тыс. руб.	8 743,89

№	Наименование	Котельная БМК 1.10
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	1,5

2.10.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства тепловых сетей и модернизации источника в зоне нового строительства № 10

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 10 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельной БМК 1.10.

2.10.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей и модернизации источника в зоне нового строительства № 10

Схема финансирования прокладки новых трубопроводов в зоне нового строительства № 10 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

2.10.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей и модернизации источника в зоне нового строительства № 10

В качестве отправной точки для расчета ценовых последствий реализации мероприятия принято значение тарифа на тепловую энергию (мощность), отпускаемую ОАО «КТК» потребителям Кировской области (категория – население) на период с 1 июля 2013 г. по 31 декабря 2013 г. Итоги расчетов ценовых последствий для потребителей по трем вариантам финансирования приведены в табл. 2.10.8.

Таблица 2.10.8

Тариф	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
		1	2	3	4	5	6	7
Тариф на тепловую энергию по варианту финансирования за счет собственного капитала	руб/ Гкал	1685	1747	1807	1996	2200	2420	2638
Тариф на тепловую энергию по варианту финансирования за счет заемного капитала	руб/ Гкал	1685	1747	1807	1996	2200	2420	2638

Продолжение табл. 2.10.8

Тариф	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
		8	9	10	11	12	13	14
Тариф на тепловую энергию по варианту финансирования за счет собственного капитала	руб/ Гкал	2862	3097	3335	3552	3761	3957	4168
Тариф на тепловую энергию по варианту финансирования за счет заемного капитала	руб/ Гкал	2862	3097	3335	3552	3761	3957	4168

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта. В этом случае тариф альтернативной котельной покрывает дефицит оборотных средств, образующихся в результате проведения мероприятия.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь в виду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования. В этом случае тариф альтернативной котельной покрывает затраты по обслуживанию долга инвестору.

2.11. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 11

2.11.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 11

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.11.1. Часть строительных фондов была введена в 2014 г.

Таблица 2.11.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
11	Нововятский	43:40:3653	224462	929	Общественно-деловое здание

Продолжение табл. 2.11.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
11	0	0	0	929	0	0	0	0	929

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 11 на схеме города, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения, представлены на рис. 2.11.1.



Рис. 2.11.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 11 на схеме города

2.11.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 11 и в зоне действия предлагаемого для строительства источника тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности), сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.11.2.

Таблица 2.11.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
11	0	0	0	0,07	0	0	0	0	0,07

2.11.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 11

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 11 предлагается осуществлять к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная 6.14. Подключение потребителей в зоне нового строительства № 11 осуществляется к существующим распределительным тепловым сетям.

2.11.4. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной нагрузки в зоне нового строительства № 11

Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии – котельной 6.14 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 11 представлены в табл. 2.11.4.

Таблица 2.11.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности котельной 6.14 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 11									
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал/ч	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Прогнозируемая располагаемая тепловая мощность источника теплоты «нетто»	Гкал/ч	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
Прогнозируемый температурный график	°С	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал/ч	0	0	0	0,07	0	0	0	0
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,10	0,10	0,10	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Прогноз резерва(+) / дефицита (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+2,45	+2,45	+2,45	+2,35	+2,35	+2,35	+2,35	+2,35

**2.11.5. Прирост прогнозируемой производительности ВПУ котельной 6.14
для подготовки теплоносителя тепловых сетей
и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими
установками потребителей в зоне нового строительства № 11**

Данные о приросте расчетной нормативной производительности ВПУ котельной 6.14 представлены в табл. 2.11.6.

Таблица 2.11.6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Балансы прогнозируемой производительности ВПУ котельной 6.14 в зоне нового строительства № 11									
Прогнозируемая номинальная производительность ВПУ	м ³ /ч	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148
Прогнозируемая располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148
Прогнозируемое количество баков-аккумуляторов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемая вместимость баков-аккумуляторов	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	0,111	0,111	0,111	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137
Прогнозируемая расчетная нормативная производительность ВПУ	м ³ /ч	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148
Прогнозируемый резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	0,037	0,037	0,037	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011

**2.11.6. Прогнозируемый топливный баланс источника тепловой энергии
для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности)
в зоне нового строительства № 11**

Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной 6.14 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 11 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.11.7.

Таблица 2.11.7

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии котельная 6.14									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Тыс. Гкал/год	1,4	1,4	1,4	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Расход топлива за год	тыс. т у.т.	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Таким образом, прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной 6.14 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 11 в период 2015 – 2034 гг. будет изменяться от 0,2 тыс. т у.т./год в 2015 г. до 0,3 тыс. т у.т./год в 2034 г.

Динамика изменения прогнозируемого прироста расхода природного газа на котельной 6.14 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 11 в период 2015 – 2034 гг. приведена на рис. 2.11.2.

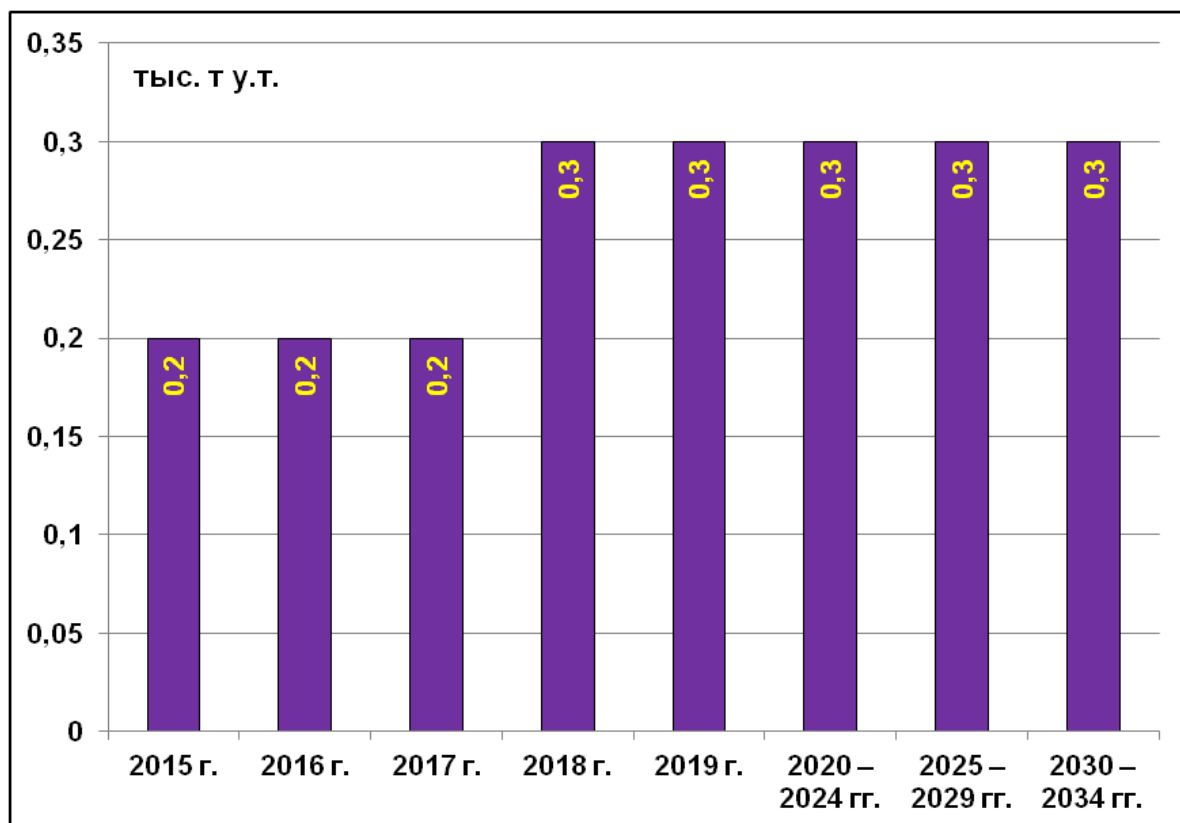


Рис. 2.11.2. Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной 6.14 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 11 в период 2015 – 2034 гг.

2.11.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 11

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 11 в табл. 2.11.9.

Таблица 2.11.9

№	Наименование показателя	Значение показателя
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	11
2	Год подключения	2014-2018 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2033 г.	0,1227 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	Котельная 10.3
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	3 001,05

2.11.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 11

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 11 предлагается осуществлять к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельной 6.14. Подключение осуществляется к существующим распределительным тепловым сетям.

2.11.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности в зоне нового строительства № 11

Схема финансирования прокладки новых трубопроводов в зоне нового строительства № 11 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры».

2.11.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ в зоне нового строительства № 11

2.11.10.1. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 11

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 приведен в табл. 2.11.11. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,07 Гкал/час в 2018 г. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 2.11.11

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	2 092,35
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	836,94
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	167,39
Итого в расчете на 0,1127 Гкал/час	тыс. руб.	3 096,68
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	44 238,26

2.11.10.2. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ установки систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 11

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 11 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 2.11.12.

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	1306	1450	1602	1765	1942	2116	2296	2485	3024	3198

Продолжение табл. 2.11.12

Показатель	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.12. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 12

2.12.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 12

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.12.1.

Таблица 2.12.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
12	Ленинский	43:40:3631	260782		ИЖС

Продолжение табл. 2.12.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
12	337								337

Зона нового строительства № 12 на схеме города, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения, представлены на рис. 2.12.1.

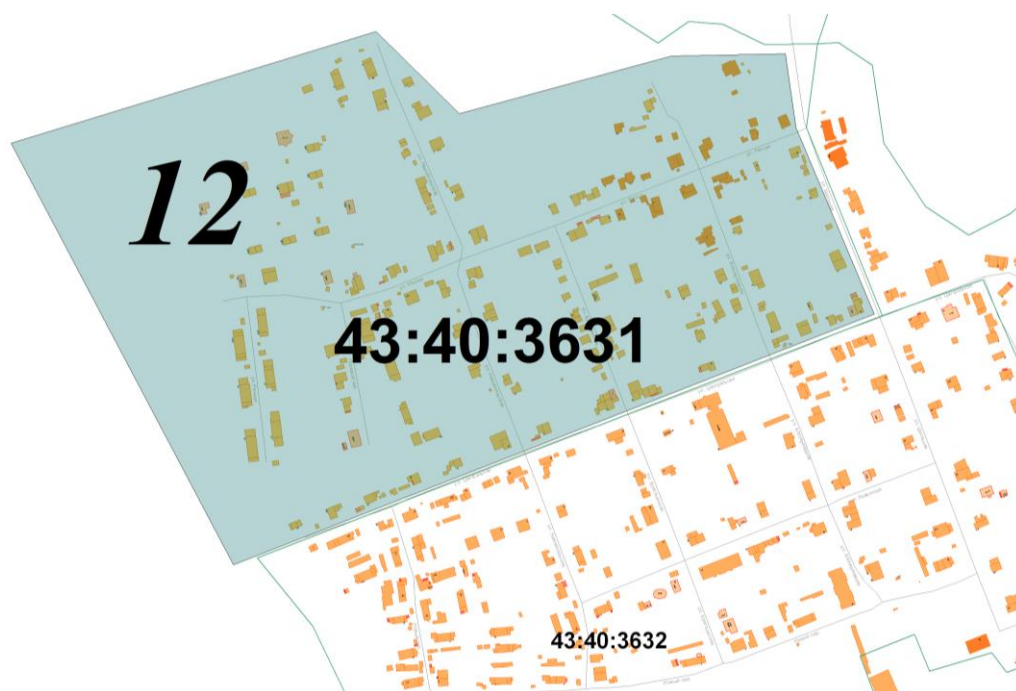


Рис. 2.12.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 12 на схеме города

2.12.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 12

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности), сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.12.2.

Таблица 2.12.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
12	Ленинский	43:40:3631	260 782		ИЖС

Продолжение табл. 2.12.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
12	0,025								0,0249

2.12.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 12

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 12 с индивидуальной застройкой используются индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы. Прирост площади строительных фондов составил 337 м². Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.1.3.

2.12.4. Балансы тепловой мощности баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 12

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 12 представлены в табл. 2.12.3.

Таблица 2.12.3

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 12									
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты (с учетом резервирования)	Гкал/ч	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч	0,0227							
Прогноз прироста нагрузки ГВС	Гкал/ч	0,0022							
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,0249	0,0249	0,0249	0,0249	0,0249	0,0249	0,0249	0,0249

2.12.5. Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 12

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 12 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.12.4.

Таблица 2.12.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемый топливный баланс индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 12									
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год	138	138	138	138	138	138	138	138
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год	17	17	17	17	17	17	17	17
	т у.т.	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/м³

2.12.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 12

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 12 представлены в табл. 2.12.5.

Таблица 2.12.5

№ п/п	Наименование	Индивидуальное теплоснабжение
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	12
2	Год подключения	2015 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,025 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР в год подключения, тыс. руб.	110,08
6	Срок окупаемости проекта (динамический), лет	3,26

2.12.7. Оценка финансовых потребностей для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 12

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 12 с индивидуальной и малоэтажной застройкой используются индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы. Прирост площади строительных фондов составил 337 м².

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 12 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.12.6.

Таблица 2.12.6

Тепловая мощность	28 кВт
Мах потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 2 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	104,84 тыс. руб.

2.12.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 12

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 12 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.12.9. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 12

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются. Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб. Индекс рентабельности инвестиций за период до 2034 г. составит 3,14. Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.12.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 12

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 12 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 2.12.7.

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	1942	2116	2296	2485	3024	3198	3367	3523

Продолжение табл. 2.12.7

Показатель	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.13. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13

2.13.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 13

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 13, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.13.1.

Таблица 2.13.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
13	Первомайский	43:40:3611	855 694	7500	ИЖС

Продолжение таблицы 2.13.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
13	1500	2100	900	0	0	3000	0	0	7500

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13 на схеме города Кирова с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения представлены на рис. 2.13.1.

2.13.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в зоне нового строительства № 13 и в зоне действия предлагаемого для строительства источника тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13 представлены в табл. 2.13.2.

Таблица 2.13.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
13	0,111	0,1555	0,0666	0	0	0,1829	0	0	0,5160

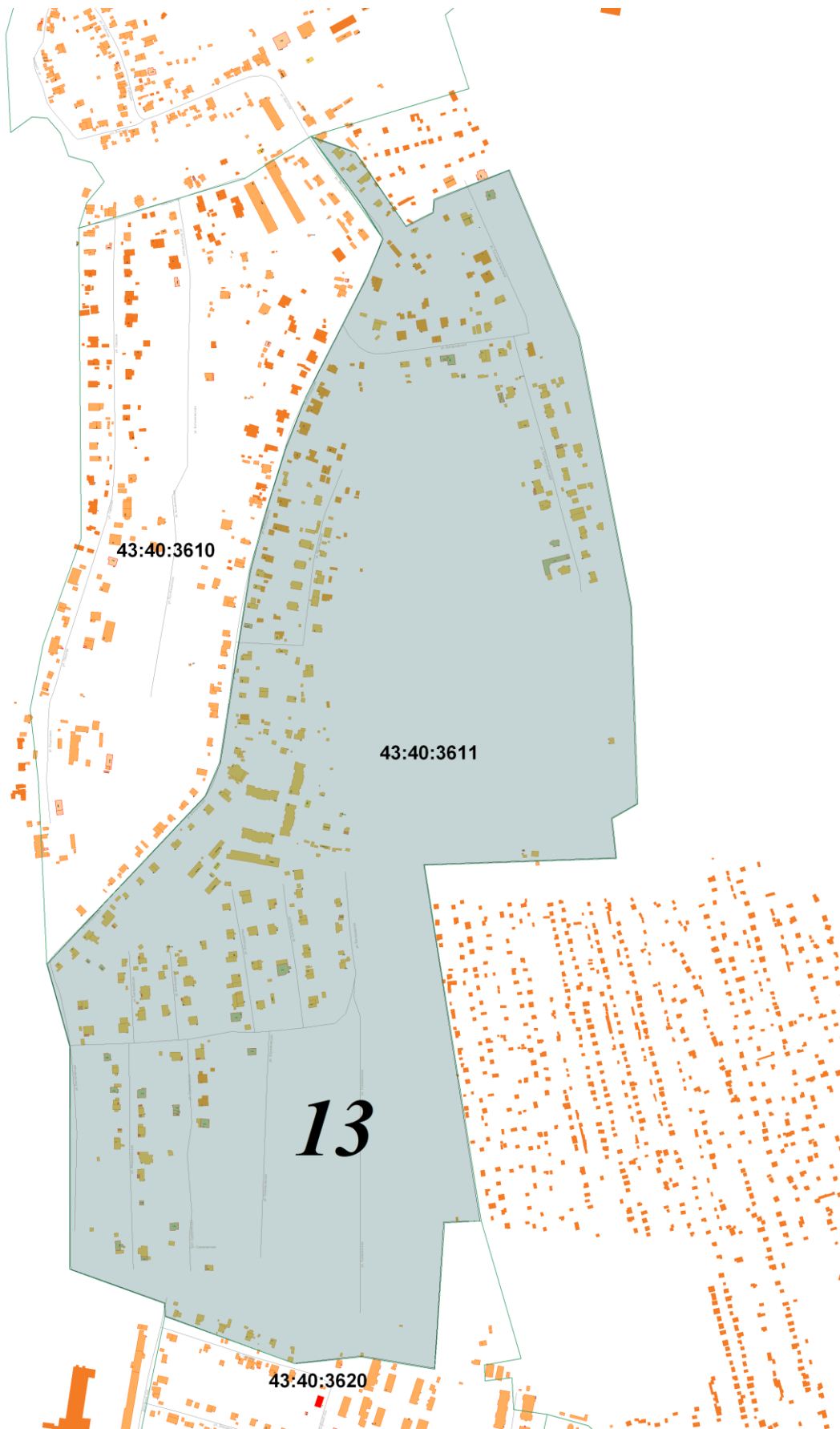


Рис. 2.13.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности)
в зоне нового строительства № 13 на схеме города

2.13.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 13 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 7500 м². Количество зданий составит 50.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.13.4.

Таблица 2.13.4

Номинальная тепловая мощность	28 кВт
Максимальный расход сжиженного газа	2 кг/ч
Допустимое давление природного газа	0,02 бар
Допустимое давление сжиженного газа	0,03 бар
Температура (отопление)	45-85 °С
Класс защиты	X4D IP
Напряжение	230 В
Потребляемая мощность	15 Вт
Габариты	880x420x600 мм
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 22 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	2 625,40 тыс. руб.

2.13.4. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной нагрузки в зоне нового строительства № 13

Балансы тепловой мощности индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 13 представлены в табл. 2.13.5.

Таблица 2.13.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных газовых котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 13									
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал/ч	0,12	0,29	0,34	0,34	0,34	0,53	0,53	0,53
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал/ч	0,111	0,1555	0,0666	0	0	0,1829	0	0
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,111	0,2665	0,3331	0,3331	0,3331	0,516	0,516	0,516
Прогноз резерва(+)/дефицита (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,009	0,0235	0,0069	0,0069	0,0069	0,014	0,014	0,014

2.13.5. Прогнозируемый топливный баланс источника тепловой энергии для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13

Расход природного газа при использовании в качестве источника тепловой энергии индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в зоне нового строительства № 13 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.13.6.

Таблица 2.13.6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии – индивидуальные газовые котлы									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,111	0,2665	0,3331	0,3331	0,3331	0,516	0,516	0,516
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год	347,6	834,6	1043,2	1043,2	1043,2	1616,0	1616,0	1616,0
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год	0,3	118,7	148,4	148,4	148,4	229,8	229,8	229,8
	тут	0,3	134,0	167,5	167,5	167,5	259,4	259,4	259,4

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/м³

2.13.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13 в табл. 2.13.7.

Таблица 2.13.7

№	Наименование	Вариант 2 Индивидуальные водогрейные котлы
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	13
2	Год подключения	2015-2034 гг.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2033 г.	0,516 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	2 756,67

2.13.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления подключения новых потребителей в зоне нового строительства № 13

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 13 с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2034 гг. составит 9750 м². В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 13 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водо-

грейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725. Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.13.8.

Таблица 2.13.8

Тепловая мощность	28 кВт
Мах потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 22 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	2 625,40 тыс. руб.

2.13.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности в зоне нового строительства № 13

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 13 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

2.13.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ в зоне нового строительства № 13

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 13 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования. Себестоимость 1 Гкал/ч по годам представлена в табл. 2.13.9.

Таблица 2.13.9

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	1306	1450	1602	1765	1942	2116	2296	2485	3024	3198

Продолжение табл. 2.13.9

Показатель	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

2.14. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 14

2.14.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 14

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.14.1.

Таблица 2.14.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
14	Первомайский	43:40:638	47895		Многokвартирные дома, общественные здания
		43:40:651	238291		

Таблица 2.14.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
14			1 064	1 873	2 993				5930

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 14 на схеме города, с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения, представлены на рис. 2.14.1.

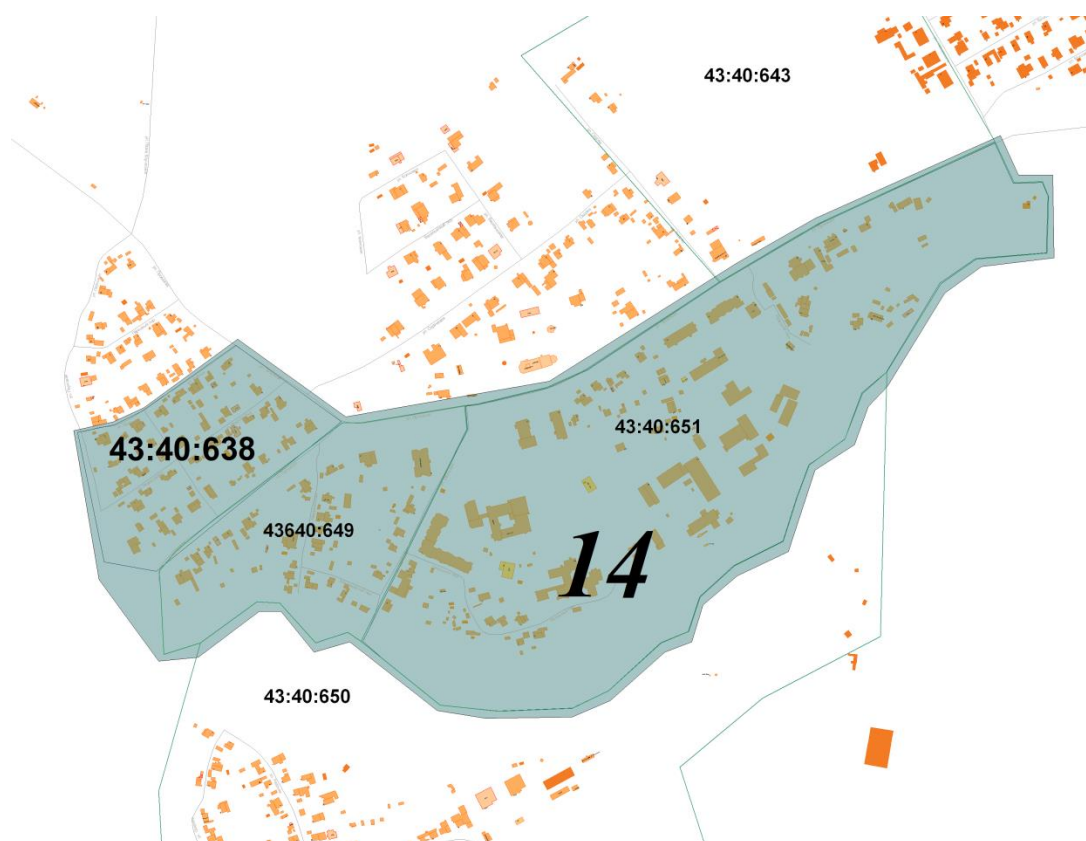


Рис. 2.14.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 14 на схеме города

2.14.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 14

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности), сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.14.2.

Таблица 2.14.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
14	Первомайский	43:40:638	47895		Многоквартирные дома, общественные здания
		43:40:651	238291		

Продолжение табл. 2.14.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								Ожидаемая плотность тепловой нагрузки, Гкал/га
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	
14	0	0,06	0,15	0,15	0	0	0	0,36	

2.14.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 14

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 14 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная БМК 1.2.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- в кадастровом квартале 43:40:651 подключение нагрузки вновь вводимых зданий осуществляется в существующую распределительную тепловую сеть;
- на период 2017-2018 гг.: от теплого узла ТЧ-об. до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 14 (квартал 43:40:638) длиной 300 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.14.3.

Таблица 2.14.3

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2014 г. тыс. руб.
ТЧ-об.	Проект. ТК	70	300	2016	Подземная бесканальная, ППМ	4 128,18

2.14.4. Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.2 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 14

Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии – БМК 1.2 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 14 представлены в табл. 2.14.4.

Таблица 2.14.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.2 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 14									
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал/ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Прогнозируемая тепловая мощность источника теплоты «нетто»	Гкал/ч	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92
Прогнозируемый температурный график	°С	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал/ч	0	0	0,06	0,15	0,15	0	0	0
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	2,52	2,58	2,73	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,39	0,39	0,40	0,42	0,44	0,44	0,44	0,44
Прогноз резерва(+)/дефицита (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+1,01	+0,95	+0,79	+0,62	+0,60	+0,60	+0,60	+0,60

2.14.5. Прирост прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.2 для подготовки теплоносителя тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в зоне нового строительства № 14

Данные о приросте расчетной нормативной производительности ВПУ котельной БМК 1.2 представлены в табл. 2.14.5.

Таблица 2.14.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.2 в зоне нового строительства № 14									
Прогнозируемая номинальная производительность ВПУ	м³/ч	4	4	4	4	4	4	4	4
Прогнозируемая располагаемая производительность ВПУ	м³/ч	4	4	4	4	4	4	4	4
Прогнозируемое количество баков-аккумуляторов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемая вместимость баков-аккумуляторов	м³	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м³/ч	2,5	2,5	2,6	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9
Прогнозируемая расчетная нормативная производительность ВПУ	м³/ч	4	4	4	4	4	4	4	4
Прогнозируемый резерв(+) / Дефицит (-) ВПУ	м³/ч	1,5	1,5	1,4	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1

2.14.6. Прогнозируемый топливный баланс котельной БМК 1.2 для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 14

Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.2 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 14 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.14.6.

Таблица 2.14.6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии – котельная БМК 1.2									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	2,52	2,58	2,73	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	тыс. Гкал/год	10,2	10,2	10,4	11,0	11,4	11,4	11,4	11,4
Расход топлива за год	тыс. т у.т.	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9

Таким образом, прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.2 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 14 в период 2015 – 2034 гг. будет изменяться от 1,7 тыс. т у.т./год в 2015 г. до 1,9 тыс. т у.т./год в 2034 г.

Динамика изменения прогнозируемого прироста расхода природного газа на котельной БМК 1.2 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 14 в период 2015 – 2034 гг. приведена на графике 2.14.2.

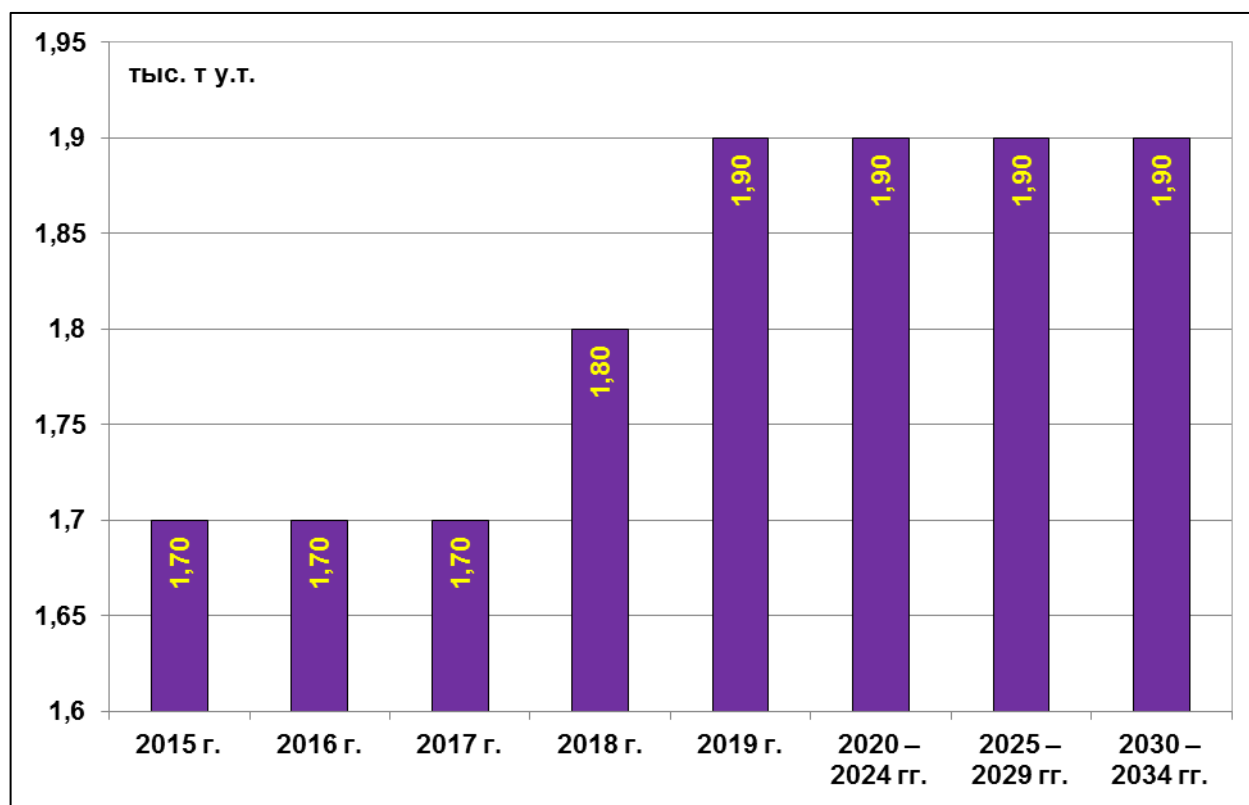


Рис. 2.14.2. Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.2 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 14 в период 2015 – 2034 гг.

2.14.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 14

Обоснование инвестиций в прокладку трубопроводов для подключения прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 14 представлено в табл. 2.14.7.

Таблица 2.14.7

№	Наименование	Котельная 10.3
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	14
2	Год подключения	2016-2018 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,36 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	нет
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	4 602,25

2.14.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 14

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 14 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельной БМК 1.2. Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- в кадастровом квартале 43:40:651 подключение нагрузки вновь вводимых зданий осуществляется в существующую распределительную тепловую сеть;

- на период 2017-2018 гг.: от теплового узла ТЧ-об. до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 14 (квартал 43:40:638) длиной 300 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ. Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.14.8.

Таблица 2.14.8

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2013 г. тыс. руб.
ТЧ-об.	Проект. ТК	70	300	2017	Подземная бесканальная, ППМ	4 128,18

2.14.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 14

Схема финансирования прокладки новых трубопроводов в зоне нового строительства № 14 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (ре-конструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

2.14.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 14

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 2.14.9.

В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,35 Гкал/час в течение 2015 – 2034 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 2.14.9

Наименование показателя	Ед. изм.	Значения показателя
в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	3 498,46
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	699,69
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	139,94
Итого в расчете на 0,3505 Гкал/час	тыс. руб.	4 338,09
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	12 394,54

2.15. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15

2.15.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 15

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 15, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.15.1.

Таблица 2.15.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
15	Первомайский	43:40:3600	348115	1606	Многоквартирный жилой дом

Продолжение табл. 2.15.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
15	1 606	0	0	0	0	0	0	0	1606

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15 на схеме города Кирова с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения представлены на рис. 2.15.1.

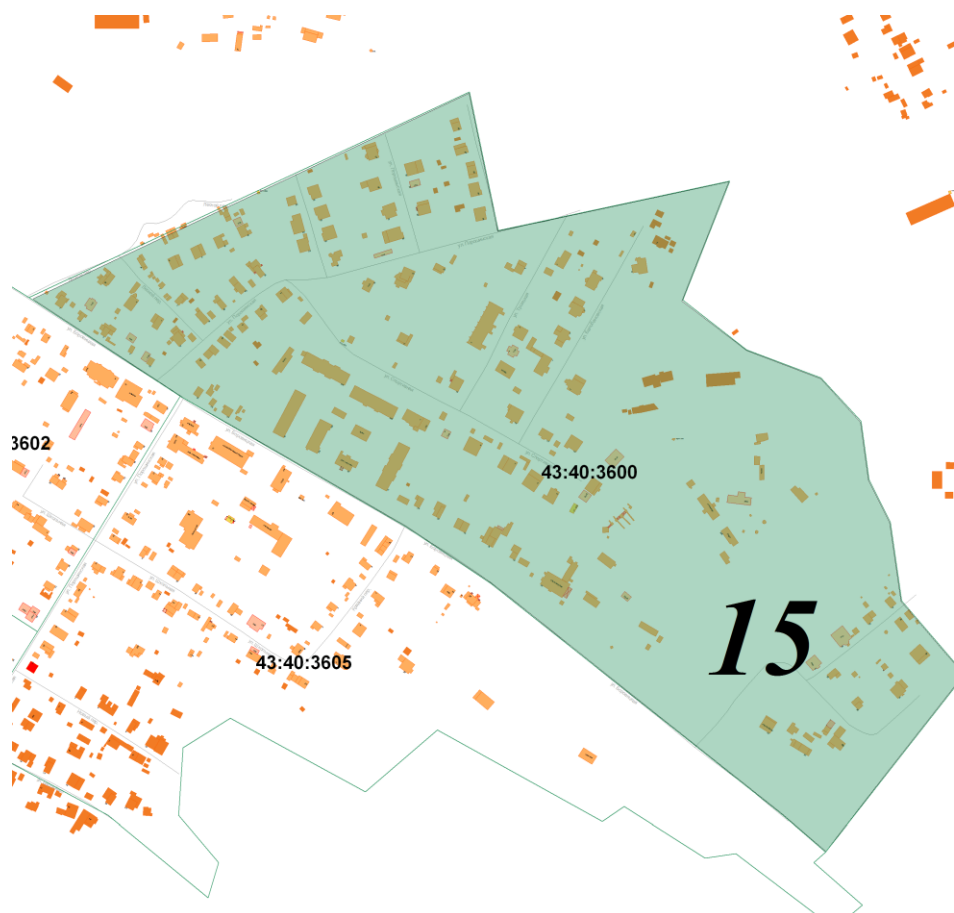


Рис. 2.15.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15 на схеме города

2.15.2 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 15 и в зоне действия предлагаемого для строительства источника тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15 представлены в табл. 2.15.2.

Таблица 2.15.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
15	0,0842	0	0	0	0	0	0	0	0,0842

2.15.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 15 предлагается осуществить к существующим распределительным тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная БМК 1.9.

Таблица 2.15.3

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2014 г. тыс. руб.
ТЧ-об.	Проект. ТК	70	100	2015	Подземная бесканальная, ППМ	1 236,35

2.15.4. Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.9 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 15

Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии – котельной БМК 1.9 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 15 представлены в табл. 2.15.4.

Таблица 2.15.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.9 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 15									
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал /ч	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Прогнозируемая тепловая мощность источника теплоты «нетто»	Гкал /ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
Прогнозируемый температурный график	°С	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал /ч	0,0842	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал /ч	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Потери в тепловых сетях	Гкал /ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Прогноз резерва(+) /дефицита (-) тепловой мощности	Гкал /ч	+0,64	+0,64	+0,64	+0,64	+0,64	+0,64	+0,64	+0,64

2.15.5. Прирост прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.9 для подготовки теплоносителя тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в зоне нового строительства № 15

Данные о приросте расчетной нормативной производительности ВПУ котельной БМК 1.9 представлены в табл. 2.15.5.

Таблица 2.15.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Балансы прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.9 в зоне нового строительства № 15									
Прогнозируемая номинальная производительность ВПУ	м³/ч	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Прогнозируемая располагаемая производительность ВПУ	м³/ч	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Прогнозируемое количество баков-аккумуляторов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемая вместимость баков-аккумуляторов	м³	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м³/ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Прогнозируемая расчетная нормативная производительность ВПУ	м³/ч	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Прогнозируемый резерв(+) / Дефицит (-) ВПУ	м³/ч	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66

2.15.6. Прогнозируемый топливный баланс котельной БМК 1.9 для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15

Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.9 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 15 в период 2015–2034 гг. приведен в табл. 2.15.6.

Таблица 2.15.6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии – котельная БМК 1.9									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	тыс. Гкал/год	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Расход топлива за год	тыс. т у.т.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Таким образом, прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.9 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 15 в период 2015 – 2034 гг. составит 0,7 тыс. т у.т./год.

Динамика изменения прогнозируемого прироста расхода природного газа на котельной БМК 1.9 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 15 в период 2015 – 2034 гг. приведена на рис. 2.15.2.

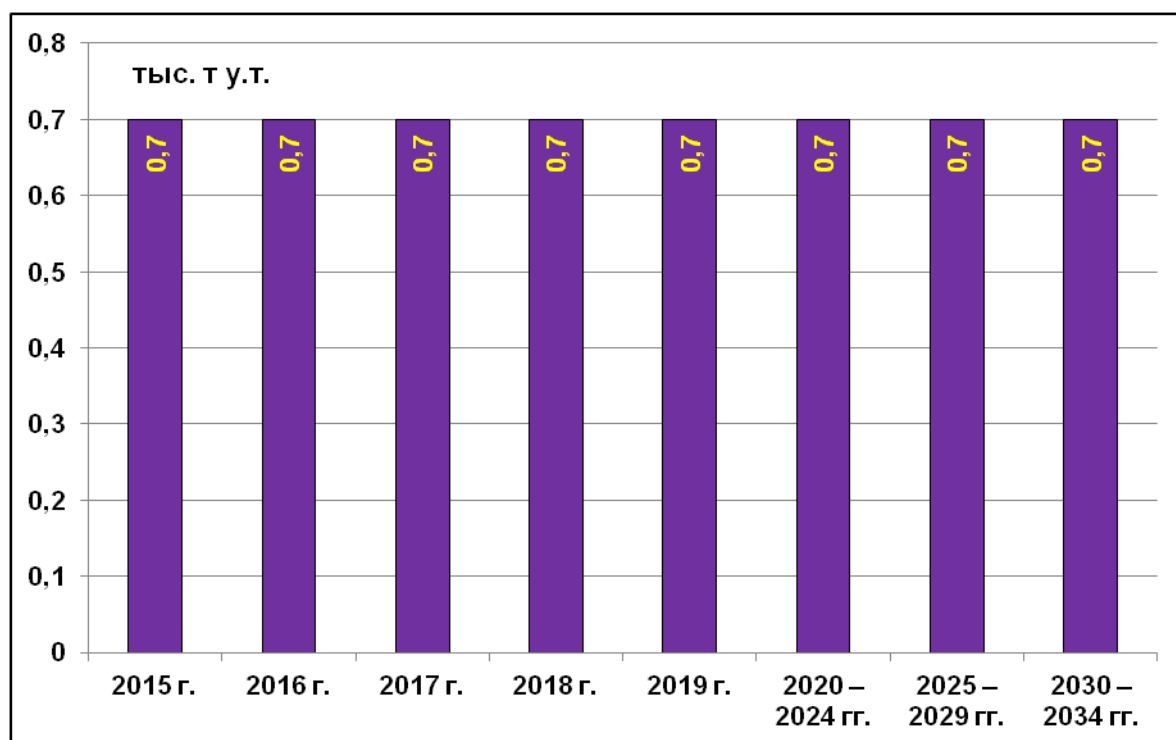


Рис. 2.15.2. Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.9 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 15 в период 2015 – 2034 гг.

2.15.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15

Обоснование инвестиций в прокладку трубопроводов для подключения прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 15 в табл. 2.15.7.

Таблица 2.15.7

№	Наименование	Котельная БМК 1.9
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	15
2	Год подключения	2015 г.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	0,0842 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	Котельная БМК 1.9
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	1 376,06

2.15.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 15

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 15 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельной БМК 1.9.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.15.8.

Таблица 2.15.8

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г, тыс. руб.
ТЧ-об.	Проект. ТК	70	100	2017	Подземная бесканальная, ППМ	1 236,35

2.15.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 15

Схема финансирования прокладки новых трубопроводов в зоне нового строительства № 15 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся: <.....>

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (ре-конструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры».

2.15.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 15

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 приведен в табл. 2.15.8. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 37,66 Гкал/час в течение 2015 – 2034 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 2.15.8

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	496,74
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	99,35
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	19,87
Итого в расчете на 0,1776 Гкал/час	тыс. руб.	615,95
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	7 315,37

2.16. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16

2.16.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 16

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 16, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.16.1.

Таблица 2.16.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
16	Первомайский	43:40:581	450005	59460	Многоквартирные жилые, общественно-деловые здания
		43:40:582	110397	1591	
		43:40:584	437034	400	
		43:40:586	633948	8900	
		43:40:587	310988	140835	
		43:40:591	120857	1120	

Продолжение табл. 2.16.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
16	16 167	400	920	671	102824	47324	21500	22500	212306

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16 на схеме города Кирова с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения представлены на рис. 2.16.1.



Рис. 2.16.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16 на схеме города

2.16.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 16 и в зоне действия предлагаемого для строительства источника тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16 представлены в табл. 2.16.2.

Таблица 2.16.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
16	0,8704	0,0289	0,0665	0,0485	5,2184	2,1223	0,8325	0,8555	10,043

2.16.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 16 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная БМК 1.4.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- в 2015 г.: от тепловой камеры ТК-3а до проектируемой тепловой камеры в кадастровом квартале 43:40:586 длиной 450 п. м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 125 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- в 2017 г.: от проектируемой тепловой камеры в кадастровом квартале 43:40:586 до проектируемой тепловой камеры в кадастровом квартале 43:40:581 длиной 600 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 125 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- в 2018 г.: от проектируемой тепловой камеры в кадастровом квартале 43:40:581 до проектируемой тепловой камеры в кадастровом квартале 43:40:582 длиной 150 п. м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 125 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- в 2015 г.: от тепловой камеры ТК-6а до проектируемой тепловой камеры в кадастровом квартале 43:40:591 длиной 400 п. м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- в 2018 г.: от проектируемой тепловой камеры в кадастровом квартале 43:40:591 до проектируемой тепловой камеры в кадастровом квартале 43:40:588 длиной 200 п. м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ. Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.14.3.

Таблица 2.14.3

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2014 г. тыс. руб.
ТК-3а	Проект. ТК	125	450	2015	Подземная бесканальная, ППМ	10 126,56
Проект. ТК	Проект. ТК	125	600	2017	Подземная бесканальная, ППМ	13 502,08
Проект. ТК	Проект. ТК	125	150	2018	Подземная бесканальная, ППМ	3 375,52
ТК-6а	Проект. ТК	100	200	2015	Подземная бесканальная, ППМ	3 317,12
Проект. ТК	Проект. ТК	100	200	2018	Подземная бесканальная, ППМ	3 317,12
ИТОГО						33 638,40

2.16.4. Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.4 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 16

Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии – котельной БМК 1.4 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 16 представлены в табл. 2.16.4.

Таблица 2.16.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал/ч	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Прогнозируемая тепловая мощность источника теплоты «нетто»	Гкал/ч	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56
Прогнозируемый температурный график	°С	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал/ч	0,8704	0,0289	0,0665	0,0485	5,2184	2,1223	0,8325	0,8555

2.16.5. Прирост прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.4 для подготовки теплоносителя тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в зоне нового строительства № 16

Данные о приросте расчетной нормативной производительности ВПУ котельной БМК 1.4 представлены в табл. 2.16.5.

Таблица 2.16.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Балансы прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.4 в зоне нового строительства № 16									
Прогнозируемая номинальная производительность ВПУ	м³/ч	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
Прогнозируемая располагаемая производительность ВПУ	м³/ч	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Прогнозируемое количество баков-аккумуляторов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемая вместимость баков-аккумуляторов	м ³	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	11	11,8	11,9	12,0	16,1	17,9	18,4	19,9
Прогнозируемая расчетная нормативная производительность ВПУ	м ³ /ч	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
Прогнозируемый резерв(+) / Дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	12,3	11,5	11,4	11,3	7,2	5,4	4,9	3,4

2.16.6. Прогнозируемый топливный баланс котельной БМК 1.4 для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16

Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.4 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 16 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.16.6.

Таблица 2.16.6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Источник тепловой энергии – котельная БМК 1.4									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	13,36	13,39	13,46	13,46	13,58	15,49	16,32	17,18
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	тыс. Гкал/год	50,3	50,8	51,4	51,4	52,1	57,8	60,5	63,3
Расход топлива за год	тыс. т у.т.	8,3	8,4	8,5	8,5	8,6	9,5	10,0	10,4

Таким образом, прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.4 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 16 в период 2015 – 2034 гг. будет изменяться с 8,3 тыс. т у.т./год в 2015 г. до 10,4 тыс. т у.т./год в 2034 г.

Динамика изменения прогнозируемого прироста расхода природного газа на котельной БМК 1.4 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 16 в период 2015 – 2034 гг. приведена на рис. 2.16.2.

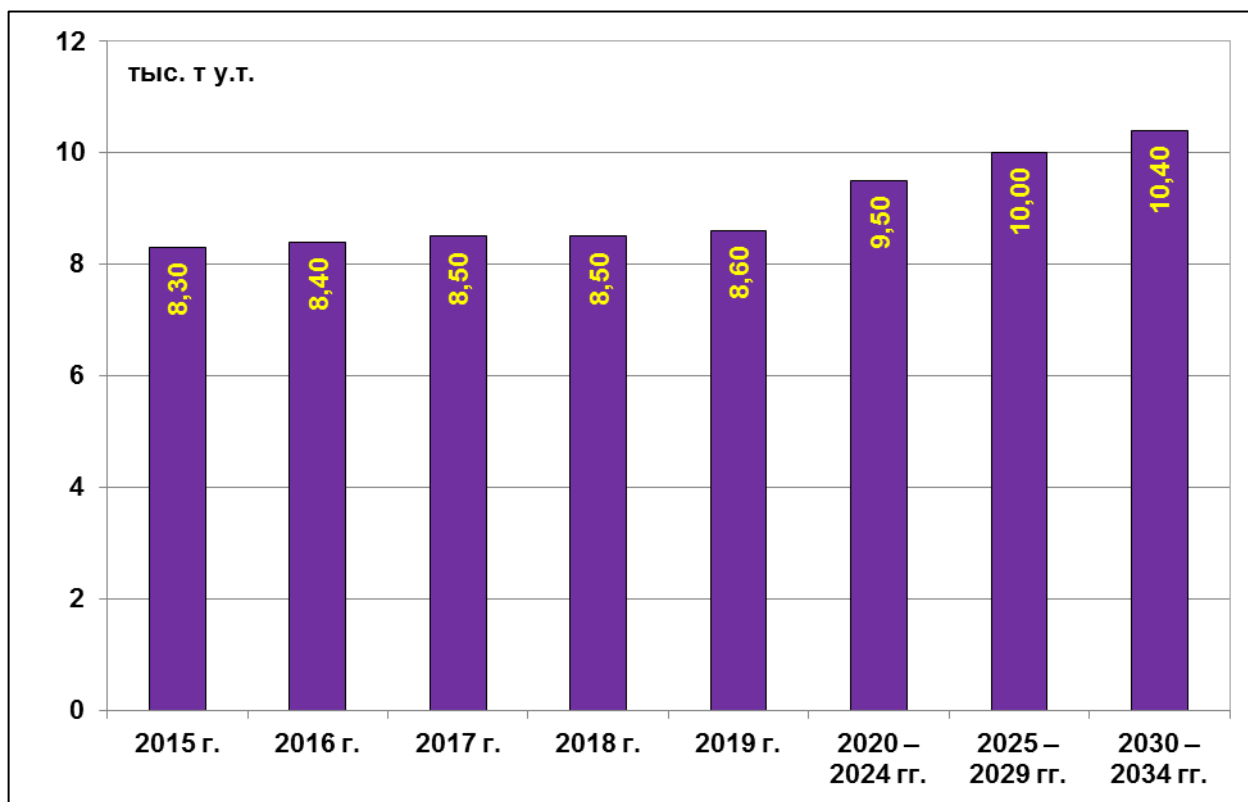


Рис. 2.16.2. Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.4 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 16 в период 2015 – 2034 гг.

2.16.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16

Обоснование инвестиций в прокладку трубопроводов для подключения прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 16 в табл. 2.16.7.

Таблица 2.16.7

№	Наименование	Котельная БМК 1.4
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	16
2	Год подключения	2015-2034 гг.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	10,043 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	Котельная БМК 1.4
5	Расчетные затраты с НДС с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	37 881,16

2.16.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 16

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 16 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельной БМК 1.4.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.16.8.

Таблица 2.16.8

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2014 г. тыс. руб.
ТК-3а	Проект. ТК	125	450	2015	Подземная бесканальная, ППМ	10 126,56
Проект. ТК	Проект. ТК	125	600	2017	Подземная бесканальная, ППМ	13 502,08
Проект. ТК	Проект. ТК	125	150	2018	Подземная бесканальная, ППМ	3 375,52
ТК-6а	Проект. ТК	100	200	2015	Подземная бесканальная, ППМ	3 317,12
Проект. ТК	Проект. ТК	100	200	2018	Подземная бесканальная, ППМ	3 317,12
ИТОГО						33 638,40

2.16.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 16

Схема финансирования прокладки новых трубопроводов в зоне нового строительства № 16 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры».

2.16.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 16

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 приведен в табл. 2.16.9. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 4,68 Гкал/час в течение 2015 – 2034 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 2.16.9

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	28 507,12
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	5 701,42
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	1 140,28
Итого в расчете на 4,68 Гкал/час	тыс. руб.	35 348,83
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	3 519,75

2.17. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17

2.17.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 17

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 17, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.17.1.

Таблица 2.17.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
17	Нововятский	43:40:4003	730267	-	Многokвартирные жилые дома
		43:40:4005	507591		

Продолжение табл. 2.17.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.	Всего на 2034 г.
17	8 006		6 174		12 650				26 831

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17 на схеме города Кирова с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения представлены на рис. 2.17.1.



Рис. 2.17.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17 на схеме города

2.17.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в зоне нового строительства № 17 и в зоне действия предлагаемого для строительства источника тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17 представлены в табл. 2.17.2.

Таблица 2.17.2

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
17	Нововятский	43:40:4003	730267	-	Многоквартирные жилые дома
		43:40:4005	507591		

Продолжение табл. 2.17.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч									Ожидаемая плотность тепловой нагрузки, Гкал/га
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.	Всего на 2034 г.	
17	0,299		0,324		0,664				1,2865	

2.17.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 17 предлагается осуществить к существующим распределительным тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная БМК Радужный.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов двухтрубном исполнении:

- на период 2014 – 2016 г.: от существующей тепловой камеры ТК-30.2 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 17 длиной 200 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;
- на период 2018 г.: в кадастровом квартале 43:40:4005 вновь вводимые объекты будут подключаться к существующей распределительной тепловой сети.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.17.3.

Таблица 2.17.3

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость тыс. руб. с НДС в ценах 2014 г.
ТК-30.2	проектируемая ТК	100	200	2015 г.	подземный бесканальный ППМ	3 317,12

2.17.4. Балансы тепловой мощности котельной БМК Радужный и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 17

Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии – котельной БМК Радужный и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 17 представлены в табл. 2.17.4.

Таблица 2.17.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал/ч	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Прогнозируемые собственные нужды источника теплоты	Гкал/ч	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
Прогнозируемая тепловая мощность источника теплоты «нетто»	Гкал/ч	33,93	33,93	33,93	33,93	33,93	33,93	33,93	33,93
Прогнозируемый температурный график	°С	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70
Прогноз прироста нагрузки отопления и вентиляции	Гкал/ч	0,299		0,324		0,664	-	-	-
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	31,92	31,92	32,24	32,24	33,90	33,90	33,90	33,90
Прогноз резерва(+)/дефицита (-) тепловой мощности	Гкал/ч	2,01	2,01	1,69	1,69	0,03	0,03	0,03	0,03

2.17.5. Прирост прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК Радужный для подготовки теплоносителя тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в зоне нового строительства № 17

Данные о приросте расчетной нормативной производительности ВПУ котельной БМК Радужный представлены в табл. 2.17.5.

Таблица 2.17.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м³/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Прирост прогнозируемой расчетной нормативной производительности ВПУ котельной БМК Радужный	м³/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

2.17.6. Прогнозируемый топливный баланс котельной БМК Радужный для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17

Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК Радужный для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 17 в период 2015 – 2034 гг. приведен в табл. 2.17.6.

Таблица 2.17.6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Источник тепловой энергии – котельная БМК Радужный									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	31,92	32,24	32,91	32,91	32,91	32,91	32,91	32,91
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год	176964	178739	182453	182453	182453	182453	182453	182453
Расход топлива за год	Тыс. м ³ /год	21,75	21,96	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42
	тыс. тут	24,8	25,0	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6

*теплота сгорания природного газа принята 8138 ккал/ м³

Таким образом, прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК Радужный для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 17 в период 2015 – 2034 гг. будет составлять 24,8 тут/год в 2014 г. и 25,6 тут/год в 2034 г.

Динамика изменения прогнозируемого прироста расхода природного газа на котельной БМК Радужный для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 17 в период 2015 – 2034 гг. приведена на рис. 2.17.2.

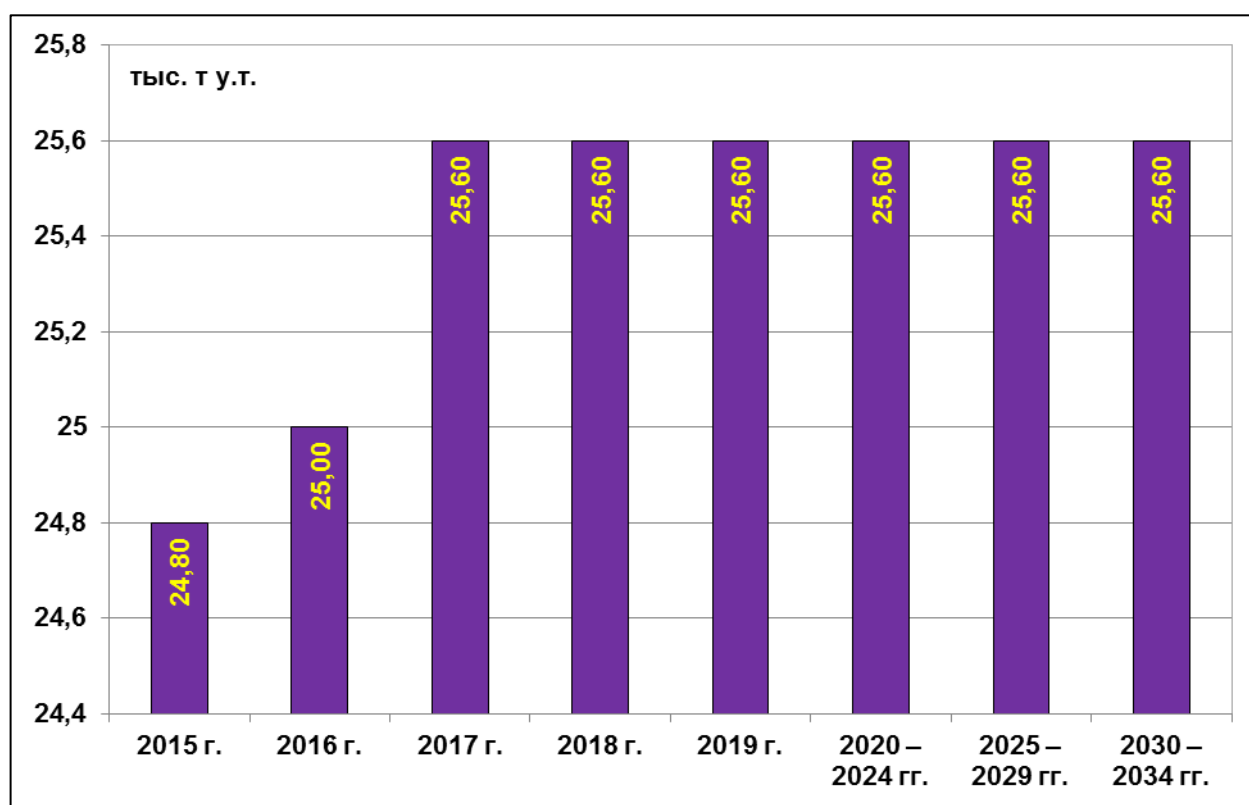


Рис. 2.17.2. Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК Радужный для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 17 в период 2015 – 2034 гг.

2.17.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей и модернизации источника для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17

Обоснование инвестиций в прокладку трубопроводов для подключения прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 17 в табл. 2.17.7.

Таблица 2.17.7

№ п/п	Наименование	Котельная БМК Радужный
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	17
2	Год подключения	2014-2018 гг.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	1,2865 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	БМК Радужный
5	Расчетные затраты с учетом индексов МЭР с НДС в год подключения, тыс. руб.	3 482,98

2.17.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства тепловых сетей и модернизации источника в зоне нового строительства № 17

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 17 предлагается осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельной БМК Радужный.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов двухтрубном исполнении:

- на период 2014 – 2016 г.: от существующей тепловой камеры ТК-30.2 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 17 длиной 200 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2018 г.: в кадастровом квартале 43:40:4005 вновь вводимые объекты будут подключаться к существующей распределительной тепловой сети.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.17.8.

Таблица 2.17.8

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость тыс. руб. с НДС в ценах 2014 г.
ТК-30.2	проектируемая ТК	100	200	2015-2017	подземный бесканальный ППМ	3 317,12

2.17.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 17

Схема финансирования прокладки новых трубопроводов в зоне нового строительства № 17 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t величины накопленного сальдо денежного потока. Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение. В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (ре-конструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры».

2.17.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей и модернизации источника в зоне нового строительства № 17

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 2.17.9. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 1,29 Гкал/час в течение 2015 – 2034 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 2.17.9.

в уровне цен 2014 г. (без НДС), в сумме :	тыс. руб.	2 811,12
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	113,66
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	22,73
Итого в расчете на 1,29 Гкал/час	тыс. руб.	2 947,51
Итого в расчете на 1 Гкал/час, тыс. руб.	тыс. руб.	2 291,11

2.18. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18

2.18.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания в зоне нового строительства № 18

Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов в зоне нового строительства № 18, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, представлены в табл. 2.18.1.

Таблица 2.18.1

Номер застройки на схеме	Район	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Площадь квартала под застройку, м ²	Объекты строительства
18	Первомайский	40:43:596	308765	1200	Многоквартирные жилые дома, общественные здания, ИЖС
		40:43:599	67795	2233	
		40:43:600	360973	8391	
		40:43:605	121002	1200	
		40:43:606	187344	3000	
		40:43:610	58053	450	
		40:43:615	214792	25900	
		40:43:623	33685	450	
		40:43:625	255859	1800	
		40:43:627	237632	15113	
		40:43:1202	29859	750	
		40:43:1204	88225	1200	
		40:43:1206	143548	600	

Продолжение табл. 2.18.1

Номер застройки на схеме	Прирост площади строительных фондов, м ²								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
18	9433	2650	4350	3600	3209	39045	0	0	62287

Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18 на схеме города Кирова с указанием расчетных элементов территориального деления и мест их взаиморасположения представлены на рис. 2.18.1.

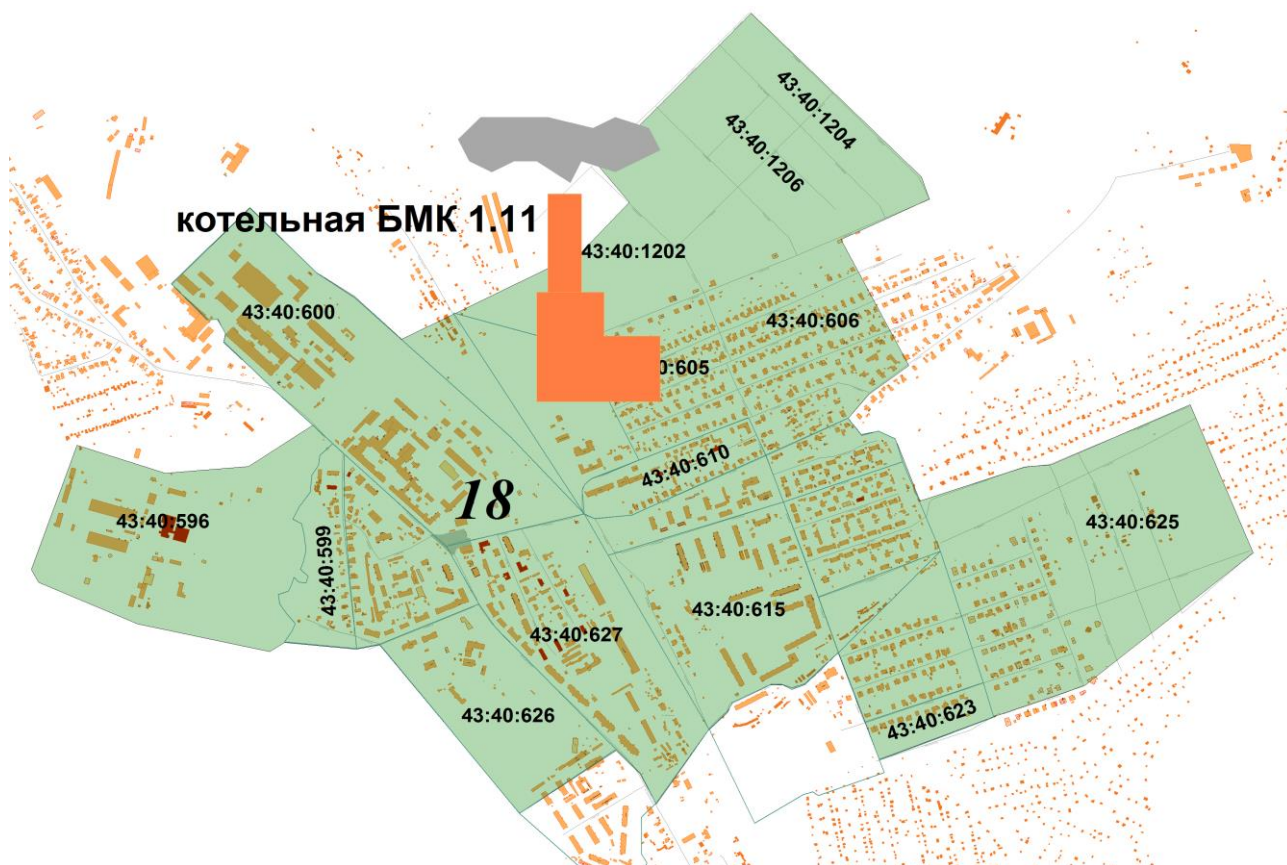


Рис. 2.18.1. Прогнозируемые приросты тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18 на схеме города

2.18.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплopotребления в зоне нового строительства № 18 и в зоне действия предлагаемого для строительства источника тепловой энергии

Прогнозы приростов на каждом этапе объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18 представлены в табл. 2.18.2.

Таблица 2.18.2

Номер застройки на схеме	Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности), Гкал/ч								
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.	Всего на 2034 г.
17	0,6842	0,1942	0,3222	0,2665	0,1683	1,6173	0	0	3,2527

2.18.3. Выбор источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 18 в кадастровых кварталах 40:43:596, 40:43:599, 40:43:600, 40:43:615, 40:43:627 предлагается осуществить к существующим распределительным тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная БМК 1.11. Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов двухтрубном исполнении:

- на период 2015 г.: от существующей тепловой камеры ТК-6 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 18 (кадастровый квартал 40:43:625) длиной 900 п. м.

условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2015 – 2016 гг.: от существующей тепловой камеры УТ – 1.1 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 18 (кадастровый квартал 40:43:600) длиной 500 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2015 – 2019 гг.: от проектируемой камеры в кадастровом квартале 40:43:600 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 18 (кадастровый квартал 40:43:599) длиной 500 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- в 2019 г.: от проектируемой камеры в кадастровом квартале 40:43:599 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 18 (кадастровый квартал 40:43:596) длиной 350 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.18.3.

Таблица 2.18.3

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость тыс. руб. с НДС в ценах 2014 г.
ТК-14	Проектируемая ТК	125	650	2014	подземный бесканальный ППМ	14 627,26
УТ – 1.1	Проектируемая ТК	100	500	2015 – 2016	подземный бесканальный ППМ	4 621,73
Проект. ТК	Проектируемая ТК	100	500	2015 – 2019	подземный бесканальный ППМ	4 621,73
Проект. ТК	проектируемая ТК	100	350	2019	подземный бесканальный ППМ	3 235,21
ИТОГО						27 105,94

В остальных кадастровых кварталах зоны нового строительства № 18 (40:43:605, 40:43:606, 40:43:610, 40:43:1202, 40:43:1204, 40:43:1206) для реализации системы теплоснабжения с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Количество зданий составит 69.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725. Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.11.3.

Таблица 2.11.3

Номинальная тепловая мощность	28 кВт
Напряжение	230 В
Потребляемая мощность	15 Вт
Габариты	880x420x600 мм
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 69 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	3 623,04 тыс. руб.

2.18.4. Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.11, индивидуальных газовых водогрейных котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 18

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии – котельной БМК 1.11, индивидуальных газовых водогрейных котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 18 представлены в табл. 2.18.4 и в табл. 2.18.5.

Таблица 2.18.4

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности котельной БМК 1.11 и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 18									
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал/ч	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Прогнозируемая тепловая мощность источника теплоты «нетто»	Гкал/ч	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75
Прогнозируемый температурный график	°С	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70	95/70
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал/ч	0,6287	0,1942	0,1110	0	0,1683	1,6173	0	0
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	6,41	6,52	6,63	6,95	7,22	8,27	8,27	8,27
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,81	0,83	0,85	0,87	0,89	0,95	0,95	0,95
Прогноз резерва(+)/дефицита (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+4,53	+4,40	+4,27	+3,93	+3,64	+2,53	+2,53	+2,53

Таблица 2.18.5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Балансы тепловой мощности индивидуальных газовых водогрейных котлов и присоединенной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 18									
Прогнозируемая установленная мощность оборудования источника теплоты	Гкал /ч	0,144	0,384	0,624	1,32	1,9	1,9	1,9	1,9
Прогноз прироста тепловой нагрузки	Гкал /ч	0,0555	0	0,2112	0,2665	0	0	0	0
Прогнозируемая тепловая нагрузка потребителей	Гкал /ч	0,0555	0,0555	0,2667	0,5332	0,5332	0,5332	0,5332	0,5332
Прогноз резерва(+)/дефицита (-) тепловой мощности	Гкал /ч	0,0885	0,3285	0,3573	0,7868	1,3668	1,3668	1,3668	1,3668

2.18.5. Прирост прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.11 для подготовки теплоносителя тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в зоне нового строительства № 18

Данные о приросте расчетной нормативной производительности ВПУ котельной БМК 1.11 представлены в табл. 2.18.6.

Таблица 2.18.6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Балансы прогнозируемой производительности ВПУ котельной БМК 1.11 в зоне нового строительства № 18									
Прогнозируемая номинальная производительность ВПУ	м³/ч	16	16	16	16	16	16	16	16
Прогнозируемая располагаемая производительность ВПУ	м³/ч	16	16	16	16	16	16	16	16
Прогнозируемое количество баков-аккумуляторов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемая вместимость баков-аккумуляторов	м³	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогнозируемые нормативные утечки теплоносителя	м³/ч	6,3	6,3	6,4	6,4	6,5	7,2	7,2	7,2
Прогнозируемая расчетная нормативная производительность ВПУ	м³/ч	16	16	16	16	16	16	16	16
Прогнозируемый резерв(+) / Дефицит (-) ВПУ	м³/ч	9,7	9,7	9,6	9,6	9,5	8,8	8,8	8,8

2.18.6. Прогнозируемый топливный баланс котельной БМК 1.11 для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18

Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.11 и на индивидуальных газовых водогрейных котлах для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 18 в период 2015–2034 гг. приведены в табл. 2.18.7 и 2.18.8.

Таблица 2.18.7

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии – котельная БМК 1.11									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	6,41	6,52	6,63	6,95	7,22	8,27	8,27	8,27
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	тыс. Гкал /год	24,4	24,8	25,3	26,4	27,3	30,3	30,5	30,6
Расход топлива за год	тыс. т у.т.	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	5,0	5,0	5,1

Таблица 2.18.8

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии – индивидуальные водогрейные котлы									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,0666	0,178	0,289	0,6112	0,88	0,88	0,88	0,88
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год	369	986	1602	3388	4878	4878	4878	4878
Расход топлива за год	т у.т.	51	137	223	474	682	682	682	682

Таблица 2.18.8

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2024 гг.	2025 – 2029 гг.	2030 – 2034 гг.
Источник тепловой энергии – индивидуальные водогрейные котлы									
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,0555	0	0,2112	0,2665	0	0	0	0
Прогнозируемый отпуск тепловой энергии за год	Гкал/год	0,0555	0,0555	0,2667	0,5332	0,5332	0,5332	0,5332	0,5332
Расход топлива за год	т у.т.	51	51	223	682	682	682	682	682

Таким образом, прогнозируемый расхода природного газа на котельной БМК 1.11 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 18 в период 2015 – 2034 гг. будет составлять 4,0 тыс. т у.т./год в 2014 г. и 5,1 тыс. т у.т./год в 2034 г.

Динамика изменения прогнозируемого прироста расхода природного газа на котельной БМК 1.11 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 18 в период 2015 – 2034 гг. приведена на рис. 2.18.2.

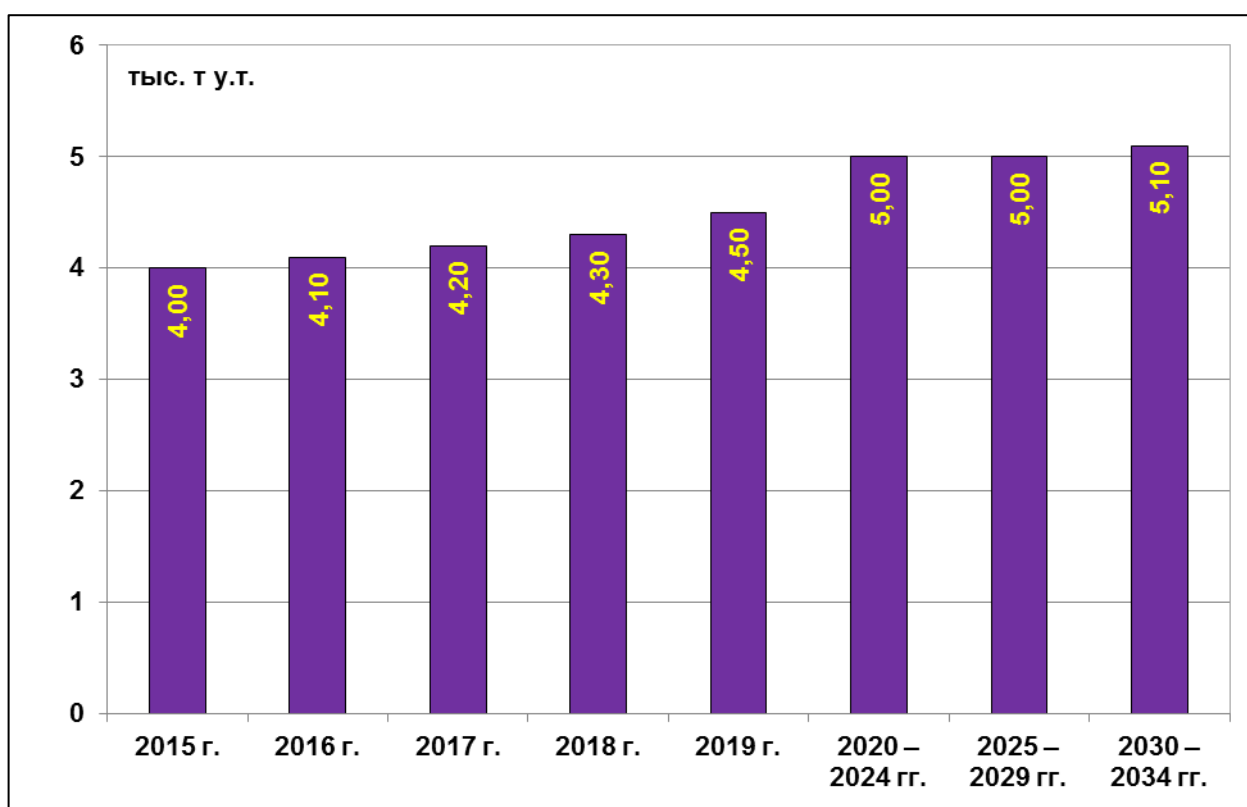


Рис. 2.18.2. Прогнозируемый прирост расхода природного газа на котельной БМК 1.11 для обеспечения теплоснабжения потребителей в зоне нового строительства № 18 в период 2015 – 2034 гг.

2.18.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей и установку индивидуальных газовых водогрейных котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18

Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов и подключения к источнику тепловой энергии котельной БМК 1.11 для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18 в табл. 2.18.9 и 2.18.10.

Таблица 2.18.9

№	Наименование	Котельная БМК 1.11
1	Номер территориального местоположения приростов потребления тепловой энергии	18
2	Год подключения	2015-2024 гг.
3	Прирост объемов потребления тепловой мощности до 2034 г.	2,7195 Гкал/ч
4	Существующая зона действия источника теплоснабжения	Котельная БМК 1.11
5	Расчетные затраты с учетом индексов МЭР с НДС в год подключения, тыс. руб.	34 580,38

2.18.8. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства тепловых сетей и модернизации источника в зоне нового строительства № 18

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 18 предлагается частично осуществить к тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельной БМК 1.11.

Подключение потребителей в зоне нового строительства № 18 в кадастровых кварталах 40:43:596, 40:43:599, 40:43:600, 40:43:615, 40:43:627 предлагается осуществить к существующим распределительным тепловым сетям, источником тепловой энергии для которых является котельная БМК 1.11.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов двухтрубном исполнении:

- на период 2015 г: от существующей тепловой камеры ТК-6 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 18 (кадастровый квартал 40:43:625) длиной 900 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2015 – 2016 гг.: от существующей тепловой камеры УТ – 1.1 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 18 (кадастровый квартал 40:43:600) длиной 500 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2015 – 2019 гг.: от проектируемой камеры в кадастровом квартале 40:43:600 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 18 (кадастровый квартал 40:43:599) длиной 500 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- в 2019 г.: от проектируемой камеры в кадастровом квартале 40:43:599 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 18 (кадастровый квартал 40:43:596) длиной 350 п. м. условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству, приведены в табл. 2.18.10.

Таблица 2.18.10

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость тыс. руб. с НДС в ценах 2012 г.
ТК-14	проектируемая ТК	125	650	2014	подземный бесканальный ППМ	14 627,26
УТ – 1.1	проектируемая ТК	100	500	2015 – 2016	подземный бесканальный ППМ	4 621,73
Проект. ТК	проектируемая ТК	100	500	2015 – 2019	подземный бесканальный ППМ	4 621,73
Проект. ТК	проектируемая ТК	100	350	2019	подземный бесканальный ППМ	3 235,21
ИТОГО						27 105,94

В остальных кадастровых кварталах зоны нового строительства № 18 (40:43:605, 40:43:606, 40:43:610, 40:43:1202, 40:43:1204, 40:43:1206) для реализации системы теплоснабжения с индивидуальной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 18 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725.

Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 2.18.11

Таблица 2.18.11

Тепловая мощность	28 кВт
Мак потребляемая электрическая мощность	15 Вт
Стоимость одного котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	36,29 тыс. руб.
Стоимость 69 котлов с учетом установки и проектирования с НДС в ценах 2014 г.	3 623,04 тыс. руб.

2.18.9. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 18

Схема финансирования прокладки новых трубопроводов в зоне нового строительства № 17 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (ре-конструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроектной сферы и инженерной инфраструктуры».

Для устанавливаемых индивидуальных газовых котлов, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются.

Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб. Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб.

Индекс рентабельности инвестиций за период до 2027 г. составит 3,14. Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

2.18.10. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей и модернизации источника в зоне нового строительства № 18

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 приведен в табл. 2.18.12. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 1,29 Гкал/час в течение 2015 – 2034 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 2.18.12

в уровне цен 2014 г. (без НДС), в сумме :	тыс. руб.	22 971,14
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	1 033,70
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	206,74
Итого в расчете на 1,29 Гкал/час	тыс. руб.	24 211,58
Итого в расчете на 1 Гкал/час, тыс. руб.	тыс. руб.	8 901,32

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 18 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Себестоимость 1 Гкал/ч по годам представлена в табл. 2.18.13.

Таблица 2.18.13

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	1306	1450	1602	1765	1942	2116	2296	2485	3024	3198

Продолжение табл. 2.18.13

Показатель	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727	4869

Часть 3. Предложения по выводу из эксплуатации котельных, расположенных в зоне действия источников тепловой энергии, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и переводу тепловой нагрузки от котельных на источники тепловой энергии, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

3.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельной 6.15 на ЗАО «Кировская ТЭЦ-1»

3.1.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельной 6.15 на ЗАО «Кировская ТЭЦ-1»

Котельная 6.15 находится в г. Кирове, ул. Заводская, 17б, в аренде у ОАО «КТК», основное топливо – газ, установленная мощность – 0,32 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2000 году. Находится в зоне эффективного радиуса ТЭЦ – 1.

Предлагается закрыть котельную 6.15, находящуюся в подвале общежития и отапливающую только данный объект, перевести нагрузку на ТЭЦ – 1.

На основании проектов-аналогов, а так же при использовании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России:

Стоимость строительства участков тепловых сетей для мероприятий по переводу нагрузки на ТЭЦ-4 приведена в табл. 3.1.1.

Таблица 3.1.1.

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы	Стоимость всего
		D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
Котельная 6.15	Теплотрасса ТЭЦ-1	0,133	Подземная в непроходных каналах	Изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	345	Таблица 13-01-001-01	18 525,6	6 391,31
ИТОГО								6 391,31

Сводная стоимость финансовых потребностей с разбивкой по статьям затрат на проведение мероприятий по переводу нагрузки котельной 6.15 на ЗАО «Кировская ТЭЦ-1» в ценах 2014 г. приведена в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	319,57	319,57
Оборудование	тыс. руб.	383,48	383,48
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	5 560,44	5 560,44
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	6 263,48	6 263,48
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	127,83	127,83
ИТОГО без НДС		6 391,31	6 391,31
НДС	тыс. руб.	1 150,44	1 150,44
Всего смета проекта	тыс. руб.	7 541,75	7 541,75

3.1.2. Стоимость мероприятий по переводу нагрузки котельной 6.15 на ЗАО «Кировская ТЭЦ-1» с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2015 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.1.3.

Таблица 3.1.3

Годы	2014 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г.	7 541,75
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР в ценах 2014 г.	8 730,51

Итого стоимость реализации мероприятий составит **8 730,51 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3.1.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по переводу нагрузки котельной 6.15 на ЗАО «Кировская ТЭЦ-1»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирова подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС», и за счет надбавки к тарифу на тепловую энергию (отпуск через тепловые сети) Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС».

3.1.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (плановые показатели на 2013 г. Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2014 г. представлена в табл. 3.1.4.

Таблица 3.1.4

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2014г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (моность)	руб.	2,42	0,28%
Расходы на топливо	руб.	540,62	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	302,74	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	4,16	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	0,11	35,52%
Итого расходов	руб.	851,81	100,00%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

В расчете использованы индексы основных показателей в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

- к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды, платежи по ДПМ;

- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Для расчетов эффективности инвестиций так же использованы значения тарифа альтернативной котельной, рассчитанные с учетом роста по годам в соответствии с индексами МЭР.

Тариф альтернативной котельной – наименьшая цена на тепловую энергию у потребителя, при которой окупается проект строительства новой котельной, замещающей теплоснабжение от централизованных источников.

Составляющие тарифа альтернативной, рассчитанные в ценах 2013 г. (на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии):

- затраты на топливо	560 руб.
- возврат инвестиций	440 руб.
- операционные расходы	196 руб.
- потери в квартальных тепловых сетях	178 руб.
- затраты на содержание тепловых сетей	158 руб.
- налог на имущество	<u>36 руб.</u>
ИТОГО	1568 руб.

Расчетные значения тарифов, применяемые для расчета приведены в табл. 3.1.5.

Таблица 3.1.5

Наименование	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Тариф альтернативной котельной	Руб/Гкал	1807	1996	2200	2420	2638	2862	3097	3335	3552	3761
Тариф КФ ОАО ТГК-5 на тепловую энергию по прогнозам МЭР	Руб/Гкал	1807	1306	1439	1583	1725	1872	2026	2182	2323	2460
Тариф КФ ОАО ТГК-5 + НТ	Руб/Гкал	1653	1897	2090	2299	2506	2719	2942	3169	3275	3368

Продолжение табл. 3.1.5.

Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Тариф альтернативной котельной	Руб/Гкал	3957	4143	4338	4541	4755	4978	5212	5457	5605,5
Тариф КФ ОАО ТГК-5 на тепловую энергию по прогнозам МЭР	Руб/Гкал	2588	2710	2837	2971	3110	3257	3410	3570	3597,8
Тариф КФ ОАО ТГК-5 + НТ	Руб/Гкал	3443	3505	3570	3637	3608	3578	3546	3570	3597,8

3.2. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных 10.1 и 10.2 на котельную ОАО «КТК»

3.2.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных 10.1 и 10.2 на котельную ОАО «КТК»

Котельная 10.1 находится в пос. Победилово, в аренде у ОАО «КТК», основное топливо – мазут, установленная мощность – 5,84 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 1970 году.

Котельная 10.2 находится в пос. Захарищево, в аренде у ОАО «КТК», основное топливо – уголь, установленная мощность – 2,71 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 1996 году.

Предлагается закрыть котельные 10.1 и 10.2. Перевести нагрузку на новую газовую БМК в пос. Захарищево мощностью 10-15 Гкал/ч.

На основании проектов – аналогов, а так же при использовании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России.

Стоимость строительства участков тепловых сетей для мероприятий по переводу нагрузки приведена в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1.

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы	Стоимость всего
		D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
Котельная 10.1	БМК в пос. Захарищево	0,133	Подземная в непроходных каналах	Изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	654	Таблица 13-01-001-01	18 525,55	12115,71
Котельная 10.2	БМК в пос. Захарищево	0,219	Подземная в непроходных каналах	Изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1173	Таблица 13-01-001-01	22 205,44	26 046,98
ИТОГО								38 046,98

Сводная стоимость финансовых потребностей на проведение мероприятий по переводу нагрузки котельных» в ценах 2012 г. приведена в табл. 3.2.2.

Таблица 3.2.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 908,13	1 908,13
Оборудование	тыс. руб.	2 289,76	2 289,76
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	33 201,54	33 201,54
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	37 399,44	37 399,44
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	763,25	763,25
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	38 162,69	38 162,69
НДС	тыс. руб.	6 869,28	6 869,28
Всего смета проекта	тыс. руб.	45 031,97	45 031,97

3.2.2. Стоимость мероприятий по переводу нагрузки котельных 10.1 и 10.2 на котельную ОАО «КТК» с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2017 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.2.4.

Таблица 3.2.4

Годы	2017	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г.	45 031,97	45 031,97
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР в ценах 2014 г.	52 130,14	52 130,14

Итого стоимость реализации мероприятий составит **52 130,14 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3.3. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельной 11.6 на котельную ОАО «КТК»

3.3.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельной 11.6 на котельную ОАО «КТК»

Котельная 11.6 находится в с. Русское, в аренде у ОАО «КТК», основное топливо – дрова, установленная мощность – 0,08 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 1979 году.

Предлагается закрыть котельную 11.6 и перевести тепловую нагрузку на новую газовую БМК мощностью от 0,2 до 1 Гкал/ч. Стоимость строительства участков тепловых сетей для мероприятий по переводу нагрузки приведена в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы	Стоимость всего
		D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
Котельная БМК		0,133	Подземная в непроходных каналах	Изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	100	Таблица 13-01-001-01	18 525,55	1 852,56
ИТОГО								1 852,56

На основании проектов-аналогов, а так же при использовании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России:

Сводная стоимость финансовых потребностей на проведение мероприятий по переводу нагрузки котельных в ценах 2014 г. приведена в табл. 3.3.2

Таблица 3.3.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2014 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	92,63	92,63
Оборудование	тыс. руб.	111,15	111,15
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	1 611,73	1 611,73
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	1 815,51	1 815,51
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	37,05	37,05
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	1 852,56	1 852,56
НДС	тыс. руб.	333,46	333,46
Всего смета проекта	тыс. руб.	2 186,02	2 186,02

3.3.2. Стоимость мероприятий по переводу нагрузки котельной 11.6 на котельную ОАО «КТК» с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2017 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.3.3.

Таблица 3.3.3

Годы	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г.	2 186,02
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР в ценах 2014 г.	2 816,55

Итого стоимость реализации мероприятий составит **2 816,55 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3.4. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-4

3.4.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-4

В зону эффективного радиуса ТЭЦ-4 попадают следующие котельные:

- котельная ОРДЦ (цеховая 3, 3а, овощехранилище);
- котельная БМК 11.8 (Школа, ул. Московская, 1);
- котельная КМЗ (ООО «ТСК-43»);
- котельная ООО «УниДом» (ул. Московская 107-1, 107-2).

Стоимость строительства участков тепловых сетей для мероприятий по переводу нагрузки на ТЭЦ-4 приведена в табл. 3.4.1.

Таблица 3.4.1

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы	Стоимость всего
		D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
ТК-8	тепловая сеть ТЭЦ-4	0,100	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	150	Таблица 13-01-001-01	13 653,76	2 048,06
ТК-6	тепловая сеть ТЭЦ-4	0,133	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	250	Таблица 13-01-001-01	18 525,55	4 631,39
ТК-17	тепловая сеть ТЭЦ-4	0,219	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1419	Таблица 13-01-001-01	22 205,44	31 509,52
ИТОГО								38 188,97

На основании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование) для оценки стоимости монтажа оборудования учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России:

Сводная стоимость финансовых потребностей на проведение мероприятий по переводу нагрузки котельных» в ценах 2014 г. приведена в табл. 3.4.2.

Таблица 3.4.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 909,45	1 909,45
Оборудование	тыс. руб.	2 291,34	2 291,34
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	33 224,40	33 224,40
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	37 425,19	37 425,19
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	763,78	763,78
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	38 188,97	38 188,97

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	Всего
НДС	тыс. руб.	6 874,01	6 874,01
Всего смета проекта	тыс. руб.	45 062,98	45 062,98

3.4.2. Стоимость мероприятий по переводу нагрузки котельных входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-4 с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2017 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.4.5.

Таблица 3.4.5

Годы	2017	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г.	45 062,98	45 062,98
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР в ценах 2014 г.	52 166,04	52 166,04

Итого стоимость реализации мероприятий составит **52 166,04 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3.5. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных не входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-4

3.5.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных не входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-4

В зону эффективного радиуса ТЭЦ-4 не попадают следующие котельные:

- котельная «Кироввнешторг» (ул. Заводская 1, 1а, 1б, 1г);
- котельная «ПК», ТРК-5 ул. Труда 68;
- котельная «Ликс-ТЭ».

Стоимость строительства участков тепловых сетей для мероприятий по переводу нагрузки на ТЭЦ-4 приведена в табл. 3.5.1.

Таблица 3.5.1.

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы	Стоимость всего
		D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
ТК-4; ТРК-5	Теплосеть ТЭЦ-4	0,133	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	425	Таблица 13-01-001-01	18 525,55	7 873,36
ТК-4	Теплосеть ТЭЦ-4	0,219	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1100	Таблица 13-01-001-01	22 205,44	24 425,98
ИТОГО								32 299,34

На основании проектов-аналогов, а так же при использовании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России. Сводная стоимость финансовых потребностей с разбивкой по статьям затрат на проведение мероприятий по переводу нагрузки котельных в ценах 2014 г. приведена в табл. 3.5.2.

Таблица 3.5.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 614,97	1 614,97
Оборудование	тыс. руб.	1 937,96	1 937,96
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	28 100,43	28 100,43
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	31 653,35	31 653,35

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	Всего
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	645,99	645,99
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	32 299,34	32 299,34
НДС	тыс. руб.	5 813,88	5 813,88
Всего смета проекта	тыс. руб.	38 113,22	38 113,22

3.5.2. Стоимость мероприятий по переводу нагрузки котельных не входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-4 с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2017 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.5.3.

Таблица 3.5.3

Годы	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г.	38 113,22
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР в ценах 2014 г.	44 120,82

Итого стоимость реализации мероприятий составит **44 120,82 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

Проект перевода нагрузки котельных на ТЭЦ-4 может быть признан целесообразным.

Положительным эффектом от реализации проекта станет увеличение присоединенной нагрузки ТЭЦ-4 на 2,6 Гкал/ч, тем самым улучшив один из целевых показателей развития и функционирования системы теплоснабжения г. Киров – переключение тепловой нагрузки с котельных на ТЭЦ-4.

3.6. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-5

3.6.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-5

В зону эффективного радиуса ТЭЦ-5 попадают следующие котельные:

- котельная БРУ (ул. Тихая 1);
- котельная ОАО «РЖД»;
- котельная БМК 50;
- котельная ООО «Горзеленстрой»;
- котельная ООО «Энергетик» от ПАВ-1;
- котельные 6.5 (выработка т/э 398,45 на угле, нагрузка 0,2 Гкал/ч);
- котельные 6.7 (выработка т/э 350,48 на угле, нагрузка 0,33 Гкал/ч);
- котельные 6.8 (нагрузка 1 Гкал/ч);
- котельные 6.9 (нагрузка 0,9 Гкал/ч).

Стоимость строительства участков тепловых сетей для мероприятий по переводу нагрузки на ТЭЦ-5 приведена в табл. 3.6.1.

Таблица 3.6.1.

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы	Стоимость всего
		D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
ТК-4.1	Теплотрасса ТЭЦ-5	0,100	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	450	Таблица 13-01-001-01	13 653,76	6 144,19
ПАВ-1	Теплотрасса ТЭЦ-5	0,273	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	2250	Таблица 13-01-001-01	28 987,89	65 222,75
ТК-2	Теплотрасса ТЭЦ-5	0,325	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1000	Таблица 13-01-001-01	31 041,78	31 041,78
ИТОГО								102 408,72

На основании проектов-аналогов, а так же при использовании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России:

Сводная стоимость финансовых потребностей с разбивкой по статьям затрат на проведение мероприятий по переводу нагрузки котельных» в ценах 2014 г. приведена в табл. 3.6.2.

Таблица 3.6.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	5 120,44	5 120,44
Оборудование	тыс. руб.	6 144,52	6 144,52
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	89 095,59	89 095,59
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	100 360,55	100 360,55
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	2 048,17	2 048,17
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	102 408,72	102 408,72
НДС	тыс. руб.	18 433,57	18 433,57
Всего смета проекта	тыс. руб.	120 842,29	120 842,29

3.6.2. Стоимость мероприятий по переводу нагрузки котельных входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-5 с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2017 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.6.3.

Таблица 3.6.3

Годы	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г.	120 842,29
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР в ценах 2014 г.	139 890,06

Итого стоимость реализации мероприятий составит **139 890,06 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3.7. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных не входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-5

3.7.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переводу нагрузки котельных не входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-5

В зону эффективного радиуса ТЭЦ-5 попадают следующие котельные:

- котельная 6.1.
- котельная ВГСХА

Стоимость строительства участков тепловых сетей для мероприятий по переводу нагрузки на ТЭЦ-5 приведена в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1.

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы	Стоимость всего
		D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
Котельная 6.9; котельная ВГСХА	Теплотрасса ТЭЦ-4	0,273	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	2400	Таблица 13-01-001-01	28 987,89	69 570,94
ИТОГО								69 570,94

На основании проектов-аналогов, а так же при использовании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России:

Сводная стоимость финансовых потребностей с разбивкой по статьям затрат на проведение мероприятий по переводу нагрузки котельных приведена в ценах 2014 г. приведена в табл. 3.7.2.

Таблица 3.7.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.
ПИР и ПСД	тыс. руб.	3 217,36
Оборудование	тыс. руб.	3 860,83
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	55 981,99
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	63 060,18
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 286,94
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	64 347,12
НДС	тыс. руб.	11 582,48
Всего смета проекта	тыс. руб.	75 929,60

3.7.2. Стоимость мероприятий по переводу нагрузки котельных не входящих в зону эффективного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ-5 с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2017 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.7.3.

Таблица 3.7.3

Годы	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г.	75 929,67
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР в ценах 2014 г.	87 898,01

Итого стоимость реализации мероприятий составит **87 898,01 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

Часть 4. Предложения по строительству, реконструкции и модернизации системы теплоснабжения в мкр. Радужный г. Кирова

4.1. Состояние системы теплоснабжения в микрорайоне Радужный на 2015 год.

В микрорайоне Радужный было проведено техническое обследование состояния системы теплоснабжения, а именно:

- Анализ установленного теплосилового оборудования котельных.
- Анализ режима работы котлов в течение года, оценка работы котлов, выявление недостатков в режиме работы.
- Составление баланса выработки тепловой энергии и ее потребления.
- Детальное рассмотрение вопроса теплоснабжения потребителей, оценка эффективности работы системы теплоснабжения.

В настоящее время централизованное теплоснабжение на территории микрорайона Радужный города Кирова осуществляется от котельной, находящейся на территории ОАО «Кировский ССК», к которой присоединены магистральные и распределительных трубопроводы тепловых сетей. Установленная мощность и подключенная нагрузка представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Установленная мощность котельной (Гкал/час)	Подключенная нагрузка на котельную (Гкал/час)	Коэффициент использования мощности, %
1	Котельная микрорайона Радужный	г. Киров, мкр-н Радужный, ул. Производственная, д. 9	82,4	23,08	28,0

Состав основного оборудования котельной представлен в табл. 4.2.

Таблица 4.2

№ п/п	Марка котла	Мощность котла, Гкал/час	Паропроизводительность, т/час	Тип котла	Вид топлива
Котельная мкр-на Радужный города Кирова					
1	ПТВМ-30	30,0	-	водогрейный	Природный газ
2	ПТВМ-30	30,0	-	водогрейный	Природный газ
3	ДКВР-10/13	5,6	10,0	паровой	Природный газ
4	ДКВР-10/13	5,6	10,0	паровой	Природный газ
5	ДКВР-10/13	5,6	10,0	паровой	Природный газ
6	ДКВР-10/13	5,6	10,0	паровой	Природный газ
7	ВСЕГО	82,4	40,0		

Основной вид топлива для котельной – газ, резервное – мазут.

Схема тепловых сетей радиальная, двухтрубная с зависимым присоединением абонентов. Прокладка трубопроводов преимущественно подземная, в лотках. Тепловые сети

расположены на местности со сложным рельефом, имеющим значительные перепады по высоте, и поэтому трубопроводы проложены на различных глубинах (от 0,3 до 3 м). Тепловые камеры располагаются в подземных колодцах. Характеристика тепловых сетей представлена в табл. 4.3.

Таблица 4.3

№ п/п	Диаметр трубопровода, мм	Протяженность в однострубно исполнении, км	Балансовая при надлежность
1	D-40	1,23	МО «Город Киров»
2	D-50	3,901	
3	D-70	1,155	
4	D-80	1,374	
5	D-100	4,74	
6	D-125	0,506	
7	D-150	2,46	
8	D-200	1,192	
9	D-250	1,086	
10	D-300	1,774	
11	D-400	0,702	
12	Итого	20,12	

Основная часть тепловых сетей сильно изношена, о чем свидетельствуют показатели срока эксплуатации:

- 0,8% тепловых сетей эксплуатируются с 1977 года;
- 84,7% тепловых сетей эксплуатируются с 1980 года;
- 6,6% введено в эксплуатацию с 1983 по 1988 гг.;
- 7,9% введено в эксплуатацию после 2001 года.

Нормативный срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей составляет 25 лет. Фактически 85,5% обслуживаемых тепловых сетей превысили этот срок. Средний износ составляет 93,5%.

Теплоэнергетическое хозяйство мкр-на Радужный города Кирова находится в неудовлетворительном состоянии. Существующая схема теплоснабжения является неэффективной вследствие высокого процента износа оборудования и ветхости сетей, результатом сложившейся ситуации является дефицит тепла.

Использование физически и морально устаревшего оборудования приводит к неэффективному потреблению энергоресурсов в процессе производства и передачи тепловой энергии.

Передача тепловой энергии от котельной к потребителю осуществляется по системе существующих магистральных и распределительных тепловых сетей. Изоляция тепловых сетей имеет повреждения, вследствие чего отдельные участки трубопровода подвержены повышенной коррозии.

Потери тепловой энергии и теплоносителя при транспортировке на территории мкр-на Радужный города Кирова в 2012-2014 годах составили 14,0%, что превышает нормативный показатель (нормативное значение составляет 8%).

Таким образом, основными проблемами системы теплоснабжения являются:

1. Высокие потери тепла в сетях –14%;
2. Несоответствие установленной мощности котельной присоединенной нагрузки;
3. Высокий износ оборудования;
4. Отсутствие приборов учета тепловой энергии;
5. Рост непроизводственных издержек, по причине роста неконтролируемых аварийных ситуаций;

Высокий фактический удельный расход энергоресурсов на производство и передачу тепловой энергии.

4.2. Предложение по строительству нового источника тепловой энергии в микрорайоне Радужный.

Для решения проблем с обеспечением, качеством и надежностью теплоснабжения микрорайона Радужный предлагается строительство новой блочной модульной котельной мощностью 32,9 Гкал/ч. Это мероприятие позволит сократить затраты на производство и передачу тепловой энергии. Прогнозируемый тепловой баланс новой котельной в мкр. Радужный представлен в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Показатель	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Полезный отпуск, Гкал	72574	75943	79312	82681	86051	86051	86051	86051	86051	86051
Потери т/э, Гкал	11608	12147	12681	13214	13756	13756	13756	13756	13756	13756
Расход на технологические нужды, Гкал	1718	1793	1877	1953	2033	2033	2033	2033	2033	2033
ВСЕГО	85900	89884	93872	97849	101840	101840	101840	101840	101840	101840

4.3. Оценка финансовых потребностей для мероприятия по строительству нового источника тепловой энергии в микрорайоне Радужный

Стоимость строительства новой блочно-модульной котельной представлена в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Строительство блочной модульной котельной в мкр. Радужный	Стоимость работ, тыс. руб.
выполнение проектно-сметной документации на строительство котельной	209 689,20
строительно-монтажные работы	
пуско-наладочные работы	
ввод в эксплуатацию	

4.4. Предложения по источникам инвестиций для мероприятия по строительству нового источника тепловой энергии в микрорайоне Радужный

Основанием для включения в инвестиционную программу мероприятий по строительству блочно-модульной котельной, является снижение существующих затрат на производство тепловой энергии и обеспечение требуемых параметров за счет строительства газовой блочно-модульной котельной с автоматическим управлением и современной системой безопасности, работающих на более дешевом виде топлива – природный газ.

Согласно укрупненной смете, приведенной в табл. 8, на строительство БМК требуется **177 702,72** тыс. руб. (без учета НДС).

Таким образом, сформирована Инвестиционная программа по строительству блочно-модульной газовой котельной на территории муниципального образования городской округ "город Киров" на 2014-2023 годы на среднесрочный период.

Суммарные инвестиционные затраты по Инвестиционной программе определены в фактических ценах в размере **177 702,72** тыс. руб. (без учета НДС), в т. ч. по источникам финансирования:

бюджетное финансирование	0 тыс. руб.;
собственные средства инвестора	177 702,72 тыс. руб.;
заемные средства кредитных организаций	0 тыс. руб.

4.5. Прогнозируемый рост тарифа на производство и передачу тепловой энергии от новой блочно-модульной котельной

Прогнозируемый рост тарифа на производство и передачу тепловой энергии представлены в табл. 4.6 и 4.7 соответственно.

Для проведения анализа результатов тарифных последствий для потребителей так же рассчитан прогнозируемый тариф на тепловую энергию без учета проведения мероприятий по строительству новой БМК.

Величины прогнозируемого тарифа приведены в табл. 4.8 и 4.9.

Сравнение полученных величин отражены на рис. 4.1.

Таблица 4.6

№	Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Тариф на производство тепловой энергии, руб./Гкал без НДС	1313,25	1368,41	1426,45	1487,50	1551,75	1619,34	1682,83	1765,34	1844,12	1697,52
1.1.	рост, %	102,6%	104,2%	104,2%	104,3%	104,3%	104,4%	103,9%	104,9%	104,5%	92,0%
1.2.	прогноз роста в среднем по РФ (Минэкономразвития), %	103,7%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%
2.	в том числе инвестиционная составляющая	229,53	229,53	229,53	229,53	229,53	229,53	229,53	229,53	229,53	0,00
2.1.	удельный вес инвестиционных расходов в общей структуре затрат, %	17%	17%	16%	15%	15%	14%	14%	13%	12%	0%

Таблица 4.7

№	Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	тариф на передачу тепловой энергии, руб./Гкал без НДС	141,46	147,49	153,78	160,35	167,20	174,34	181,79	189,56	197,67	206,13
1.1.	рост, %	104,3%	104,3%	104,3%	104,3%	104,3%	104,3%	104,3%	104,3%	104,3%	104,3%
1.2.	прогноз роста в среднем по РФ (Минэкономразвития), %	103,7%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%	103,4%
2.	в том числе инвестиционная составляющая	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Тариф конечного потребителя	1454,71	1515,9	1580,23	1647,85	1718,95	1793,68	1864,62	1954,9	2041,79	1903,65

Таблица 4.8

№	Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	тариф на производство тепловой энергии, руб./Гкал без НДС	1011,44	1053,92	1098,19	1145,41	1194,66	1247,23	1295,87	1359,37	1420,54	1484,46
1.1.	рост, %	102,60%	104,20%	104,20%	104,30%	104,30%	104,40%	103,90%	104,90%	104,50%	104,50%
1.2.	прогноз роста в среднем по РФ (Минэкономразвития), %	103,70%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%
2.	в том числе инвестиционная составляющая	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1.	удельный вес инвестиционных расходов в общей структуре затрат, %	1011,44	1053,92	1098,19	1145,41	1194,66	1247,23	1295,87	1359,37	1420,54	1484,46

Таблица 4.9

№	Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	тариф на передачу тепловой энергии, руб./Гкал без НДС	412,51	430,24	448,74	468,04	488,17	509,16	531,05	553,89	577,70	602,55
1.1.	рост, %	104,30%	104,30%	104,30%	104,30%	104,30%	104,30%	104,30%	104,30%	104,30%	104,30%
1.2.	прогноз роста в среднем по РФ (Минэкономразвития), %	103,70%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%	103,40%
2.	в том числе инвестиционная составляющая	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Тариф конечного потребителя	1423,95	1484,17	1546,93	1613,45	1682,83	1756,38	1826,92	1913,25	1998,24	2087,01

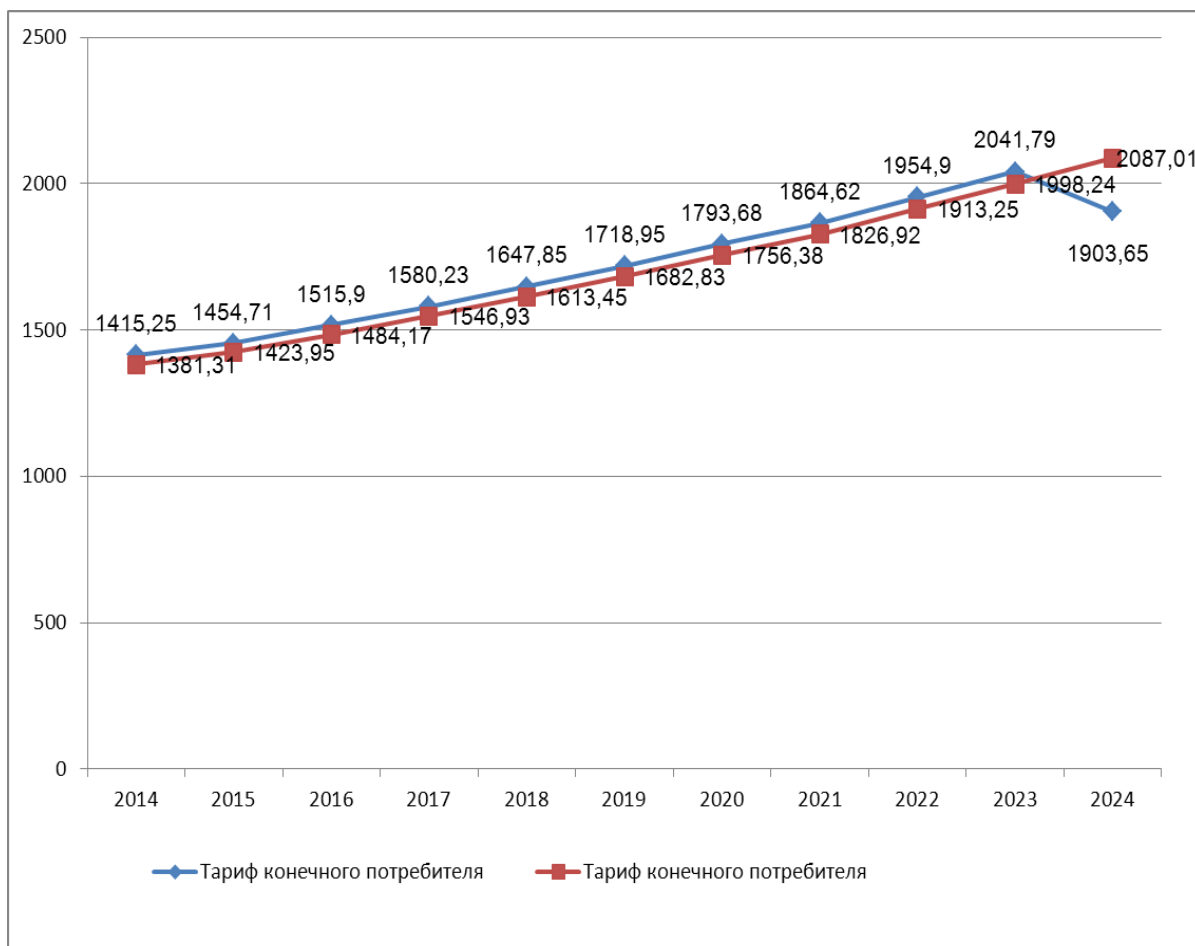


Рис. 4.1. Сравнение величин тарифов по варианту 1 и варианту 2

Проведя анализ полученных данных можно сделать следующий вывод:

Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей увеличится на период до 2024 г. по сравнению с тарифом без инвестиционной составляющей.

В 2024 г. тариф снизится, т.к. отпадет необходимость в возмещении затрат инвестора по обслуживанию долга.

В результате проведенных мероприятий будут получены следующие результаты:

1. Снизятся потери тепла в сетях – до нормативных 8%.
2. Снизится вероятность непроизводственных издержек, по причине роста неконтролируемых аварийных ситуаций.
3. Снизится фактический удельный расход энергоресурсов на производство и передачу тепловой энергии.
4. Увеличение КИУМ.

Часть 5. Выводы

Сводные данные по мероприятиям по подключению перспективных площадок г. Киров на период 2014 – 2034 гг. объединены в табл. 5.1.

Таблица 5.1.

№ п/п	Наименование площадки	Прирост объемов потребления тепловой мощности, Гкал/ч	Тип застройки	Источник теплоснабжения	Величина капиталовложений, тыс. руб. с НДС с учетом МЭР	Источник капиталовложений	плата за подключение (из расчета за 1 Гкал/ч)
1	Зона нового строительства № 1	0,36	индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	3 679,12	собственники жилых помещений	--
2	Зона нового строительства № 2	2,62	Многокв. дома, общественные здания, ИЖС	БМК	71 658,35	застройщик	--
3	Зона нового строительства № 3	0,2352	индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	2 399,45	собственники жилых помещений	--
4	Зона нового строительства № 4	0,5945	индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	7 301,44	собственники жилых помещений	--
5	Зона нового строительства № 5	0,8282	Многокв. дома, общественные здания, ИЖС	Существующая котельная 10.3.	27 273,17	плата за подключение	23643,38
6	Зона нового строительства № 6	0,9472	индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	7 937,53	собственники жилых помещений	--
7	Зона нового строительства № 7	0,188	индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	1 977,05	собственники жилых помещений	--
8	Зона нового строительства № 8	0,1464	индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	1 104,46	собственники жилых помещений	--
9	Зона нового строительства № 9	0,1646	индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	1 242,59	собственники жилых помещений	--
10	Зона нового строительства № 10	0,312	Многокв. дома, общественные здания, ИЖС	БМК	8 743,89	застройщик	--
11	Зона нового строительства № 11	0,1127	Общественные здания, ИЖС	Существующая котельная 6.14	3 001,05	плата за подключение	43 736,11
12	Зона нового строительства № 12	0,025	индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	110,08	собственники жилых помещений	--

№ п/п	Наименование площадки	Прирост объемов потребления тепловой мощности, Гкал/ч	Тип застройки	Источник теплоснабжения	Величина капитальных вложений. тыс. руб. с НДС с учетом МЭР	Источник капиталовложений	плата за подключение (из расчета за 1 Гкал/ч)
13	Зона нового строительства № 13	0,6826	Общественные здания, ИЖС	Существующая котельная БМК 1.8.	2 756,67	плата за подключение	11 775,12
14	Зона нового строительства № 14	0,3505	Общественные здания, ИЖС	Существующая котельная БМК 1.2.	4 602,25	плата за подключение	11 153,64
15	Зона нового строительства № 15	0,1776	Общественные здания, ИЖС	Существующая котельная БМК 1.9.	1 376,06	плата за подключение	7 338,40
16	Зона нового строительства № 16	4,6814	Многокв. дома, общественные здания, ИЖС	БМК 1.4	37 881,16	плата за подключение	5768,37
17	Зона нового строительства № 17	1,2865	Многokвартирные дома	БМК Радужный	3 482,98	плата за подключение	2069,26
18	Зона нового строительства № 18	3,91	Многокв. дома, общественные здания, ИЖС	БМК 1.11, индивидуальные газовые котлы	30 386,26	собственники жилых помещений, плата за подключение	16909,0
	ИТОГО	17,6224			216 913,56		

Данные о мероприятиях по переключению нагрузок котельных на более энергоэффективные источники и источники с комбинированной выработкой объединены в таблицу 4.2.

В результате реализации мероприятий по переключению нагрузок котельных на более энергоэффективные источники и источники с комбинированной выработкой увеличится присоединенная нагрузка источников с комбинированной выработкой на 47,61 Гкал/ч, тем самым улучшив один из целевых показателей развития и функционирования системы теплоснабжения г. Киров.

Мероприятия по переключению нагрузок котельных на более энергоэффективные источники и источники с комбинированной выработкой представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

№ п/п	Реконструируемый объект	Источник теплоснабжения	Прирост объемов потребления тепловой мощности, Гкал/ч	Величина капиталовложений, тыс. руб., с НДС с учетом индексов МЭР
1	Котельная 6.15	ТЭЦ-1	0,32	8 730,51
2	Котельные 10.1 и 10.2	Котельная ОАО «КТК» пос. Захарищево	8,55	52 130,14
3	Котельная 11.6	Котельная ОАО «КТК»	0,08	2 816,55
4	Котельная ОРДЦ (цеховая 3, 3а, овощехранилище); Котельная БМК 11.8 (Школа, ул. Московская, 1); Котельная КМЗ (ООО «ТСК-43»); Котельная ООО «УниДом» (ул. Московская 107-1, 107-2.	ТЭЦ-4	6,1	52 166,04
5	Котельная «Кироввнешторг» (ул. Заводская 1, 1а, 1б, 1г Котельная «ПК» , ТРК-5 ул. Труда 68 Котельная «Ликс-ТЭ»	ТЭЦ-4	2,6	44 120,82
6	Котельная БРУ (ул. Тихая 1); Котельная ОАО «РЖД»; Котельная БМК 50; Котельная ООО «Горзеленстрой»; Котельная ООО «Энергетик» от ПАВ-1; Котельная 6.5 (выработка т/э 398,45 на угле, нагрузка 0,2 Гкал/ч); Котельная 6.7 (выработка т/э 350,48 на угле, нагрузка 0,33 Гкал/ч); Котельная 6.8 (нагрузка 1 Гкал/ч); Котельная 6.9 (нагрузка 0,9 Гкал/ч).	ТЭЦ-5	28,16	139 890,06
7	Котельная 6.1. Котельная ВГСХА	ТЭЦ-5	1,8	87 898,01
8	Существующий источник теплоснабжения в мкр. Радужный и сл. Сошени	БМК Радужный	23,08	220 173,66
	ИТОГО		70,69	607 925,79

Список использованных источников

1. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. 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».
3. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.
7. 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.
8. 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 – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
9. 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;
10. Положение о нормировании расхода топлива на электростанциях: РД 153-34.0-09.154-99: Разраб. ОАО "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС" и Департаментом электрических станций РАО "ЕЭС России", согласовано с Российским акционерным обществом энергетики и электрификации "ЕЭС России" 16.07.99 г., ввод в действие 10.12.99;
11. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993. – с Изм. № 1 – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.
12. Государственные сметные нормативы НЦС 81-02-2012 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643)
13. Методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N ВК 477)