



**Схема теплоснабжения  
Муниципального образования  
Город Белокуриха**

## Список исполнителей

### Руководитель работ:

Управляющий ООО "ТеплоЭнергоСервис"

Ю.Ю. Заживихин

### Исполнители:

Технический директор ООО "ТеплоЭнергоСервис"

И.В. Горбатко

Главный инженер ООО "ТеплоЭнергоСервис"

П.Ю. Давыдов

## Содержание

1. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории города.....	5
2. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей. ....	22
2.1. Существующие и перспективные зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии. ....	22
2.2. Существующие и перспективные зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.....	25
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть. ....	26
2.4. Радиусы эффективного теплоснабжения.....	35
3. Существующие и перспективные балансы теплоносителя. ....	36
4. Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения города. ....	43
4.1. Описание сценариев развития систем теплоснабжения.....	43
4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития систем теплоснабжения.....	43
5. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии. ....	52
5.1. Общие положения. ....	52
5.2. Предложения по строительству источников тепловой энергии.....	54
5.3. Предложения по реконструкции и модернизации источников тепловой энергии.....	54
5.4. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения. ....	56
5.5. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных. ....	56
5.6. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы. ....	56
5.7. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. ....	56
5.8. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы. ....	56
5.9. Температурные графики отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии систем теплоснабжения. ....	56
5.10. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей. ....	57
5.11. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	57
6. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей. ....	59

7. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения. ....	64
8. Мероприятия, направленные на улучшение экологической ситуации на территории города с учетом достижения организациями, осуществляющими теплоснабжение, нормативов допустимого воздействия на окружающую среду.....	65
9. Перспективные топливные балансы. ....	88
10. Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию. ....	97
10.1. Общие положения. ....	97
10.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе.....	100
10.3. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей и сооружений на них. ....	102
10.4. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения. ....	105
10.5. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе. ....	105
10.6. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям.....	107
11. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям).....	115
12. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	117
13. Решения по бесхозным тепловым сетям.....	119
14. Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения города Белокуриха. ....	120
15. Индикаторы развития систем теплоснабжения города.....	122
16. Ценовые (тарифные) последствия. ....	133

## **1. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории города.**

В данном разделе приведен прогноз перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения потребителей на рассматриваемый период.

Объекты перспективного строительства приняты на основании плана ввода объектов в эксплуатацию, предоставленного Администрацией г. Белокуриха.

Сведения о договорных тепловых нагрузках потребителей города по состоянию на момент разработки схемы теплоснабжения приведены в таблице 1.1. Фактические тепловые нагрузки на коллекторах котельных (с учетом потерь в тепловых сетях), определенные на основании приборов учета на котельных, представлены в таблице 1.2.

Сводные данные о величине фактического потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения в зонах действия источников, расположенных на территории города, представлены в таблице 1.3. Планомерное снижение величины фактического потребления тепловой энергии, вызвано отключением крупных потребителей от системы централизованного теплоснабжения и переходом их на индивидуальные источники (собственные газовые котельные).

Общая отапливаемая площадь жилых помещений по состоянию на 01.01.2021 г. – 206,1 тыс. кв.м.

На территории г. Белокуриха в рассматриваемый период планируется ввод в эксплуатацию объектов общей площадью 135,34 тыс. кв.м. (жилые здания – 11,25 тыс. кв.м, общественно-деловые здания – 124,08 тыс. кв.м). Все строительство представляет собой точечную застройку. Комплексная жилая застройка на территории города в рассматриваемый период не запланирована.

Показатели прогнозируемых значений приростов площадей нового строительства с разделением на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественно-деловые и производственные здания по районам города на рассматриваемый период представлены в таблицах 1.4, 1.5.

Снос объектов, подключенных к централизованной системе теплоснабжения, в период 2022-2032 г. на территории г. Белокуриха не запланирован.

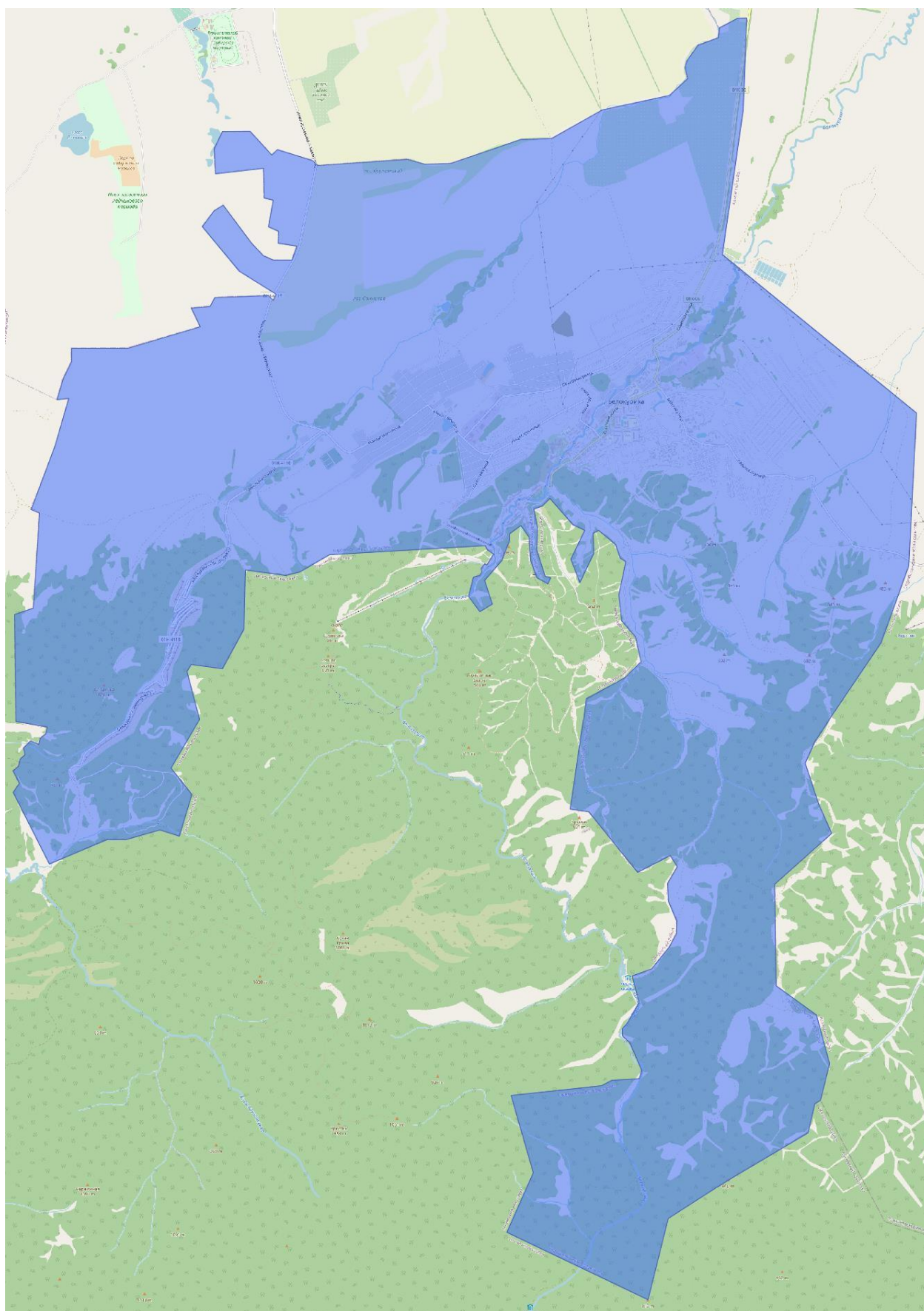
Сведения о величине потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления конкретными объектами, подлежащими строительству в рассматриваемый период, приведены в таблице 1.6.

Часть потребителей подключенных к системе централизованного теплоснабжения г. Белокуриха, рассматривает возможность перехода на индивидуальные источники теплоснабжения (локальные газовые котельные) в период 2021 – 2023 гг. Сведения о величине потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления данными объектами, приведены в таблице 1.7.

Прогнозы приростов спроса на тепловую мощность и тепловую энергию для централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплопотребления, на рассматриваемый период, представлены в таблицах 1.8, 1.9.

Значения существующих и перспективных величин средней плотности тепловой нагрузки приведены в таблице 1.10.

На рис. 1.1 изображены границы муниципального образования г. Белокуриха. На рис. 1.2, 1.3 приведено расположение перспективных объектов, подлежащих подключению к системе централизованного теплоснабжения г. Белокуриха.



**Рис. 1.1. Границы МО г. Белокуриха**

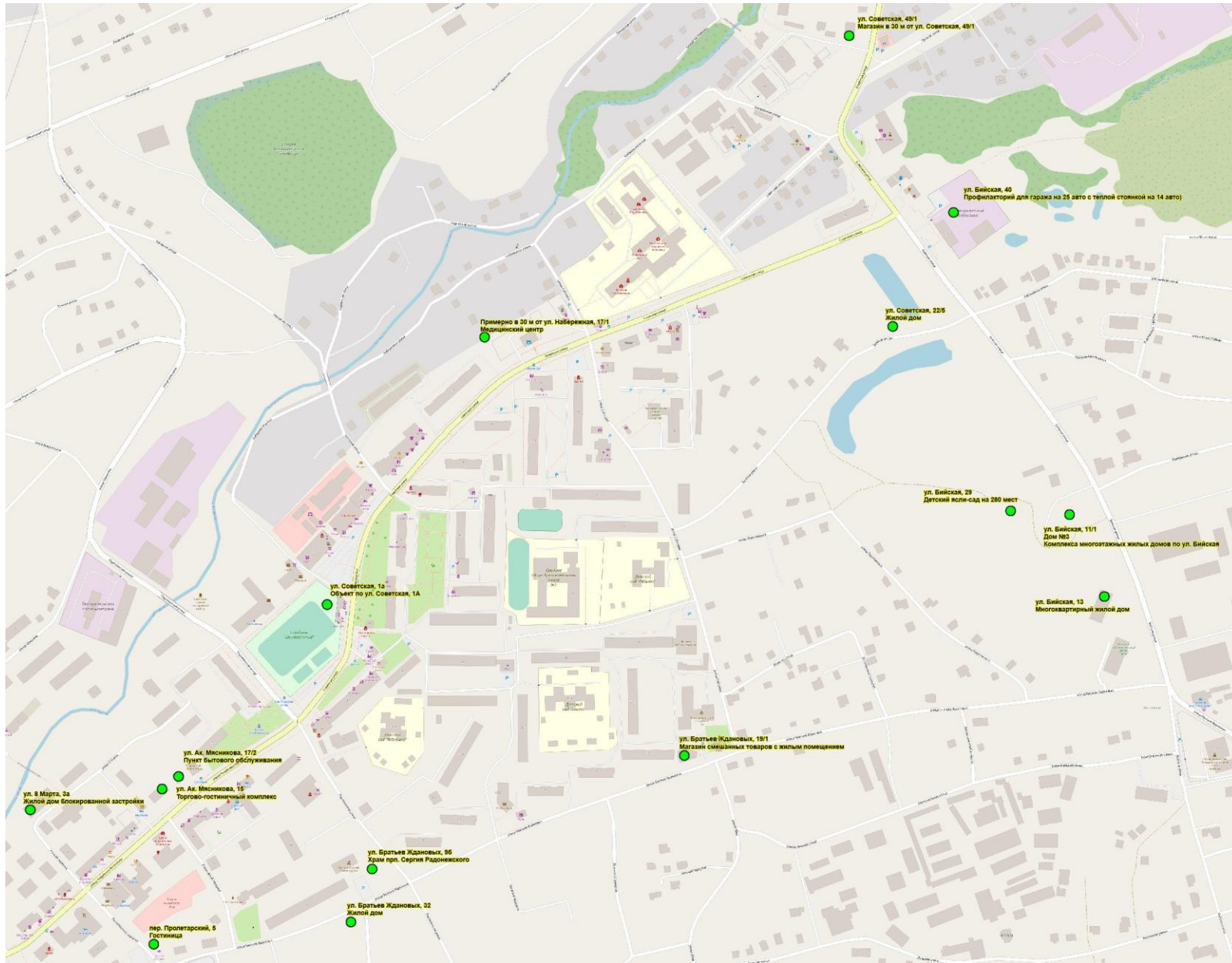
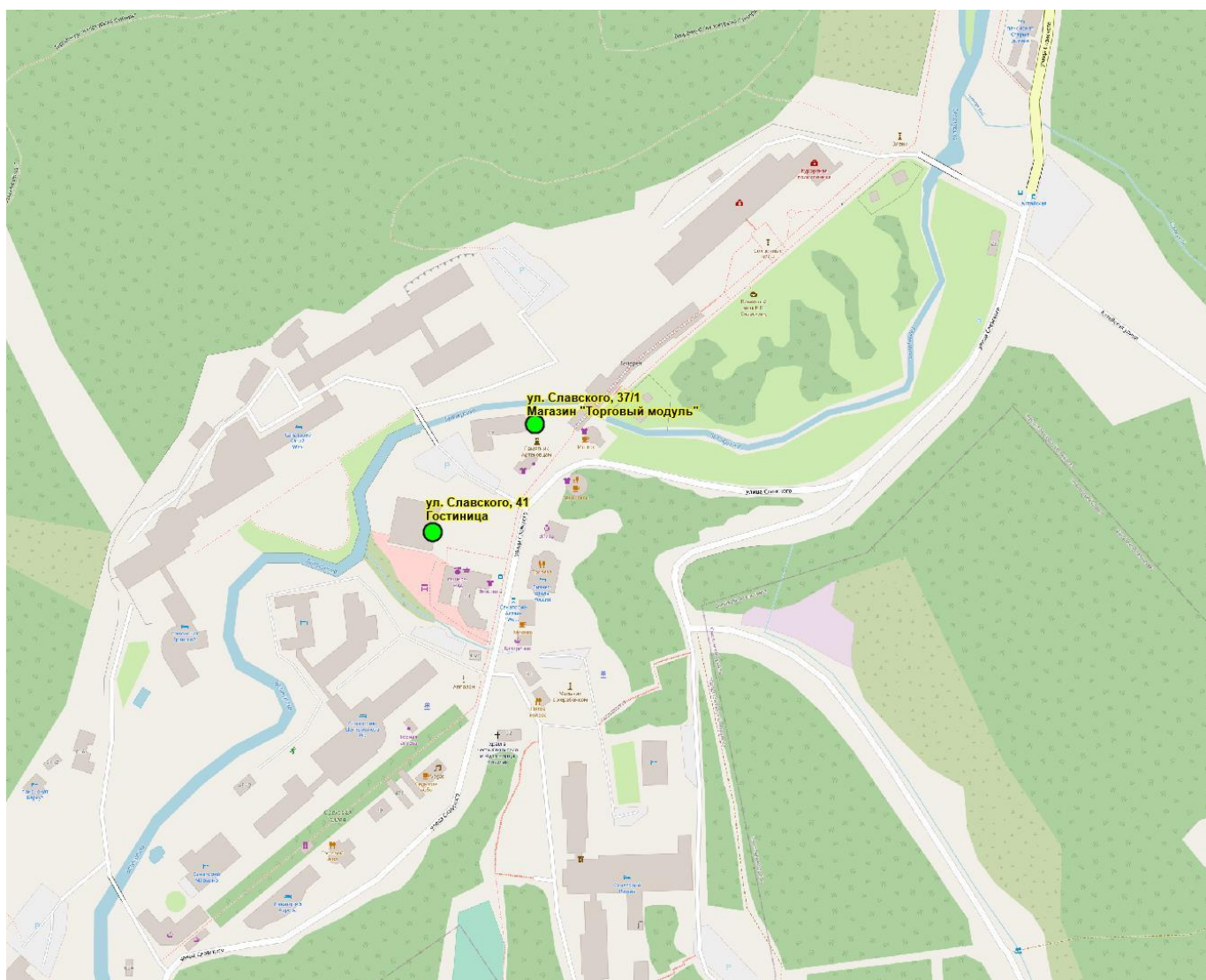


Рис. 1.2. Расположение перспективных объектов, подлежащих подключению к системе централизованного теплоснабжения г. Белокуриха



**Рис. 1.3. Расположение перспективных объектов, подлежащих подключению к системе централизованного теплоснабжения г. Белокуриха**

**Таблица 1.1. Сведения о договорных тепловых нагрузках потребителей городского поселения по состоянию на 2021 г.**

Наименование котельной	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и вентиляция	ГВС ср.ч.	Пар	Итого
Центральная котельная	36,472	9,763	0	46,235
Котельная хоззоны	0,501	0	0	0,501
<b>Всего:</b>	<b>36,973</b>	<b>9,763</b>	<b>0</b>	<b>46,736</b>

**Таблица 1.2. Сведения о фактических тепловых нагрузках на коллекторах с разбивкой по источникам на 2021 г.**

Наименование котельной	Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч
Центральная котельная	35,065
Котельная хоззоны	1,806
<b>Всего:</b>	<b>36,871</b>

**Таблица 1.3. Сводные данные величины потребления тепловой энергии потребителями, Гкал/год**

Наименование котельной	Потребление тепла на цели теплоснабжения, Гкал			
	Факт 2018 г.	Факт 2019 г.	Факт 2020 г.	План 2021 г.
Центральная котельная	124 955	117 178	104 916	117 705
Котельная хоззоны	2 794	1 818	801	799
<b>Всего:</b>	<b>127 749</b>	<b>118 996</b>	<b>105 717</b>	<b>118 504</b>

**Таблица 1.4. Прогноз приростов площади строительных фондов в рассматриваемый период, м<sup>2</sup>**

№ п/п	Наименование объекта	Тип застройки	Суммарная площадь	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	Зона действия источника тепловой энергии
1	Гостевой дом № 1 (ул. Славского, 67)	общ-дел.	411,3		411,3							Индивидуальный источник
2	Гостевой дом № 2 (ул. Славского, 67)	общ-дел.	418,6		418,6							Индивидуальный источник
3	Магазин смешанных товаров с жилым помещением, ул. Ждановых, 19/1	общ-дел.	180,7								180,7	Центральная котельная АО "ТБ"
4	Пансионат на 20 мест (ул. Славского, 20)	общ-дел.	1479,8								1479,8	Индивидуальный источник
5	Культурно-развлекательный комплекс «Санаторий «Здравница Кузбасса» (ул. Братьев Ждановых, 2)	общ-дел.	659,9								659,9	Индивидуальный источник
6	Магазин «Торговый модуль», ул. Славского, 37/1	общ-дел.	40,6								40,6	Центральная котельная АО "ТБ"
7	Двухэтажное офисное здание (ул. Советская, 23/1)	общ-дел.	660,6	660,6								Индивидуальный источник
8	Торгово - гостиничный комплекс, ул. Ак. Мясникова, 15	общ-дел.	2624,0								2624,0	Центральная котельная АО "ТБ"
9	Профилакторий для гаража на 25 автомобилей с теплой стоянкой на 14 автомобилей, ул. Бийская, 40	общ-дел.	756,0								756,0	Центральная котельная АО "ТБ"
10	Здание Конгресс- Центра (ул. Славского, 96)	общ-дел.	7482,9								7482,9	Индивидуальный источник
11	Аптека (ул. Славского, 15)	общ-дел.	364,6								364,6	Индивидуальный источник
12	Дом № 3 Комплекса многоэтажных жилых домов по ул. Бийская, 11/1	жил. (МЖС)	3461,6		3461,6							Центральная котельная АО "ТБ"
13	Реконструкция, строительство зданий КГУ «Специализированная детско-юношеская школа олимпийского резерва «Горные лыжи» Административное здание, Административно-гостиничный комплекс	общ-дел.	92807,9								92807,9	Индивидуальный источник
14	Магазин (ул. Объездная, 43)	общ-дел.	18,0								18,0	Индивидуальный источник
15	Блокированный жилой дом (ул. Дальняя, 18)	жил. (ИЖС)	222,8	222,8								Индивидуальный источник
16	Блокированный жилой дом (ул. Дальняя, 20)	жил. (ИЖС)	215,7	215,7								Индивидуальный источник
17	Медицинский центр, примерно в 30 м. от ул. Набережная, 17/1	общ-дел.	1850,0			925,0					925,0	Центральная котельная АО "ТБ"
18	Общежитие гостиничного типа (ул. Рябиновая, 30)	жил. (МЖС)	397,3		397,3							Индивидуальный источник
19	Здание бювета со служебными помещениями (45 м на юг от ул. Славского, 15)	общ-дел.	120,3								120,3	Индивидуальный источник
20	Здание кафе на горнолыжном комплексе «Яковка» в нижней части трассы (примерно в 150 м по направлению на юго-восток от ориентира ул. Алтайская,	общ-дел.	52,2								52,2	Индивидуальный источник

№ п/п	Наименование объекта	Тип застройки	Суммарная площадь	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	Зона действия источника тепловой энергии
	91)											
21	Здание кафе на горнолыжном комплексе «Яковка» в верхней части трассы (примерно в 560 м по направлению на восток от ориентира ул. Алтайская, 126)	общ-дел.	33,6								33,6	Индивидуальный источник
22	Пункт бытового обслуживания, ул. Ак. Мясникова, 17/2	общ-дел.	50,0								50,0	Центральная котельная АО "ТБ"
23	Хозяйственно-бытовое здание (в 2600 м по направлению на восток от ориентира ул. Центральная, 50)	общ-дел.	114,4		114,4							Индивидуальный источник
24	Административное здание рыбного хозяйства (примерно в 11 м на восток от ориентира ул. Степная, 1а)	общ-дел.	40,3								40,3	Индивидуальный источник
25	Склад строительных материалов (ул. Советская, 80/1)	общ-дел.	292,3	292,3								Индивидуальный источник
26	Реконструкция индивидуального жилого дома под малоэтажный многоквартирный жилой дом (ул. Зимняя, 7)	жил. (ИЖС)	292,5								292,5	Индивидуальный источник
27	Торгово-офисное здание (ул. Советская, 59/2)	общ-дел.	760,0	760,0								Индивидуальный источник
28	Туристическо-гостиничный комплекс «Горный аптекарь» (Белокуриха-2)	общ-дел.	229,2								229,2	Индивидуальный источник
29	Галерея мастеров России на территории туристического субкластера «Белокуриха-2»	общ-дел.	94,0	94,0								Индивидуальный источник
30	Реконструкция блокированной жилой застройки (ул. Рабочая, 6)	жил. (МЖС)	211,1								211,1	Индивидуальный источник
31	Гостевой дом (ул. Алтайская, 22)	общ-дел.	569,3	569,3								Индивидуальный источник
32	Пункт проката (ул. Центральная, участок расположен в 4110 м по направлению на юг)	общ-дел.	60,4								60,4	Индивидуальный источник
33	Мини-гостиница на 8 мест на земельном участке с кадастровым номером 22:64:020203:382 (в 3.04 км южнее жилого дома по ул. Центральная, 37)	общ-дел.	326,5								326,5	Индивидуальный источник
34	Детский ясли-сад на 280 мест, ул. Бийская, 29	общ-дел.	5373,2		5373,2							Центральная котельная АО "ТБ"
35	Гостиница, ул. Славского, 41	общ-дел.	1267,7		1267,7							Центральная котельная АО "ТБ"
36	Многokвартирный жилой дом, ул. Бийская, 13	жил. (МЖС)	4477,7		4477,7							Центральная котельная АО "ТБ"
37	Жилой дом блокированной застройки, ул. Советская, 22/5	жил. (ИЖС)	569,6		569,6							Центральная котельная АО "ТБ"
38	Гостевой дом № 2 (примерно в 4900 м по направлению на юг от ул. Алтайская, д.	общ-дел.	221,6	221,6								Индивидуальный источник

№ п/п	Наименование объекта	Тип застройки	Суммарная площадь	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	Зона действия источника тепловой энергии
	100)											
39	Реконструкция части здания (Лит.А2) расположенного по адресу: Алтайский край, г. Белокуриха, ул. Изумрудная, 7	общ-дел.	152,3	152,3								Индивидуальный источник
40	Ресторан (примерно 3900 м на юго-запад от ул. Центральная, д. 56, участок 1)	общ-дел.	903,4		903,4							Индивидуальный источник
41	Магазин (ул. Советская, 476)	общ-дел.	133,0				133,0					Индивидуальный источник
42	Мастерская мелкого ремонта (ул. Советская, 82/1)	общ-дел.	210,7		210,7							Индивидуальный источник
43	Жилой дом блокированной застройки, ул. 8 Марта, д. За	жил. (МЖС)	1164,2		1164,2							Центральная котельная АО "ТБ"
44	Лыжная база (г. Белокуриха, севернее земельного участка с кадастровым номером 22:64:020203:221)	общ-дел.	187,9		187,9							Индивидуальный источник
45	Объект по ул. Советская, 1а	общ-дел.	230,0					230,0				Центральная котельная АО "ТБ"
46	Жилой дом, ул. Братьев Ждановых, 32	жил. (ИЖС)	240,0			240,0						Центральная котельная АО "ТБ"
47	Магазин в 30 м от ул. Советская, 49/1	общ-дел.	1967,5				1967,5					Центральная котельная АО "ТБ"
48	Храм прп. Сергия Радонежского, ул. Бр. Ждановых, 9б	общ-дел.	400,0					400,0				Центральная котельная АО "ТБ"
49	Гостиница, пер. Пролетарский, 5	общ-дел.	540,0						540,0			Центральная котельная АО "ТБ"
	<b>Промышленные здания</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
	<b>Общественно-деловые здания</b>		<b>124084,7</b>	<b>2750,1</b>	<b>8887,2</b>	<b>925,0</b>	<b>2100,5</b>	<b>630,0</b>	<b>540,0</b>	<b>0</b>	<b>108251,9</b>	
	<b>Жилые здания</b>		<b>11252,5</b>	<b>438,5</b>	<b>10070,4</b>	<b>240,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>503,6</b>	
	<b>ИТОГО:</b>		<b>135337,2</b>	<b>3188,6</b>	<b>18957,6</b>	<b>1165,0</b>	<b>2100,5</b>	<b>630,0</b>	<b>540,0</b>	<b>0</b>	<b>108755,5</b>	

**Таблица 1.5. Сводные показатели прогнозируемых значений приростов площадей нового строительства с разделением на многоквартирные жилые дома, индивидуальные жилые дома, общественно-деловые и производственные здания промышленных предприятий на рассматриваемый период, м<sup>2</sup>**

Населенный пункт	Тип застройки	Суммарная площадь	в т. ч. по годам строительства							
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
г. Белокуриха	жил. (МЖС)	9712	0	9501	0	0	0	0	0	211
	жил. (ИЖС)	1541	439	570	240	0	0	0	0	293
	общ-дел.	124085	2750	8887	925	2101	630	540	0	108252
	производ.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ИТОГО:	135337	3189	18958	1165	2101	630	540	0	108755

**Таблица 1.6. Сведения о величине потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения конкретными объектами, подлежащими строительству в рассматриваемый период**

№ п/п	Наименование объекта	Тип застройки	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			Годовой полезный отпуск, Гкал			Расход холодной воды на ГВС, м <sup>3</sup> /ч	Расход теплоносителя на компенсацию нормативных утечек из систем теплоснабжения и тепловых сетей, м <sup>3</sup> /ч	Зона действия источника тепловой энергии
				отопление и вентиляция	ГВС ср.ч.	суммарная	отопление и вентиляция	ГВС	суммарный			
1	Гостевой дом № 1 (ул. Славского, 67)	общ-дел.	2022	0,0200	0,0060	0,0260	50,5	50,7	101,2	0,1093	0,0049	Индивидуальный источник
2	Гостевой дом № 2 (ул. Славского, 67)	общ-дел.	2022	0,0204	0,0061	0,0265	51,4	51,6	102,9	0,1113	0,0050	Индивидуальный источник
3	Магазин смешанных товаров с жилым помещением, ул. Ждановых, 19/1	общ-дел.	2028-2032	0,0033	0,0002	0,0034	8,2	0,7	9,0	0,0031	0,0007	Центральная котельная
4	Пансионат на 20 мест (ул. Славского, 20)	общ-дел.	2028-2032	0,0450	0,0216	0,0667	113,6	182,3	295,8	0,3934	0,0126	Индивидуальный источник
5	Культурно-развлекательный комплекс «Санаторий «Здравница Кузбасса» (ул. Братьев Ждановых, 2)	общ-дел.	2028-2032	0,0119	0,0099	0,0219	30,1	41,8	71,9	0,1806	0,0041	Индивидуальный источник
6	Магазин «Торговый модуль», ул. Славского, 37/1	общ-дел.	2028-2032	0,0008	0,0000	0,0008	1,9	0,1	2,0	0,0004	0,0001	Центральная котельная
7	Двухэтажное офисное здание (ул. Советская, 23/1)	общ-дел.	2021	0,0295	0,0007	0,0303	74,5	3,1	77,6	0,0134	0,0057	Индивидуальный источник
8	Торгово - гостиничный комплекс, ул. Ак. Мясникова, 15	общ-дел.	2028-2032	0,0693	0,0384	0,1076	174,6	323,2	497,8	0,6975	0,0203	Центральная котельная
9	Профилакторий для гаража на 25 автомобилей с теплой стоянкой на 14 автомобилей, ул. Бийская, 40	общ-дел.	2028-2032	0,0143	0,0008	0,0151	36,0	3,6	39,5	0,0154	0,0029	Центральная котельная
10	Здание Конгресс- Центра (ул. Славского, 96)	общ-дел.	2028-2032	0,1662	0,0084	0,1745	418,9	35,2	454,1	0,1521	0,0330	Индивидуальный источник
11	Аптека (ул. Славского, 15)	общ-дел.	2028-2032	0,0109	0,0004	0,0113	27,6	1,7	29,3	0,0074	0,0021	Индивидуальный источник
12	Дом № 3 Комплекса многоэтажных жилых домов по ул. Бийская, 11/1	жил. (МЖС)	2022	0,1368	0,0363	0,1732	250,0	55,0	305,0	0,6603	0,0327	Центральная котельная
13	Реконструкция, строительство зданий КГУ «Специализированная детско-юношеская школа олимпийского резерва «Горные лыжи» Административное здание, Административно-	общ-дел.	2028-2032	1,9790	1,3569	3,3359	4988,6	11430,1	16418,7	24,6700	0,6304	Индивидуальный источник

№ п/п	Наименование объекта	Тип застройки	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			Годовой полезный отпуск, Гкал			Расход холодной воды на ГВС, м <sup>3</sup> /ч	Расход теплоносителя на компенсацию нормативных утечек из систем теплоснабжения и тепловых сетей, м <sup>3</sup> /ч	Зона действия источника тепловой энергии
				отопление и вентиляция	ГВС ср.ч.	суммарная	отопление и вентиляция	ГВС	суммарный			
	гостиничный комплекс											
14	Магазин (ул. Обьездная, 43)	общ-дел.	2028-2032	0,0003	0,0000	0,0004	0,9	0,1	0,9	0,0003	0,0001	Индивидуальный источник
15	Блокированный жилой дом (ул. Дальняя, 18)	жил. (ИЖС)	2021	0,0098	0,0023	0,0121	24,6	19,7	44,3	0,0425	0,0023	Индивидуальный источник
16	Блокированный жилой дом (ул. Дальняя, 20)	жил. (ИЖС)	2021	0,0094	0,0023	0,0117	23,8	19,1	42,9	0,0411	0,0022	Индивидуальный источник
17	Медицинский центр, примерно в 30 м. от ул. Набережная, 17/1	общ-дел.	2028-2032	0,0269	0,0012	0,0281	67,8	5,0	72,8	0,0217	0,0053	Центральная котельная
18	Общежитие гостиничного типа (ул. Рябиновая, 30)	жил. (МЖС)	2022	0,0174	0,0042	0,0216	43,8	35,1	78,9	0,0758	0,0041	Индивидуальный источник
19	Здание бювета со служебными помещениями (45 м на юг от ул. Славского, 15)	общ-дел.	2028-2032	0,0042	0,0002	0,0043	10,5	0,7	11,1	0,0028	0,0008	Индивидуальный источник
20	Здание кафе на горнолыжном комплексе «Яковка» в нижней части трассы (примерно в 150 м по направлению на юго-восток от ориентира ул. Алтайская, 91)	общ-дел.	2028-2032	0,0009	0,0001	0,0011	2,4	0,6	3,0	0,0026	0,0002	Индивидуальный источник
21	Здание кафе на горнолыжном комплексе «Яковка» в верхней части трассы (примерно в 560 м по направлению на восток от ориентира ул. Алтайская, 126)	общ-дел.	2028-2032	0,0006	0,0001	0,0007	1,6	0,4	2,0	0,0017	0,0001	Индивидуальный источник
22	Пункт бытового обслуживания, ул. Ак. Мясникова, 17/2	общ-дел.	2028-2032	0,0009	0,0001	0,0010	2,4	0,2	2,6	0,0010	0,0002	Центральная котельная
23	Хозяйственно-бытовое здание (в 2600 м по направлению на восток от ориентира ул. Центральная, 50)	общ-дел.	2022	0,0035	0,0001	0,0036	8,7	0,5	9,2	0,0023	0,0007	Индивидуальный источник
24	Административное здание рыбного хозяйства (примерно в 11 м на восток от ориентира ул. Степная, 1а)	общ-дел.	2028-2032	0,0012	0,0000	0,0012	3,0	0,2	3,2	0,0008	0,0002	Индивидуальный источник

№ п/п	Наименование объекта	Тип застройки	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			Годовой полезный отпуск, Гкал			Расход холодной воды на ГВС, м³/ч	Расход теплоносителя на компенсацию нормативных утечек из систем теплоснабжения и тепловых сетей, м³/ч	Зона действия источника тепловой энергии
				отопление и вентиляция	ГВС ср.ч.	суммарная	отопление и вентиляция	ГВС	суммарный			
25	Склад строительных материалов (ул. Советская, 80/1)	общ-дел.	2021	0,0088	0,0003	0,0092	22,2	1,4	23,6	0,0059	0,0017	Индивидуальный источник
26	Реконструкция индивидуального жилого дома под малоэтажный многоквартирный жилой дом (ул. Зимняя, 7)	жил. (ИЖС)	2028-2032	0,0089	0,0031	0,0120	22,4	25,9	48,3	0,0558	0,0023	Индивидуальный источник
27	Торгово-офисное здание (ул. Советская, 59/2)	общ-дел.	2021	0,0220	0,0008	0,0228	55,5	3,6	59,0	0,0154	0,0043	Индивидуальный источник
28	Туристическо- гостиничный комплекс «Горный аптекарь» (Белокуриха-2)	общ-дел.	2028-2032	0,0070	0,0034	0,0103	17,6	28,2	45,8	0,0609	0,0020	Индивидуальный источник
29	Галерея мастеров России на территории туристического субкластера «Белокуриха-2»	общ-дел.	2021	0,0027	0,0001	0,0028	6,9	0,4	7,3	0,0019	0,0005	Индивидуальный источник
30	Реконструкция блокированной жилой застройки (ул. Рабочая, 6)	жил. (МЖС)	2028-2032	0,0064	0,0022	0,0086	16,2	18,7	34,9	0,0403	0,0016	Индивидуальный источник
31	Гостевой дом (ул. Алтайская, 22)	общ-дел.	2021	0,0277	0,0083	0,0361	69,9	70,1	140,0	0,1513	0,0068	Индивидуальный источник
32	Пункт проката (ул. Центральная, участок расположен в 4110 м по направлению на юг)	общ-дел.	2028-2032	0,0011	0,0001	0,0012	2,9	0,3	3,2	0,0012	0,0002	Индивидуальный источник
33	Мини- гостиница на 8 мест на земельном участке с кадастровым номером 22:64:020203:382 (в 3.04 км южнее жилого дома по ул. Центральная, 37)	общ-дел.	2028-2032	0,0099	0,0048	0,0147	25,1	40,2	65,3	0,0868	0,0028	Индивидуальный источник
34	Детский ясли-сад на 280 мест, ул. Бийская, 29	общ-дел.	2022	0,3351	0,0143	0,3495	844,8	60,3	905,1	0,2605	0,0660	Центральная котельная
35	Гостиница, ул. Славского, 41	общ-дел.	2022	0,0617	0,0185	0,0803	155,6	156,1	311,8	0,3370	0,0152	Центральная котельная
36	Многоквартирный жилой дом, ул. Бийская, 13	жил. (МЖС)	2022	0,1770	0,0470	0,2240	250,0	55,0	305,0	0,8542	0,0423	Центральная котельная
37	Жилой дом блокированной застройки, ул. Советская, 22/5	жил. (ИЖС)	2022	0,0277	0,0060	0,0337	69,9	50,3	120,3	0,1087	0,0064	Центральная котельная
38	Гостевой дом № 2 (примерно в 4900 м по направлению на	общ-дел.	2021	0,0108	0,0032	0,0140	27,2	27,3	54,5	0,0589	0,0027	Индивидуальный источник

№ п/п	Наименование объекта	Тип застройки	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			Годовой полезный отпуск, Гкал			Расход холодной воды на ГВС, м³/ч	Расход теплоносителя на компенсацию нормативных утечек из систем теплоснабжения и тепловых сетей, м³/ч	Зона действия источника тепловой энергии
				отопление и вентиляция	ГВС ср.ч.	суммарная	отопление и вентиляция	ГВС	суммарный			
	юг от ул. Алтайская, д. 100)											
39	Реконструкция части здания (Лит.А2) расположенного по адресу: Алтайский край, г. Белокуриха, ул. Изумрудная, 7	общ-дел.	2021	0,0072	0,0002	0,0074	18,2	0,7	18,9	0,0031	0,0014	Индивидуальный источник
40	Ресторан (примерно 3900 м на юго-запад от ул. Центральная, д. 56, участок 1)	общ-дел.	2022	0,0273	0,0025	0,0298	68,8	10,5	79,2	0,0452	0,0056	Индивидуальный источник
41	Магазин (ул. Советская, 476)	общ-дел.	2024	0,0029	0,0001	0,0030	7,3	0,5	7,8	0,0023	0,0006	Индивидуальный источник
42	Мастерская мелкого ремонта (ул. Советская, 82/1)	общ-дел.	2022	0,0064	0,0002	0,0066	16,0	1,0	17,0	0,0043	0,0012	Индивидуальный источник
43	Жилой дом блокированной застройки, ул. 8 Марта, д. За	жил. (МЖС)	2022	0,0510	0,0122	0,0632	128,4	102,9	231,3	0,2221	0,0119	Центральная котельная
44	Лыжная база (г. Белокуриха, севернее земельного участка с кадастровым номером 22:64:020203:221)	общ-дел.	2022	0,0057	0,0002	0,0059	14,3	0,9	15,2	0,0038	0,0011	Индивидуальный источник
45	Объект по ул. Советская, 1а	общ-дел.	2025	0,0050	0,0002	0,0052	12,6	0,9	13,5	0,0040	0,0010	Центральная котельная
46	Жилой дом, ул. Братьев Ждановых, 32	жил. (ИЖС)	2023	0,0088	0,0025	0,0113	22,1	21,2	43,3	0,0458	0,0021	Центральная котельная
47	Магазин в 30 м от ул. Советская, 49/1	общ-дел.	2024	0,0407	0,0019	0,0426	102,6	7,8	110,4	0,0338	0,0080	Центральная котельная
48	Храм прп. Сергия Радонежского, ул. Бр. Ждановых, 9б	общ-дел.	2025	0,0083	0,0004	0,0087	20,9	1,9	22,7	0,0081	0,0016	Центральная котельная
49	Гостиница, пер. Пролетарский, 5	общ-дел.	2026	0,0197	0,0079	0,0276	49,7	66,5	116,2	0,1435	0,0052	Центральная котельная
	<b>Промышленные здания</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
	<b>Общественно-деловые здания</b>			<b>3,0193</b>	<b>1,5188</b>	<b>4,5382</b>	<b>7610,9</b>	<b>12610,5</b>	<b>20221,4</b>	<b>27,62</b>	<b>0,86</b>	
	<b>Жилые здания</b>			<b>0,4532</b>	<b>0,1181</b>	<b>0,5713</b>	<b>851,3</b>	<b>402,8</b>	<b>1254,1</b>	<b>2,15</b>	<b>0,11</b>	
	<b>ИТОГО:</b>			<b>3,4725</b>	<b>1,6369</b>	<b>5,1094</b>	<b>8462,2</b>	<b>13013,3</b>	<b>21475,5</b>	<b>29,76</b>	<b>0,97</b>	

**Примечание:** При определении расхода холодной воды на нужды ГВС температура горячей воды принимается равной 60 °С.

**Таблица 1.7. Сведения о величине потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения конкретными объектами, планирующими отключение от централизованной системы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование объекта	Адрес	Тип застройки	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			Годовой полезный отпуск, Гкал			Годовое потребление теплоносителя, м3/год		Год предполагаемого отключения
				отопление и вентиляция	ГВС ср.ч.	суммарная	отопление и вентиляция	ГВС	суммарная	ОГВС	утечки	
1	Санаторий "Белокуриха"	ул. Славского, 9	общ-дел.	3,1660	0,6838	3,8498	3308,3	2136,7	5445,0	26210,6	516,5	2021
2	Ресторан "Мишель"	ул. Славского, 9	общ-дел.	0,0320	0	0,0320	152,4	0,0	152,4	0,0	6,9	2021
3	ЛДО	ул. Славского, 9	общ-дел.	0,9100	0,4163	1,3263	797,6	1284,8	2082,4	21686,9	428,9	2021
4	ЛОК "Водный мир"	ул. Славского, 9	общ-дел.	0,5300	0,0208	0,5508	1569,4	180,1	1749,5	3294,9	27,7	2021
5	ООО Санаторий "Родник Алтай"	ул. Братьев Ждановых, 2	общ-дел.	1,2650	0,0892	1,3542	4289,4	1696,0	5985,5	2890,2	2194,1	2022
6	Санаторий "Сибирь"	ул. Славского, 67	общ-дел.	1,5360	0,5383	2,0743	1972,4	2010,6	3983,0	26630,3	542,3	2023
	<b>ИТОГО:</b>			<b>7,4390</b>	<b>1,7483</b>	<b>9,1873</b>	<b>12089,6</b>	<b>7308,3</b>	<b>19397,8</b>	<b>80712,9</b>	<b>3716,4</b>	

**Таблица 1.8. Прогнозы приростов спроса на тепловую мощность для централизованного теплоснабжения, на рассматриваемый период, Гкал/ч**

Наименование котельной	Вид тепловой нагрузки	Всего	в т. ч. по годам строительства						
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Центральная котельная	Всего	1,1752	0,9238	0,0113	0,0426	0,0139	0,0276	0	0,1561
	ОВ	0,9873	0,7894	0,0088	0,0407	0,0133	0,0197	0	0,1154
	ГВС	0,1879	0,1343	0,0025	0,0019	0,0007	0,0079	0	0,0407
Котельная хоззоны	Всего	0	0	0	0	0	0	0	0
	ОВ	0	0	0	0	0	0	0	0
	ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого</b>	<b>Всего</b>	<b>1,1752</b>	<b>0,9238</b>	<b>0,0113</b>	<b>0,0426</b>	<b>0,0139</b>	<b>0,0276</b>	<b>0</b>	<b>0,1561</b>
	<b>ОВ</b>	<b>0,9873</b>	<b>0,7894</b>	<b>0,0088</b>	<b>0,0407</b>	<b>0,0133</b>	<b>0,0197</b>	<b>0</b>	<b>0,1154</b>
	<b>ГВС</b>	<b>0,1879</b>	<b>0,1343</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,0019</b>	<b>0,0007</b>	<b>0,0079</b>	<b>0</b>	<b>0,0407</b>

**Примечание:** в таблице приведены данные без учета отключения потребителей, указанных в таблице 1.7.

**Таблица 1.9. Прогнозы приростов спроса на тепловую энергию для централизованного теплоснабжения, на рассматриваемый период, Гкал/год**

Наименование котельной	Вид тепловой нагрузки	Всего	в т. ч. по годам строительства						
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Центральная котельная	Всего	3108,4	2178,5	43,3	110,4	36,2	116,2	0	623,7
	ОВ	2197,6	1698,8	22,1	102,6	33,4	49,7	0	290,9
	ГВС	910,9	479,7	21,2	7,8	2,8	66,5	0	332,8
Котельная хоззоны	Всего	0	0	0	0	0	0	0	0
	ОВ	0	0	0	0	0	0	0	0
	ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого</b>	<b>Всего</b>	<b>3108,4</b>	<b>2178,5</b>	<b>43,3</b>	<b>110,4</b>	<b>36,2</b>	<b>116,2</b>	<b>0</b>	<b>623,7</b>
	<b>ОВ</b>	<b>2197,6</b>	<b>1698,8</b>	<b>22,1</b>	<b>102,6</b>	<b>33,4</b>	<b>49,7</b>	<b>0</b>	<b>290,9</b>
	<b>ГВС</b>	<b>910,9</b>	<b>479,7</b>	<b>21,2</b>	<b>7,8</b>	<b>2,8</b>	<b>66,5</b>	<b>0</b>	<b>332,8</b>

**Примечание:** в таблице приведены данные без учета отключения потребителей, указанных в таблице 1.7.

**Таблица 1.10. Существующее и перспективное значение средневзвешенной плотности тепловой нагрузки**

Наименование котельной	Средняя плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	
	существующая	перспективная
Центральная котельная	0,145	0,149
Котельная хоззоны	0,031	0,031

**Примечание:** в таблице приведены данные без учета отключения потребителей, указанных в таблице 1.7.

## **2. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.**

### **2.1. Существующие и перспективные зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.**

По состоянию на 2021 г. в границах г. Белокуриха действует 2 системы централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 2 источника теплоснабжения.

Границы существующих зон действия тепловых источников г. Белокуриха показаны на рисунке 2.1.

Перспективные зоны действия тепловых источников г. Белокуриха на 2032 г. представлены на рисунке 2.2.

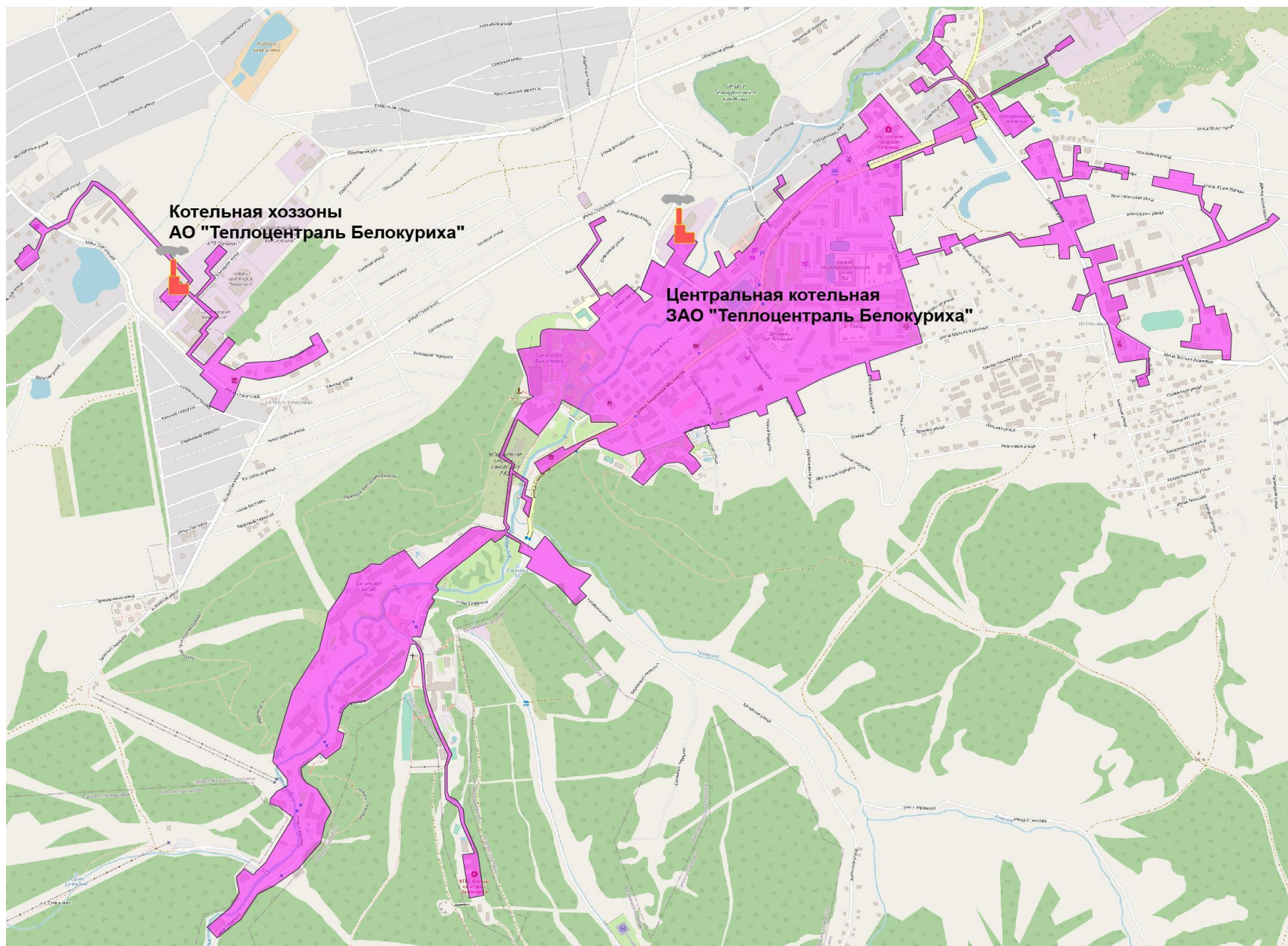
Объекты систем централизованного теплоснабжения эксплуатирует одна теплоснабжающая организация АО «Теплоцентраль Белокуриха».

Тепловые сети и источники теплоснабжения, входящие в зону действия АО «Теплоцентраль Белокуриха», эксплуатируются предприятием на правах аренды. Характеристика тепловых источников, входящих в состав рассматриваемой зоны деятельности АО «Теплоцентраль Белокуриха», приведена в таблице 2.1.

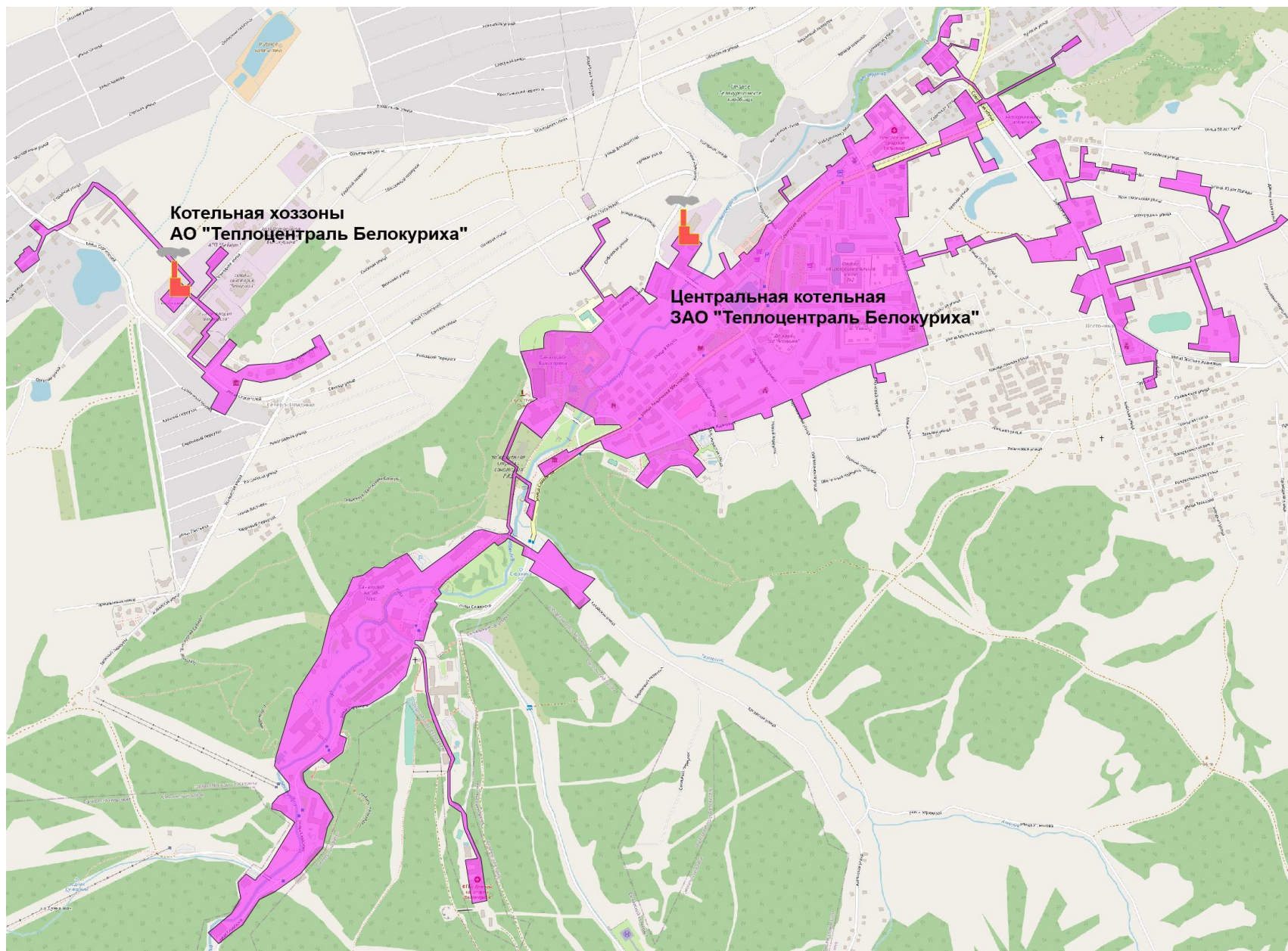
**Таблица 2.1. Характеристика тепловых источников, входящих в состав рассматриваемой зоны деятельности ЕТО №001 – АО «Теплоцентраль Белокуриха»**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование теплового источника</b>	<b>Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч</b>
1	Центральная котельная	100,0	100,0
2	Котельная хоззоны	20,0	20,0
		<b>120,0</b>	<b>120,0</b>

В перспективе до 2032 г. зона действия АО «Теплоцентраль Белокуриха» будет изменяться за счет подключения к Центральной котельной потребителей перспективной застройки.



**Рис. 2.1. Существующие зоны действия тепловых источников в г. Белокуриха по состоянию на 2021 г.**



**Рис. 2.2. Перспективные зоны действия тепловых источников в г. Белокуриха**

## **2.2. Существующие и перспективные зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.**

В настоящее время индивидуальные/автономные источники тепловой энергии имеются у ряда объектов расположенных в Санаторной зоне г. Белокуриха. Кроме того, индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде.

Схемой теплоснабжение предусматривается подключение к индивидуальным источникам теплоснабжения объектов, расположенных вне зоны действия действующих источников тепловой энергии (таблицы 1.4, 1.6).

Кроме того, часть потребителей подключенных к системе централизованного теплоснабжения г. Белокуриха, рассматривает возможность перехода на индивидуальные источники теплоснабжения (локальные газовые котельные) в период 2021 – 2023 гг. (таблица 1.7.).

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

В данном разделе представлены следующие данные:

- существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии;
- существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии;
- существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии;
- значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто;
- значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя;
- затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей (при наличии данных);
- значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников тепловой энергии, с выделением значений аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности (при наличии);
- значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки;

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки *согласно сценарию №1* указанному в Разделе 4 настоящего документа представлены в таблице 2.2.

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки *согласно сценарию №2* указанному в Разделе 4 настоящего документа представлены в таблице 2.3.

В связи с отсутствием данных о конкретных датах ввода объектов в эксплуатацию, прирост потребления тепловой энергии принимается в год, следующий за планируемым годом сдачи объекта в эксплуатацию (т.е. 2022 г. для объектов подключенных в 2021 г., 2023 г. для объектов подключенных в 2022 г. и т.д.).

Дефицит тепловой мощности на котельных г. Белокуриха не наблюдается.

**Таблица 2.2. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки. Сценарий №1.**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентрально Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	100,000	100,000	100,000	100,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	100,000	100,000	100,000	100,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Располагаемая тепловая мощность самого мощного котла	Гкал/ч	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
Ограничения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды источника	Гкал/ч	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	98,111	98,111	98,111	98,111	88,111	88,111	88,111	88,111
Тепловые потери в сетях	Гкал/ч	3,988	3,988	4,068	4,069	4,072	4,073	4,076	4,089
Тепловые потери в сетях через изоляцию	Гкал/ч	3,665	3,665	3,738	3,739	3,742	3,743	3,746	3,758
Тепловые потери в сетях с затратами теплоносителя	Гкал/ч	0,323	0,323	0,329	0,330	0,330	0,330	0,330	0,331
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	46,235	46,235	47,159	47,170	47,213	47,226	47,254	47,410
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	36,472	36,472	37,262	37,270	37,311	37,324	37,344	37,460
ГВС ср.ч.	Гкал/ч	9,763	9,763	9,897	9,899	9,901	9,902	9,910	9,951
Пар	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию	Гкал/ч	0	0	0,789	0,009	0,041	0,013	0,020	0,115
Прирост тепловой нагрузки на ГВС	Гкал/ч	0	0	0,134	0,003	0,002	0,001	0,008	0,041
Прирост тепловой нагрузки на пар	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки суммарный	Гкал/ч	0	0	0,924	0,011	0,043	0,014	0,028	0,156
Подключенная тепловая нагрузка (договорная) на коллекторах	Гкал/ч	50,223	50,223	51,226	51,238	51,285	51,300	51,330	51,499
Подключенная тепловая нагрузка (фактическая) на коллекторах	Гкал/ч	35,065	35,065	35,934	35,944	35,988	36,003	36,025	36,154
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	52,112	52,112	53,115	53,127	53,174	53,189	53,219	53,388
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	36,954	36,954	37,823	37,833	37,877	37,892	37,914	38,043
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	47,888	47,888	46,885	46,873	36,826	36,811	36,781	36,612
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	63,046	63,046	62,177	62,167	52,123	52,108	52,086	51,957
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	%	47,9	47,9	46,9	46,9	40,9	40,9	40,9	40,7
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	%	63,0	63,0	62,2	62,2	57,9	57,9	57,9	57,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды источника) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	68,111	68,111	68,111	68,111	58,111	58,111	58,111	58,111
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки (договорной) на коллекторах источника тепловой энергии	Гкал/ч	45,992	45,992	46,904	46,915	46,957	46,970	46,998	47,154

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
при аварийном выводе самого мощного котла									
Аварийный резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	22,119	22,119	21,207	21,196	11,154	11,141	11,113	10,957
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	12,000	12,000	12,000					
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	12,000	12,000	12,000					
Располагаемая тепловая мощность самого мощного котла	Гкал/ч	6,000	6,000	6,000					
Ограничения	Гкал/ч	0	0	0					
Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,131	0,131	0,131					
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	11,869	11,869	11,869					
Тепловые потери в сетях	Гкал/ч	0,317	0,317	0,317					
Тепловые потери в сетях через изоляцию	Гкал/ч	0,308	0,308	0,308					
Тепловые потери в сетях с затратами теплоносителя	Гкал/ч	0,010	0,010	0,010					
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	0,501	0,501	0,501					
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,501	0,501	0,501					
ГВС ср.ч.	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000					
Пар	Гкал/ч	0	0	0					
Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию	Гкал/ч	0	0	0					
Прирост тепловой нагрузки на ГВС	Гкал/ч	0	0	0					
Прирост тепловой нагрузки на пар	Гкал/ч	0	0	0					
Прирост тепловой нагрузки суммарный	Гкал/ч	0	0	0					
Подключенная тепловая нагрузка (договорная) на коллекторах	Гкал/ч	0,818	0,818	0,818					
Подключенная тепловая нагрузка (фактическая) на коллекторах	Гкал/ч	1,806	1,806	1,806					
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,949	0,949	0,949					
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	1,937	1,937	1,937					
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	11,051	11,051	11,051					
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	10,063	10,063	10,063					
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	%	92,1	92,1	92,1					
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	%	83,9	83,9	83,9					
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды источника) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,869	5,869	5,869					
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки	Гкал/ч	0,760	0,760	0,760					

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
(договорной) на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла									
Аварийный резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	5,109	5,109	5,109					
<b>БМК</b>									
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч				1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч				1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Располагаемая тепловая мощность самого мощного котла	Гкал/ч				0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Ограничения	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Собственные нужды источника	Гкал/ч				0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч				1,694	1,694	1,694	1,694	1,694
Тепловые потери в сетях	Гкал/ч				0,317	0,317	0,317	0,317	0,317
Тепловые потери в сетях через изоляцию	Гкал/ч				0,308	0,308	0,308	0,308	0,308
Тепловые потери в сетях с затратами теплоносителя	Гкал/ч				0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч				0,501	0,501	0,501	0,501	0,501
Отопление и вентиляция	Гкал/ч				0,501	0,501	0,501	0,501	0,501
ГВС ср.ч.	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Пар	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки на ГВС	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки на пар	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки суммарный	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Подключенная тепловая нагрузка (договорная) на коллекторах	Гкал/ч				0,818	0,818	0,818	0,818	0,818
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по договорной нагрузке)	Гкал/ч				0,844	0,844	0,844	0,844	0,844
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч				0,876	0,876	0,876	0,876	0,876
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	%				50,9	50,9	50,9	50,9	50,9
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды источника) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч				0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки (договорной) на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч				0,760	0,760	0,760	0,760	0,760
Аварийный резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч				0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
<b>Итого по АО "Теплоцентрально Белокуриха"</b>									
<b>Установленная тепловая мощность</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>112,000</b>	<b>112,000</b>	<b>112,000</b>	<b>101,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>
<b>Располагаемая тепловая мощность</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>112,000</b>	<b>112,000</b>	<b>112,000</b>	<b>101,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>
<b>Ограничения</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
<b>Собственные нужды источника</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>2,020</b>	<b>2,020</b>	<b>2,020</b>	<b>1,915</b>	<b>1,915</b>	<b>1,915</b>	<b>1,915</b>	<b>1,915</b>

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	109,980	109,980	109,980	99,805	89,805	89,805	89,805	89,805
Тепловые потери в сетях	Гкал/ч	4,305	4,305	4,385	4,386	4,389	4,391	4,393	4,406
Тепловые потери в сетях через изоляцию	Гкал/ч	3,973	3,973	4,046	4,047	4,050	4,051	4,053	4,066
Тепловые потери в сетях с затратами теплоносителя	Гкал/ч	0,333	0,333	0,339	0,339	0,339	0,339	0,340	0,341
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	46,736	46,736	47,660	47,671	47,714	47,727	47,755	47,911
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	36,973	36,973	37,763	37,771	37,812	37,825	37,845	37,961
ГВС ср.ч.	Гкал/ч	9,763	9,763	9,897	9,899	9,901	9,902	9,910	9,951
Пар	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию	Гкал/ч	0,000	0,000	0,789	0,009	0,041	0,013	0,020	0,115
Прирост тепловой нагрузки на ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,134	0,003	0,002	0,001	0,008	0,041
Прирост тепловой нагрузки на пар	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловой нагрузки суммарный	Гкал/ч	0,000	0,000	0,924	0,011	0,043	0,014	0,028	0,156
Подключенная тепловая нагрузка (договорная) на коллекторах	Гкал/ч	51,041	51,041	52,044	52,057	52,103	52,118	52,148	52,318
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	53,061	53,061	54,064	53,971	54,018	54,033	54,063	54,232
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	58,939	58,939	57,936	47,749	37,702	37,687	37,657	37,488
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	%	52,6	52,6	51,7	46,9	41,1	41,1	41,1	40,9

**Таблица 2.3. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки. Сценарий №2.**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентраль Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	100,000	100,000	100,000	100,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	100,000	100,000	100,000	100,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Располагаемая тепловая мощность самого мощного котла	Гкал/ч	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
Ограничения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды источника	Гкал/ч	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	98,111	98,111	98,111	98,111	88,111	88,111	88,111	88,111
Тепловые потери в сетях	Гкал/ч	3,988	3,988	4,068	4,069	4,072	4,073	4,076	4,089
Тепловые потери в сетях через изоляцию	Гкал/ч	3,665	3,665	3,738	3,739	3,742	3,743	3,746	3,758
Тепловые потери в сетях с затратами теплоносителя	Гкал/ч	0,323	0,323	0,329	0,330	0,330	0,330	0,330	0,331
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	46,235	40,476	40,046	37,983	38,025	38,039	38,067	38,223
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	36,472	31,834	31,359	29,831	29,872	29,885	29,905	30,021
ГВС ср.ч.	Гкал/ч	9,763	8,642	8,687	8,151	8,153	8,154	8,162	8,202
Пар	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию	Гкал/ч	0	-4,638	-0,476	-1,527	0,041	0,013	0,020	0,115
Прирост тепловой нагрузки на ГВС	Гкал/ч	0	-1,121	0,045	-0,536	0,002	0,001	0,008	0,041
Прирост тепловой нагрузки на пар	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки суммарный	Гкал/ч	0	-5,759	-0,430	-2,063	0,043	0,014	0,028	0,156
Подключенная тепловая нагрузка (договорная) на коллекторах	Гкал/ч	50,223	44,464	44,113	42,051	42,097	42,113	42,143	42,312
Подключенная тепловая нагрузка (фактическая) на коллекторах	Гкал/ч	35,065	30,427	30,031	28,505	28,549	28,564	28,586	28,715
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	52,112	46,353	46,002	43,940	43,986	44,002	44,032	44,201
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	36,954	32,316	31,920	30,394	30,438	30,453	30,475	30,604
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	47,888	53,647	53,998	56,060	46,014	45,998	45,968	45,799
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	63,046	67,684	68,080	69,606	59,562	59,547	59,525	59,396
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	%	47,9	53,6	54,0	56,1	51,1	51,1	51,1	50,9
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	%	63,0	67,7	68,1	69,6	66,2	66,2	66,1	66,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды источника) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	68,111	68,111	68,111	68,111	58,111	58,111	58,111	58,111
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки	Гкал/ч	45,992	40,771	40,476	38,591	38,632	38,646	38,674	38,830

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
(договорной) на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла									
Аварийный резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	22,119	27,340	27,635	29,520	19,479	19,465	19,437	19,281
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	12,000	12,000	12,000					
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	12,000	12,000	12,000					
Располагаемая тепловая мощность самого мощного котла	Гкал/ч	6,000	6,000	6,000					
Ограничения	Гкал/ч	0	0	0					
Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,131	0,131	0,131					
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	11,869	11,869	11,869					
Тепловые потери в сетях	Гкал/ч	0,317	0,317	0,317					
Тепловые потери в сетях через изоляцию	Гкал/ч	0,308	0,308	0,308					
Тепловые потери в сетях с затратами теплоносителя	Гкал/ч	0,010	0,010	0,010					
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	0,501	0,501	0,501					
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,501	0,501	0,501					
ГВС ср.ч.	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000					
Пар	Гкал/ч	0	0	0					
Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию	Гкал/ч	0	0	0					
Прирост тепловой нагрузки на ГВС	Гкал/ч	0	0	0					
Прирост тепловой нагрузки на пар	Гкал/ч	0	0	0					
Прирост тепловой нагрузки суммарный	Гкал/ч	0	0	0					
Подключенная тепловая нагрузка (договорная) на коллекторах	Гкал/ч	0,818	0,818	0,818					
Подключенная тепловая нагрузка (фактическая) на коллекторах	Гкал/ч	1,806	1,806	1,806					
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,949	0,949	0,949					
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	1,937	1,937	1,937					
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	11,051	11,051	11,051					
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	10,063	10,063	10,063					
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	%	92,1	92,1	92,1					
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	%	83,9	83,9	83,9					
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды источника) при аварийном	Гкал/ч	5,869	5,869	5,869					

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
выводе самого мощного котла									
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки (договорной) на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,760	0,760	0,760					
Аварийный резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	5,109	5,109	5,109					
<b>БМК</b>									
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч				1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч				1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Располагаемая тепловая мощность самого мощного котла	Гкал/ч				0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Ограничения	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Собственные нужды источника	Гкал/ч				0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч				1,694	1,694	1,694	1,694	1,694
Тепловые потери в сетях	Гкал/ч				0,317	0,317	0,317	0,317	0,317
Тепловые потери в сетях через изоляцию	Гкал/ч				0,308	0,308	0,308	0,308	0,308
Тепловые потери в сетях с затратами теплоносителя	Гкал/ч				0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч				0,501	0,501	0,501	0,501	0,501
Отопление и вентиляция	Гкал/ч				0,501	0,501	0,501	0,501	0,501
ГВС ср.ч.	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Пар	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки на ГВС	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки на пар	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Прирост тепловой нагрузки суммарный	Гкал/ч				0	0	0	0	0
Подключенная тепловая нагрузка (договорная) на коллекторах	Гкал/ч				0,818	0,818	0,818	0,818	0,818
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по договорной нагрузке)	Гкал/ч				0,844	0,844	0,844	0,844	0,844
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч				0,876	0,876	0,876	0,876	0,876
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	%				50,9	50,9	50,9	50,9	50,9
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды источника) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч				0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки (договорной) на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч				0,760	0,760	0,760	0,760	0,760
Аварийный резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч				0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Установленная тепловая мощность</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>112,000</b>	<b>112,000</b>	<b>112,000</b>	<b>101,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>	<b>91,720</b>

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	112,000	112,000	112,000	101,720	91,720	91,720	91,720	91,720
Ограничения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды источника	Гкал/ч	2,020	2,020	2,020	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	109,980	109,980	109,980	99,805	89,805	89,805	89,805	89,805
Тепловые потери в сетях	Гкал/ч	4,305	4,305	4,385	4,386	4,389	4,391	4,393	4,406
Тепловые потери в сетях через изоляцию	Гкал/ч	3,973	3,973	4,046	4,047	4,050	4,051	4,053	4,066
Тепловые потери в сетях с затратами теплоносителя	Гкал/ч	0,333	0,333	0,339	0,339	0,339	0,339	0,340	0,341
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	46,736	40,977	40,547	38,484	38,526	38,540	38,568	38,724
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	36,973	32,335	31,860	30,332	30,373	30,386	30,406	30,522
ГВС ср.ч.	Гкал/ч	9,763	8,642	8,687	8,151	8,153	8,154	8,162	8,202
Пар	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию	Гкал/ч	0,000	-4,638	-0,476	-1,527	0,041	0,013	0,020	0,115
Прирост тепловой нагрузки на ГВС	Гкал/ч	0,000	-1,121	0,045	-0,536	0,002	0,001	0,008	0,041
Прирост тепловой нагрузки на пар	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловой нагрузки суммарный	Гкал/ч	0,000	-5,759	-0,430	-2,063	0,043	0,014	0,028	0,156
Подключенная тепловая нагрузка (договорная) на коллекторах	Гкал/ч	51,041	45,282	44,931	42,869	42,916	42,931	42,961	43,130
Расчетный максимум тепловой нагрузки (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	53,061	47,302	46,951	44,784	44,830	44,846	44,876	45,045
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	58,939	64,698	65,049	56,936	46,890	46,874	46,844	46,675
Отношение резерва / дефицита (+/-) тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	%	52,6	57,8	58,1	56,0	51,1	51,1	51,1	50,9

## 2.4. Радиусы эффективного теплоснабжения

В соответствии с пп. а) п.6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика, представленная в Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго №212 от 05.03.2019.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к СЦТ от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию СЦТ г. Белокуриха, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа: перспективные потребители, планируемые к подключению к централизованной системе теплоснабжения в течение рассматриваемого периода, находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.

В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к СЦТ, в границы радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

### **3. Существующие и перспективные балансы теплоносителя.**

Балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети в зоне действия источников и перспективные объемы теплоносителя, требуемого для подпитки тепловых сетей с учетом мероприятий предусмотренных *сценарием №1* развития системы теплоснабжения г. Белокуриха приведены в таблице 3.1 – 3.2.

Балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети в зоне действия источников и перспективные объемы теплоносителя, требуемого для подпитки тепловых сетей с учетом мероприятий предусмотренных *сценарием №2* развития системы теплоснабжения г. Белокуриха приведены в таблице 3.3 – 3.4.

В схеме теплоснабжения принимается, что все перспективные потребители подключаются по закрытой схеме, с установкой теплообменников в ИТП.

**Таблица 3.1. Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО. Сценарий №1.**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/год	433877	385879	386502	386510	386539	386548	386567	386672
Нормативные утечки теплоносителя в сетях	т/год	33581	33580	34203	34210	34239	34249	34267	34372
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/год	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия	т/год	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (по открытой системе теплоснабжения)	т/год	398227	350230	350230	350230	350230	350230	350230	350230
<b>Котельная хоззоны</b>									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/год	1201	1180	1180	Ликвидация в 2023 г. с переключением потребителей на БМК				
Нормативные утечки теплоносителя в сетях	т/год	788	788	788					
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/год	0	0	0					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия	т/год	0	0	0					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (по открытой системе теплоснабжения)	т/год	413	392	392					
<b>БМК</b>									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/год				1180	1180	1180	1180	1180
Нормативные утечки теплоносителя в сетях	т/год				788	788	788	788	788
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/год				0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия	т/год				0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (по открытой системе теплоснабжения)	т/год				392	392	392	392	392
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/год	<b>435079</b>	<b>387059</b>	<b>387682</b>	<b>387690</b>	<b>387719</b>	<b>387728</b>	<b>387747</b>	<b>387852</b>
Нормативные утечки теплоносителя в сетях	т/год	<b>34369</b>	<b>34368</b>	<b>34991</b>	<b>34999</b>	<b>35027</b>	<b>35037</b>	<b>35055</b>	<b>35161</b>
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/год	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия	т/год	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (по открытой системе теплоснабжения)	т/год	<b>398640</b>	<b>350622</b>	<b>350622</b>	<b>350622</b>	<b>350622</b>	<b>350622</b>	<b>350622</b>	<b>350622</b>

**Таблица 3.2. Перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельных в зонах деятельности ЕТО. Сценарий №1.**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Производительность ВПУ	т/ч	Установка дозирования реагента							
Срок службы ВПУ	лет	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0 - 14,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	49,5	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	3,83	3,83	3,90	3,91	3,91	3,91	3,91	3,92
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,83	3,83	3,90	3,91	3,91	3,91	3,91	3,92
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия (среднечасовой расход теплоносителя)	т/ч	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС по открытой системе теплоснабжения	т/ч	45,5	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	75,3	75,3	76,7	76,7	76,8	76,8	76,8	77,1
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная хоззоны</b>									
Производительность ВПУ	т/ч	Установка дозирования реагента							
Срок службы ВПУ	лет	2	3	4					
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1	1	1					
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	16	16	16					
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,22	0,22	0,22					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,15	0,15	0,15					
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,15	0,15	0,15					
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия (среднечасовой расход теплоносителя)	т/ч	0	0	0					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС по открытой системе теплоснабжения	т/ч	0,1	0,1	0,1					
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,8	0,8	0,8					
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-					

Ликвидация в 2023 г. с переключением потребителей на БМК

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Доля резерва	%	-	-	-					
<b>БМК</b>									
Производительность ВПУ	т/ч				Установка дозирования реагента				
Срок службы ВПУ	лет				1,0	2,0	3,0	4,0	5,0-10,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.				1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3				16	16	16	16	16
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия (среднечасовой расход теплоносителя)	т/ч				0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС по открытой системе теплоснабжения	т/ч				0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				-	-	-	-	-
Доля резерва	%				-	-	-	-	-
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Количество баков-аккумуляторов</b>	<b>ед.</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Общая емкость баков-аккумуляторов</b>	<b>м3</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>
<b>Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения</b>	<b>т/ч</b>	<b>49,8</b>	<b>44,3</b>	<b>44,3</b>	<b>44,3</b>	<b>44,3</b>	<b>44,3</b>	<b>44,3</b>	<b>44,4</b>
<b>Всего подпитка тепловой сети, в том числе:</b>	<b>т/ч</b>	<b>3,98</b>	<b>3,98</b>	<b>4,05</b>	<b>4,05</b>	<b>4,05</b>	<b>4,06</b>	<b>4,06</b>	<b>4,07</b>
<b>нормативные утечки теплоносителя</b>	<b>т/ч</b>	<b>3,98</b>	<b>3,98</b>	<b>4,05</b>	<b>4,05</b>	<b>4,05</b>	<b>4,06</b>	<b>4,06</b>	<b>4,07</b>
<b>сверхнормативные утечки теплоносителя</b>	<b>т/ч</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия (среднечасовой расход теплоносителя)</b>	<b>т/ч</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>
<b>Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС по открытой системе теплоснабжения</b>	<b>т/ч</b>	<b>45,54</b>	<b>40,05</b>	<b>40,05</b>	<b>40,05</b>	<b>40,05</b>	<b>40,05</b>	<b>40,05</b>	<b>40,05</b>
<b>Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)</b>	<b>т/ч</b>	<b>76,1</b>	<b>76,1</b>	<b>77,5</b>	<b>77,5</b>	<b>77,6</b>	<b>77,6</b>	<b>77,6</b>	<b>77,9</b>

**Таблица 3.3. Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зонах действия деятельности ЕТО. Сценарий №2.**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/год	433877	333707	329246	302081	302109	302119	302137	302243
Нормативные утечки теплоносителя в сетях	т/год	33581	32600	31029	30494	30523	30532	30551	30656
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/год	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия	т/год	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (по открытой системе теплоснабжения)	т/год	398227	299037	296147	269517	269517	269517	269517	269517
<b>Котельная хоззоны</b>									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/год	1201	1180	1180	Ликвидация в 2023 г. с переключением потребителей на БМК				
Нормативные утечки теплоносителя в сетях	т/год	788	788	788					
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/год	0	0	0					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия	т/год	0	0	0					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (по открытой системе теплоснабжения)	т/год	413	392	392					
<b>БМК</b>									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/год				1180	1180	1180	1180	1180
Нормативные утечки теплоносителя в сетях	т/год				788	788	788	788	788
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/год				0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия	т/год				0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (по открытой системе теплоснабжения)	т/год				392	392	392	392	392
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/год	<b>435079</b>	<b>334887</b>	<b>330426</b>	<b>303261</b>	<b>303289</b>	<b>303299</b>	<b>303317</b>	<b>303423</b>
Нормативные утечки теплоносителя в сетях	т/год	<b>34369</b>	<b>33388</b>	<b>31817</b>	<b>31282</b>	<b>31311</b>	<b>31320</b>	<b>31339</b>	<b>31444</b>
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/год	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия	т/год	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>	<b>2070</b>
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (по открытой системе теплоснабжения)	т/год	<b>398640</b>	<b>299429</b>	<b>296539</b>	<b>269909</b>	<b>269909</b>	<b>269909</b>	<b>269909</b>	<b>269909</b>

**Таблица 3.4. Перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельных в зонах деятельности ЕТО. Сценарий №2**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Производительность ВПУ	т/ч	Установка дозирования реагента							
Срок службы	лет	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0 - 14,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	49,5	38,1	37,6	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	3,83	3,72	3,54	3,48	3,48	3,49	3,49	3,50
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,83	3,72	3,54	3,48	3,48	3,49	3,49	3,50
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия (среднечасовой расход теплоносителя)	т/ч	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС по открытой системе теплоснабжения	т/ч	45,5	34,1	33,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	75,3	66,6	65,9	62,8	62,9	62,9	62,9	63,2
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная хоззоны</b>									
Производительность ВПУ	т/ч	Установка дозирования реагента							
Срок службы	лет	2	3	4					
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1	1	1					
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	16	16	16					
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,22	0,22	0,22					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,15	0,15	0,15					
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,15	0,15	0,15					
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия (среднечасовой расход теплоносителя)	т/ч	0	0	0					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС по открытой системе теплоснабжения	т/ч	0,1	0,1	0,1					
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,8	0,8	0,8					
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-					

Ликвидация в 2023 г. с переключением потребителей на БМК

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Доля резерва	%	-	-	-					
<b>БМК</b>									
Производительность ВПУ	т/ч				Установка дозирования реагента				
Срок службы ВПУ	лет				1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.				1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3				16	16	16	16	16
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия (среднечасовой расход теплоносителя)	т/ч				0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС по открытой системе теплоснабжения	т/ч				0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				-	-	-	-	-
Доля резерва	%				-	-	-	-	-
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Количество баков-аккумуляторов</b>	<b>ед.</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Общая емкость баков-аккумуляторов</b>	<b>м3</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>	<b>1216</b>
<b>Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения</b>	<b>т/ч</b>	<b>49,8</b>	<b>38,3</b>	<b>37,8</b>	<b>34,7</b>	<b>34,7</b>	<b>34,7</b>	<b>34,7</b>	<b>34,7</b>
<b>Всего подпитка тепловой сети, в том числе:</b>	<b>т/ч</b>	<b>3,98</b>	<b>3,87</b>	<b>3,69</b>	<b>3,63</b>	<b>3,63</b>	<b>3,63</b>	<b>3,63</b>	<b>3,65</b>
<b>нормативные утечки теплоносителя</b>	<b>т/ч</b>	<b>3,98</b>	<b>3,87</b>	<b>3,69</b>	<b>3,63</b>	<b>3,63</b>	<b>3,63</b>	<b>3,63</b>	<b>3,65</b>
<b>сверхнормативные утечки теплоносителя</b>	<b>т/ч</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на производственные нужды предприятия (среднечасовой расход теплоносителя)</b>	<b>т/ч</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>	<b>0,24</b>
<b>Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС по открытой системе теплоснабжения</b>	<b>т/ч</b>	<b>45,54</b>	<b>34,21</b>	<b>33,88</b>	<b>30,84</b>	<b>30,84</b>	<b>30,84</b>	<b>30,84</b>	<b>30,84</b>
<b>Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)</b>	<b>т/ч</b>	<b>76,1</b>	<b>67,4</b>	<b>66,7</b>	<b>63,6</b>	<b>63,7</b>	<b>63,7</b>	<b>63,7</b>	<b>64,0</b>

## **4. Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения города.**

### **4.1. Описание сценариев развития систем теплоснабжения.**

Проекты, которые будут реализованы независимо от выбранного сценария развития системы теплоснабжения:

1. Подключение перспективной нагрузки к тепловым сетям Центральной котельной (1,1752 Гкал/ч).

**Сценарий №1** развития систем теплоснабжения городского поселения предусматривает следующие основные мероприятия:

1. Строительство новой блочно-модульной газовой котельной (БМК) производительностью 1,72 Гкал/ч с двумя котлами ТЕРМОТЕХНИК ТТ50 (либо аналогичным оборудованием) в 2023 г.

2. Ликвидация котельной хоззоны с переключением нагрузки на новую БМК в 2023 г.

3. Реконструкция Центральной котельной с заменой котла КВ-ТС-20-150 №2 на котел КВ-ГМ-10-150 теплопроизводительностью 10 Гкал/ч в 2024 г.

**Сценарий №2** развития систем теплоснабжения городского поселения предусматривает помимо мероприятий предусмотренных сценарием №1 выполнение следующих мероприятий:

1. Отключение части крупных потребителей от существующей системы централизованного теплоснабжения (зона действия Центральной котельной) с переключением на индивидуальные источники тепловой энергии (собственные локальные газовые котельные в количестве 3 шт.):

- объекты по адресу ул. Славского, 9 (Санаторий "Белокуриха", ресторан "Мишель", ЛДО, ЛОК "Водный мир") с суммарной договорной тепловой нагрузкой 5,7588 Гкал/ч;

- объекты по адресу ул. Братьев Ждановых, 2 (ООО Санаторий "Родник Алтай") с суммарной договорной тепловой нагрузкой 1,3542 Гкал/ч;

- объекты по адресу ул. Славского, 67 (Санаторий "Сибирь") с суммарной договорной тепловой нагрузкой 2,0743 Гкал/ч.

### **4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития систем теплоснабжения.**

Замена угольной котельной хоззоны производительностью 12,0 Гкал/ч на газовую блочно-модульную котельную производительностью 1,72 Гкал/ч вызвана значительным снижением подключенной тепловой нагрузки до 0,501 Гкал/ч (требуемая тепловая нагрузка на коллекторе 0,818 Гкал/ч). В связи с чем, отпала необходимость в эксплуатации такого крупного источника тепловой энергии.

Угольные котлы КВ-ТС-20-150 производительностью 20 Гкал/ч на Центральной котельной фактически выведены из эксплуатации в 2007 г. Осуществлять горячее водоснабжение в летний период котлом КВ-ГМ-35-150

производительностью 30 Гкал/ч, при величине нагрузки на ГВС 9,76 Гкал/ч экономически не целесообразно, а кроме того, данный режим работ (на минимальных нагрузках) не обеспечивает надежную и безопасную работу котла.

Экономический эффект от реализации данных мероприятий для потребителей города определен в разделе 10 (п. 10.6 таблицы 10.6-10.8) и составляет за рассматриваемый период 162,3 млн. руб. без учета НДС. Выполнение данных мероприятий является целесообразным.

Сценарий №2 с отключением потребителей от централизованной системы теплоснабжения и переходом на индивидуальные источники тепловой энергии рассматривается на основании решений указанных потребителей.

Данные мероприятия снизят полезный отпуск тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения, что в свою очередь вызовет рост тарифа для всех прочих потребителей тепла.

Тарифно-балансовая модель теплоснабжения г. Белокуриха по сценарию №1 приведена в таблице 4.1, по сценарию №2 в таблице 4.2. Сравнительный анализ тарифных последствий приведен в таблице 4.3.

Согласно п. 59 "Требования к схемам теплоснабжения", утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154, обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения осуществляется на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей. Принимая во внимание, что конечный тариф по сценарию №1 в среднем на 6% ниже тарифа по сценарию №2 **предлагается принять сценарий №1 в качестве приоритетного.**

**Таблица 4.1. Тарифно-балансовая модель централизованной системы теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО №001 АО "Тепло-центральный Белокуриха". Сценарий №1**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	112,0	112,0	101,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
1.1.	Ввод мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2.	Вывод мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	-10,3	-10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.	Модернизация	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	25,0	26,0	21,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	25,0
3	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	112,0	112,0	101,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
4	Собственные нужды	Гкал/ч	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
5	Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
6	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/ч	46,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,8	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
7.1.	отопление и вентиляция	Гкал/ч	37,0	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
7.2.	ГВС	Гкал/ч	9,8	9,9	9,9	9,9	9,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
7.3.	прирост подключенной нагрузки	Гкал/ч	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
7.4.	переключения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	58,9	57,9	47,7	37,7	37,7	37,7	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
9	Доля резерва (от установленной мощности)	%	52,6	51,7	46,9	41,1	41,1	41,1	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9
	Тепловая энергия												
10	Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	128,1	130,7	130,5	130,6	130,7	130,8	131,5	131,5	131,5	131,5	131,5
11	Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	1,4	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
12	Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	126,7	129,3	129,3	129,5	129,5	129,6	130,4	130,4	130,4	130,4	130,4
13	Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	19,0	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
14	Потери при передаче по тепловым сетям	%	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
16	Полезный отпуск тепловой энергии конечным потребителям	тыс. Гкал	107,8	109,9	110,0	110,1	110,1	110,2	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9
17	Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т.у.т.	19,7	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
	природный газ	тыс. т.у.т.	19,4	19,8	20,1	20,1	20,1	20,1	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
	каменный уголь	тыс. т.у.т.	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Средневзвешенный НУР на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	154,1	154,1	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
19	Средневзвешенный КПД котлоагрегатов	%	92,7	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
20	Тепловой эквивалент затраченного топлива	тыс. Гкал	138,2	141,0	140,6	140,7	140,8	140,9	141,7	141,7	141,7	141,7	141,7
21	Средневзвешенный КИТТ выработки	%	92,7	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
22	Средневзвешенный КИТТ выработки и передачи	%	77,9	78,0	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
	<b>1. Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов</b>		<b>127704,13</b>	<b>135357,1</b>	<b>139046,2</b>	<b>144752,0</b>	<b>150591,7</b>	<b>156779,0</b>	<b>163966,4</b>	<b>170525,1</b>	<b>177346,1</b>	<b>184439,9</b>	<b>191817,5</b>
1	1.1. Расходы на топливо	тыс. руб.	107 233,7	113 760,3	118 331,8	123 187,5	128 157,4	133 422,9	139 539,5	145 121,1	150 925,9	156 963,0	163 241,5
2	1.1.1. Газ	тыс. руб.	105 605,6	112 067,1	118 331,8	123 187,5	128 157,4	133 422,9	139 539,5	145 121,1	150 925,9	156 963,0	163 241,5
3	1.1.2. Мазут	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1.1.3. Уголь	тыс. руб.	1 628,1	1 693,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	1.2. Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	19 404,3	20 465,8	19 540,0	20 341,8	21 162,3	22 031,8	23 041,9	23 963,5	24 922,1	25 919,0	26 955,7
6	1.3. Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	1.4. Расходы на холодную воду	тыс. руб.	1 066,1	1 131,0	1 174,5	1 222,7	1 272,0	1 324,3	1 385,0	1 440,4	1 498,0	1 558,0	1 620,3
8	1.5. Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>2. Операционные (подконтрольные) расходы</b>	тыс. руб.	<b>109 573,8</b>	<b>112 817,1</b>	<b>108 160,4</b>	<b>103 151,0</b>	<b>106 204,3</b>	<b>109 347,9</b>	<b>112 584,6</b>	<b>115 917,2</b>	<b>119 348,3</b>	<b>122 881,0</b>	<b>126 518,3</b>
9	2.1. Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	2 798,1	2 880,9	2 762,0	2 634,1	2 712,1	2 792,3	2 875,0	2 960,1	3 047,7	3 137,9	3 230,8

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
10	2.2. Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	13 079,5	13 466,7	12 910,8	12 312,9	12 677,3	13 052,6	13 438,9	13 836,7	14 246,3	14 668,0	15 102,2
11	2.3. Расходы на оплату труда	тыс. руб.	79 976,3	82 343,6	78 944,7	75 288,4	77 517,0	79 811,5	82 173,9	84 606,2	87 110,6	89 689,1	92 343,9
12	2.4. Расходы на оплату работ и услуг производственного характера	тыс. руб.	850,9	876,1	839,9	801,0	824,8	849,2	874,3	900,2	926,8	954,3	982,5
13	2.5. Расходы на оплату иных работ и услуг	тыс. руб.	10 313,2	10 618,4	10 180,1	9 708,6	9 996,0	10 291,9	10 596,5	10 910,2	11 233,1	11 565,6	11 908,0
14	2.6. Расходы на услуги банков	тыс. руб.	515,1	530,3	508,4	484,9	499,2	514,0	529,2	544,9	561,0	577,6	594,7
15	2.7. Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	1 308,0	1 346,7	1 291,1	1 231,3	1 267,8	1 305,3	1 344,0	1 383,7	1 424,7	1 466,9	1 510,3
16	2.8. Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	531,0	546,7	524,2	499,9	514,7	529,9	545,6	561,8	578,4	595,5	613,1
17	2.9. Лизинговый платеж	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	2.10. Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	2.11. Другие расходы	тыс. руб.	201,7	207,6	199,1	189,8	195,5	201,3	207,2	213,3	219,7	226,2	232,9
	<b>3. Неподконтрольные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>67 720,3</b>	<b>68 474,9</b>	<b>68 792,1</b>	<b>67 024,7</b>	<b>67 969,1</b>	<b>68 363,6</b>	<b>70 241,1</b>	<b>49 947,0</b>	<b>51 035,9</b>	<b>52 159,6</b>	<b>53 081,4</b>
20	3.1. Расходы на оплату услуг регулируемых организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	3.2. Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	3.3. Концессионная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	3.4. Расходы на уплату налогов, сборов и др. обязательных платежей	тыс. руб.	4 854,4	5 048,6	5 250,6	5 460,6	5 679,0	5 906,2	6 142,4	6 388,1	6 643,6	6 909,4	7 185,8
24	3.4.1. - плата за выбросы	тыс. руб.	32,3	33,6	35,0	36,4	37,8	39,3	40,9	42,6	44,3	46,0	47,9
25	3.4.2. - расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	226,5	235,5	244,9	254,7	264,9	275,5	286,6	298,0	309,9	322,3	335,2
26	3.4.3. - иные расходы (налоги и платежи)	тыс. руб.	4 595,6	4 779,5	4 970,6	5 169,5	5 376,2	5 591,3	5 814,9	6 047,5	6 289,4	6 541,0	6 802,7
27	- налог на имущество организаций	тыс. руб.	3 947,6	4 105,5	4 269,7	4 440,5	4 618,2	4 802,9	4 995,0	5 194,8	5 402,6	5 618,7	5 843,4
28	- транспортный налог	тыс. руб.	41,8	43,5	45,2	47,0	48,9	50,9	52,9	55,0	57,2	59,5	61,9
29	- услуги банка	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	- расходы на социальную сферу	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	- прочие (аренда земли)	тыс. руб.	606,2	630,5	655,7	681,9	709,2	737,5	767,0	797,7	829,6	862,8	897,3
32	3.5. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	24 152,8	24 867,8	23 841,3	22 737,1	23 410,1	24 103,1	24 816,5	25 551,1	26 307,4	27 086,1	27 887,8
33	3.6. Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	2 460,3	2 533,1	2 428,6	2 316,1	2 384,6	2 455,2	2 527,9	2 602,7	2 679,8	2 759,1	2 602,7
34	3.7. Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	14 959,2	14 449,1	15 078,3	15 858,7	15 853,2	15 817,7	15 405,1	15 405,1	15 405,1	15 405,1	15 405,1
35	3.8. Расходы на создание нормативного запаса топлива	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	3.9. Расходы на выплаты по договорам займа и кредитам включая проценты	тыс. руб.	21 293,6	20 576,4	19 389,5	20 652,3	20 642,1	20 081,4	21 349,2	-	-	-	-
37	3.10. Налог на прибыль	тыс. руб.	-	999,9	2 803,9	-	-	-	-	-	-	-	-
38	3.11. Выпадающие доходы	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>4. Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>607,5</b>	<b>4 631,5</b>	<b>11 872,5</b>	<b>683,4</b>	<b>710,7</b>	<b>739,1</b>	<b>768,7</b>	<b>799,4</b>	<b>831,4</b>	<b>864,7</b>	<b>799,4</b>
39	- социальные выплаты	тыс. руб.	607,5	631,8	657,1	683,4	710,7	739,1	768,7	799,4	831,4	864,7	799,4
40	- инвестпрограмма	тыс. руб.	-	3 999,7	11 215,4	-	-	-	-	-	-	-	-
41	- расходы на погашение и обслуживание заемных средств	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	<b>5. Расчётная предпринимательская прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>8 823,5</b>	<b>9 065,6</b>	<b>8 773,7</b>	<b>8 554,4</b>	<b>8 798,3</b>	<b>9 049,3</b>	<b>9 295,2</b>	<b>9 563,4</b>	<b>9 840,2</b>	<b>10 125,9</b>	<b>10 408,8</b>
43	<b>6. Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>12 730,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
44	<b>7. Корректировка НВВ, связанная с тарифными ограничениями</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
45	<b>8. Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	<b>эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосб.</b>												
46	<b>9. ИТОГО необходимая валовая выручка, всего</b>	тыс. руб.	327 159,6	330 346,3	336 644,9	324 165,5	334 274,1	344 279,0	356 856,0	346 752,0	358 401,9	370 471,1	382 625,4
47	в том числе на потребительский рынок	тыс. руб.	327 159,6	330 346,3	336 644,9	324 165,5	334 274,1	344 279,0	356 856,0	346 752,0	358 401,9	370 471,1	382 625,4
48	<b>10. Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей</b>	руб. /Гкал	3 036,1	3 004,9	3 061,0	2 944,6	3 035,4	3 123,0	3 218,8	3 127,7	3 232,8	3 341,6	3 451,3
49	Темп роста тарифа среднегодовой	%		-1,03%	1,87%	-3,80%	3,09%	2,88%	3,07%	-2,83%	3,36%	3,37%	3,28%
50	Источники финансирования												
51	Потребности в инвестициях	тыс. руб.		18 448,8	26 293,7	-	-	-	-	-	-	-	-
52	То же накопленным итогом	тыс. руб.		18 448,8	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5
53	Собственные источник финансирования	тыс. руб.		18 448,8	26 293,7	-	-	-	-	-	-	-	-
54	- амортизация объектов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации	тыс. руб.		14 449,1	15 078,3	-	-	-	-	-	-	-	-
55	- капиталовложения из прибыли	тыс. руб.		3 999,7	11 215,4	-	-	-	-	-	-	-	-
56	- плата за технологическое присоединение	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	- возвратный НДС	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	Дефицит собственных средств	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59	Привлеченные средства	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	- кредиты	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	- бюджетное финансирование	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	- источник не определен	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	Кредиты коммерческих банков	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
64	Долговые обязательства накопленным итогом	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	Выплаты по кредиту в части процентов	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
66	- из прибыли	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	- из амортизации по проекту	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	- средства возвратного НДС	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69	Начисленные проценты	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	Выплаты из тарифа	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
71	Всего выплаты кредита и процентов	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Таблица 4.2. Тарифно-балансовая модель централизованной системы теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО №001 АО "Тепло-центральный Белокуриха". Сценарий №2**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	112,0	112,0	101,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
1.1.	Ввод мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2.	Вывод мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	-10,3	-10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.	Модернизация	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	25,0	26,0	21,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0
3	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	112,0	112,0	101,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
4	Собственные нужды	Гкал/ч	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
5	Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
6	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/ч	46,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,8	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
7.1.	отопление и вентиляция	Гкал/ч	37,0	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
7.2.	ГВС	Гкал/ч	9,8	9,9	9,9	9,9	9,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
7.3.	прирост подключенной нагрузки	Гкал/ч	-5,8	-0,4	-2,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
7.4.	переключения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	58,9	57,9	47,7	37,7	37,7	37,7	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
9	Доля резерва (от установленной мощности)	%	52,6	51,7	46,9	41,1	41,1	41,1	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9
	Тепловая энергия												
10	Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	128,1	124,6	120,4	120,6	120,6	120,7	121,5	121,5	121,5	121,5	121,5
11	Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	1,4	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
12	Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	126,7	123,3	119,4	119,5	119,5	119,7	120,4	120,4	120,4	120,4	120,4
13	Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	19,0	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
14	Потери при передаче по тепловым сетям	%	15,0	15,7	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
16	Полезный отпуск тепловой энергии конечным потребителям	тыс. Гкал	107,8	103,9	100,0	100,1	100,2	100,3	100,9	100,9	100,9	100,9	100,9
17	Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т.у.т.	19,7	19,2	18,5	18,6	18,6	18,6	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7
	природный газ	тыс. т.у.т.	19,4	18,9	18,5	18,6	18,6	18,6	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7
	каменный уголь	тыс. т.у.т.	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Средневзвешенный НУР на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	154,1	154,2	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
19	Средневзвешенный КПД котлоагрегатов	%	92,7	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
20	Тепловой эквивалент затраченного топлива	тыс. Гкал	138,2	134,5	129,7	129,9	129,9	130,1	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9
21	Средневзвешенный КИТТ выработки	%	92,7	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
22	Средневзвешенный КИТТ выработки и передачи	%	77,9	77,3	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1
	<b>1. Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов</b>		<b>127704,13</b>	<b>129083,5</b>	<b>128836,3</b>	<b>134134,3</b>	<b>139549,0</b>	<b>145296,0</b>	<b>152026,8</b>	<b>158107,9</b>	<b>164432,2</b>	<b>171009,5</b>	<b>177849,8</b>
1	1.1. Расходы на топливо	тыс. руб.	107 233,7	108 486,2	109 197,5	113 687,9	118 277,1	123 148,1	128 853,0	134 007,1	139 367,4	144 942,1	150 739,8
2	1.1.1. Газ	тыс. руб.	105 605,6	106 793,0	109 197,5	113 687,9	118 277,1	123 148,1	128 853,0	134 007,1	139 367,4	144 942,1	150 739,8
3	1.1.2. Мазут	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1.1.3. Уголь	тыс. руб.	1 628,1	1 693,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	1.2. Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	19 404,3	19 518,7	18 554,9	19 318,0	20 097,8	20 925,5	21 894,8	22 770,6	23 681,4	24 628,7	25 613,8
6	1.3. Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	1.4. Расходы на холодную воду	тыс. руб.	1 066,1	1 078,6	1 083,9	1 128,5	1 174,0	1 224,4	1 279,0	1 330,1	1 383,3	1 438,7	1 496,2
8	1.5. Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>2. Операционные (подконтрольные) расходы</b>	тыс. руб.	<b>109 573,8</b>	<b>112 817,1</b>	<b>108 160,4</b>	<b>103 151,0</b>	<b>106 204,3</b>	<b>109 347,9</b>	<b>112 584,6</b>	<b>115 917,2</b>	<b>119 348,3</b>	<b>122 881,0</b>	<b>126 518,3</b>
9	2.1. Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	2 798,1	2 880,9	2 762,0	2 634,1	2 712,1	2 792,3	2 875,0	2 960,1	3 047,7	3 137,9	3 230,8

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
10	2.2. Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	13 079,5	13 466,7	12 910,8	12 312,9	12 677,3	13 052,6	13 438,9	13 836,7	14 246,3	14 668,0	15 102,2
11	2.3. Расходы на оплату труда	тыс. руб.	79 976,3	82 343,6	78 944,7	75 288,4	77 517,0	79 811,5	82 173,9	84 606,2	87 110,6	89 689,1	92 343,9
12	2.4. Расходы на оплату работ и услуг производственного характера	тыс. руб.	850,9	876,1	839,9	801,0	824,8	849,2	874,3	900,2	926,8	954,3	982,5
13	2.5. Расходы на оплату иных работ и услуг	тыс. руб.	10 313,2	10 618,4	10 180,1	9 708,6	9 996,0	10 291,9	10 596,5	10 910,2	11 233,1	11 565,6	11 908,0
14	2.6. Расходы на услуги банков	тыс. руб.	515,1	530,3	508,4	484,9	499,2	514,0	529,2	544,9	561,0	577,6	594,7
15	2.7. Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	1 308,0	1 346,7	1 291,1	1 231,3	1 267,8	1 305,3	1 344,0	1 383,7	1 424,7	1 466,9	1 510,3
16	2.8. Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	531,0	546,7	524,2	499,9	514,7	529,9	545,6	561,8	578,4	595,5	613,1
17	2.9. Лизинговый платеж	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	2.10. Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	2.11. Другие расходы	тыс. руб.	201,7	207,6	199,1	189,8	195,5	201,3	207,2	213,3	219,7	226,2	232,9
	<b>3. Неподконтрольные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>67 720,3</b>	<b>68 474,9</b>	<b>68 792,1</b>	<b>67 024,7</b>	<b>67 969,1</b>	<b>68 363,6</b>	<b>70 241,1</b>	<b>49 947,0</b>	<b>51 035,9</b>	<b>52 159,6</b>	<b>53 081,4</b>
20	3.1. Расходы на оплату услуг регулируемых организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	3.2. Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	3.3. Концессионная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	3.4. Расходы на уплату налогов, сборов и др. обязательных платежей	тыс. руб.	4 854,4	5 048,6	5 250,6	5 460,6	5 679,0	5 906,2	6 142,4	6 388,1	6 643,6	6 909,4	7 185,8
24	3.4.1. - плата за выбросы	тыс. руб.	32,3	33,6	35,0	36,4	37,8	39,3	40,9	42,6	44,3	46,0	47,9
25	3.4.2. - расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	226,5	235,5	244,9	254,7	264,9	275,5	286,6	298,0	309,9	322,3	335,2
26	3.4.3. - иные расходы (налоги и платежи)	тыс. руб.	4 595,6	4 779,5	4 970,6	5 169,5	5 376,2	5 591,3	5 814,9	6 047,5	6 289,4	6 541,0	6 802,7
27	- налог на имущество организаций	тыс. руб.	3 947,6	4 105,5	4 269,7	4 440,5	4 618,2	4 802,9	4 995,0	5 194,8	5 402,6	5 618,7	5 843,4
28	- транспортный налог	тыс. руб.	41,8	43,5	45,2	47,0	48,9	50,9	52,9	55,0	57,2	59,5	61,9
29	- услуги банка	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	- расходы на социальную сферу	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	- прочие (аренда земли)	тыс. руб.	606,2	630,5	655,7	681,9	709,2	737,5	767,0	797,7	829,6	862,8	897,3
32	3.5. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	24 152,8	24 867,8	23 841,3	22 737,1	23 410,1	24 103,1	24 816,5	25 551,1	26 307,4	27 086,1	27 887,8
33	3.6. Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	2 460,3	2 533,1	2 428,6	2 316,1	2 384,6	2 455,2	2 527,9	2 602,7	2 679,8	2 759,1	2 602,7
34	3.7. Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	14 959,2	14 449,1	15 078,3	15 858,7	15 853,2	15 817,7	15 405,1	15 405,1	15 405,1	15 405,1	15 405,1
35	3.8. Расходы на создание нормативного запаса топлива	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	3.9. Расходы на выплаты по договорам займа и кредитам включая проценты	тыс. руб.	21 293,6	20 576,4	19 389,5	20 652,3	20 642,1	20 081,4	21 349,2	-	-	-	-
37	3.10. Налог на прибыль	тыс. руб.	-	999,9	2 803,9	-	-	-	-	-	-	-	-
38	3.11. Выпадающие доходы	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>4. Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>607,5</b>	<b>4 631,5</b>	<b>11 872,5</b>	<b>683,4</b>	<b>710,7</b>	<b>739,1</b>	<b>768,7</b>	<b>799,4</b>	<b>831,4</b>	<b>864,7</b>	<b>799,4</b>
39	- социальные выплаты	тыс. руб.	607,5	631,8	657,1	683,4	710,7	739,1	768,7	799,4	831,4	864,7	799,4
40	- инвестпрограмма	тыс. руб.	-	3 999,7	11 215,4	-	-	-	-	-	-	-	-
41	- расходы на погашение и обслуживание заемных средств	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	<b>5. Расчётная предпринимательская прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>8 823,5</b>	<b>9 015,7</b>	<b>8 719,9</b>	<b>8 498,5</b>	<b>8 740,2</b>	<b>8 988,9</b>	<b>9 232,5</b>	<b>9 498,2</b>	<b>9 772,4</b>	<b>10 055,4</b>	<b>10 335,5</b>
43	<b>6. Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования</b>	<b>тыс. руб.</b>	12 730,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	<b>7. Корректировка НВВ, связанная с тарифными ограничениями</b>	<b>тыс. руб.</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	<b>8. Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения</b>	<b>тыс. руб.</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	энергетической эффективности от установленных плановых (рас-четных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосб.												
46	<b>9. ИТОГО необходимая валовая выручка, всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>327 159,6</b>	<b>324 022,7</b>	<b>326 381,2</b>	<b>313 491,9</b>	<b>323 173,2</b>	<b>332 735,5</b>	<b>344 853,7</b>	<b>334 269,7</b>	<b>345 420,2</b>	<b>356 970,2</b>	<b>368 584,4</b>
47	в том числе на потребительский рынок	тыс. руб.	327 159,6	324 022,7	326 381,2	313 491,9	323 173,2	332 735,5	344 853,7	334 269,7	345 420,2	356 970,2	368 584,4
48	<b>10. Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>3 036,1</b>	<b>3 117,1</b>	<b>3 263,5</b>	<b>3 131,2</b>	<b>3 226,7</b>	<b>3 318,3</b>	<b>3 417,9</b>	<b>3 313,0</b>	<b>3 423,5</b>	<b>3 538,0</b>	<b>3 653,1</b>
49	Темп роста тарифа среднегодовой	%		2,67%	4,70%	-4,06%	3,05%	2,84%	3,00%	-3,07%	3,34%	3,34%	3,25%
50	Источники финансирования												
51	Потребности в инвестициях	тыс. руб.		18 448,8	26 293,7	-	-	-	-	-	-	-	-
52	То же накопленным итогом	тыс. руб.		18 448,8	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5
53	Собственные источник финансирования	тыс. руб.		18 448,8	26 293,7	-	-	-	-	-	-	-	-
54	- амортизация объектов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации	тыс. руб.		14 449,1	15 078,3	-	-	-	-	-	-	-	-
55	- капиталовложения из прибыли	тыс. руб.		3 999,7	11 215,4	-	-	-	-	-	-	-	-
56	- плата за технологическое присоединение	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	- возвратный НДС	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	Дефицит собственных средств	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59	Привлеченные средства	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	- кредиты	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	- бюджетное финансирование	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	- источник не определен	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	Кредиты коммерческих банков	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
64	Долговые обязательства накопленным итогом	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	Выплаты по кредиту в части процентов	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
66	- из прибыли	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	- из амортизации по проекту	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	- средства возвратного НДС	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69	Начисленные проценты	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	Выплаты из тарифа	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
71	Всего выплаты кредита и процентов	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Таблица 4.3. Сравнительный анализ тарифных последствий при разных сценариях развития системы теплоснабжения**

	Тариф на тепловую энергию среднегодовой, тыс. руб. без НДС										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Сценарий №1	2820,18	2934,56	3006,57	2786,03	2881,46	2979,08	3072,58	3178,91	3289,08	3403,25	3518,17
Сценарий №2	2820,18	3045,47	3208,61	2961,99	3062,74	3165,69	3262,97	3375,28	3491,63	3612,18	3733,36

## **5. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.**

### **5.1. Общие положения.**

Предложения по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии сформированы на основе данных, определенных в разделах 2, 3, 4. В результате реализации мероприятий покрывается потребность в приросте тепловой нагрузки в каждой из зон действия существующих источников тепловой энергии.

В качестве основных материалов при подготовке предложений по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения были приняты материалы инвестиционной программы теплоснабжающего предприятия.

Решения по подбору инженерного оборудования источников тепла принимались на основании расчета мощности новых источников теплоснабжения с учетом старения и вывода из эксплуатации основного оборудования существующих источников. Подбор котлов осуществлялся по прайс-листам и рекламной продукции каталогов заводов-изготовителей. При этом марки оборудования, указанные в мероприятиях по строительству/реконструкции источников теплоснабжения, приняты условно; при необходимости оборудование можно заменить на оборудование с аналогичными техническими характеристиками.

В таблице 5.1 представлены сводные данные по развитию источников тепловой энергии г. Белокуриха до конца рассматриваемого периода.

**Таблица 5.1. Сводные данные по развитию источников тепловой энергии г. Белокуриха, с капитальными затратами в прогнозных ценах в тыс. руб. без НДС.**

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Всего	Источник финансирования
		<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>	-	-	<b>18449</b>	<b>26294</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>44743</b>	
<b>1</b>		<b>Центральная котельная</b>	-	-	-	<b>26294</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>26294</b>	
1.1	001.01.02.002	Установка газового котла КВГМ 10-150, взамен угольного КВТС 20-150	-	-	-	26294	-	-	-	-	-	-	-	-	26294	собственные средства ТСО (ИП)
<b>1</b>		<b>БМК</b>	-	-	<b>18449</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>18449</b>	
2.1	001.01.01.001	Установка Блочной модульной котельной	-	-	18449	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18449	собственные средства ТСО (ИП)
		<b>ВСЕГО:</b>	-	-	<b>18449</b>	<b>26294</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>44743</b>	

## **5.2. Предложения по строительству источников тепловой энергии.**

В 2023 г. планируется ввод в эксплуатацию новой блочно-модульной котельной БМК с установкой котлоагрегатов ТЕРМОТЕХНИК ТТ50 (2 шт. по 0,86 Гкал/ч) взамен существующей угольной котельной хоззоны.

Замена угольной котельной хоззоны производительностью 12,0 Гкал/ч на газовую блочно-модульную котельную производительностью 1,72 Гкал/ч вызвана значительным снижением подключенной тепловой нагрузки до 0,501 Гкал/ч (требуемая тепловая нагрузка на коллекторе 0,818 Гкал/ч). В связи с чем, отпала необходимость в эксплуатации такого крупного источника тепловой энергии.

Расчет экономического эффекта от реализации данного мероприятия приведен в разделе 10.6. Экономия расходов на энергоресурсы (топливо, электричество, холодную воду) составит 18,9 млн. руб. без НДС за период 2023-2032 гг. Экономия затрат на операционные (подконтрольные) расходы от данного мероприятия составит 81,1 млн. руб. без НДС за период 2023-2032 гг.

Строительство новых котельных на вновь осваиваемых территориях схемой теплоснабжения не предусматривается.

На территориях, для которых отсутствует возможность обеспечения тепловой энергией от существующих источников, предполагается строительство индивидуальных жилых домов и малоэтажных жилых домов блокированного типа (таунхаусов). Теплоснабжение такой застройки предполагается осуществлять от индивидуальных источников тепловой энергии.

## **5.3. Предложения по реконструкции и модернизации источников тепловой энергии.**

Предлагается внедрение следующих мероприятий:

- Центральная котельная - замена котла №2 КВ-ТС-20-150 на КВ-ГМ-10-150 в 2024 г.

Угольные котлы КВ-ТС-20-150 производительностью 20 Гкал/ч на Центральной котельной фактически выведены из эксплуатации в 2007 г. В работе на котельной два котла КВ-ГМ-35-150 производительностью 30 Гкал/ч каждый. Осуществлять горячее водоснабжение в летний период котом КВ-ГМ-35-150, при величине нагрузки на ГВС - 9,76 Гкал/ч, экономически не целесообразно. Кроме того, данный режим работ (на минимальных нагрузках) не обеспечивает надежную и безопасную работу котла.

Предложения по реконструкции и модернизации источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии (с учетом технических условий на присоединение к тепловым сетям), упорядоченные по годам проведения мероприятий, представлены в таблице 5.2.

**Таблица 5.2. Перечень мероприятий по реконструкции и модернизации источников тепловой энергии (замена, реконструкция, капитальный ремонт котельного оборудования)**

№ п/п	Наименование источника	Год проведения мероприятия	Наименование мероприятия	Количество котлов, шт.	Производительность котла, Гкал/ч	Установленная мощность котельной на 2032 год, Гкал/ч	Тепловая нагрузка потребителей договорная на 2032 год, Гкал/ч
1	Центральная котельная	2024	Замена котла №2 КВ-ТС-20-150 на КВ-ГМ-10-150	1	10,0	90,0	47,911

**Примечание:** тепловая нагрузка потребителей на 2032 г. приведена для сценария №1

#### **5.4. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.**

К техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения относится реконструкция/ремонт котельных, представленная в п. 5.3. Техническое перевооружение указанных источников тепловой энергии должно привести к значительной экономии ТЭР вследствие повышения КПД котельных в целом.

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

На территории г. Белокуриха отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

#### **5.6. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы.**

Схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной хоззоны с переключением существующих нагрузок на новую газовую БМК в 2023 г.

#### **5.7. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.**

На перспективу до 2032 г. не планируется переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

#### **5.8. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы.**

На территории г. Белокуриха отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

#### **5.9. Температурные графики отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии систем теплоснабжения.**

Существующие графики отпуска тепла от источников теплоснабжения г. Белокуриха приведены в таблице 5.3.

**Таблица 5.3. Существующие температурные графики отпуска тепла от собственных источников теплоснабжения котельных**

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Температурный график, °С	Верхняя срезка, °С	Излом, °С
<b>АО «Теплоцентрально Белокуриха»</b>				
1	Центральная котельная	105/70	-	60
2	Котельная хоззоны	105/70	-	60

Схемой теплоснабжения изменение режимов отпуска тепловой энергии, от существующих источников теплоснабжения, не предполагается (предлагается сохранение текущих температурных графиков отпуска тепловой энергии). Для БМК предлагается использовать существующий температурный график котельной хоззоны, исключив излом на нужды ГВС.

#### **5.10. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.**

Значения перспективной установленной тепловой мощности источников тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности представлены разделе 2.3. Предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей приведены в разделах 5.2, 5.3.

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

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива схемой теплоснабжения не предполагается.

Город Белокуриха является курортом общероссийского значения, использование местных видов топлива (в частности бурого угля) отрицательно повлияет на экологическую обстановку. Кроме того, г. Белокуриха в настоящий момент газифицирован, в связи с чем, в качестве топлива на источниках тепловой энергии целесообразней применять природный газ.

Использование солнечной энергии (гелиоэнергетика) на нужды коммунальной теплоэнергетики в Сибирском регионе невозможно, в виду наличия холодного периода и значительного количества пасмурных дней в летний период.

Применение геотермальной энергетике – в коммунальной энергетике в г. Белокуриха невозможно, ввиду отсутствия на территории МО геотермальных источников и горячих вод приближенных к поверхности земной коры.

Использование биотоплива (биогаза) в коммунальной энергетике в г. Белокуриха невозможно, ввиду отсутствия на территории МО крупных источников исходного сырья: отходов крупного рогатого скота, птицеводства, отходов спиртовых и ацетонобутиловых заводов, биомассы различных видов растений.

Использование биотоплива (древесного топлива) в коммунальной энергетике в г. Белокуриха невозможно, ввиду отсутствия на территории МО крупных источников исходного сырья: крупных объектов лесозаготовки и лесопереработки.

Использование тепловой энергии мусоросжигательных заводов в коммунальной энергетике в г. Белокуриха невозможно, ввиду отсутствия на территории МО мусоросжигательных заводов.

## **6. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей.**

Решения о необходимости строительства, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них приняты на основании расчетов, выполненных с использованием электронной модели системы теплоснабжения г. Белокуриха, описание которой приведено в Главе 3 Обосновывающих материалов «Электронная модель системы теплоснабжения МО г. Белокуриха».

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) – не требуется, т.к. все рассматриваемые источники тепловой энергии имеют резерв тепловой мощности.

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах города – планируется, информация по участкам тепловой сети приведена в таблице 6.1. Сведения о величине необходимых капитальных вложений в строительство тепловых сетей приведены в таблице 6.2.

Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки – не требуется, т.к. существующие тепловые сети имеют резерв пропускной способности, обеспечивающий подключение запланированной перспективной нагрузки.

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения – не планируется.

Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных – планируется, в части строительства сетей для подключения БМК к сетям ликвидируемой котельной хоззоны. Капитальные вложения в строительство данных сетей учтены в затратах на строительство БМК (Раздел 5 Схемы теплоснабжения).

Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, производится в рамках мероприятий по капитальному ремонту тепловых сетей. Сведения о величине необходимых капитальных вложений в реконструкцию тепловых сетей приведены в таблице 6.2.

Строительство и реконструкция насосных станций – не планируется.

При определении характеристик и стоимости тепловых сетей предусматривалось применение следующих видов прокладки:

- для трасс, проходящих по территории жилой застройки – подземная в непроходных каналах, с использованием стальных труб в ППУ изоляции;
- для трасс, проходящих вне территории жилой застройки – надземная, на низких опорах, с использованием стальных труб в ППУ изоляции.

**Таблица 6.1. Объемы нового строительства / реконструкции тепловых сетей в зонах действия ЕТО**

Зона действия источника	Строительство / реконструкция	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Ду ПТ, мм	Ду ОТ, мм	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Стоимость в прогнозных ценах, тыс. руб. без НДС	Группа мероприятий
Центральная котельная	Строительство	ТК-14/1	Гостиница ул. Славского, 41	70	80	80	подзем. кан.	2022	1599,08	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	ТК-6/3	Гостиница пер. Пролетарский, 5	30	50	50	подзем. кан.	2026	825,10	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	т.30/1	Магазин "Торговый модуль" ул. Славского, 37/1	15	40	40	подзем. кан.	2028-2032	543,45	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	УТ-1	Магазин смешанных товаров с жилым помещением ул. Братьев Ждановых, 19/1	30	40	40	подзем. кан.	2028-2032	1086,90	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	т.66/3	Профилакторий для гаража на 25 авто с теплой стоянкой на 14 авто ул. Бийская, 40	30	50	50	подзем. кан.	2028-2032	1086,90	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	УТ-1	Многоквартирный жилой дом ул. Бийская, 13	40	70	70	подзем. кан.	2022	913,76	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	ТК-42/1	Пункт бытового обслуживания ул. Ак. Мясникова, 17/2	5	40	40	подзем. кан.	2028-2032	181,15	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	ТК-42/2	Торгово-гостиничный комплекс ул. Ак. Мясникова, 15	5	50	50	подзем. кан.	2028-2032	181,15	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	ТК-25/1	Медицинский центр Примерно в 30 м от ул. Набережная, 17/1	15	50	50	подзем. кан.	2028-2032	543,45	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	ТК-31	Дом №3 Комплекса многоэтажных жилых домов по ул. Бийская, 11/1	35	70	70	подзем. кан.	2022	799,54	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	ТК-30/2	Детский ясли-сад на 280 мест ул. Бийская, 29	50	100	100	подзем. кан.	2022	1359,12	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	Врезка ул. Советская, 22/4	Жилой дом ул. Советская, 22/5	125	50	50	подзем. кан.	2022	2855,49	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	ТК-6/1-1	Жилой дом блокированной застройки ул. 8 Марта, 3а	20	50	50	подзем. кан.	2022	456,88	подключение перспективы
Центральная	Строительство	ТК-44/9	Храм прп. Сергия	60	50	50	подзем.	2025	1576,13	подключение перспективы

Зона действия источника	Строительство / реконструкция	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Ду ПТ, мм	Ду ОТ, мм	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Стоимость в прогнозных ценах, тыс. руб. без НДС	Группа мероприятий
котельная			Радонежского ул. Братьев Ждановых, 9б				кан.			
Центральная котельная	Строительство	ТК-24/1	Объект по ул. Советская, 1А	20	40	40	подзем. кан.	2025	525,38	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	т.39	Жилой дом ул. Братьев Ждановых, 32	60	40	40	подзем. кан.	2023	1437,80	подключение перспективы
Центральная котельная	Строительство	ТК-29/2	Магазин в 30 м от ул. Советская, 49/1	110	50	50	подзем. кан.	2024	2759,85	подключение перспективы

**Таблица 6.2. Капитальные вложения в реализацию проектов по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них в зонах действия ЕТО в прогнозных ценах, в тыс. руб.**

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Всего
		<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокурх"</b>	<b>3430</b>	<b>11589</b>	<b>5219</b>	<b>6719</b>	<b>6247</b>	<b>5165</b>	<b>4544</b>	<b>4757</b>	<b>4981</b>	<b>5215</b>	<b>5460</b>	<b>9340</b>	<b>72665</b>
<b>1</b>		<b>Тепловые сети от Центральной котельной</b>	<b>3430</b>	<b>11589</b>	<b>5219</b>	<b>6719</b>	<b>6247</b>	<b>5165</b>	<b>4544</b>	<b>4757</b>	<b>4981</b>	<b>5215</b>	<b>5460</b>	<b>9340</b>	<b>72665</b>
1.1	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-14/1 до Гостилица ул. Славского, 41, Ду 80/80 мм, L=70 м, подзем. кан.	-	1599	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1599
1.2	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-6/3 до Гостилица пер. Пролетарский, 5, Ду 50/50 мм, L=30 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	825	-	-	-	-	-	-	825
1.3	001.02.01.003	Строительство теплосети от т.30/1 до Магазины "Торговый модуль" ул. Славского, 37/1, Ду 40/40 мм, L=15 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	543	543
1.4	001.02.01.003	Строительство теплосети от УТ-1 до Магазины смешанных товаров с жилым помещением ул. Братьев Ждановых, 19/1, Ду 40/40 мм, L=30 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1087	1087
1.5	001.02.01.003	Строительство теплосети от т.66/3 до Профилакторий для гаража на 25 авто с теплой стоянкой на 14 авто ул. Бийская, 40, Ду 50/50 мм, L=30 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1087	1087
1.6	001.02.01.003	Строительство теплосети от УТ-1 до Многоквартирный жилой дом ул. Бийская, 13, Ду 70/70 мм, L=40 м, подзем. кан.	-	914	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	914
1.7	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-42/1 до Пункта бытового обслуживания ул. Ак. Мясникова, 17/2, Ду 40/40 мм, L=5 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181	181
1.8	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-42/2 до Торгово-гостиничный комплекс ул. Ак. Мясникова, 15, Ду 50/50 мм, L=5 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181	181
1.9	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-25/1 до Медицинский центр Примерно в 30 м от ул. Набережная, 17/1, Ду 50/50 мм, L=15 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	543	543
1.10	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-31 до Дома №3 Комплекса многоэтажных жилых домов по ул. Бийская, 11/1, Ду 70/70 мм, L=35 м, подзем. кан.	-	800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	800
1.11	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-30/2 до Детский ясли-сад на 280 мест ул. Бийская, 29, Ду 100/100 мм, L=50 м, подзем. кан.	-	1359	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1359
1.12	001.02.01.003	Строительство теплосети от Врезка ул. Советская, 22/4 до Жилой дом ул. Советская, 22/5, Ду 50/50 мм, L=125 м, подзем. кан.	-	2855	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2855
1.13	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-6/1-1 до Жилой дом блокированной застройки ул. 8 Марта, 3а, Ду 50/50 мм, L=20 м, подзем. кан.	-	457	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	457
1.14	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-44/9 до Храма прп. Сергия Радонежского ул. Братьев Ждановых, 9б, Ду 50/50 мм, L=60 м, подзем. кан.	-	-	-	-	1576	-	-	-	-	-	-	-	1576
1.15	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-24/1 до Объект по ул. Советская, 1А, Ду 40/40 мм, L=20 м, подзем. кан.	-	-	-	-	525	-	-	-	-	-	-	-	525
1.16	001.02.01.003	Строительство теплосети от т.39 до Жилой дом ул. Братьев Ждановых, 32, Ду 40/40 мм, L=60 м, подзем. кан.	-	-	1438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1438
1.17	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-29/2 до Магазины в 30	-	-	-	2760	-	-	-	-	-	-	-	-	2760

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Всего
		м от ул. Советская, 49/1, Ду 50/50 мм, L=110 м, подзем. кан.													
1.18	001.02.03.004	Ремонт тепловых сетей	3430	3605	3781	3959	4145	4340	4544	4757	4981	5215	5460	5717	53934
		<b>ВСЕГО по г. Белокуриха:</b>	<b>3430</b>	<b>11589</b>	<b>5219</b>	<b>6719</b>	<b>6247</b>	<b>5165</b>	<b>4544</b>	<b>4757</b>	<b>4981</b>	<b>5215</b>	<b>5460</b>	<b>9340</b>	<b>72665</b>

## 7. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.

В настоящий момент в границах г. Белокуриха имеются открытые системы теплоснабжения от следующих источников:

- Центральная котельная АО "Теплоцентрль Белокуриха".

В соответствии с положениями Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ "О теплоснабжении":

• с 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

• с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

В соответствии с действующим законодательством, необходимо предусмотреть перевод потребителей вышеуказанных источников на "закрытую" схему теплоснабжения.

На тепловых сетях города отсутствуют ЦТП, позволяющие выполнить централизованный перевод потребителей на закрытый водоразбор. Перевод потребителей на закрытый водоразбор предлагается осуществить путем реконструкции индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) с установкой теплообменников на нужды ГВС у потребителей.

Стоимость указанных мероприятий составит 93,3 млн. руб. без НДС в ценах 2021 г. Информация по устройству и реконструкции ИТП у потребителей приведена в таблице 7.1.

**Таблица 7.1. Мероприятия по устройству / реконструкции ИТП у потребителей котельных г. Белокуриха для перехода на закрытый ГВС**

№ п/п	Наименование котельной	Количество ИТП, шт., с расчетной тепловой нагрузкой на ГВС, Гкал/ч								Стоимость выполнения работ в ценах 2021 г., тыс. руб. без НДС
		до 0,01	0,01-0,03	0,03-0,04	0,04-0,06	0,06-0,08	0,08-0,12	0,12-0,15	0,15 и выше	
1	Центральная котельная	120	31	22	36	10	20	1	10	93285
<b>Итого:</b>										<b>93285</b>

**Примечание:** при определении затрат на выполнение работ стоимость оборудования принята на основании предоставленных предприятиями-изготовителями коммерческих предложений.

## **8. Мероприятия, направленные на улучшение экологической ситуации на территории города с учетом достижения организациями, осуществляющими теплоснабжение, нормативов допустимого воздействия на окружающую среду**

Данный раздел разработан в соответствии с техническим заданием к договору на разработку схемы теплоснабжения МО г. Белокуриха. В данном разделе определена величина валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников тепловой энергии в зависимости от сценариев развития системы теплоснабжения; выполнено сравнение со значениями валовых выбросов по состоянию на момент разработки схемы теплоснабжения (существующее положение); рассмотрена обоснованность предлагаемых к реализации мероприятий с точки зрения влияния на экологическую обстановку в городе.

Расчеты выполнены на основании следующей нормативной документации:

- "Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час";
- "Отраслевая методика расчета количества отходящих, уловленных и выбрасываемых в атмосферу вредных веществ предприятиями по добыче угля".

Расчет величины валовых выбросов от дымовых труб существующих котельных ЕТО г. Белокуриха по состоянию на 2021 г. (плановые значения) приведен в таблицах 8.1, 8.2.

Расчет перспективных значений валовых выбросов от дымовых труб котельных согласно сценарий №1 развития системы теплоснабжения (раздел 4 данного документа) приведен в таблицах 8.3, 8.4.

Расчет перспективных значений валовых выбросов от дымовых труб котельных согласно сценарий №2 развития системы теплоснабжения (раздел 4 данного документа) приведен в таблицах 8.4, 8.5, 8.6, 8.7, 8.8.

Сводные значения валовых выбросов для разных сценариев приведены в таблице 8.9.

Как видно из результатов расчета, мероприятие по ликвидации угольной котельной хоззоны и переключение потребителей на новую блочно-модульную газовую котельную значительно снижает вредные выбросы в атмосферный воздух от данного источника (диоксида серы и сажи – полностью). В связи с чем, данное мероприятие положительно влияет на экологическую ситуацию на территории города, его выполнение является целесообразным.

В тоже время строительство в г. Белокуриха трех новых газовых котельных с переключением на них части потребителей Центральной котельной согласно сценария №2 на 5% увеличивает выброс вредных веществ на территории города по сравнению с сценарием №1, когда теплоснабжение осуществляется от одного существующего источника.

Учитывая изложенное, сценарий №1 развития системы теплоснабжения г. Белокуриха является более целесообразным для экологической ситуации на территории города в целом.

**Таблица 8.1. Расчет объема выбросов загрязняющих веществ от Центральной котельной по состоянию на 2021 г.**

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
1	Расход топлива при стандартных условиях	$V_c$	тыс.м <sup>3</sup> /год	расчет	18662
2	Расход топлива при нормальных условиях	$V$	тыс.нм <sup>3</sup> /год	расчет	17389
3	Максимальный разовый расход топлива при нормальных условиях	$V_p'$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	1,841
4	Средний расход топлива при нормальных условиях	$V_p$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,551
5	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_i^r$	МДж/нм <sup>3</sup>	по данным ЭСО	33,088
6	Плотность газа	$\rho_2$	кг/нм <sup>3</sup>	по справочнику	0,7381
7	Тип котла - водогрейный				
8	Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива	$q_3$	%	по справочнику	0,2
9	Потери тепла от механической неполноты сгорания	$q_4$	%	по справочнику	0
10	Теплонапряжение топочного объема	$q_v$	кВт/м <sup>3</sup>	по справочнику	380,5
11	Температура горячего воздуха, подаваемого для горения	$T_{г.в}$	°С	по проекту	110
12	Коэффициент трансформации окислов азота NO <sub>2</sub>	$A_N$	без.	Применяемый для предприятий теплоэнергетики коэффициент трансформации оксида азота в атмосфере	0,8
13	Коэффициент трансформации окислов азота NO	$A_{NO}$	без.	$M_{NOx}=(1-0,8)*M_{NO}*μ_{NO}/μ_{NO_2}=0,13*M_{NOx}$	0,13
<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>					
<b>I. Оксидов азота</b>					
1	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}'$	г/с	$V_p * Q_i^r * K_{NO_2}^p * \beta_k * \beta_t * \beta_a * (1 - \beta_r) * (1 - \beta_\delta) * k_n$	<b>10,231</b>
2	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}$	т/год	$V * Q_i^r * K_{NO_2}^p * \beta_k * \beta_t * \beta_a * (1 - \beta_r) * (1 - \beta_\delta) * k_n$	<b>63,991</b>
3	Максимальный разовый выброс диоксида азота	$M_{NO_2}'$	г/с	$A_N * M_{NOx}'$	<b>8,185</b>
4	Валовый выброс диоксида азота	$M_{NO_2}$	т/год	$A_N * M_{NOx}$	<b>51,192</b>
5	Максимальный разовый выброс оксид азота	$M_{NO}'$	г/с	$A_{NO} * M_{NOx}'$	<b>1,330</b>
6	Валовый выброс оксид азота	$M_{NO}$	т/год	$A_{NO} * M_{NOx}$	<b>8,319</b>
7	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, максимальный	$K_{NO_2}^p'$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T} + 0,03$	0,118
8	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, средний	$K_{NO_2}^p$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T} + 0,03$	0,078
9	Максимальная тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T'$	МВт	$V_p' * Q_i^r$	60,915
10	Средняя тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T$	МВт	$V_p * Q_i^r$	18,245
11	Безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки	$\beta_k$	без.	Для всех дутьевых горелок напорного типа (т.е. при наличии дутьевого вентилятора на котле)	1,0
12	Безразмерный коэффициент, учитывающий температуру	$\beta_t$	без.	$1 + 0,002(T_{г.в} - 30)$	1,2

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	воздуха, подаваемого для горения				
13	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота	$\beta_a$	без.	по справочнику	1,225
14	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота	$\beta_r$	без.	0,16* $\sqrt{V_r}$ , рециркуляция дымовых газов отсутствует	0
15	Безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру	$\beta_\delta$	без.	0,022 $\delta$	0
16	Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха)	$\delta$	без.	по справочнику	0
17	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_p$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	1,0
18	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_p$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,001
<b>II. Оксид углерода</b>					
1	Количество выбрасываемого оксида углерода	$M_{CO}$	г/с	$0,001 * V_p * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>6,092</b>
2	Количество образующегося оксида углерода	$M_{CO}$	т/год	$0,001 * B * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>57,537</b>
3	Выход оксида углерода при сжигании топлива	$C_{CO}$	г/нм <sup>3</sup>	$q_3 * R * Q_i^r$	3,309
4	Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода	R	без.	для газа	0,5
<b>III. Бенз(а)пирен</b>					
1	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	г/с	$c'_{\text{бп}} * V_{\text{сг}} * V_p * k_p$	<b>0,00000375</b>
2	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	т/год	$c_i * V_{\text{сг}} * V_p * k_p$	<b>0,000015033</b>
3	Объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 нм <sup>3</sup> топлива, при $\alpha_0=1,4$	$V_{\text{сг}}$	нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	$V_{\text{г}}^0 + (\alpha_0 - 1) * V^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0$	12,02
4	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при максимальной нагрузке)	$c'_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_T - 1)}) * K_d * K_p * K_{\text{ст}}$	0,0000169
5	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_T - 1)}) * K_d * K_p * K_{\text{ст}}$	0,0000719
6	Концентрация бенз(а)перена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0=1,4$ (при	$c'_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	$c'_{\text{бп}} * \alpha_T / \alpha_0$	0,0000169

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	максимальной нагрузке)				
7	Концентрация бенз(а)перена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0=1,4$ (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	$c_{\text{бп}}^* \alpha_0 / \alpha_0$	0,0000719
8	Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки	$\alpha_0$	без.	по справочнику	1,4
9	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при максимальной нагрузке	$K_{\text{д}}'$	без.	$(Q_{\text{н}}/Q_{\text{ф}})^{1,2}$	1,2
10	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при средней нагрузке	$K_{\text{д}}$	без.	$(Q_{\text{н}}/Q_{\text{ф}})^{1,2}$	5,0
11	Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_{\text{р}}$	без.	рециркуляция дымовых газов отсутствует	1,0
12	Коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_{\text{ст}}$	без.	по графику	1,7
13	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_{\text{п}}$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	0,001
14	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_{\text{п}}$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,000001
<b>ИТОГО:</b>					
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_{\text{и}}^{\text{в}}$	г/с	$\sum M_{\text{и}}^{\text{в}}$	<b>15,606</b>
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_{\text{и}}^{\text{в}}$	т/год	$\sum M_{\text{и}}^{\text{в}}$	<b>117,048</b>

**Таблица 8.2. Расчет объема выбросов загрязняющих веществ от Котельной хоззоны по состоянию на 2021 г.**

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
1	Производительность котельной	$Q_{\text{ка}}$	Гкал/ч	по паспорту	12,0
2	Количество котлов	$i$	шт.	по проекту	2
3	Выработка тепловой энергии	$Q_{\text{тэ}}$	Гкал/год	расчет	2176
4	Расход топлива	$B$	т/год	расчет	496,34
5	Нагрузка котла	$Q_{\text{ка}}$	%	расчет	3,4
6	Расход топлива	$B_{\text{ч}}$	кг/ч	расчет	216,5
7	Число часов работы	$\tau$	ч	по проекту	5400
8	Температура дымовых газов	$T_{\text{вх.г}}$	°С	по проекту	180-200
<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>					
I. Оксидов азота					
9	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{\text{NOx}}^{\text{в}}$	т/год	$M_{\text{NOx}}^{\text{о}} * (1-\beta_{\text{т}})$	<b>1,31</b>
10	Количество образующегося оксидов азота	$M_{\text{NOx}}^{\text{о}}$	т/год	$q_{\text{NOx}} * B * 10^{-3}$	1,31
11	Удельное количество загрязняющего вещества, образующиеся при сгорании	$q_{\text{NOx}}$	кг/т	по таблице	2,641

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	1 т топлива, в зависимости от характеристики углей и типов топок				
12	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов	$\beta_r$		$0,075 * \sqrt{r}$	-
13	Степень рециркуляции дымовых газов	r	%	отсут.	-
14	Диоксид азота	$M_{NO_2}^B$	т/год	$0,8 * M_{NO_x}^B$	1,049
15	Оксид азота	$M_{NO}^B$	т/год	$0,13 * M_{NO_x}^B$	0,170
16	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NO_x}^B$	г/с	$M_{NO_x}^0 * (1-\beta_r)$	<b>0,159</b>
17	Количество образующихся оксидов азота	$M_{NO_x}^0$	г/с	$q_{NO_x} * B_{ч} / 3600$	0,159
18	Диоксид азота	$M_{NO_2}^B$	г/с	$0,8 * M_{NO_x}^B$	0,127
19	Оксид азота	$M_{NO}^B$	г/с	$0,13 * M_{NO_x}^B$	0,021
<b>II. Диоксида серы</b>					
20	Количество выбрасываемого диоксида серы	$M_{SO_2}^B$	т/год	$M_{SO_2}^B = M_{SO_2}^0$	<b>2,680236</b>
21	Количество образующегося диоксида серы	$M_{SO_2}^0$	т/год	$q_{SO_2} * B * 10^{-3}$	2,680236
22	Удельное количество загрязняющего вещества, образующиеся при сгорании 1 т топлива, в зависимости от характеристики углей и типов топок	$q_{SO_2}$	кг/т	по таблице	5,4
23	Количество выбрасываемого диоксида серы	$M_{SO_2}^B$	г/с	$M_{SO_2}^B = M_{SO_2}^0$	<b>0,325</b>
24	Количество образующегося диоксида серы	$M_{SO_2}^0$	г/с	$q_{SO_2} * B_{ч} / 3600$	0,325
<b>III. Оксид углерода</b>					
25	Количество выбрасываемого оксида углерода	$M_{CO}^B$	т/год	$M_{CO}^B = M_{CO}^0$	<b>9,17</b>
26	Количество образующегося оксида углерода	$M_{CO}^0$	т/год	$q_{CO} * B * 10^{-3}$	9,17
27	Удельное количество загрязняющего вещества, образующиеся при сгорании 1 т топлива, в зависимости от характеристики углей и типов топок	$q_{CO}$	кг/т	по таблице	18,479
28	Количество выбрасываемого диоксида серы	$M_{CO}^B$	г/с	$M_{CO}^B = M_{CO}^0$	<b>1,111</b>
29	Количество образующегося диоксида серы	$M_{CO}^0$	г/с	$q_{CO} * B_{ч} / 3600$	1,111
<b>IV. Твердые вещества</b>					
30	Количество выбрасываемых твердых веществ	$M_{ТВ}^B$	т/год	$(M_{зл}^0 + M_{ко}^0) * (1-\eta)$	<b>1,742</b>
31	Количество выбрасываемой золы летучей	$M_{зл}^B$	т/год	$M_{зл}^0 * (1-\eta)$	1,310
32	Количество выбрасываемых коксовых остатков	$M_{ко}^B$	т/год	$M_{ко}^0 * (1-\eta)$	0,432
33	Количество образующейся золы летучей	$M_{зл}^0$	т/год	$q_{зл} * B * 10^{-3}$	13,103
34	Количество образующихся коксовых остатков	$M_{ко}^0$	т/год	$q_{ко} * B * 10^{-3}$	4,318
35	Удельное количество загрязняющего вещества, образующиеся при сгорании 1 т топлива, в зависимости от характеристики углей и типов топок	$q_{зл}$	кг/т	по таблице	26,4
36	Удельное количество загрязняющего вещества, образующиеся при сгорании 1 т топлива, в зависимости от характеристики углей и типов топок	$q_{ко}$	кг/т	по таблице	8,7
37	Для твердых частиц, улавливаемых в пылегазоочистных установках	$\eta$	дол.ед	по паспорту	0,9
38	Количество выбрасываемых твердых веществ	$M_{ТВ}^B$	г/с	$(M_{зл}^0 + M_{ко}^0) * (1-\eta)$	<b>0,211</b>

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
39	Количество образующейся золы летучей	$M_{зл}^o$	г/с	$q_{зл} * Vч / 3600$	1,588
40	Количество образующихся коксовых остатков	$M_{ко}^o$	г/с	$q_{ко} * Vч / 3600$	0,523
<b>V. Бенз(а)пирен</b>					
41	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_{бп}^B$	т/год	$M_{бп}^o * (1-\eta * z)$	<b>0,000024</b>
42	Количество образующегося бенз(а)пирена	$M_{бп}^o$	т/год	$q_{бп} * B * K_d * 10^{-3}$	0,000087
43	Удельное количество загрязняющего вещества, образующиеся при сгорании 1 т топлива, в зависимости от характеристики углей и типов топков	$q_{бп}$	кг/т	по таблице	0,0000217
44	Коэффициент, учитывающий нагрузку котла	$K_d$		по таблице	8,05
45	Коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности пылегазоочистной установки бенз(а)пирена	$z$		справочная	0,8
46	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_{бп}^B$	г/с	$M_{бп}^o * (1-\eta * z)$	<b>0,000003</b>
47	Количество образующегося бенз(а)пирена	$M_{бп}^o$	г/с	$(q_{бп} * Bч * K_d) / 3600$	0,000011
<b>ИТОГО:</b>					
48	Количество выбрасываемых загрязняющих веществ	$M_i^B$	т/год	$\sum M_i^B$	<b>14,813</b>
49	Количество выбрасываемых загрязняющих веществ	$M_i^B$	г/с	$\sum M_i^B$	<b>1,795</b>

**Таблица 8.3. Расчет объема выбросов загрязняющих веществ от Центральной котельной по состоянию на 2024 г. для сценария №1**

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
1	Расход топлива при стандартных условиях	$B_c$	тыс.м <sup>3</sup> /год	расчет	17529
2	Расход топлива при нормальных условиях	$B$	тыс.нм <sup>3</sup> /год	расчет	16333
3	Максимальный разовый расход топлива при нормальных условиях	$B_p'$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	1,875
4	Средний расход топлива при нормальных условиях	$B_p$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,518
5	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_{г1}^r$	МДж/нм <sup>3</sup>	по данным ЭСО	33,088
6	Плотность газа	$\rho_2$	кг/нм <sup>3</sup>	по справочнику	0,7381
7	Тип котла - водогрейный				
8	Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива	$q_3$	%	по справочнику	0,2
9	Потери тепла от механической неполноты сгорания	$q_4$	%	по справочнику	0
10	Теплонапряжение топочного объема	$q_v$	кВт/м <sup>3</sup>	по справочнику	380,5
11	Температура горячего воздуха, подаваемого для горения	$T_{г.в}$	°С	по проекту	110
12	Коэффициент трансформации окислов азота NO2	$A_N$	без.	Применяемый для предприятий теплоэнергетики коэффициент трансформации оксида азота в атмосфере	0,8

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
13	Коэффициент трансформации окислов азота NO	$A_{NO}$	без.	$M_{NOx}=(1-0,8)*M_{NO}*\mu_{NO}/\mu_{NO2}=0,13*M_{NOx}$	0,13
<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>					
<b>I. Оксидов азота</b>					
1	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}'$	г/с	$B_p*Q_i^r*K_{NO2}^p*\beta_k*\beta_t*\beta\alpha*(1-\beta_r)*(1-\beta\delta)*k_n$	<b>10,491</b>
2	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}$	т/год	$B*Q_i^r*K_{NO2}^p*\beta_k*\beta_t*\beta\alpha*(1-\beta_r)*(1-\beta\delta)*k_n$	<b>58,961</b>
3	Максимальный разовый выброс диоксида азота	$M_{NO2}'$	г/с	$A_N*M_{NOx}'$	<b>8,393</b>
4	Валовый выброс диоксида азота	$M_{NO2}$	т/год	$A_N*M_{NOx}$	<b>47,169</b>
5	Максимальный разовый выброс оксид азота	$M_{NO}'$	г/с	$A_{NO}*M_{NOx}'$	<b>1,364</b>
6	Валовый выброс оксид азота	$M_{NO}$	т/год	$A_{NO}*M_{NOx}$	<b>7,665</b>
7	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, максимальный	$K_{NO2}^p'$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T}+0,03$	0,119
8	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, средний	$K_{NO2}^p$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T}+0,03$	0,077
9	Максимальная тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T'$	МВт	$B_p'*Q_i^r$	62,040
10	Средняя тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T$	МВт	$B_p*Q_i^r$	17,137
11	Безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки	$\beta_k$	без.	Для всех дутьевых горелок напорного типа (т.е. при наличии дутьевого вентилятора на котле)	1,0
12	Безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения	$\beta_t$	без.	$1+0,002(T_r-30)$	1,2
13	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота	$\beta\alpha$	без.	по справочнику	1,225
14	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота	$\beta_r$	без.	$0,16*\sqrt{r}$ , рециркуляция дымовых газов отсутствует	0
15	Безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру	$\beta\delta$	без.	$0,022\delta$	0
16	Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха)	$\delta$	без.	по справочнику	0
17	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	1,0
18	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,001
<b>II. Оксид углерода</b>					
1	Количество выбрасываемого оксида углерода	$M_{CO}$	г/с	$0,001*B_p'*C_{co}*(1-(q_4/100))$	<b>6,204</b>
2	Количество образующегося оксида углерода	$M_{CO}$	т/год	$0,001*B*C_{co}*(1-(q_4/100))$	<b>54,043</b>
3	Выход оксида углерода при	$C_{co}$	г/нм <sup>3</sup>	$q_3*R*Q_i^r$	3,309

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	сжигании топлива				
4	Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода	R	без.	для газа	0,5
<b>III. Бенз(а)пирен</b>					
1	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	г/с	$c'_{\text{бп}} * V_{\text{сг}} * B_p * k_n$	0,00000373
2	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	т/год	$c_i * V_{\text{сг}} * B_p * k_n$	0,000015223
3	Объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 $\text{нм}^3$ топлива, при $\alpha_0=1,4$	$V_{\text{сг}}$	$\text{нм}^3/\text{нм}^3$	$V_{\text{r}}^0 + (\alpha_0 - 1) * V^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0$	12,02
4	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при максимальной нагрузке)	$c'_{\text{бп}}$	$\text{мг}/\text{нм}^3$	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_T - 1)}) * K_d * K_p * K_{\text{сг}}$	0,0000166
5	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}^r$	$\text{мг}/\text{нм}^3$	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_T - 1)}) * K_d * K_p * K_{\text{сг}}$	0,0000775
6	Концентрация бенз(а)пирена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0=1,4$ (при максимальной нагрузке)	$c'_{\text{бп}}$	$\text{мг}/\text{нм}^3$	$c'_{\text{бп}} * \alpha_T / \alpha_0$	0,0000166
7	Концентрация бенз(а)пирена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0=1,4$ (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}$	$\text{мг}/\text{нм}^3$	$c_{\text{бп}}^r * \alpha_T / \alpha_0$	0,0000775
8	Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки	$\alpha_T$	без.	по справочнику	1,4
9	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при максимальной нагрузке	$K_d'$	без.	$(Q_H/Q_F)^{1,2}$	1,2
10	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при средней нагрузке	$K_d$	без.	$(Q_H/Q_F)^{1,2}$	5,4
11	Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_p$	без.	рециркуляция дымовых газов отсутствует	1,0
12	Коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_{\text{сг}}$	без.	по графику	1,7
13	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	0,001

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
14	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	kn	без.	при определении выбросов в тон в год	0,000001
<b>ИТОГО:</b>					
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M^B_i$	г/с	$\sum M^B_i$	<b>15,961</b>
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M^B_i$	т/год	$\sum M^B_i$	<b>108,877</b>

**Таблица 8.4. Расчет объема выбросов загрязняющих веществ от БМК по состоянию на 2024 г. для сценария №1 и сценария №2**

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
1	Расход топлива при стандартных условиях	$V_c$	тыс.м <sup>3</sup> /год	расчет	260,99
2	Расход топлива при нормальных условиях	$V$	тыс.нм <sup>3</sup> /год	расчет	242,26
3	Максимальный разовый расход топлива при нормальных условиях	$V_p'$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,030
4	Средний расход топлива при нормальных условиях	$V_p$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,008
5	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_i^r$	МДж/нм <sup>3</sup>	по данным ЭСО	33,088
6	Плотность газа	$\rho_2$	кг/нм <sup>3</sup>	по справочнику	0,7381
7	Тип котла - водогрейный				
8	Потери тепла вследствие химической неплотности сгорания топлива	$q_3$	%	по справочнику	0,2
9	Потери тепла от механической неполноты сгорания	$q_4$	%	по справочнику	0
10	Теплонапряжение топочного объема	$q_v$	кВт/м <sup>3</sup>	по справочнику	380,5
11	Температура горячего воздуха, подаваемого для горения	$T_{г.в}$	°С	по проекту	110
12	Коэффициент трансформации окислов азота NO <sub>2</sub>	$A_N$	без.	Применяемый для предприятий теплоэнергетики коэффициент трансформации оксида азота в атмосфере	0,8
13	Коэффициент трансформации окислов азота NO	$A_{NO}$	без.	$M_{NOx} = (1-0,8) * M_{NO} * \mu_{NO} / \mu_{NO_2} = 0,13 * M_{NOx}$	0,13
<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>					
<b>I. Оксидов азота</b>					
1	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}'$	г/с	$V_p * Q_i^r * K_{NO_2}^p * \beta_k * \beta_t * \beta_a * (1-\beta_r) * (1-\beta\delta) * k_n$	<b>0,058</b>
2	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}$	т/год	$V * Q_i^r * K_{NO_2}^p * \beta_k * \beta_t * \beta_a * (1-\beta_r) * (1-\beta\delta) * k_n$	<b>0,407</b>
3	Максимальный разовый выброс диоксида азота	$M_{NO_2}'$	г/с	$A_N * M_{NOx}'$	<b>0,047</b>
4	Валовый выброс диоксида азота	$M_{NO_2}$	т/год	$A_N * M_{NOx}$	<b>0,325</b>
5	Максимальный разовый выброс оксид азота	$M_{NO}'$	г/с	$A_{NO} * M_{NOx}'$	<b>0,008</b>
6	Валовый выброс оксид азота	$M_{NO}$	т/год	$A_{NO} * M_{NOx}$	<b>0,053</b>
7	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, максимальный	$K_{NO_2}^p$	г/МДж	$0,0113 \sqrt{Q_T + 0,03}$	0,041
8	Удельный выброс оксидов	$K_{NO_2}^p$	г/МДж	$0,0113 \sqrt{Q_T + 0,03}$	0,036

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	азота при сжигании газа, средний				
9	Максимальная тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T'$	МВт	$V_p' * Q_i^r$	0,993
10	Средняя тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T$	МВт	$V_p * Q_i^r$	0,254
11	Безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки	$\beta_k$	без.	Для всех дутьевых горелок напорного типа (т.е. при наличии дутьевого вентилятора на котле)	1,0
12	Безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения	$\beta_t$	без.	$1+0,002(T_{г.в}-30)$	1,2
13	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота	$\beta_a$	без.	по справочнику	1,225
14	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота	$\beta_r$	без.	$0,16 * \sqrt{V_r}$ , рециркуляция дымовых газов отсутствует	0
15	Безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру	$\beta_\delta$	без.	$0,022\delta$	0
16	Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха)	$\delta$	без.	по справочнику	0
17	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	1,0
18	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,001
<b>II. Оксид углерода</b>					
1	Количество выбрасываемого оксида углерода	$M_{CO}$	г/с	$0,001 * V_p' * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>0,099</b>
2	Количество образующегося оксида углерода	$M_{CO}$	т/год	$0,001 * V * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>0,802</b>
3	Выход оксида углерода при сжигании топлива	$C_{CO}$	г/нм <sup>3</sup>	$q_3 * R * Q_i^r$	3,309
4	Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода	$R$	без.	для газа	0,5
<b>III. Бенз(а)пирен</b>					
1	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	г/с	$c_{\text{бп}}' * V_{\text{сг}} * V_p' * k_n$	<b>0,00000012</b>
2	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	т/год	$c_i * V_{\text{сг}} * V_p * k_n$	<b>0,000000496</b>
3	Объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 нм <sup>3</sup> топлива, при $\alpha_0=1,4$	$V_{\text{сг}}$	нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	$V_{\text{г}}^0 + (\alpha_0 - 1) * V^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0$	12,02
4	Концентрация бенз(а)пирена	$c_{\text{бп}}^r$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_T > 1,25, 10^{-6} * (0,13 * q_v -$	0,0000332

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при максимальной нагрузке)			$5,0)/(1,3e^{3,5(\alpha_T-1)}) * K_d * K_p * K_{ст}$	
5	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при средней нагрузке)	$c_{бп}^r$	мг/м <sup>3</sup>	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0)/(1,3e^{3,5(\alpha_T-1)}) * K_d * K_p * K_{ст}$	0,0001703
6	Концентрация бенз(а)перена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0 = 1,4$ (при максимальной нагрузке)	$c'_{бп}$	мг/м <sup>3</sup>	$c'_{бп} * \alpha_T / \alpha_0$	0,0000332
7	Концентрация бенз(а)перена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0 = 1,4$ (при средней нагрузке)	$c_{бп}$	мг/м <sup>3</sup>	$c'_{бп} * \alpha_T / \alpha_0$	0,0001703
8	Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки	$\alpha_T$	без.	по справочнику	1,4
9	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при максимальной нагрузке	$K_d'$	без.	$(Q_H / Q_F)^{1,2}$	2,3
10	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при средней нагрузке	$K_d$	без.	$(Q_H / Q_F)^{1,2}$	11,9
11	Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_p$	без.	рециркуляция дымовых газов отсутствует	1,0
12	Коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_{ст}$	без.	по графику	1,7
13	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_p$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	0,001
14	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_p$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,000001
<b>ИТОГО:</b>					
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_i^B$	г/с	$\sum M_i^B$	<b>0,153</b>
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_i^B$	т/год	$\sum M_i^B$	<b>1,180</b>

**Таблица 8.5. Расчет объема выбросов загрязняющих веществ котельной по ул. Славского, 9 (Санаторий "Белокуриха") по состоянию на 2024 г. для сценария №2**

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
1	Расход топлива при стандартных условиях	$B_c$	тыс.м <sup>3</sup> /год	расчет	1536
2	Расход топлива при	$B$	тыс.м <sup>3</sup> /год	расчет	1431

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	нормальных условиях				
3	Максимальный разовый расход топлива при нормальных условиях	$V_p'$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,243
4	Средний расход топлива при нормальных условиях	$V_p$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,045
5	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_i^r$	МДж/нм <sup>3</sup>	по данным ЭСО	33,088
6	Плотность газа	$\rho_2$	кг/нм <sup>3</sup>	по справочнику	0,7381
7	Тип котла - водогрейный				
8	Потери тепла вследствие химической неплотности сгорания топлива	$q_3$	%	по справочнику	0,2
9	Потери тепла от механической неполноты сгорания	$q_4$	%	по справочнику	0
10	Теплонапряжение топочного объема	$q_v$	кВт/м <sup>3</sup>	по справочнику	380,5
11	Температура горячего воздуха, подаваемого для горения	Тг.в	°С	по проекту	110
12	Коэффициент трансформации окислов азота NO <sub>2</sub>	$A_N$	без.	Применяемый для предприятий теплоэнергетики коэффициент трансформации оксида азота в атмосфере	0,8
13	Коэффициент трансформации окислов азота NO	$A_{NO}$	без.	$M_{NOx}=(1-0,8)*M_{NO}*\mu_{NO}/\mu_{NO2}=0,13*M_{NOx}$	0,13
<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>					
<b>I. Оксидов азота</b>					
1	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}'$	г/с	$V_p*Q_i^r*K_{NO2}^p*\beta_k*\beta_t*\beta_\alpha*(1-\beta_r)*(1-\beta_\delta)*k_n$	<b>0,709</b>
2	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}$	т/год	$V*Q_i^r*K_{NO2}^p*\beta_k*\beta_t*\beta_\alpha*(1-\beta_r)*(1-\beta_\delta)*k_n$	<b>2,950</b>
3	Максимальный разовый выброс диоксида азота	$M_{NO2}'$	г/с	$A_N*M_{NOx}'$	<b>0,567</b>
4	Валовый выброс диоксида азота	$M_{NO2}$	т/год	$A_N*M_{NOx}$	<b>2,360</b>
5	Максимальный разовый выброс оксид азота	$M_{NO}'$	г/с	$A_{NO}*M_{NOx}'$	<b>0,092</b>
6	Валовый выброс оксид азота	$M_{NO}$	т/год	$A_{NO}*M_{NOx}$	<b>0,384</b>
7	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, максимальный	$K_{NO2}^p'$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T}+0,03$	0,062
8	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, средний	$K_{NO2}^p$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T}+0,03$	0,044
9	Максимальная тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T'$	МВт	$V_p'*Q_i^r$	8,040
10	Средняя тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T$	МВт	$V_p*Q_i^r$	1,501
11	Безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки	$\beta_k$	без.	Для всех дутьевых горелок напорного типа (т.е. при наличии дутьевого вентилятора на котле)	1,0
12	Безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения	$\beta_t$	без.	$1+0,002(T_{г.в}-30)$	1,2
13	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на	$\beta_\alpha$	без.	по справочнику	1,225

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	образование оксидов азота				
14	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота	$\beta_r$	без.	$0,16 \cdot \sqrt{V_r}$ , рециркуляция дымовых газов отсутствует	0
15	Безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру	$\beta_\delta$	без.	$0,022\delta$	0
16	Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха)	$\delta$	без.	по справочнику	0
17	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	kn	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	1,0
18	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	kn	без.	при определении выбросов в тон в год	0,001
<b>II. Оксид углерода</b>					
1	Количество выбрасываемого оксида углерода	$M_{CO}$	г/с	$0,001 \cdot B_p \cdot C_{CO} \cdot (1 - (q_4/100))$	<b>0,804</b>
2	Количество образующегося оксида углерода	$M_{CO}$	т/год	$0,001 \cdot B \cdot C_{CO} \cdot (1 - (q_4/100))$	<b>4,735</b>
3	Выход оксида углерода при сжигании топлива	$C_{CO}$	г/нм <sup>3</sup>	$q_3 \cdot R \cdot Q_i^r$	3,309
4	Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода	R	без.	для газа	0,5
<b>III. Бенз(а)пирен</b>					
1	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	г/с	$c'_{\text{бп}} \cdot V_{\text{сг}} \cdot B_p \cdot kn$	<b>0,00000042</b>
2	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	т/год	$c_i \cdot V_{\text{сг}} \cdot B_p \cdot kn$	<b>0,00000246</b>
3	Объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 нм <sup>3</sup> топлива, при $\alpha_0=1,4$	$V_{\text{сг}}$	нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	$V_r^0 + (\alpha_0 - 1) \cdot V^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0$	12,02
4	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при максимальной нагрузке)	$c'_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} \cdot (0,13 \cdot q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_T - 1)}) \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{\text{ст}}$	0,0000143
5	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}^r$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} \cdot (0,13 \cdot q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_T - 1)}) \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{\text{ст}}$	0,0000143
6	Концентрация бенз(а)пирена, приведенная к изытку воздуха $\alpha_0=1,4$ (при максимальной нагрузке)	$c'_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	$c'_{\text{бп}} \cdot \alpha_T / \alpha_0$	0,0000143
7	Концентрация бенз(а)пирена, приведенная к изытку воздуха $\alpha_0=1,4$ (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	$c_{\text{бп}}^r \cdot \alpha_T / \alpha_0$	0,0000143

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
8	Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки	$\alpha_t$	без.	по справочнику	1,4
9	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при максимальной нагрузке	$K_d'$	без.	на данном этапе нет данных о производительности котлов	1,0
10	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при средней нагрузке	$K_d$	без.	на данном этапе нет данных о производительности котлов	1,0
11	Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_p$	без.	рециркуляция дымовых газов отсутствует	1,0
12	Коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_{ст}$	без.	по графику	1,7
13	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	0,001
14	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,000001
<b>ИТОГО:</b>					
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_i^B$	г/с	$\sum M_i^B$	<b>1,463</b>
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_i^B$	т/год	$\sum M_i^B$	<b>7,478</b>

**Таблица 8.6. Расчет объема выбросов загрязняющих веществ котельной по ул. Братьев Ждановых, 2 (Санаторий "Родник Алтай") по состоянию на 2024 г. для сценария №2**

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
1	Расход топлива при стандартных условиях	$V_c$	тыс.м <sup>3</sup> /год	расчет	975
2	Расход топлива при нормальных условиях	$V$	тыс.нм <sup>3</sup> /год	расчет	908
3	Максимальный разовый расход топлива при нормальных условиях	$V_p'$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,057
4	Средний расход топлива при нормальных условиях	$V_p$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,029
5	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_i^r$	МДж/нм <sup>3</sup>	по данным ЭСО	33,088
6	Плотность газа	$\rho_2$	кг/нм <sup>3</sup>	по справочнику	0,7381
7	Тип котла - водогрейный				
8	Потери тепла вследствие химической неплотности сгорания топлива	$q_3$	%	по справочнику	0,2
9	Потери тепла от механической неполноты сгорания	$q_4$	%	по справочнику	0
10	Теплонапряжение топчного объема	$q_v$	кВт/м <sup>3</sup>	по справочнику	380,5
11	Температура горячего	$T_{г.в}$	°С	по проекту	110

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	воздуха, подаваемого для горения				
12	Коэффициент трансформации окислов азота NO <sub>2</sub>	A <sub>N</sub>	без.	Применяемый для предприятий теплоэнергетики коэффициент трансформации оксида азота в атмосфере	0,8
13	Коэффициент трансформации окислов азота NO	A <sub>NO</sub>	без.	$M_{NOx}=(1-0,8)*M_{NO}*\mu_{NO}/\mu_{NO2}=0,13*M_{NOx}$	0,13
<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>					
<b>I. Оксидов азота</b>					
1	Количество выбрасываемых оксидов азота	M <sub>NOx'</sub>	г/с	$V_p*Q_i^r*K_{NO2}^p*\beta_k*\beta_t*\beta_\alpha*(1-\beta_t)*(1-\beta_\delta)*k_n$	<b>0,122</b>
2	Количество выбрасываемых оксидов азота	M <sub>NOx</sub>	т/год	$V*Q_i^r*K_{NO2}^p*\beta_k*\beta_t*\beta_\alpha*(1-\beta_t)*(1-\beta_\delta)*k_n$	<b>1,752</b>
3	Максимальный разовый выброс диоксида азота	M <sub>NO2'</sub>	г/с	A <sub>N</sub> *M <sub>NOx'</sub>	<b>0,098</b>
4	Валовый выброс диоксида азота	M <sub>NO2</sub>	т/год	A <sub>N</sub> *M <sub>NOx</sub>	<b>1,401</b>
5	Максимальный разовый выброс оксид азота	M <sub>NO'</sub>	г/с	A <sub>NO</sub> *M <sub>NOx'</sub>	<b>0,016</b>
6	Валовый выброс оксид азота	M <sub>NO</sub>	т/год	A <sub>NO</sub> *M <sub>NOx</sub>	<b>0,228</b>
7	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, максимальный	K <sub>NO2'</sub> <sup>p</sup>	г/МДж	0,0113√Q <sub>T</sub> +0,03	0,046
8	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, средний	K <sub>NO2</sub> <sup>p</sup>	г/МДж	0,0113√Q <sub>T</sub> +0,03	0,041
9	Максимальная тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	Q <sub>T'</sub>	МВт	V <sub>p</sub> '*Q <sub>i</sub> <sup>r</sup>	1,886
10	Средняя тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	Q <sub>T</sub>	МВт	V <sub>p</sub> *Q <sub>i</sub> <sup>r</sup>	0,953
11	Безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки	β <sub>k</sub>	без.	Для всех дутьевых горелок напорного типа (т.е. при наличии дутьевого вентилятора на котле)	1,0
12	Безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения	β <sub>t</sub>	без.	1+0,002(T <sub>г.в</sub> -30)	1,2
13	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота	β <sub>α</sub>	без.	по справочнику	1,225
14	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота	β <sub>г</sub>	без.	0,16*√γ, рециркуляция дымовых газов отсутствует	0
15	Безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру	β <sub>δ</sub>	без.	0,022δ	0
16	Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха)	δ	без.	по справочнику	0
17	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	k <sub>n</sub>	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	1,0
18	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	k <sub>n</sub>	без.	при определении выбросов в тон в год	0,001

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
<b>II. Оксид углерода</b>					
1	Количество выбрасываемого оксида углерода	$M_{CO}$	г/с	$0,001 * B_p * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>0,189</b>
2	Количество образующегося оксида углерода	$M_{CO}$	т/год	$0,001 * B * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>3,004</b>
3	Выход оксида углерода при сжигании топлива	$C_{CO}$	г/нм <sup>3</sup>	$q_3 * R * Q_i^r$	3,309
4	Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода	R	без.	для газа	0,5
<b>III. Бенз(а)пирен</b>					
1	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	г/с	$c'_{\text{бп}} * V_{\text{сг}} * B_p * k_{\text{п}}$	<b>0,000000010</b>
2	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	т/год	$c_i * V_{\text{сг}} * B_p * k_{\text{п}}$	<b>0,000000156</b>
3	Объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 нм <sup>3</sup> топлива, при $\alpha_0 = 1,4$	$V_{\text{сг}}$	нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	$V_{\text{г}}^0 + (\alpha_0 - 1) * V^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0$	12,02
4	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при максимальной нагрузке)	$c'_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_{\text{т}} > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_{\text{т}} - 1)}) * K_{\text{д}} * K_{\text{р}} * K_{\text{ст}}$	0,0000143
5	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}^r$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_{\text{т}} > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_{\text{т}} - 1)}) * K_{\text{д}} * K_{\text{р}} * K_{\text{ст}}$	0,0000143
6	Концентрация бенз(а)пирена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0 = 1,4$ (при максимальной нагрузке)	$c'_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	$c'_{\text{бп}} * \alpha_{\text{т}} / \alpha_0$	0,0000143
7	Концентрация бенз(а)пирена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0 = 1,4$ (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	$c_{\text{бп}}^r * \alpha_{\text{т}} / \alpha_0$	0,0000143
8	Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки	$\alpha_{\text{т}}$	без.	по справочнику	1,4
9	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при максимальной нагрузке	$K_{\text{д}}'$	без.	на данном этапе нет данных о производительности котлов	1,0
10	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при средней нагрузке	$K_{\text{д}}$	без.	на данном этапе нет данных о производительности котлов	1,0
11	Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_{\text{р}}$	без.	рециркуляция дымовых газов отсутствует	1,0
12	Коэффициент, учитывающий	$K_{\text{ст}}$	без.	по графику	1,7

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания				
13	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	kn	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	0,001
14	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	kn	без.	при определении выбросов в тон в год	0,000001
<b>ИТОГО:</b>					
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_i^B$	г/с	$\sum M_i^B$	<b>0,302</b>
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_i^B$	т/год	$\sum M_i^B$	<b>4,633</b>

**Таблица 8.7. Расчет объема выбросов загрязняющих веществ котельной по ул. Славского, 67 (Санаторий "Сибирь") по состоянию на 2024 г. для сценария №2**

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
1	Расход топлива при стандартных условиях	$V_c$	тыс.м <sup>3</sup> /год	расчет	649
2	Расход топлива при нормальных условиях	$V$	тыс.нм <sup>3</sup> /год	расчет	605
3	Максимальный разовый расход топлива при нормальных условиях	$V_p'$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,083
4	Средний расход топлива при нормальных условиях	$V_p$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,019
5	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_i^r$	МДж/нм <sup>3</sup>	по данным ЭСО	33,088
6	Плотность газа	$\rho_2$	кг/нм <sup>3</sup>	по справочнику	0,7381
7	Тип котла - водогрейный				
8	Потери тепла вследствие химической неплотности сгорания топлива	$q_3$	%	по справочнику	0,2
9	Потери тепла от механической неполноты сгорания	$q_4$	%	по справочнику	0
10	Теплонапряжение топочного объема	$q_v$	кВт/м <sup>3</sup>	по справочнику	380,5
11	Температура горячего воздуха, подаваемого для горения	$T_{г.в}$	°С	по проекту	110
12	Коэффициент трансформации окислов азота NO <sub>2</sub>	$A_N$	без.	Применяемый для предприятий теплоэнергетики коэффициент трансформации оксида азота в атмосфере	0,8
13	Коэффициент трансформации окислов азота NO	$A_{NO}$	без.	$M_{NOx}=(1-0,8)*M_{NO}*\mu_{NO}/\mu_{NO2}=0,13*M_{NOx}$	0,13
<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>					
<b>I. Оксидов азота</b>					
1	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}'$	г/с	$V_p*Q_i^r*K_{NO2}^p*\beta_k*\beta_t*\beta_\alpha*(1-\beta_t)*(1-\beta_\delta)*k_n$	<b>0,190</b>
2	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}$	т/год	$V*Q_i^r*K_{NO2}^p*\beta_k*\beta_t*\beta_\alpha*(1-\beta_t)*(1-\beta_\delta)*k_n$	<b>1,109</b>
3	Максимальный разовый выброс диоксида азота	$M_{NO2}'$	г/с	$A_N*M_{NOx}'$	<b>0,152</b>
4	Валовый выброс диоксида азота	$M_{NO2}$	т/год	$A_N*M_{NOx}$	<b>0,888</b>
5	Максимальный разовый	$M_{NO}'$	г/с	$A_{NO}*M_{NOx}'$	<b>0,025</b>

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	выброс оксид азота				
6	Валовый выброс оксид азота	$M_{NO}$	т/год	$A_{NO} * M_{NOx}$	<b>0,144</b>
7	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, максимальный	$K_{NO_2}^p$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T+0,03}$	0,049
8	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, средний	$K_{NO_2}^p$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T+0,03}$	0,039
9	Максимальная тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T^r$	МВт	$V_p^r * Q_i^r$	2,746
10	Средняя тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T$	МВт	$V_p * Q_i^r$	0,635
11	Безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки	$\beta_k$	без.	Для всех дутьевых горелок напорного типа (т.е. при наличии дутьевого вентилятора на котле)	1,0
12	Безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения	$\beta_t$	без.	$1+0,002(T_{г.в}-30)$	1,2
13	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота	$\beta_a$	без.	по справочнику	1,225
14	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота	$\beta_r$	без.	$0,16*\sqrt{r}$ , рециркуляция дымовых газов отсутствует	0
15	Безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру	$\beta_\delta$	без.	$0,022\delta$	0
16	Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха)	$\delta$	без.	по справочнику	0
17	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	1,0
18	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,001
<b>II. Оксид углерода</b>					
1	Количество выбрасываемого оксида углерода	$M_{CO}$	г/с	$0,001 * V_p^r * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>0,275</b>
2	Количество образующегося оксида углерода	$M_{CO}$	т/год	$0,001 * B * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>2,002</b>
3	Выход оксида углерода при сжигании топлива	$C_{CO}$	г/нм <sup>3</sup>	$q_3^r * R * Q_i^r$	3,309
4	Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода	$R$	без.	для газа	0,5
<b>III. Бенз(а)пирен</b>					
1	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	г/с	$c'_{\text{бп}} * V_{\text{сг}} * V_p^r * k_n$	<b>0,00000014</b>
2	Количество выбрасываемого	$M_i$	т/год	$c_i * V_{\text{сг}} * V_p^r * k_n$	<b>0,000000104</b>

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	бенз(а)пирена				
3	Объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 м <sup>3</sup> топлива, при α <sub>0</sub> =1,4	V <sub>сг</sub>	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$V_r^0 + (\alpha_0 - 1) \cdot V^0 - V_{H_2O}^0$	12,02
4	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при максимальной нагрузке)	c' <sub>бп</sub>	мг/м <sup>3</sup>	при α <sub>т</sub> >1,25, $10^{-6} \cdot (0,13 \cdot q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_t - 1)}) \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{ст}$	0,0000143
5	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при средней нагрузке)	c <sub>бп</sub>	мг/м <sup>3</sup>	при α <sub>т</sub> >1,25, $10^{-6} \cdot (0,13 \cdot q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_t - 1)}) \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{ст}$	0,0000143
6	Концентрация бенз(а)перена, приведенная к избытку воздуха α <sub>0</sub> =1,4 (при максимальной нагрузке)	c' <sub>бп</sub>	мг/м <sup>3</sup>	$c'_{бп} \cdot \alpha_t / \alpha_0$	0,0000143
7	Концентрация бенз(а)перена, приведенная к избытку воздуха α <sub>0</sub> =1,4 (при средней нагрузке)	c <sub>бп</sub>	мг/м <sup>3</sup>	$c_{бп} \cdot \alpha_t / \alpha_0$	0,0000143
8	Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки	α <sub>т</sub>	без.	по справочнику	1,4
9	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при максимальной нагрузке	K <sub>д</sub> '	без.	на данном этапе нет данных о производительности котлов	1,0
10	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при средней нагрузке	K <sub>д</sub>	без.	на данном этапе нет данных о производительности котлов	1,0
11	Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	K <sub>р</sub>	без.	рециркуляция дымовых газов отсутствует	1,0
12	Коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	K <sub>ст</sub>	без.	по графику	1,7
13	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	k <sub>п</sub>	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	0,001
14	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	k <sub>п</sub>	без.	при определении выбросов в тон в год	0,000001
<b>ИТОГО:</b>					
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	<b>M<sub>i</sub><sup>в</sup></b>	<b>г/с</b>	<b>∑M<sub>i</sub><sup>в</sup></b>	<b>0,451</b>
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	<b>M<sub>i</sub><sup>в</sup></b>	<b>т/год</b>	<b>∑M<sub>i</sub><sup>в</sup></b>	<b>3,034</b>

**Таблица 8.8. Расчет объема выбросов загрязняющих веществ Центральной котельной по состоянию на 2024 г. для сценария №2**

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
1	Расход топлива при стандартных условиях	$V_c$	тыс.м <sup>3</sup> /год	расчет	16155
2	Расход топлива при нормальных условиях	$V$	тыс.нм <sup>3</sup> /год	расчет	15053
3	Максимальный разовый расход топлива при нормальных условиях	$V_p'$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	1,550
4	Средний расход топлива при нормальных условиях	$V_p$	нм <sup>3</sup> /с	расчет	0,477
5	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_i^r$	МДж/нм <sup>3</sup>	по данным ЭСО	33,088
6	Плотность газа	$\rho_2$	кг/нм <sup>3</sup>	по справочнику	0,7381
7	Тип котла - водогрейный				
8	Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива	$q_3$	%	по справочнику	0,2
9	Потери тепла от механической неполноты сгорания	$q_4$	%	по справочнику	0
10	Теплонапряжение топочного объема	$q_v$	кВт/м <sup>3</sup>	по справочнику	380,5
11	Температура горячего воздуха, подаваемого для горения	$T_{г.в}$	°С	по проекту	110
12	Коэффициент трансформации окислов азота NO <sub>2</sub>	$A_N$	без.	Применяемый для предприятий теплоэнергетики коэффициент трансформации оксида азота в атмосфере	0,8
13	Коэффициент трансформации окислов азота NO	$A_{NO}$	без.	$M_{NOx}=(1-0,8)*M_{NO}*μ_{NO}/μ_{NO_2}=0,13*M_{NOx}$	0,13
<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>					
<b>I. Оксидов азота</b>					
1	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}'$	г/с	$V_p * Q_i^r * K_{NO_2}^p * \beta_k * \beta_t * \beta_a * (1 - \beta_r) * (1 - \beta_\delta) * k_n$	<b>8,084</b>
2	Количество выбрасываемых оксидов азота	$M_{NOx}$	т/год	$V * Q_i^r * K_{NO_2}^p * \beta_k * \beta_t * \beta_a * (1 - \beta_r) * (1 - \beta_\delta) * k_n$	<b>53,017</b>
3	Максимальный разовый выброс диоксида азота	$M_{NO_2}'$	г/с	$A_N * M_{NOx}'$	<b>6,467</b>
4	Валовый выброс диоксида азота	$M_{NO_2}$	т/год	$A_N * M_{NOx}$	<b>42,414</b>
5	Максимальный разовый выброс оксид азота	$M_{NO}'$	г/с	$A_{NO} * M_{NOx}'$	<b>1,051</b>
6	Валовый выброс оксид азота	$M_{NO}$	т/год	$A_{NO} * M_{NOx}$	<b>6,892</b>
7	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, максимальный	$K_{NO_2}^p'$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T}+0,03$	0,111
8	Удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, средний	$K_{NO_2}^p$	г/МДж	$0,0113\sqrt{Q_T}+0,03$	0,075
9	Максимальная тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T'$	МВт	$V_p' * Q_i^r$	51,286
10	Средняя тепловая мощность котла по введенному в топку теплу	$Q_T$	МВт	$V_p * Q_i^r$	15,794
11	Безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки	$\beta_k$	без.	Для всех дутьевых горелок напорного типа (т.е. при наличии дутьевого вентилятора на котле)	1,0
12	Безразмерный коэффициент, учитывающий температуру	$\beta_t$	без.	$1+0,002(T_{г.в}-30)$	1,2

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	воздуха, подаваемого для горения				
13	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота	$\beta_a$	без.	по справочнику	1,225
14	Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота	$\beta_r$	без.	0,16* $\sqrt{V_r}$ , рециркуляция дымовых газов отсутствует	0
15	Безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру	$\beta_\delta$	без.	0,022 $\delta$	0
16	Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха)	$\delta$	без.	по справочнику	0
17	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_p$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	1,0
18	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_p$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,001
<b>II. Оксид углерода</b>					
1	Количество выбрасываемого оксида углерода	$M_{CO}$	г/с	$0,001 * V_p * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>5,129</b>
2	Количество образующегося оксида углерода	$M_{CO}$	т/год	$0,001 * B * C_{CO} * (1 - (q_4/100))$	<b>49,807</b>
3	Выход оксида углерода при сжигании топлива	$C_{CO}$	г/нм <sup>3</sup>	$q_3 * R * Q_i^r$	3,309
4	Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода	R	без.	для газа	0,5
<b>III. Бенз(а)пирен</b>					
1	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	г/с	$c'_{\text{бп}} * V_{\text{сг}} * V_p * k_p$	<b>0,00000388</b>
2	Количество выбрасываемого бенз(а)пирена	$M_i$	т/год	$c_i * V_{\text{сг}} * V_p * k_p$	<b>0,000015473</b>
3	Объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 нм <sup>3</sup> топлива, при $\alpha_0 = 1,4$	$V_{\text{сг}}$	нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	$V_{\text{г}}^0 + (\alpha_0 - 1) * V^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0$	12,02
4	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при максимальной нагрузке)	$c'_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_T - 1)}) * K_d * K_p * K_{\text{ст}}$	0,0000208
5	Концентрация бенз(а)пирена в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов малой мощности (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	при $\alpha_T > 1,25$ , $10^{-6} * (0,13 * q_v - 5,0) / (1,3e^{3,5(\alpha_T - 1)}) * K_d * K_p * K_{\text{ст}}$	0,0000855
6	Концентрация бенз(а)перена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0 = 1,4$ (при	$c'_{\text{бп}}$	мг/нм <sup>3</sup>	$c'_{\text{бп}} * \alpha_T / \alpha_0$	0,0000208

№ п/п	Характеристики	Обозначение	Ед. изм.	Расчет	Значение
	максимальной нагрузке)				
7	Концентрация бенз(а)перена, приведенная к избытку воздуха $\alpha_0=1,4$ (при средней нагрузке)	$c_{\text{бп}}$	мг/м <sup>3</sup>	$c_{\text{бп}}^* \alpha_0$	0,0000855
8	Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки	$\alpha_t$	без.	по справочнику	1,4
9	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при максимальной нагрузке	$K_{д'}$	без.	$(Q_H/Q_F)^{1,2}$	1,5
10	Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания при средней нагрузке	$K_{д}$	без.	$(Q_H/Q_F)^{1,2}$	6,0
11	Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_{р}$	без.	рециркуляция дымовых газов отсутствует	1,0
12	Коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания	$K_{ст}$	без.	по графику	1,7
13	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в граммах в секунду	0,001
14	Коэффициент пересчета, при определении выбросов	$k_n$	без.	при определении выбросов в тон в год	0,000001
<b>ИТОГО:</b>					
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_i^B$	г/с	$\sum M_i^B$	<b>12,647</b>
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	$M_i^B$	т/год	$\sum M_i^B$	<b>99,113</b>

**Таблица 8.9. Сводные значения валовых выбросов для разных сценариев развития системы теплоснабжения г. Белокуриха**

Код	Наименование загрязняющего вещества	Количество выбрасываемых загрязняющих веществ, т/год		
		2021	Сценарий №1	Сценарий №2
0301	Азот диоксида (Азот (IV) оксид)	52,241	47,494	47,388
0304	Азот (II) оксид	8,489	7,718	7,701
0337	Углерод оксид	66,709	54,844	60,350
0703	Бенз(а)перен	0,00004	0,000016	0,000016
0330	Сера диоксид	2,680		
0328	Сажа	1,742		
	<b>Количество выбрасываемых загрязняющих веществ</b>	<b>131,861</b>	<b>110,057</b>	<b>115,438</b>

## 9. Перспективные топливные балансы.

В настоящее время на Центральной котельной АО «Теплоцентраль Белокуриха» в качестве основного топлива используется природный газ. На котельной хоззоны основным видом топлива является каменный уголь Кузнецкого угольного бассейна. Поставка угля марки ДМСШ осуществляется железнодорожным транспортом до г. Бийска, далее автотранспортом до г. Белокуриха.

В таблицах 9.1, 9.2 представлены прогнозные значения выработки, отпуска в сеть, реализации тепловой энергии и потребления топлива теплоисточниками г. Белокуриха согласно сценариям №1, 2. При этом плановые технико-экономические показатели на 2021-2022 гг. приводятся на основании заявок теплоснабжающей организации.

В таблицах 9.3, 9.4 представлены результаты расчета перспективных значений нормативов создания запасов топлива для основного теплоснабжающего предприятия, определенные на основании перспективных тепловых нагрузок и перспективного отпуска тепла.

В связи с отсутствием данных о конкретных датах ввода объектов в эксплуатацию, прирост потребления тепловой энергии принимается в год, следующий за планируемым годом сдачи объекта в эксплуатацию (т.е. 2022 г. для объектов, подключенных в 2021 г., 2023 г. для объектов, подключенных в 2022 г. и т.д.).

**Таблица 9.1. Перспективные плановые значения выработки, отпуска в сеть, потребления тепловой энергии и расхода топлива теплоисточниками г. Белокуриха. Сценарий №1**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентраль Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	136692	125943	128508	128559	128689	128732	128869	129603
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	1107	1107	1130	1130	1131	1132	1133	1139
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	135585	124836	127378	127429	127558	127600	127736	128464
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	17880	17879	18243	18251	18269	18275	18294	18399
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год	117705	106956	109135	109178	109289	109325	109441	110065
- в горячей воде	Гкал/год	117705	106956	109135	109178	109289	109325	109441	110065
- в паре	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на отопление и вентиляцию	Гкал/год	0	0	1698,8	22,1	102,6	33,4	49,7	290,9
Прирост полезного отпуска на ГВС	Гкал/год	0	0	479,7	21,2	7,8	2,8	66,5	332,8
Прирост полезного отпуска на пар	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска суммарный	Гкал/год	0	0	2178,5	43,3	110,4	36,2	116,2	623,7
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	154,1	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
Средний КПД котлов	%	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	155,4	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	21,070	19,387	19,782	19,790	19,810	19,816	19,837	19,950
Низшая теплота сгорания топлива (газ)	ккал/м3	7903	7903	7903	7903	7903	7903	7903	7903
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3	18662,45	17171,81	17521,56	17528,52	17546,25	17552,07	17570,73	17670,87
Максимальный часовой расход натурального топлива (газ) на выработку тепловой энергии (зимний период)	тыс. м3/ч	7,115	7,105	7,242	7,244	7,250	7,252	7,256	7,279
Максимальный часовой расход натурального топлива (газ) на выработку тепловой энергии (летний период)	тыс. м3/ч	1,333	1,331	1,349	1,350	1,350	1,350	1,351	1,357
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	2176	2176	2176					
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	266	266	266					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	1909	1910	1910					
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	1110	1110	1110					
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год	799	800	800					
- в горячей воде	Гкал/год	799	800	800					
- в паре	Гкал/год	0	0	0					
Прирост полезного отпуска на отопление и вентиляцию	Гкал/год	0	0	0					
Прирост полезного отпуска на ГВС	Гкал/год	0	0	0					
Прирост полезного отпуска на пар	Гкал/год	0	0	0					

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Прирост полезного отпуска суммарный	Гкал/год	0	0	0					
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	166,3	166,2	166,2					
Средний КПД котлов	%	85,9	85,9	85,9					
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	189,5	189,4	189,4					
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	0,362	0,362	0,362					
Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг	5103	5103	5103					
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс.т.	0,496	0,496	0,496					
Максимальный часовой расход натурального топлива (уголь) на выработку тепловой энергии (зимний период)	т/ч	0,217	0,216	0,216					
Максимальный часовой расход натурального топлива (уголь) на выработку тепловой энергии (летний период)	т/ч	0	0	0					
<b>БМК</b>									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год				1939	1939	1939	1939	1939
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год				29	29	29	29	29
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год				1910	1910	1910	1910	1910
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год				1110	1110	1110	1110	1110
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год				800	800	800	800	800
- в горячей воде	Гкал/год				800	800	800	800	800
- в паре	Гкал/год				0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на отопление и вентиляцию	Гкал/год				0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на ГВС	Гкал/год				0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на пар	Гкал/год				0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска суммарный	Гкал/год				0	0	0	0	0
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал				152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
Средний КПД котлов	%				94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал				154,3	154,3	154,3	154,3	154,3
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.				0,295	0,295	0,295	0,295	0,295
Низшая теплота сгорания топлива (газ)	ккал/м3				7903	7903	7903	7903	7903
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3				260,986	260,986	260,986	260,986	260,986
Максимальный часовой расход натурального топлива (газ) на выработку тепловой энергии (зимний период)	тыс. м3/ч				0,114	0,114	0,114	0,114	0,114
Максимальный часовой расход натурального топлива (газ) на выработку тепловой энергии (летний период)	тыс. м3/ч				0	0	0	0	0
<b>Итого по АО "Теплоцентрль Белокуриха"</b>									
<b>Выработка тепловой энергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>138868</b>	<b>128119</b>	<b>130684</b>	<b>130498</b>	<b>130628</b>	<b>130670</b>	<b>130807</b>	<b>131542</b>
<b>Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной</b>	<b>Гкал</b>	<b>1373</b>	<b>1373</b>	<b>1396</b>	<b>1159</b>	<b>1160</b>	<b>1161</b>	<b>1162</b>	<b>1168</b>
<b>Отпуск тепловой энергии в сеть</b>	<b>Гкал</b>	<b>137494</b>	<b>126745</b>	<b>129288</b>	<b>129339</b>	<b>129468</b>	<b>129510</b>	<b>129645</b>	<b>130373</b>
<b>Потери тепловой энергии в сетях</b>	<b>Гкал</b>	<b>18990</b>	<b>18989</b>	<b>19353</b>	<b>19361</b>	<b>19379</b>	<b>19385</b>	<b>19404</b>	<b>19509</b>

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	118504	107756	109935	109978	110089	110125	110241	110865
- в горячей воде	Гкал	118504	107756	109935	109978	110089	110125	110241	110865
- в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на отопление и вентиляцию	Гкал	0	0	1699	22	103	33	50	291
Прирост полезного отпуска на ГВС	Гкал	0	0	480	21	8	3	67	333
Прирост полезного отпуска на пар	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска суммарный	Гкал	0	0	2178	43	110	36	116	624
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	21,432	19,749	20,144	20,084	20,104	20,111	20,132	20,245
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3	18662,5	17171,8	17521,6	17789,5	17807,2	17813,1	17831,7	17931,9
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс.т.	0,496	0,496	0,49618	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Максимальный часовой расход топлива	т.у.т./ч	8,190	8,180	8,334	8,306	8,314	8,316	8,321	8,347

**Примечание:** Плановая реализация тепловой энергии за каждый год должна определяться на основании фактических показателей за предшествующие три года, которые невозможно прогнозировать на стадии разработки схемы теплоснабжения, т.к. они зависят от продолжительности отопительного сезона, фактических температур наружного воздуха в отопительный период и др. параметров, в связи с чем, в таблице приведены *прогнозные* значения годовой реализации. При их определении учитывался прирост потребления тепла за счет подключения перспективных объектов. В случае переноса сроков ввода объектов в эксплуатацию, либо отказа от их строительства, величина годовой реализации тепловой энергии подлежит соответствующей корректировке.

**Таблица 9.2. Перспективные плановые значения выработки, отпуска в сеть, потребления тепловой энергии и расхода топлива теплоисточниками г. Белокуриха. Сценарий №2**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентраль Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	136692	125943	122460	118487	118617	118660	118797	119531
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	1107	1107	1068	1027	1028	1028	1030	1036
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	135585	124836	121393	117460	117589	117632	117767	118495
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	17880	17879	18243	18251	18269	18275	18294	18399
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год	117705	106956	103150	99210	99320	99357	99473	100096
- в горячей воде	Гкал/год	117705	106956	103150	99210	99320	99357	99473	100096
- в паре	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на отопление и вентиляцию	Гкал/год	0	0	-2590,64	-1950,33	102,61	33,45	49,72	290,91
Прирост полезного отпуска на ГВС	Гкал/год	0	-3601,68	-1216,34	-1989,36	7,84	2,80	66,51	332,81
Прирост полезного отпуска на пар	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска суммарный	Гкал/год	0	-3601,68	-3806,98	-3939,68	110,45	36,25	116,23	623,72
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	154,1	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
Средний КПД котлов	%	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	155,4	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	21,070	19,387	18,851	18,239	18,259	18,266	18,287	18,400
Низшая теплота сгорания топлива (газ)	ккал/м3	7903	7903	7903	7903	7903	7903	7903	7903
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3	18662,45	17171,81	16697,02	16155,29	16173,02	16178,84	16197,50	16297,64
Максимальный часовой расход натурального топлива (газ) на выработку тепловой энергии (зимний период)	тыс. м3/ч	7,115	6,320	6,272	5,991	5,997	5,999	6,004	6,027
Максимальный часовой расход натурального топлива (газ) на выработку тепловой энергии (летний период)	тыс. м3/ч	1,333	1,178	1,184	1,111	1,112	1,112	1,113	1,118
<b>Котельная хоззоны</b>									
Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	2176	2176	2176					
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	266	266	266					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	1909	1910	1910					
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	1110	1110	1110					
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год	799	800	800					
- в горячей воде	Гкал/год	799	800	800					
- в паре	Гкал/год	0	0	0					
Прирост полезного отпуска на отопление и вентиляцию	Гкал/год	0	0	0					
Прирост полезного отпуска на ГВС	Гкал/год	0	0	0					
Прирост полезного отпуска на пар	Гкал/год	0	0	0					

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Прирост полезного отпуска суммарный	Гкал/год	0	0	0					
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	166,3	166,2	166,2					
Средний КПД котлов	%	85,9	85,9	85,9					
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	189,5	189,4	189,4					
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	0,362	0,362	0,362					
Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг	5103	5103	5103					
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс.т.	0,496	0,496	0,496					
Максимальный часовой расход натурального топлива (уголь) на выработку тепловой энергии (зимний период)	т/ч	0,217	0,216	0,216					
Максимальный часовой расход натурального топлива (уголь) на выработку тепловой энергии (летний период)	т/ч	0	0	0					
<b>БМК</b>									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год				1939	1939	1939	1939	1939
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год				29	29	29	29	29
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год				1910	1910	1910	1910	1910
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год				1110	1110	1110	1110	1110
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год				800	800	800	800	800
- в горячей воде	Гкал/год				800	800	800	800	800
- в паре	Гкал/год				0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на отопление и вентиляцию	Гкал/год				0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на ГВС	Гкал/год				0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на пар	Гкал/год				0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска суммарный	Гкал/год				0	0	0	0	0
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал				152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
Средний КПД котлов	%				94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал				154,3	154,3	154,3	154,3	154,3
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.				0,295	0,295	0,295	0,295	0,295
Низшая теплота сгорания топлива (газ)	ккал/м3				7903	7903	7903	7903	7903
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3				260,986	260,986	260,986	260,986	260,986
Максимальный часовой расход натурального топлива (газ) на выработку тепловой энергии (зимний период)	тыс. м3/ч				0,114	0,114	0,114	0,114	0,114
Максимальный часовой расход натурального топлива (газ) на выработку тепловой энергии (летний период)	тыс. м3/ч				0	0	0	0	0
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Выработка тепловой энергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>138868</b>	<b>128119</b>	<b>124636</b>	<b>120426</b>	<b>120556</b>	<b>120599</b>	<b>120736</b>	<b>121470</b>
<b>Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной</b>	<b>Гкал</b>	<b>1373</b>	<b>1373</b>	<b>1334</b>	<b>1056</b>	<b>1057</b>	<b>1057</b>	<b>1059</b>	<b>1065</b>
<b>Отпуск тепловой энергии в сеть</b>	<b>Гкал</b>	<b>137494</b>	<b>126745</b>	<b>123303</b>	<b>119370</b>	<b>119499</b>	<b>119541</b>	<b>119677</b>	<b>120405</b>

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал	18990	18989	19353	19361	19379	19385	19404	19509
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	118504	107756	103949	100010	100120	100156	100273	100896
- в горячей воде	Гкал	118504	107756	103949	100010	100120	100156	100273	100896
- в паре	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска на отопление и вентиляцию	Гкал	0	0	-2591	-1950	103	33	50	291
Прирост полезного отпуска на ГВС	Гкал	0	-3602	-1216	-1989	8	3	67	333
Прирост полезного отпуска на пар	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост полезного отпуска суммарный	Гкал	0	-3602	-3807	-3940	110	36	116	624
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	21,432	19,749	19,213	18,534	18,554	18,561	18,582	18,695
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3	18662,5	17171,8	16697,0	16416,3	16434,0	16439,8	16458,5	16558,6
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс.т.	0,496	0,496	0,496	0	0	0	0	0
Максимальный часовой расход топлива	т.у.т./ч	8,190	7,293	7,239	6,892	6,899	6,902	6,906	6,932

**Примечание:** Плановая реализация тепловой энергии за каждый год должна определяться на основании фактических показателей за предшествующие три года, которые невозможно прогнозировать на стадии разработки схемы теплоснабжения, т.к. они зависят от продолжительности отопительного сезона, фактических температур наружного воздуха в отопительный период и др. параметров, в связи с чем, в таблице приведены *прогнозные* значения годовой реализации. При их определении учитывался прирост потребления тепла за счет подключения перспективных объектов. В случае переноса сроков ввода объектов в эксплуатацию, либо отказа от их строительства, величина годовой реализации тепловой энергии подлежит соответствующей корректировке.

**Таблица 9.3. Прогноз нормативов создания запасов топлива. Сценарий №1**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	2,458	2,458	2,508	2,509	2,512	2,512	2,515	2,529
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	0,358	0,358	0,365	0,365	0,366	0,366	0,366	0,368
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	2,100	2,100	2,143	2,144	2,146	2,147	2,149	2,161
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,288	0,288	0,288					
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,040	0,040	0,040					
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,249	0,249	0,249					
<b>БМК</b>									
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.				0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.				0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.				0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	2,458	2,458	2,508	2,546	2,549	2,550	2,552	2,567
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	0,358	0,358	0,365	0,371	0,371	0,371	0,372	0,374
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	2,100	2,100	2,143	2,176	2,178	2,178	2,181	2,193
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,288	0,288	0,288	-	-	-	-	-
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,040	0,040	0,040	-	-	-	-	-
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,249	0,249	0,249	-	-	-	-	-

**Таблица 9.4. Прогноз нормативов создания запасов топлива. Сценарий №2**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	2,458	2,458	2,390	2,312	2,315	2,316	2,319	2,333
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	0,358	0,358	0,348	0,337	0,337	0,337	0,338	0,340
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	2,100	2,100	2,042	1,976	1,978	1,979	1,981	1,993
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,288	0,288	0,288					
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,040	0,040	0,040					
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,249	0,249	0,249					
<b>БМК</b>									
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.				0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.				0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.				0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	2,458	2,458	2,390	2,350	2,352	2,353	2,356	2,370
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	0,358	0,358	0,348	0,342	0,343	0,343	0,343	0,345
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (дизтопливо)	тыс.т.	2,100	2,100	2,042	2,008	2,010	2,010	2,013	2,025
Общий неснижаемый запас топлива (ОНЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,288	0,288	0,288	0	0	0	0	0
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,040	0,040	0,040	0	0	0	0	0
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) (уголь)	тыс.т.	0,249	0,249	0,249	0	0	0	0	0

## 10. Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию.

### 10.1. Общие положения.

Величина индексов цен, применяемых при расчете затрат до 2032 г. приведена в таблице 10.1.

Общие затраты по реализации программы развития системы теплоснабжения г. Белокуриха с кап. затратами в ценах 2021 г. составят 189 810 тыс. руб. без НДС.

Общие затраты по реализации программы развития системы теплоснабжения г. Белокуриха с кап. затратами в прогнозных ценах составят 217 852 тыс. руб. без НДС.

**Таблица 10.1. Прогнозные индексы для расчета стоимости строительства и реконструкции объектов.**

Индекс цен производителей	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Инвестиции в основной капитал (письмо Минэкономразвития 33918-ПК/Д03и от 05.10.2021 г.)	1,054	1,051	1,049	1,047	1,047	1,047	1,047	1,047	1,047	1,047	1,047	1,047
Накопительное значение индекса (с 2021 г.)	1,000	1,051	1,102	1,154	1,209	1,265	1,325	1,387	1,452	1,521	1,592	1,667

**Таблица 10.2. Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №001 АО "Теплоцентраль Белокуриха, тыс. руб. без НДС.**

Стоимость проектов	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентраль Белокуриха"</b>												
Всего стоимость проектов	3 430	60 610	75 091	33 013	6 247	5 165	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	9 340
Всего смета проектов накопленным итогом	3 430	64 039	139 130	172 143	178 389	183 554	188 098	192 856	197 837	203 052	208 512	217 852
Источники инвестиций, в том числе:	3 430	60 610	75 091	33 013	6 247	5 165	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	9 340
Собственные средства, в том числе:	3 430	3 605	22 230	30 253	4 145	4 340	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	5 717
- амортизация	-	-	14 449	15 078	-	-	-	-	-	-	-	-
- средства из прибыли	-	-	4 000	11 215	-	-	-	-	-	-	-	-
- расходы на ремонт основных средств	3 430	3 605	3 781	3 959	4 145	4 340	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	5 717
- средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- прочие собственные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Привлеченные средства, в т.ч.:	-	7 984	1 438	2 760	2 102	825	-	-	-	-	-	3 623
- бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- прочие источники финансирования	-	7 984	1 438	2 760	2 102	825	-	-	-	-	-	3 623
Источник не определен	-	49 021	51 423	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	18 449	26 294	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	-	18 449	44 743	44 743	44 743	44 743	44 743	44 743	44 743	44 743	44 743
Источники инвестиций, в том числе:	-	-	18 449	26 294	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные средства, в том числе:	-	-	18 449	26 294	-	-	-	-	-	-	-	-
- амортизация	-	-	14 449	15 078	-	-	-	-	-	-	-	-
- средства из прибыли	-	-	4 000	11 215	-	-	-	-	-	-	-	-
- расходы на ремонт основных средств	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- прочие собственные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Привлеченные средства, в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- прочие источники финансирования	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источник не определен	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство источников теплоснабжения"</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	18 449	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	-	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449
<b>Проект 001.01.01.001 "Строительство БМК"</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	18 449	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	-	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449	18 449
<b>Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Реконструкция источников теплоснабжения"</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	26 294	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	-	-	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294
<b>Проект 001.01.02.001 "Реконструкция Центральной котельной"</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	26 294	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	-	-	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294	26 294
<b>Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"</b>												
Всего стоимость группы проектов	3 430	60 610	56 642	6 719	6 247	5 165	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	9 340
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3 430	64 039	120 681	127 400	133 647	138 812	143 356	148 113	153 094	158 309	163 770	173 110
Источники инвестиций, в том числе:	3 430	60 610	56 642	6 719	6 247	5 165	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	9 340
Собственные средства, в том числе:	3 430	3 605	3 781	3 959	4 145	4 340	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	5 717

Стоимость проектов	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
- амортизация	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- средства из прибыли	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- расходы на ремонт основных средств	3 430	3 605	3 781	3 959	4 145	4 340	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	5 717
- средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- прочие собственные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Привлеченные средства, в т.ч.:	-	7 984	1 438	2 760	2 102	825	-	-	-	-	-	3 623
- бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- прочие источники финансирования	-	7 984	1 438	2 760	2 102	825	-	-	-	-	-	3 623
Источник не определен	-	49 021	51 423	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Строительство новых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	7 984	1 438	2 760	2 102	825	-	-	-	-	-	3 623
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	7 984	9 422	12 182	14 283	15 108	15 108	15 108	15 108	15 108	15 108	18 731
Проекты 001.02.01.001 "Строительство новых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия Центральной котельной"												
Всего стоимость группы проектов	-	7 984	1 438	2 760	2 102	825	-	-	-	-	-	3 623
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	7 984	9 422	12 182	14 283	15 108	15 108	15 108	15 108	15 108	15 108	18 731
<b>Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса"</b>												
Всего стоимость группы проектов	3 430	3 605	3 781	3 959	4 145	4 340	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	5 717
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3 430	7 034	10 816	14 775	18 920	23 260	27 804	32 561	37 542	42 757	48 217	53 934
Проекты 001.02.03.002 "Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в зоне действия Центральной котельной"												
Всего стоимость группы проектов	3 430	3 605	3 781	3 959	4 145	4 340	4 544	4 757	4 981	5 215	5 460	5 717
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3 430	7 034	10 816	14 775	18 920	23 260	27 804	32 561	37 542	42 757	48 217	53 934
<b>Подгруппа проектов 001.02.10.000 "Строительство и реконструкция ИТП, в целях перевода потребителей на ЗГВС"</b>												
Всего стоимость группы проектов	-	49 021	51 423	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	49 021	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444
Проект 001.02.10.003 "Строительство и реконструкция ИТП, в целях перевода потребителей на ЗГВС в зоне действия Центральной котельной"												
Всего стоимость группы проектов	-	49 021	51 423	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	49 021	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444	100 444

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

Перечень мероприятий и величина необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии на каждом этапе представлены в таблице 10.3.

**Таблица 10.3. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников теплоснабжения в прогнозных ценах, в тыс. руб. без НДС.**

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Всего	Источник финансирования
		<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентрально Белокуриха"</b>	-	-	<b>18449</b>	<b>26294</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>44743</b>	
<b>1</b>		<b>Центральная котельная</b>	-	-	-	<b>26294</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>26294</b>	
1.1	001.01.02.002	Установка газового котла КВГМ 10-150, взамен угольного КВТС 20-150	-	-	-	26294	-	-	-	-	-	-	-	-	26294	собственные средства ТСО (ИП)
<b>1</b>		<b>БМК</b>	-	-	<b>18449</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>18449</b>	
2.1	001.01.01.001	Установка Блочной модульной котельной	-	-	18449	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18449	собственные средства ТСО (ИП)
		<b>ВСЕГО:</b>	-	-	<b>18449</b>	<b>26294</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>44743</b>	

**Примечание:** ИП – инвестиционная программа АО "Теплоцентрально Белокуриха"

**10.3. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей и сооружений на них.**

Перечень мероприятий и величина необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них на каждом этапе представлены в таблице 10.4.

**Таблица 10.4. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них в прогнозных ценах, в тыс. руб. без НДС.**

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Всего	Источник финансирования
		<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Бельюриха"</b>	<b>3430</b>	<b>11589</b>	<b>5219</b>	<b>6719</b>	<b>6247</b>	<b>5165</b>	<b>4544</b>	<b>4757</b>	<b>4981</b>	<b>5215</b>	<b>5460</b>	<b>9340</b>	<b>72665</b>	
<b>1</b>		<b>Тепловые сети от Центральной котельной</b>	<b>3430</b>	<b>11589</b>	<b>5219</b>	<b>6719</b>	<b>6247</b>	<b>5165</b>	<b>4544</b>	<b>4757</b>	<b>4981</b>	<b>5215</b>	<b>5460</b>	<b>9340</b>	<b>72665</b>	
1.1	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-14/1 до Гостиница ул. Славского, 41, Ду 80/80 мм, L=70 м, подзем. кан.	-	1599	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1599	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.2	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-6/3 до Гостиница пер. Пролетарский, 5, Ду 50/50 мм, L=30 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	825	-	-	-	-	-	-	825	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.3	001.02.01.003	Строительство теплосети от т.30/1 до Магазин "Торговый модуль" ул. Славского, 37/1, Ду 40/40 мм, L=15 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	543	543	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.4	001.02.01.003	Строительство теплосети от УТ-1 до Магазин смешанных товаров с жилым помещением ул. Братьев Ждановых, 19/1, Ду 40/40 мм, L=30 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1087	1087	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.5	001.02.01.003	Строительство теплосети от т.66/3 до Профилакторий для гаража на 25 авто с теплой стоянкой на 14 авто ул. Бийская, 40, Ду 50/50 мм, L=30 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1087	1087	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.6	001.02.01.003	Строительство теплосети от УТ-1 до Многоквартирный жилой дом ул. Бийская, 13, Ду 70/70 мм, L=40 м, подзем. кан.	-	914	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	914	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.7	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-42/1 до Пункт бытового обслуживания ул. Ак. Мясникова, 17/2, Ду 40/40 мм, L=5 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181	181	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.8	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-42/2 до Торгово-гостиничный комплекс ул. Ак. Мясникова, 15, Ду 50/50 мм, L=5 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181	181	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.9	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-25/1 до Медицинский центр Примерно в 30 м от ул. Набережная, 17/1, Ду 50/50 мм, L=15 м, подзем. кан.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	543	543	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.10	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-31 до Дом №3 Комплекса многоэтажных жилых домов по ул. Бийская, 11/1, Ду 70/70 мм, L=35 м, подзем. кан.	-	800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	800	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.11	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-30/2 до Детский ясли-сад на 280 мест ул. Бийская, 29, Ду 100/100 мм, L=50 м, подзем. кан.	-	1359	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1359	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.12	001.02.01.003	Строительство теплосети от Врезка ул. Советская, 22/4 до Жилой дом ул. Советская, 22/5, Ду 50/50 мм, L=125 м, подзем. кан.	-	2855	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2855	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.13	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-6/1-1 до Жилой дом блокированной застройки ул. 8 Марта, 3а, Ду 50/50 мм, L=20 м, подзем. кан.	-	457	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	457	привлеченные средства (прочие источники финансирования)

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Всего	Источник финансирования
1.14	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-44/9 до Храм прп. Сергия Радонежского ул. Братьев Ждановых, 9б, Ду 50/50 мм, L=60 м, подзем. кан.	-	-	-	-	1576	-	-	-	-	-	-	-	1576	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.15	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-24/1 до Объект по ул. Советская, 1А, Ду 40/40 мм, L=20 м, подзем. кан.	-	-	-	-	525	-	-	-	-	-	-	-	525	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.16	001.02.01.003	Строительство теплосети от т.39 до Жилой дом ул. Братьев Ждановых, 32, Ду 40/40 мм, L=60 м, подзем. кан.	-	-	1438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1438	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.17	001.02.01.003	Строительство теплосети от ТК-29/2 до Магазин в 30 м от ул. Советская, 49/1, Ду 50/50 мм, L=110 м, подзем. кан.	-	-	-	2760	-	-	-	-	-	-	-	-	2760	привлеченные средства (прочие источники финансирования)
1.18	001.02.03.004	Ремонт тепловых сетей	3430	3605	3781	3959	4145	4340	4544	4757	4981	5215	5460	5717	53934	собственные средства ТСО (РП)
		<b>ВСЕГО по г. Белокуриха:</b>	<b>3430</b>	<b>11589</b>	<b>5219</b>	<b>6719</b>	<b>6247</b>	<b>5165</b>	<b>4544</b>	<b>4757</b>	<b>4981</b>	<b>5215</b>	<b>5460</b>	<b>9340</b>	<b>72665</b>	

**Примечание:** РП – ремонтная программа АО "Теплоцентрально Белокуриха".

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

Принятым вариантом развития схемы теплоснабжения не предусматривается изменение температурных графиков источников и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

**10.5. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе.**

Перечень мероприятий и величина необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе представлены в таблице 10.5.

**Таблица 10.5. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения в прогнозных ценах, в тыс. руб. без НДС.**

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Всего	Источник финансирования
		<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокурский"</b>	-	49021	51423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100444	
<b>1</b>		<b>Центральная котельная</b>	-	49021	51423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100444	
1.1	001.02.10.005	Монтаж блочных ИТП с теплообменниками горячего водоснабжения на подключенных объектах	-	49021	51423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100444	не определен
		<b>ВСЕГО:</b>	-	49021	51423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100444	

## 10.6. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям.

Все затраты ниже приведены в прогнозных ценах, без учета НДС.

Мероприятия по переводу потребителей на закрытый водоразбор приняты во исполнение статьи 29 ФЗ №160 "О теплоснабжении". Инвестиции в размере 100,44 млн. руб. не имеют ощутимого экономического эффекта. Финансовые средства предлагается изыскивать в областном и местном бюджете, а также выполнять работы за счет средств собственников объектов.

Мероприятия по подключению потребителей в сумме 18,73 млн. руб. предлагается реализовать за счет платы за подключение, либо за счет сторонних источников (средств заявителей, бюджет).

Эффективность инвестиций в мероприятия по строительству и реконструкция тепловых сетей для присоединения новых потребителей не оценивалась, поскольку присоединение новых потребителей должно быть предусмотрено в пределах радиуса эффективного теплоснабжения, что само по себе предполагает положительный экономический эффект и рост маржинальной прибыли.

Оценка эффективности мероприятий по реконструкции источников тепловой энергии: установка газового котла КВГМ 10-150, взамен угольного КВТС 20-150 на Центральной котельной (26 294 тыс.руб.) и установка Блочной модульной котельной (18 449 тыс. руб.), произведена на основании разработанной тарифно-балансовой модели.

Тарифно-балансовая модель отпуска тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №001 АО "Теплоцентральный Белокуриха" без учета мероприятий по реконструкции источников приведена в таблице 10.6, с учетом мероприятий по реконструкции источников (сценарий №1) приведена в таблице 10.7. Сравнительный анализ конечного тарифа для потребителей приведен в таблице 10.8. Экономический эффект от реализации мероприятий за рассматриваемый период составит 162,3 млн. руб.

**Таблица 10.6. Тарифно-балансовая модель тарифа на тепловую энергию в зоне деятельности ЕТО №001 АО "Теплоцентральный Белокурья" без учета реализации мероприятий по реконструкции источников тепла**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0
1.1.	Ввод мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2.	Вывод мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.	Модернизация	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	25,0	31,0	32,0	33,0	34,0	35,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
3	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0
4	Собственные нужды	Гкал/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
5	Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
6	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/ч	46,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,8	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
7.1.	отопление и вентиляция	Гкал/ч	37,0	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
7.2.	ГВС	Гкал/ч	9,8	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
7.3.	прирост подключенной нагрузки	Гкал/ч	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
7.4.	переключения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	58,9	57,9	57,9	57,9	57,9	57,8	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7
9	Доля резерва (от установленной мощности)	%	52,6	51,7	51,7	51,7	51,7	51,6	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5
	Тепловая энергия												
10	Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	128,1	130,7	130,7	130,9	130,9	131,0	131,8	131,8	131,8	131,8	131,8
11	Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12	Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	126,7	129,3	129,3	129,5	129,5	129,6	130,4	130,4	130,4	130,4	130,4
13	Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	19,0	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
14	Потери при передаче по тепловым сетям	%	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
16	Полезный отпуск тепловой энергии конечным потребителям	тыс. Гкал	107,8	109,9	110,0	110,1	110,1	110,2	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9
17	Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т.у.т.	19,7	20,1	20,2	20,2	20,2	20,2	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
	природный газ	тыс. т.у.т.	19,4	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
	каменный уголь	тыс. т.у.т.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
18	Средневзвешенный НУР на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	154,1	154,1	154,1	154,1	154,1	154,1	154,1	154,1	154,1	154,1	154,1
19	Средневзвешенный КПД котлоагрегатов	%	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7
20	Тепловой эквивалент затраченного топлива	тыс. Гкал	138,2	141,0	141,1	141,2	141,2	141,4	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2
21	Средневзвешенный КИТТ выработки	%	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7
22	Средневзвешенный КИТТ выработки и передачи	%	77,9	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
	<b>1. Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов</b>		<b>127704,13</b>	<b>135 357,1</b>	<b>140 826,1</b>	<b>146 604,9</b>	<b>152 518,6</b>	<b>158 785,2</b>	<b>166 062,5</b>	<b>172 705,0</b>	<b>179 613,2</b>	<b>186 797,7</b>	<b>194 269,6</b>
1	1.1. Расходы на топливо	тыс. руб.	107 233,7	113 760,3	118 356,7	123 213,6	128 184,1	133 451,0	139 568,3	145 151,1	150 957,1	156 995,4	163 275,2
2	1.1.1. Газ	тыс. руб.	105 605,6	112 067,1	116 595,8	121 382,3	126 279,4	131 470,2	137 508,3	143 008,6	148 729,0	154 678,1	160 865,2
3	1.1.2. Мазут	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1.1.3. Уголь	тыс. руб.	1 628,1	1 693,2	1 760,9	1 831,4	1 904,6	1 980,8	2 060,1	2 142,5	2 228,2	2 317,3	2 410,0
5	1.2. Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	19 404,3	20 465,8	21 292,8	22 166,3	23 060,2	24 007,5	25 106,7	26 111,0	27 155,4	28 241,7	29 371,3
6	1.3. Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	1.4. Расходы на холодную воду	тыс. руб.	1 066,1	1 131,0	1 176,7	1 224,9	1 274,3	1 326,7	1 387,4	1 442,9	1 500,6	1 560,7	1 623,1
8	1.5. Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>2. Операционные (подконтрольные) расходы</b>	тыс. руб.	<b>109 573,8</b>	<b>112 817,1</b>	<b>116 156,5</b>	<b>119 594,8</b>	<b>123 134,8</b>	<b>126 779,6</b>	<b>130 532,2</b>	<b>134 396,0</b>	<b>138 374,1</b>	<b>142 470,0</b>	<b>146 687,1</b>
9	2.1. Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	2 798,1	2 880,9	2 966,2	3 054,0	3 144,4	3 237,5	3 333,3	3 432,0	3 533,6	3 638,1	3 745,8
10	2.2. Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	13 079,5	13 466,7	13 865,3	14 275,7	14 698,3	15 133,3	15 581,3	16 042,5	16 517,4	17 006,3	17 509,7
11	2.3. Расходы на оплату труда	тыс. руб.	79 976,3	82 343,6	84 781,0	87 290,5	89 874,3	92 534,6	95 273,6	98 093,7	100 997,3	103 986,8	107 064,8

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
12	2.4. Расходы на оплату работ и услуг производственного характера	тыс. руб.	850,9	876,1	902,0	928,7	956,2	984,5	1 013,7	1 043,7	1 074,6	1 106,4	1 139,1
13	2.5. Расходы на оплату иных работ и услуг	тыс. руб.	10 313,2	10 618,4	10 932,7	11 256,3	11 589,5	11 932,6	12 285,8	12 649,4	13 023,9	13 409,4	13 806,3
14	2.6. Расходы на услуги банков	тыс. руб.	515,1	530,3	546,0	562,2	578,8	595,9	613,6	631,7	650,4	669,7	689,5
15	2.7. Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	1 308,0	1 346,7	1 386,6	1 427,6	1 469,9	1 513,4	1 558,2	1 604,3	1 651,8	1 700,7	1 751,0
16	2.8. Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	531,0	546,7	562,9	579,6	596,7	614,4	632,6	651,3	670,6	690,4	710,9
17	2.9. Лизинговый платеж	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	2.10. Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	2.11. Другие расходы	тыс. руб.	201,7	207,6	213,8	220,1	226,6	233,3	240,2	247,4	254,7	262,2	270,0
	<b>3. Неподконтрольные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>67 720,3</b>	<b>67 475,0</b>	<b>66 085,4</b>	<b>66 544,3</b>	<b>67 606,9</b>	<b>68 123,1</b>	<b>70 125,9</b>	<b>49 960,9</b>	<b>51 182,6</b>	<b>52 443,1</b>	<b>53 467,8</b>
20	3.1. Расходы на оплату услуг регулируемых организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	3.2. Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	3.3. Концессионная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	3.4. Расходы на уплату налогов, сборов и др. обязательных платежей	тыс. руб.	4 854,4	5 048,6	5 250,6	5 460,6	5 679,0	5 906,2	6 142,4	6 388,1	6 643,6	6 909,4	7 185,8
24	3.4.1. - плата за выбросы	тыс. руб.	32,3	33,6	35,0	36,4	37,8	39,3	40,9	42,6	44,3	46,0	47,9
25	3.4.2. - расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	226,5	235,5	244,9	254,7	264,9	275,5	286,6	298,0	309,9	322,3	335,2
26	3.4.3. - иные расходы (налоги и платежи)	тыс. руб.	4 595,6	4 779,5	4 970,6	5 169,5	5 376,2	5 591,3	5 814,9	6 047,5	6 289,4	6 541,0	6 802,7
27	- налог на имущество организаций	тыс. руб.	3 947,6	4 105,5	4 269,7	4 440,5	4 618,2	4 802,9	4 995,0	5 194,8	5 402,6	5 618,7	5 843,4
28	- транспортный налог	тыс. руб.	41,8	43,5	45,2	47,0	48,9	50,9	52,9	55,0	57,2	59,5	61,9
29	- услуги банка	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	- расходы на социальную сферу	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	- прочие (аренда земли)	тыс. руб.	606,2	630,5	655,7	681,9	709,2	737,5	767,0	797,7	829,6	862,8	897,3
32	3.5. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	24 152,8	24 867,8	25 603,8	26 361,7	27 142,0	27 945,4	28 772,6	29 624,3	30 501,2	31 404,0	32 333,6
33	3.6. Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	2 460,3	2 533,1	2 608,1	2 685,3	2 764,8	2 846,6	2 930,9	3 017,6	3 107,0	3 198,9	3 017,6
34	3.7. Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	14 959,2	14 449,1	13 233,4	11 384,4	11 379,0	11 343,4	10 930,8	10 930,8	10 930,8	10 930,8	10 930,8
35	3.8. Расходы на создание нормативного запаса топлива	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	3.9. Расходы на выплаты по договорам займа и кредитам включая проценты	тыс. руб.	21 293,6	20 576,4	19 389,5	20 652,3	20 642,1	20 081,4	21 349,2	-	-	-	-
37	3.10. Налог на прибыль	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	3.11. Выпадающие доходы	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>4. Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>607,5</b>	<b>631,8</b>	<b>657,1</b>	<b>683,4</b>	<b>710,7</b>	<b>739,1</b>	<b>768,7</b>	<b>799,4</b>	<b>831,4</b>	<b>864,7</b>	<b>799,4</b>
39	- социальные выплаты	тыс. руб.	607,5	631,8	657,1	683,4	710,7	739,1	768,7	799,4	831,4	864,7	799,4
40	- инвестиционная программа	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	- расходы на погашение и обслуживание заемных средств	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	<b>5. Расчётная предпринимательская прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>8 823,5</b>	<b>9 065,6</b>	<b>9 266,1</b>	<b>9 443,9</b>	<b>9 721,7</b>	<b>10 007,8</b>	<b>10 290,2</b>	<b>10 595,5</b>	<b>10 910,6</b>	<b>11 235,8</b>	<b>11 557,5</b>
43	<b>6. Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>12 730,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
44	<b>7. Корректировка НВВ, связанная с тарифными ограничениями</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
45	<b>8. Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (рас-четных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосб</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
46	<b>9. ИТОГО необходимая валовая выручка, всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>327 159,6</b>	<b>325 346,6</b>	<b>332 991,3</b>	<b>342 871,2</b>	<b>353 692,6</b>	<b>364 434,8</b>	<b>377 779,5</b>	<b>368 456,8</b>	<b>380 911,9</b>	<b>393 811,3</b>	<b>406 781,4</b>
47	в том числе на потребительский рынок	тыс. руб.	327 159,6	325 346,6	332 991,3	342 871,2	353 692,6	364 434,8	377 779,5	368 456,8	380 911,9	393 811,3	406 781,4
48	<b>10. Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей</b>	<b>руб. /Гкал</b>	<b>3 036,1</b>	<b>2 959,4</b>	<b>3 027,8</b>	<b>3 114,5</b>	<b>3 211,8</b>	<b>3 305,8</b>	<b>3 407,6</b>	<b>3 323,5</b>	<b>3 435,8</b>	<b>3 552,2</b>	<b>3 669,2</b>

**Таблица 10.7. Тарифно-балансовая модель тарифа на тепловую энергию в зоне деятельности ЕТО №001 АО "Теплоцентральный Белокурья" с учетом реализации мероприятий по реконструкции источников тепла (сценарий №1)**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	112,0	112,0	101,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
1.1.	Ввод мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2.	Вывод мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	-10,3	-10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.	Модернизация	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	25,0	26,0	21,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	25,0
3	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	112,0	112,0	101,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
4	Собственные нужды	Гкал/ч	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
5	Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
6	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/ч	46,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,8	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
7.1.	отопление и вентиляция	Гкал/ч	37,0	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
7.2.	ГВС	Гкал/ч	9,8	9,9	9,9	9,9	9,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
7.3.	прирост подключенной нагрузки	Гкал/ч	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
7.4.	переключения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	58,9	57,9	47,7	37,7	37,7	37,7	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
9	Доля резерва (от установленной мощности)	%	52,6	51,7	46,9	41,1	41,1	41,1	40,9	40,9	40,9	40,9	40,9
	Тепловая энергия												
10	Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	128,1	130,7	130,5	130,6	130,7	130,8	131,5	131,5	131,5	131,5	131,5
11	Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	1,4	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
12	Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	126,7	129,3	129,3	129,5	129,5	129,6	130,4	130,4	130,4	130,4	130,4
13	Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	19,0	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
14	Потери при передаче по тепловым сетям	%	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
16	Полезный отпуск тепловой энергии конечным потребителям	тыс. Гкал	107,8	109,9	110,0	110,1	110,1	110,2	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9
17	Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т.у.т.	19,7	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
	природный газ	тыс. т.у.т.	19,4	19,8	20,1	20,1	20,1	20,1	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
	каменный уголь	тыс. т.у.т.	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Средневзвешенный НУР на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	154,1	154,1	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
19	Средневзвешенный КПД котлоагрегатов	%	92,7	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
20	Тепловой эквивалент затраченного топлива	тыс. Гкал	138,2	141,0	140,6	140,7	140,8	140,9	141,7	141,7	141,7	141,7	141,7
21	Средневзвешенный КИТТ выработки	%	92,7	92,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
22	Средневзвешенный КИТТ выработки и передачи	%	77,9	78,0	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
	<b>1. Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов</b>		<b>127704,13</b>	<b>135357,1</b>	<b>139046,2</b>	<b>144752,0</b>	<b>150591,7</b>	<b>156779,0</b>	<b>163966,4</b>	<b>170525,1</b>	<b>177346,1</b>	<b>184439,9</b>	<b>191817,5</b>
1	1.1. Расходы на топливо	тыс. руб.	107 233,7	113 760,3	118 331,8	123 187,5	128 157,4	133 422,9	139 539,5	145 121,1	150 925,9	156 963,0	163 241,5
2	1.1.1. Газ	тыс. руб.	105 605,6	112 067,1	118 331,8	123 187,5	128 157,4	133 422,9	139 539,5	145 121,1	150 925,9	156 963,0	163 241,5
3	1.1.2. Мазут	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1.1.3. Уголь	тыс. руб.	1 628,1	1 693,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	1.2. Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	19 404,3	20 465,8	19 540,0	20 341,8	21 162,3	22 031,8	23 041,9	23 963,5	24 922,1	25 919,0	26 955,7
6	1.3. Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	1.4. Расходы на холодную воду	тыс. руб.	1 066,1	1 131,0	1 174,5	1 222,7	1 272,0	1 324,3	1 385,0	1 440,4	1 498,0	1 558,0	1 620,3
8	1.5. Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>2. Операционные (подконтрольные) расходы</b>	тыс. руб.	<b>109 573,8</b>	<b>112 817,1</b>	<b>108 160,4</b>	<b>103 151,0</b>	<b>106 204,3</b>	<b>109 347,9</b>	<b>112 584,6</b>	<b>115 917,2</b>	<b>119 348,3</b>	<b>122 881,0</b>	<b>126 518,3</b>
9	2.1. Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	2 798,1	2 880,9	2 762,0	2 634,1	2 712,1	2 792,3	2 875,0	2 960,1	3 047,7	3 137,9	3 230,8
10	2.2. Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	13 079,5	13 466,7	12 910,8	12 312,9	12 677,3	13 052,6	13 438,9	13 836,7	14 246,3	14 668,0	15 102,2
11	2.3. Расходы на оплату труда	тыс. руб.	79 976,3	82 343,6	78 944,7	75 288,4	77 517,0	79 811,5	82 173,9	84 606,2	87 110,6	89 689,1	92 343,9

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
12	2.4. Расходы на оплату работ и услуг производственного характера	тыс. руб.	850,9	876,1	839,9	801,0	824,8	849,2	874,3	900,2	926,8	954,3	982,5
13	2.5. Расходы на оплату иных работ и услуг	тыс. руб.	10 313,2	10 618,4	10 180,1	9 708,6	9 996,0	10 291,9	10 596,5	10 910,2	11 233,1	11 565,6	11 908,0
14	2.6. Расходы на услуги банков	тыс. руб.	515,1	530,3	508,4	484,9	499,2	514,0	529,2	544,9	561,0	577,6	594,7
15	2.7. Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	1 308,0	1 346,7	1 291,1	1 231,3	1 267,8	1 305,3	1 344,0	1 383,7	1 424,7	1 466,9	1 510,3
16	2.8. Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	531,0	546,7	524,2	499,9	514,7	529,9	545,6	561,8	578,4	595,5	613,1
17	2.9. Лизинговый платеж	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	2.10. Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	2.11. Другие расходы	тыс. руб.	201,7	207,6	199,1	189,8	195,5	201,3	207,2	213,3	219,7	226,2	232,9
	<b>3. Неподконтрольные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>67 720,3</b>	<b>68 474,9</b>	<b>68 792,1</b>	<b>67 024,7</b>	<b>67 969,1</b>	<b>68 363,6</b>	<b>70 241,1</b>	<b>49 947,0</b>	<b>51 035,9</b>	<b>52 159,6</b>	<b>53 081,4</b>
20	3.1. Расходы на оплату услуг регулируемых организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	3.2. Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	3.3. Концессионная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	3.4. Расходы на уплату налогов, сборов и др. обязательных платежей	тыс. руб.	4 854,4	5 048,6	5 250,6	5 460,6	5 679,0	5 906,2	6 142,4	6 388,1	6 643,6	6 909,4	7 185,8
24	3.4.1. - плата за выбросы	тыс. руб.	32,3	33,6	35,0	36,4	37,8	39,3	40,9	42,6	44,3	46,0	47,9
25	3.4.2. - расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	226,5	235,5	244,9	254,7	264,9	275,5	286,6	298,0	309,9	322,3	335,2
26	3.4.3. - иные расходы (налоги и платежи)	тыс. руб.	4 595,6	4 779,5	4 970,6	5 169,5	5 376,2	5 591,3	5 814,9	6 047,5	6 289,4	6 541,0	6 802,7
27	- налог на имущество организаций	тыс. руб.	3 947,6	4 105,5	4 269,7	4 440,5	4 618,2	4 802,9	4 995,0	5 194,8	5 402,6	5 618,7	5 843,4
28	- транспортный налог	тыс. руб.	41,8	43,5	45,2	47,0	48,9	50,9	52,9	55,0	57,2	59,5	61,9
29	- услуги банка	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	- расходы на социальную сферу	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	- прочие (аренда земли)	тыс. руб.	606,2	630,5	655,7	681,9	709,2	737,5	767,0	797,7	829,6	862,8	897,3
32	3.5. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	24 152,8	24 867,8	23 841,3	22 737,1	23 410,1	24 103,1	24 816,5	25 551,1	26 307,4	27 086,1	27 887,8
33	3.6. Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	2 460,3	2 533,1	2 428,6	2 316,1	2 384,6	2 455,2	2 527,9	2 602,7	2 679,8	2 759,1	2 602,7
34	3.7. Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	14 959,2	14 449,1	15 078,3	15 858,7	15 853,2	15 817,7	15 405,1	15 405,1	15 405,1	15 405,1	15 405,1
35	3.8. Расходы на создание нормативного запаса топлива	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	3.9. Расходы на выплаты по договорам займа и кредитам включая проценты	тыс. руб.	21 293,6	20 576,4	19 389,5	20 652,3	20 642,1	20 081,4	21 349,2	-	-	-	-
37	3.10. Налог на прибыль	тыс. руб.	-	999,9	2 803,9	-	-	-	-	-	-	-	-
38	3.11. Выпадающие доходы	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>4. Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>607,5</b>	<b>4 631,5</b>	<b>11 872,5</b>	<b>683,4</b>	<b>710,7</b>	<b>739,1</b>	<b>768,7</b>	<b>799,4</b>	<b>831,4</b>	<b>864,7</b>	<b>799,4</b>
39	- социальные выплаты	тыс. руб.	607,5	631,8	657,1	683,4	710,7	739,1	768,7	799,4	831,4	864,7	799,4
40	- инвестпрограмма	тыс. руб.	-	3 999,7	11 215,4	-	-	-	-	-	-	-	-
41	- расходы на погашение и обслуживание заемных средств	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	<b>5. Расчётная предпринимательская прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>8 823,5</b>	<b>9 065,6</b>	<b>8 773,7</b>	<b>8 554,4</b>	<b>8 798,3</b>	<b>9 049,3</b>	<b>9 295,2</b>	<b>9 563,4</b>	<b>9 840,2</b>	<b>10 125,9</b>	<b>10 408,8</b>
43	<b>6. Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования</b>	<b>тыс. руб.</b>	12 730,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	<b>7. Корректировка НВВ, связанная с тарифными ограничениями</b>	<b>тыс. руб.</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	<b>8. Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосб</b>	<b>тыс. руб.</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>46</b>	<b>9. ИТОГО необходимая валовая выручка, всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>327 159,6</b>	<b>330 346,3</b>	<b>336 644,9</b>	<b>324 165,5</b>	<b>334 274,1</b>	<b>344 279,0</b>	<b>356 856,0</b>	<b>346 752,0</b>	<b>358 401,9</b>	<b>370 471,1</b>	<b>382 625,4</b>
47	в том числе на потребительский рынок	тыс. руб.	327 159,6	330 346,3	336 644,9	324 165,5	334 274,1	344 279,0	356 856,0	346 752,0	358 401,9	370 471,1	382 625,4
<b>48</b>	<b>10. Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей</b>	<b>руб. /Гкал</b>	<b>3 036,1</b>	<b>3 004,9</b>	<b>3 061,0</b>	<b>2 944,6</b>	<b>3 035,4</b>	<b>3 123,0</b>	<b>3 218,8</b>	<b>3 127,7</b>	<b>3 232,8</b>	<b>3 341,6</b>	<b>3 451,3</b>
49	Темп роста тарифа среднегодовой	%		-1,03%	1,87%	-3,80%	3,09%	2,88%	3,07%	-2,83%	3,36%	3,37%	3,28%
50	Источники финансирования												
51	Потребности в инвестициях	тыс. руб.		18 448,8	26 293,7	-	-	-	-	-	-	-	-
52	То же накопленным итогом	тыс. руб.		18 448,8	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5	44 742,5
53	Собственные источник финансирования	тыс. руб.		18 448,8	26 293,7	-	-	-	-	-	-	-	-
54	- амортизация объектов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации	тыс. руб.		14 449,1	15 078,3	-	-	-	-	-	-	-	-
55	- капиталовложения из прибыли	тыс. руб.		3 999,7	11 215,4	-	-	-	-	-	-	-	-
56	- плата за технологическое присоединение	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	- возвратный НДС	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	Дефицит собственных средств	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59	Привлеченные средства	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	- кредиты	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	- бюджетное финансирование	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	- источник не определен	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	Кредиты коммерческих банков	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
64	Долговые обязательства накопленным итогом	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	Выплаты по кредиту в части процентов	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
66	- из прибыли	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	- из амортизации по проекту	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	- средства возвратного НДС	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69	Начисленные проценты	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	Выплаты из тарифа	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
71	Всего выплаты кредита и процентов	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Таблица 10.8. Сравнительный анализ конечного тарифа для потребителей ЕТО №001 АО "Теплоцентрль Белокуриха"**

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2022-2032
<b>Без учета мероприятий по котельным</b>													
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	127 704,1	135 357,1	140 826,1	146 604,9	152 518,6	158 785,2	166 062,5	172 705,0	179 613,2	186 797,7	194 269,6	1 761 244,00
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	109 573,8	112 817,1	116 156,5	119 594,8	123 134,8	126 779,6	130 532,2	134 396,0	138 374,1	142 470,0	146 687,1	1 400 516,00
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	67 720,3	67 475,0	66 085,4	66 544,3	67 606,9	68 123,1	70 125,9	49 960,9	51 182,6	52 443,1	53 467,8	680 735,30
Нормативная прибыль	тыс. руб.	607,5	631,8	657,1	683,4	710,7	739,1	768,7	799,4	831,4	864,7	799,4	8 093,20
Расчётная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	8 823,5	9 065,6	9 266,1	9 443,9	9 721,7	10 007,8	10 290,2	10 595,5	10 910,6	11 235,8	11 557,5	110 918,20
Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс. руб.	12 730,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12 730,40
Необходимая валовая выручка, всего	тыс. руб.	327 159,6	325 346,6	332 991,3	342 871,2	353 692,6	364 434,8	377 779,5	368 456,8	380 911,9	393 811,3	406 781,4	3 974 237,00
Полезный отпуск тепловой энергии конечным потребителям	тыс. Гкал	107,8	109,9	110,0	110,1	110,1	110,2	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	
<b>Тариф на тепловую энергию</b>	<b>руб. /Гкал</b>	<b>3 036,1</b>	<b>2 959,4</b>	<b>3 027,8</b>	<b>3 114,5</b>	<b>3 211,8</b>	<b>3 305,8</b>	<b>3 407,6</b>	<b>3 323,5</b>	<b>3 435,8</b>	<b>3 552,2</b>	<b>3 669,2</b>	
<b>С учетом мероприятий по котельным (сценарий №1)</b>													
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	127704,13	135357,1	139046,2	144752,0	150591,7	156779,0	163966,4	170525,1	177346,1	184439,9	191817,5	1 742 325,13
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	109 573,8	112 817,1	108 160,4	103 151,0	106 204,3	109 347,9	112 584,6	115 917,2	119 348,3	122 881,0	126 518,3	1 246 503,90
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	67 720,3	68 474,9	68 792,1	67 024,7	67 969,1	68 363,6	70 241,1	49 947,0	51 035,9	52 159,6	53 081,4	684 809,70
Нормативная прибыль	тыс. руб.	607,5	4 631,5	11 872,5	683,4	710,7	739,1	768,7	799,4	831,4	864,7	799,4	23 308,30
Расчётная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	8 823,5	9 065,6	8 773,7	8 554,4	8 798,3	9 049,3	9 295,2	9 563,4	9 840,2	10 125,9	10 408,8	102 298,30
Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс. руб.	12 730,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12 730,40
Необходимая валовая выручка, всего	тыс. руб.	327 159,6	330 346,3	336 644,9	324 165,5	334 274,1	344 279,0	356 856,0	346 752,0	358 401,9	370 471,1	382 625,4	3 811 975,80
Полезный отпуск тепловой энергии конечным потребителям	тыс. Гкал	107,8	109,9	110,0	110,1	110,1	110,2	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	
<b>Тариф на тепловую энергию</b>	<b>руб. /Гкал</b>	<b>3 036,1</b>	<b>3 004,9</b>	<b>3 061,0</b>	<b>2 944,6</b>	<b>3 035,4</b>	<b>3 123,0</b>	<b>3 218,8</b>	<b>3 127,7</b>	<b>3 232,8</b>	<b>3 341,6</b>	<b>3 451,3</b>	

## 11. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям).

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Реестр действующих на территории г. Белокуриха единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), приведен в таблице 11.1.

Графически зоны действия ЕТО представлены на рис. 11.1.

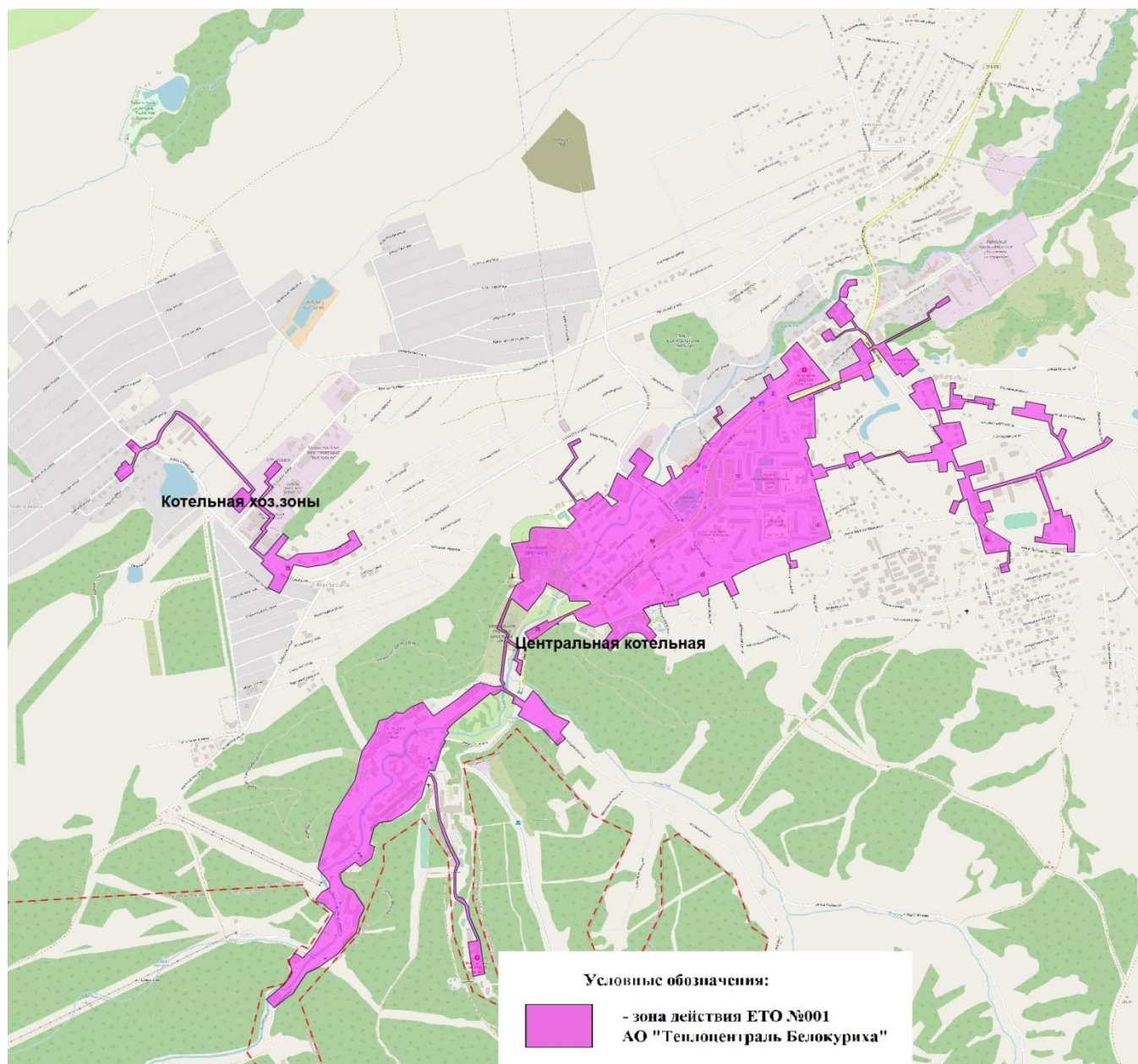


Рис. 11.1. Существующие зоны действия ЕТО

**Таблица 11.1. Утвержденные ЕТО в системах теплоснабжения на территории г. Белокуриха**

№ системы теплоснабжения	Наименование источников в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах систем теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности ЕТО	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
001	Центральная котельная	теплоснабжающая орг. – АО «Теплоцентрально Белокуриха»; теплосетевая орг. – отсутствует	источник – АО «Теплоцентрально Белокуриха»; сети – АО «Теплоцентрально Белокуриха»	001	АО «Теплоцентрально Белокуриха»	пункт 7 раздел II "Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации "
002	Котельная хоззоны	теплоснабжающая орг. – АО «Теплоцентрально Белокуриха»; теплосетевая орг. – отсутствует	источник – АО «Теплоцентрально Белокуриха»; сети – АО «Теплоцентрально Белокуриха»			

## **12. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.**

Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии определяет, прежде всего, условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

В связи с тем, что все источники тепловой энергии г. Белокуриха имеют резерв мощности и обеспечивают требуемые гидравлические параметры теплоносителя у потребителей (с учетом выполнения предложенных мероприятий), работают в изолированных зонах теплоснабжения, производить перераспределение тепловой нагрузки между ними в эксплуатационном режиме не требуется.

Предлагаемое к реализации распределение тепловой нагрузки согласно сценариям №1, 2 представлено в таблицах 12.1, 12.2.

**Таблица 12.1. Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии согласно сценарию №1**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентраль Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	46,235	46,235	47,159	47,170	47,213	47,226	47,254	47,410
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	0,501	0,501	0,501					
<b>БМК</b>									
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч				0,501	0,501	0,501	0,501	0,501

**Таблица 12.2. Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии согласно сценарию №2**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентраль Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	46,235	40,476	40,046	37,983	38,025	38,039	38,067	38,223
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч	0,501	0,501	0,501					
<b>БМК</b>									
Подключенная нагрузка (договорная), в т. ч.:	Гкал/ч				0,501	0,501	0,501	0,501	0,501

### **13. Решения по бесхозным тепловым сетям.**

Согласно данным Администрации г. Белокуриха и ТСО АО "Теплоцентраль Белокуриха" на территории г. Белокуриха бесхозные участки тепловых сетей не выявлены.

**14. Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения города Белокуриха.**

По состоянию на 2021 г. г. Белокуриха газифицирован. На Центральной котельной АО "Теплоцентральный Белокуриха" в качестве топлива используется природный газ. На котельной хоззоны в качестве топлива применяется каменный уголь Кузнецкого бассейна.

Данной схемой теплоснабжения предусматривается строительство новой блочно-модульной газовой котельной на территории котельной хоззоны, с переключением на неё потребителей котельной хоззоны.

В Алтайском крае утверждена "Государственная программа Алтайского края "Обеспечение населения Алтайского края жилищно-коммунальными услугами". Подпрограмма 3 "Газификация Алтайского края" указанной государственной программы предусматривает перевод 156-ти котельных на природный газ в период 2021-2023 гг. (таблица 14.1).

**Таблица 14.1. Сводный план мероприятий по основным целевым показателям подпрограммы 3 Государственной программы Алтайского края "Обеспечение населения Алтайского края жилищно-коммунальными услугами" (в части перевода котельных на природный газ)**

Наименование мероприятия (показателя)	Наименование мероприятия (показателя)	Наименование мероприятия (показателя)	Годы реализации				
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Перевод котельных на природный газ	всего	ед.	-	52	51	52	53
		тыс. рублей	61948,0	131455,4	87051,0	53839,6	-
	в том числе краевой бюджет	ед.	-	6	4	3	-
		тыс. рублей	57850,0	126347,5	85061,4	51850,0	-
	местные бюджеты	ед.	-	-	-	1989,6	-
		тыс. рублей	4098,0	5107,9	1989,6	1989,6	-
внебюджетные источники	ед.	-	46	47	49	-	
	тыс. рублей	-	-	-	-	-	

Необходимо при разработке схемы газоснабжения г. Белокуриха предусмотреть мероприятия по подключению к существующим сетям газоснабжения новой блочно-модульной котельной на территории котельной хоззоны в 2023 г.

Данной схемой теплоснабжения, "Схемой и программой развития единой энергетической системы России на 2021 - 2027 годы ", "Схемой и программой развития электроэнергетики Алтайского края на 2021 - 2025 годы " (далее СиПР ЭАК) не предусматривается строительство на территории муниципального образования источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Существующие источники тепловой энергии, а также мероприятия по их реконструкции и модернизации полностью обеспечены электрической мощностью, согласно СиПР ЭАО. Актуализированная схема теплоснабжения полностью синхронизирована СиПР ЭАО.

"Схема водоснабжения и водоотведения г. Белокуриха" была разработана в 2013 г.

С момента утверждения схемы водоснабжения произошла значительная корректировка (в сторону уменьшения) перечня объектов, подлежащих вводу в эксплуатацию до 2032 г.

В данной схеме теплоснабжения принято решение о переводе потребителей г. Белокуриха на закрытый водоразбор (с установкой подогревателей горячего водоснабжения в ИТП подключенных объектов), что повлечет увеличение расхода холодной воды по объектам и снижения расхода холодной воды на источниках. В связи с этим предлагается выполнить корректировку утвержденной схемы водоснабжения г. Белокуриха с целью уточнения объемов реконструкции сетей водоснабжения.

## **15. Индикаторы развития систем теплоснабжения города**

В таблицах 15.1, 15.2 представлены индикаторы развития систем теплоснабжения г. Белокуриха по каждому источнику теплоснабжения и по городу в целом на 2021-2032 гг. согласно сценариям №1, 2.

В таблицах 15.3, 15.4 представлены технико-экономические показатели источников тепла на 2021-2032 гг. согласно сценариям №1, 2.

**Таблица 15.1. Индикаторы развития систем теплоснабжения г. Белокуриха согласно сценарию №1**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентрал Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	155,4	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
Коэффициент использования установленной тепловой мощности		0,156	0,144	0,147	0,147	0,163	0,163	0,163	0,164
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м <sup>2</sup>	2,43	2,43	2,47	2,47	2,46	2,46	2,46	2,48
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	159,014	159,014	156,879	156,943	157,035	157,149	157,121	156,793
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	30	31	32	33	34	35	36	37
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0	0	0,6	0,1	0,1	0,1	0,04	0,1
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности	%	0	0	0	0	11	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	189,5	189,4	189,4					
Коэффициент использования установленной тепловой мощности		0,034	0,034	0,034					
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м <sup>2</sup>	2,16	2,16	2,16					
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	1025,948	1025,948	1025,948					
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	31	32	33					
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0	0	0					
Отношение установленной тепловой мощности	%	0	0	0					

<b>Параметры</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-2032</b>
оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности									
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0					
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0					
<b>БМК</b>									
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал				154,3	154,3	154,3	154,3	154,3
Коэффициент использования установленной тепловой мощности					0,209	0,209	0,209	0,209	0,209
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м <sup>2</sup>				2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м <sup>2</sup> /Гкал/ч				1025,948	1025,948	1025,948	1025,948	1025,948
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет				34	35	36	37	38
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%				0	0	0	0	0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности	%				0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.				0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.				0	0	0	0	0
<b>Итого по АО "Теплоцентрально Белокуриха"</b>									
<b>Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети</b>	<b>Гкал/м<sup>2</sup></b>	<b>2,41</b>	<b>2,41</b>	<b>2,45</b>	<b>2,45</b>	<b>2,44</b>	<b>2,44</b>	<b>2,44</b>	<b>2,45</b>
<b>Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке</b>	<b>м<sup>2</sup>/Гкал/ч</b>	<b>168,31</b>	<b>168,31</b>	<b>166,01</b>	<b>166,08</b>	<b>166,16</b>	<b>166,27</b>	<b>166,24</b>	<b>165,88</b>
<b>Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей</b>	<b>лет</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>

<b>Параметры</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-2032</b>
<b>Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей</b>	<b>%</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,6</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,04</b>	<b>0,1</b>
<b>Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности</b>	<b>%</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>10,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях</b>	<b>шт.</b>	<b>1,05</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>
<b>Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии</b>	<b>шт.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Таблица 15.2. Индикаторы развития систем теплоснабжения г. Белокуриха согласно сценарию №2**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	155,4	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
Коэффициент использования установленной тепловой мощности		0,156	0,144	0,140	0,135	0,150	0,151	0,151	0,152
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м <sup>2</sup>	2,43	2,43	2,47	2,47	2,46	2,46	2,46	2,48
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	159,014	181,638	184,744	194,905	194,976	195,104	195,042	194,481
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	30	31	32	33	34	35	36	37
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0	0	0,6	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности	%	0	0	0	0	11	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	189,5	189,4	189,4					
Коэффициент использования установленной тепловой мощности		0,034	0,034	0,034					
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м <sup>2</sup>	2,16	2,16	2,16					
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	1025,948	1025,948	1025,948					
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	31	32	33					
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0	0	0					
Отношение установленной тепловой мощности	%	0	0	0					

<b>Параметры</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-2032</b>
оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности									
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	1,05	1,03	1,03					
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0					
<b>БМК</b>									
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал				154,3	154,3	154,3	154,3	154,3
Коэффициент использования установленной тепловой мощности					0,209	0,209	0,209	0,209	0,209
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м <sup>2</sup>				2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м <sup>2</sup> /Гкал/ч				1025,948	1025,948	1025,948	1025,948	1025,948
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет				34	35	36	37	38
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%				0	0	0	0	0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности	%				0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.				1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.				0	0	0	0	0
<b>Итого по АО "Теплоцентраль Белокуриха"</b>									
<b>Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети</b>	<b>Гкал/м<sup>2</sup></b>	<b>2,41</b>	<b>2,41</b>	<b>2,45</b>	<b>2,45</b>	<b>2,44</b>	<b>2,44</b>	<b>2,44</b>	<b>2,45</b>
<b>Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке</b>	<b>м<sup>2</sup>/Гкал/ч</b>	<b>168,31</b>	<b>191,96</b>	<b>195,14</b>	<b>205,72</b>	<b>205,78</b>	<b>205,90</b>	<b>205,84</b>	<b>205,24</b>
<b>Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей</b>	<b>лет</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>

<b>Параметры</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-2032</b>
<b>Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей</b>	<b>%</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,6</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>
<b>Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности</b>	<b>%</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>10,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях</b>	<b>шт.</b>	<b>1,05</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>	<b>1,03</b>
<b>Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии</b>	<b>шт.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Таблица 15.3. Технико-экономические показатели источников тепла за 2021-2032 гг. согласно сценарию №1**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуржиха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	136692	125943	128508	128559	128689	128732	128869	129603
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	1107	1107	1130	1130	1131	1132	1133	1139
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	135585	124836	127378	127429	127558	127600	127736	128464
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	17880	17879	18243	18251	18269	18275	18294	18399
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год	117705	106956	109135	109178	109289	109325	109441	110065
- в горячей воде	Гкал/год	117705	106956	109135	109178	109289	109325	109441	110065
- в паре	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	154,1	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	155,4	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	21,070	19,387	19,782	19,790	19,810	19,816	19,837	19,950
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3	18662,45	17171,81	17521,56	17528,52	17546,25	17552,07	17570,73	17670,87
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	2176	2176	2176					
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	266	266	266					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	1909	1910	1910					
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	1110	1110	1110					
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год	799	800	800					
- в горячей воде	Гкал/год	799	800	800					
- в паре	Гкал/год	0	0	0					
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	166,3	166,2	166,2					
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	189,5	189,4	189,4					
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	0,362	0,362	0,362					
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс.т.	0,496	0,496	0,496					
<b>БМК</b>									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год				1939	1939	1939	1939	1939
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год				29	29	29	29	29
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год				1910	1910	1910	1910	1910
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год				1110	1110	1110	1110	1110
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год				800	800	800	800	800
- в горячей воде	Гкал/год				800	800	800	800	800

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
- в паре	Гкал/год				0	0	0	0	0
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал				152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
УРУТ на отпущенную тепловой энергии	кг у.т./Гкал				154,3	154,3	154,3	154,3	154,3
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.				0,295	0,295	0,295	0,295	0,295
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3				260,986	260,986	260,986	260,986	260,986
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Выработка тепловой энергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>138868</b>	<b>128119</b>	<b>130684</b>	<b>130498</b>	<b>130628</b>	<b>130670</b>	<b>130807</b>	<b>131542</b>
<b>Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной</b>	<b>Гкал</b>	<b>1373</b>	<b>1373</b>	<b>1396</b>	<b>1159</b>	<b>1160</b>	<b>1161</b>	<b>1162</b>	<b>1168</b>
<b>Отпуск тепловой энергии в сеть</b>	<b>Гкал</b>	<b>137494</b>	<b>126745</b>	<b>129288</b>	<b>129339</b>	<b>129468</b>	<b>129510</b>	<b>129645</b>	<b>130373</b>
<b>Потери тепловой энергии в сетях</b>	<b>Гкал</b>	<b>18990</b>	<b>18989</b>	<b>19353</b>	<b>19361</b>	<b>19379</b>	<b>19385</b>	<b>19404</b>	<b>19509</b>
<b>Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:</b>	<b>Гкал</b>	<b>118504</b>	<b>107756</b>	<b>109935</b>	<b>109978</b>	<b>110089</b>	<b>110125</b>	<b>110241</b>	<b>110865</b>
<b>- в горячей воде</b>	<b>Гкал</b>	<b>118504</b>	<b>107756</b>	<b>109935</b>	<b>109978</b>	<b>110089</b>	<b>110125</b>	<b>110241</b>	<b>110865</b>
<b>- в паре</b>	<b>Гкал</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Годовой расход условного топлива</b>	<b>тыс.т.у.т.</b>	<b>21,432</b>	<b>19,749</b>	<b>20,144</b>	<b>20,084</b>	<b>20,104</b>	<b>20,111</b>	<b>20,132</b>	<b>20,245</b>
<b>Годовой расход натурального топлива (газ)</b>	<b>тыс.м3</b>	<b>18662,5</b>	<b>17171,8</b>	<b>17521,6</b>	<b>17789,5</b>	<b>17807,2</b>	<b>17813,1</b>	<b>17831,7</b>	<b>17931,9</b>
<b>Годовой расход натурального топлива (уголь)</b>	<b>тыс.т.</b>	<b>0,496</b>	<b>0,496</b>	<b>0,49618</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Таблица 15.4. Технико-экономические показатели источников тепла за 2021-2032 гг. согласно сценарию №2**

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
<b>ЕТО №001 - АО "Теплоцентральный Белокуржиха"</b>									
<b>Центральная котельная</b>									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	136692	125943	122460	118487	118617	118660	118797	119531
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	1107	1107	1068	1027	1028	1028	1030	1036
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	135585	124836	121393	117460	117589	117632	117767	118495
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	17880	17879	18243	18251	18269	18275	18294	18399
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год	117705	106956	103150	99210	99320	99357	99473	100096
- в горячей воде	Гкал/год	117705	106956	103150	99210	99320	99357	99473	100096
- в паре	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	154,1	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	155,4	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	21,070	19,387	18,851	18,239	18,259	18,266	18,287	18,400
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3	18662,45	17171,81	16697,02	16155,29	16173,02	16178,84	16197,50	16297,64
<b>Котельная хоззоны</b>					Ликвидация котельной хоззоны в 2023 г. с переключением тепловых нагрузок на новую котельную БМК				
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	2176	2176	2176					
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	266	266	266					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	1909	1910	1910					
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	1110	1110	1110					
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год	799	800	800					
- в горячей воде	Гкал/год	799	800	800					
- в паре	Гкал/год	0	0	0					
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	166,3	166,2	166,2					
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	189,5	189,4	189,4					
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.	0,362	0,362	0,362					
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс.т.	0,496	0,496	0,496					
<b>БМК</b>									
Выработка тепловой энергии	Гкал/год				1939	1939	1939	1939	1939
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год				29	29	29	29	29
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год				1910	1910	1910	1910	1910
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год				1110	1110	1110	1110	1110
Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал/год				800	800	800	800	800
- в горячей воде	Гкал/год				800	800	800	800	800

Параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
- в паре	Гкал/год				0	0	0	0	0
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т./Гкал				152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
УРУТ на отпущенную тепловой энергии	кг у.т./Гкал				154,3	154,3	154,3	154,3	154,3
Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т.				0,295	0,295	0,295	0,295	0,295
Годовой расход натурального топлива (газ)	тыс.м3				260,986	260,986	260,986	260,986	260,986
<b>Итого по АО "Теплоцентральный Белокуриха"</b>									
<b>Выработка тепловой энергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>138868</b>	<b>128119</b>	<b>124636</b>	<b>120426</b>	<b>120556</b>	<b>120599</b>	<b>120736</b>	<b>121470</b>
<b>Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной</b>	<b>Гкал</b>	<b>1373</b>	<b>1373</b>	<b>1334</b>	<b>1056</b>	<b>1057</b>	<b>1057</b>	<b>1059</b>	<b>1065</b>
<b>Отпуск тепловой энергии в сеть</b>	<b>Гкал</b>	<b>137494</b>	<b>126745</b>	<b>123303</b>	<b>119370</b>	<b>119499</b>	<b>119541</b>	<b>119677</b>	<b>120405</b>
<b>Потери тепловой энергии в сетях</b>	<b>Гкал</b>	<b>18990</b>	<b>18989</b>	<b>19353</b>	<b>19361</b>	<b>19379</b>	<b>19385</b>	<b>19404</b>	<b>19509</b>
<b>Полезный отпуск (потребление) тепловой энергии, в т.ч.:</b>	<b>Гкал</b>	<b>118504</b>	<b>107756</b>	<b>103949</b>	<b>100010</b>	<b>100120</b>	<b>100156</b>	<b>100273</b>	<b>100896</b>
<b>- в горячей воде</b>	<b>Гкал</b>	<b>118504</b>	<b>107756</b>	<b>103949</b>	<b>100010</b>	<b>100120</b>	<b>100156</b>	<b>100273</b>	<b>100896</b>
<b>- в паре</b>	<b>Гкал</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Годовой расход условного топлива</b>	<b>тыс.т.у.т.</b>	<b>21,432</b>	<b>19,749</b>	<b>19,213</b>	<b>18,534</b>	<b>18,554</b>	<b>18,561</b>	<b>18,582</b>	<b>18,695</b>
<b>Годовой расход натурального топлива (газ)</b>	<b>тыс.м3</b>	<b>18662,5</b>	<b>17171,8</b>	<b>16697,0</b>	<b>16416,3</b>	<b>16434,0</b>	<b>16439,8</b>	<b>16458,5</b>	<b>16558,6</b>
<b>Годовой расход натурального топлива (уголь)</b>	<b>тыс.т.</b>	<b>0,496</b>	<b>0,496</b>	<b>0,496</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## 16. Ценовые (тарифные) последствия.

Расчеты тарифов на тепловую энергию выполнены в соответствии с требованиями законодательства:

- Федеральный Закон № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. "О теплоснабжении";
- Основы ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075;
- Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные Приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э.

Расчет выполнен по теплоснабжающим предприятиям. Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии определены отношением показателя необходимой валовой выручки (НВВ), отнесенной к полезному отпуску, в течение расчетных периодов Схемы теплоснабжения.

Данный показатель отражает изменения следующих расходов: операционных (подконтрольных), неподконтрольных, энергетических и расходов из прибыли, связанных с производством и передачей тепловой энергии потребителям.

Расчеты ценовых последствий произведены с учетом следующих сценарных условий:

1. За базу приняты тарифные решения на 2021 год, утвержденные Управлением Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов.

2. Расчет операционных (подконтрольных) расходов до 2032 г. произведен с применением прогнозных индексов изменения цен в соответствии с Прогнозом индексов дефляторов и индексов цен производителей по видам экономической деятельности до 2024 г.

3. Расчет неподконтрольных расходов на 2022-2032 годы в части амортизационных отчислений, налога на имущество, расходы на выплаты по кредитным договорам произведен с учетом реализации мероприятий, предусмотренных в Схеме теплоснабжения и ограничений роста платы граждан.

4. Расчет энергетических ресурсов произведен с учетом физических показателей и прогнозируемых эффектов от реализации мероприятий.

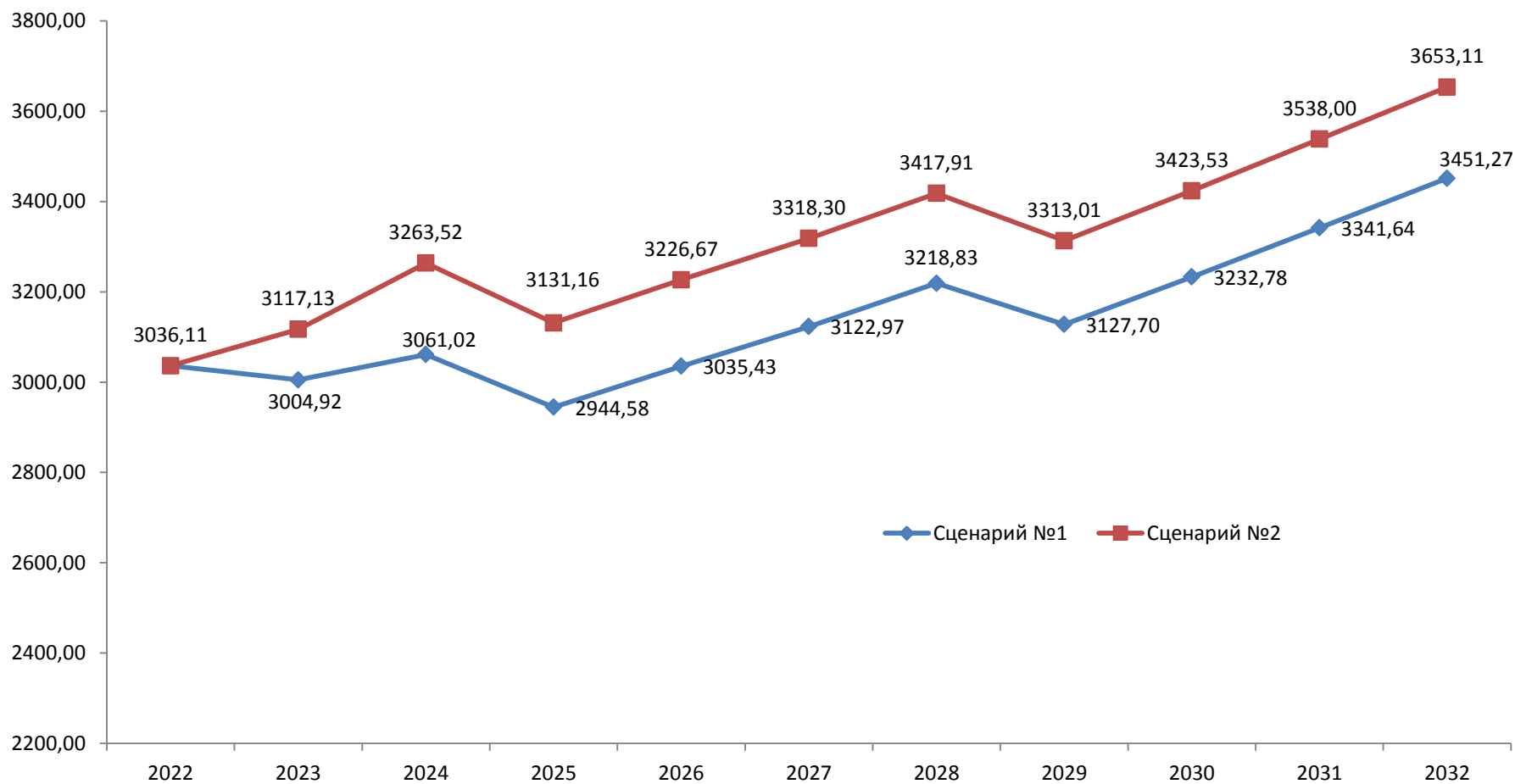
5. Расходы из прибыли на 2022-2032 годы определены с учетом расчета размера прибыли, направленной на капитальные вложения (инвестиции).

6. Объем полезного отпуска на 2022-2032 годы определен расчетным путем с учетом приростов перспективной нагрузки и требований энергосбережения.

Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей ТСО (п. 4.2 данного документа) приведены в таблице 16.1.

**Таблица 16.1. Ценовые (тарифные) последствия для потребителей г. Белокуриха**

	Тариф на тепловую энергию среднегодовой, тыс. руб. без НДС										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Сценарий №1	3036,11	3004,92	3061,02	2944,58	3035,43	3122,97	3218,83	3127,70	3232,78	3341,64	3451,27
Сценарий №2	3036,11	3117,13	3263,52	3131,16	3226,67	3318,30	3417,91	3313,01	3423,53	3538,00	3653,11



**Рис. 16.1. Ценовые (тарифные) последствия для потребителей г. Белокуриха при разных сценариях развития системы теплоснабжения**