СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КАНСКА С 2013 ПО 2028 ГОД

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Муниципальный контракт №0119300006212000378-0185943-04 от 30.12.2012 г.

Санкт-Петербург
2013 год

УТВЕРЖДАЮ

Глава города Канска

_____ Качан Н.Н.

«__» _____ 2013 г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «СпортФьючер»

_____ Ермаков М.А.

«__» _____ 2013 г.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КАНСКА

С 2013 ПО 2028 ГОД

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Муниципальный контракт №0119300006212000378-0185943-04 от 30.12.2012 г.

Разработчик: ООО "Спортфьючер"

Санкт-Петербург

2013 г

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования город Канск на период с 2013 года до 2028 года.

Глава 1.	Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	5
	Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	5
	Часть 2 Источники тепловой энергии	8
	Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	60
	Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	96
	Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	97
	Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	104
	Часть 7. Балансы теплоносителя	114
	Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	117
	Часть 9. Надежность теплоснабжения	120
	Часть 10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	127
	Часть 11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа	129
Глава 2.	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	131
Глава 3.	Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа	140
Глава 4.	Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	142
Глава 5.	Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	156

Глава 6.	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	160
Глава 7.	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	172
Глава 8.	Перспективные топливные балансы	178
Глава 9.	Оценка надежности теплоснабжения	180
Глава 10.	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	197
Глава 11.	Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	208
	Перечень используемой литературы	239

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.

Централизованным теплоснабжением охвачено 40 % территории города, на которых проживает 70 % городского населения.

В границах муниципального образования город Канск действует 19 систем централизованного теплоснабжения, включающих в себя 19 источников тепловой энергии, в том числе две ТЭЦ:

- Канская ТЭЦ;
- ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис";
- Котельная №1 "пос. Строителей" ОАО "Гортепло";
- Котельная №3 "ПТУ" ОАО "Гортепло";
- Котельная №4 "Березка" ОАО "Гортепло";
- Котельная №5 "Даурия" ОАО "Гортепло";
- Котельная №7 "Мелькомбинат" ОАО "Гортепло";
- Котельная №8 "ЛДК" ОАО "Гортепло";
- Котельная №9 "Школа" ОАО "Гортепло";
- Котельная №10 "Де-Корт" ОАО "Гортепло";
- Котельная №11 "Альчет" ОАО "Гортепло";
- Котельная №12 "Ново-Канская" ОАО "Гортепло";
- Котельная №13 "5 военный городок" ОАО "Гортепло";
- Котельная №15 "ДСУ-5" ОАО "Гортепло";
- Котельная №16 "ЛТЦ-34" ОАО "Гортепло";
- Котельная филиала «Восточный» ОАО "Красноярскнефтепродукт";
- Котельная КГБУСО "Канский психоневрологический интернат";
- Котельная №53к "4 военный городок" филиала ОАО "РЭУ" "Иркутский";
- Котельная КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2";

Объекты систем теплоснабжения эксплуатируются 7 теплоснабжающими и 3 теплосетевыми организациями:

- ОАО «Канская ТЭЦ»

- ОАО "Красноярская теплотранспортная компания"
- ООО "Канские тепловые сети"
- МУП "Канский Электросетьсбыт"
- ОАО "Гортепло"
- ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"
- ОАО "Красноярскнефтепродукт", филиал Восточный
- КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"
- Филиал ОАО "РЭУ" "Иркутский"
- КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"

Приложение 1: Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Приложение 2: Границы систем теплоснабжения муниципального образования город Канск

В границах системы теплоснабжения Канской ТЭЦ действует несколько теплоснабжающих и теплосетевых организаций. Взаимодействие между организациями регулируется следующими договорными отношениями:

ОАО «Канская ТЭЦ» заключены договоры на оказание услуг по передаче тепловой энергии с ОАО «Красноярская теплотранспортная компания», ООО «Канские тепловые сети», МУП «Канский Электросетьсбыт» и ОАО «Гортепло».

Между МУП «Канский Электросетьсбыт» и ОАО «Гортепло» заключен договор на оказание услуг по обслуживанию тепловых сетей, находящихся в хозяйственном ведении МУП «Канский Электросетьсбыт».

Договоры на оказание услуг теплоснабжения заключены ОАО «Красноярская теплотранспортная компания»: стандартные публичные – с населением и индивидуальные – с прочими потребителями, получающими тепловую энергию от ОАО «Канская ТЭЦ».

В границах других систем теплоснабжения действует по одной теплоснабжающей организации.

Теплоснабжающие организации занимают монопольное положение на рынке поставок тепла, что определяет их особые взаимоотношения с

потребителями. Договорные отношения накладывают на монополиста особые обязательства по качеству оказания услуг.

Контроль за соблюдением качества оказываемых услуг осуществляется территориальным отделением Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей «Роспотребнадзор», согласно п. 75 «Правил предоставления коммунальных услуг гражданам»,

Кроме описанных выше систем централизованного теплоснабжения, в городе действует две производственных котельных, покрывающих собственную потребность в тепловой энергии.

Ряд кварталов индивидуальной жилой застройки является зонами индивидуального и печного теплоснабжения.

В правобережном районе: кварталы 13, 14, 15;

В центральном районе кварталы 24, 25, 25а, 26, 27, 28, 33, 38;

В южном районе кварталы 51, 45, 46, 50, 54, 43, 47, 41, 40, 39, 52.

Внутри зон действия централизованного теплоснабжения зоны индивидуального теплоснабжения отсутствуют.

Часть 1.2. Источники тепловой энергии.

Описание источников тепловой энергии основано на данных, переданных разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика схемы теплоснабжения в адрес теплоснабжающих организаций, действующих на территории поселения.

1.2.1. Общая характеристика источников тепловой энергии

В городе Канске действует 19 источников централизованного теплоснабжения, в том числе две теплоэлектроцентрали.

Характеристика установленной и присоединенной тепловой мощности приведена в табл. 1.2.1. Данные о присоединенной тепловой мощности получены из электронной модели систем теплоснабжения.

Характеристика источников теплоснабжения г. Канска

Таблица 1.2.1

№ п/п	Источник теплоснабжения		Установленная мощность	Нагрузки подключенных потребителей	
				Отопление и вентиляция	ГВС
1.	Канская ТЭЦ, ОАО "Канская ТЭЦ"		337,4	114,664	22,5232
2.	ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"		269	9,560	1,7739
3.	ОАО "Гортепло"	Котельная №1 «пос. Строителей»	5,84	3,630	0,0051
4.		Котельная №3 «ПТУ»	4,38	1,589	0,0000
5.		Котельная №4 «Березка»	0,689	0,210	0,0517
6.		Котельная №5 «Даурия»	0,88	0,177	0,0000
7.		Котельная №7 «Мелькомбинат»	10,8	4,503	0,1797
8.		Котельная №8 «ЛДК»	1,52	0,492	0,0014
9.		Котельная №9 «Школа»	0,685	0,220	0,0023
10.		Котельная №10 «Де-Корт»	2,36	0,888	0,0000
11.		Котельная №11 «Альчет»	0,84	1,077	0,0000
12.		Котельная №12 «Ново-Канская»	0,81	0,088	0,0000
13.		Котельная №13 «5 военный городок»	4,386	1,782	0,0000
14.		Котельная №15 «ДСУ-5»	0,72	0,459	0,0054
15.		Котельная №16 «ЛТЦ-34»	0,388	0,050	0,0500
16.	Котельная филиала "Восточный" ОАО "КНП"		4,6	1,026	0,0000
17.	Котельная КГБУСО "КПНИ"		2,8	0,220	0,1000
18.	Котельная 4 военного городка ОАО "РЭУ" "Иркутский"		11,9	3,188	0,0000
19.	Котельная КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"		0,95	0,451	0,0000

1.2.2. Канская ТЭЦ

Строительство Канской ТЭЦ начато в 1950 г. в качестве энергетического цеха хлопчатобумажного комбината. Запуск ТЭЦ состоялся 18 октября 1953 году. В 1959 году ТЭЦ выделилась в самостоятельное энергетическое предприятие. Существующие энергетические котлы Канской ТЭЦ введены в 4 очереди.

Канская ТЭЦ является основным источником теплоснабжения города Канска и покрывает 81 % тепловой нагрузки централизованного теплоснабжения, снабжает тепловой энергией промышленные предприятия ОАО «Кантекс», ООО «Канский комбинат строительных материалов», ООО «Канва» и другие.

1.2.2.1. Структура основного оборудования

Основное оборудование Канской ТЭЦ представлено котлоагрегатами № 1 – 7 БКЗ-75-39ФБ производства Белгородского котельного завода и турбоагрегатами с паровыми турбинами П-6-35-5М, Р-12-3,4/0,5-1 и ПР-6-35-/5/1,2.

Технические характеристики основного оборудования представлены в табл. 1.2.2.1.1 и 1.2.2.1.2.

Технические характеристики паровых энергетических котлов Канской ТЭЦ

Таблица 1.2.2.1.1

Параметр	Ед.изм.	Величина параметра						
Станционный номер		1	2	3	4	5	6	7
Маркировка, тип		БКЗ-75-39ФБ	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ-75-39ФБ
Год ввода в эксплуатацию		1977	1978	1968	1968	1969	1989	1991
Принадлежность		т/г ст.№ 1,2,3	т/г ст.№ 1,2,3	т/г ст.№ 1,2,3	т/г ст.№ 1,2,3	т/г ст.№ 1,2,3	т/г ст.№ 1,2,3	т/г ст.№ 1,2,3
Номинальное давление свежего пара	кгс/см^2	39	39	40	40	40	39	39
Номинальная температура свежего пара	°С	440	440	440	440	440	440	440
Максимальная паропроизводительность	т/ч	75	75	75	75	75	75	75
Номинальная паропроизводительность	т/ч	75	75	75	75	75	75	75
Минимально допустимая паропроизводительность	т/ч	39	39	39	39	39	39	39
Минимально допустимая паропроизводительность при работе на «скользящих параметрах»	т/ч	-	-	-	-	-	-	-

Технические характеристики турбоустановок Канской ТЭЦ

Таблица 1.2.2.1.2

Параметр	Единица измере-ния	Величина параметра		
Стационарный номер		1	2	3
Маркировка, тип		П-6-35-5М	Р-12-3,4/0,5-1	ПР-6-35/5/1,2
Дата введения в эксплуатацию		1995	2009	1968
Принадлежность		Коллектор острого пара котлов №1-7	Коллектор острого пара котлов №1-7	Коллектор острого пара котлов №1-7
Установленная (номинальная) мощность	МВт	6,0	12,0	6,0
Максимальная мощность	МВт	6,0	12,0	6,0
Максимальная мощность при работе в конденсационном режиме	МВт	6,0	-	-
Номинальный расход пара в голову	т/ч	54,5	111,2	55,2
Максимальный расход пара в голову	т/ч	54,5	111,2	55,2
Расход пара в голову при работе в конденсационном режиме	т/ч	26,6	-	-
Номинальное давление свежего пара	кгс/см^2	35,0	35,0	35,0
Номинальная температура свежего пара	°С	435,0	435,0	435,0
Маркировка, тип генератора		Т-6-2УЗ	ТПС-12-2ЕУЗ	Т-2-6-2
Номинальная активная мощность	МВт	6,0	12,0	6,0
Номинальная полная мощность	МВА	7,5	15,0	7,5
Частота вращения	об/мин	3000	3000	3000
Напряжение на выводах	кВ	6,3	6,3	6,3

1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Теплофикационное оборудование представлено бойлерами БП-200У, ПСВ-200У, ПСВ-200-7-15, ПСВ-500-14-23. Все бойлеры подключены к коллектору пара 5,0 кгс/см^2. Подача пара на коллектор осуществляется из отборов турбин и от редукционно-охладительных установок.

Параметры установленной тепловой мощности и прочие технические характеристики теплофикационного оборудования представлены в табл. 1.2.2.2.1.

Технические характеристики редукционно-охладительных установок включены в табл. 1.2.2.2.2.

Технические характеристики основных и пиковых бойлеров Канской ТЭЦ

Таблица 1.2.2.2.1

Параметр	Ед.изм.	Величина параметра								
Станционный номер		1	2	3	4	5	11	12	13	14
Тип		БП-200У	ПСВ-200У	БП-200У	ПСВ-200-7-15	ПСВ-200-7-15	ПСВ-500-14-23	ПСВ-500-14-23	ПСВ-500-14-23	ПСВ-500-14-23
Маркировка		Основной бойлер	Основной бойлер	Основной бойлер	Основной бойлер	Основной бойлер	Основной бойлер	Основной бойлер	Основной бойлер	Основной бойлер
Место подключения по пару		Коллектор 5 кгс/см^2	Коллектор 5 кгс/см^2	Коллектор 5 кгс/см^2	Коллектор 5 кгс/см^2	Коллектор 5 кгс/см^2	Коллектор 5 кгс/см^2	Коллектор 5 кгс/см^2	Коллектор 5 кгс/см^2	Коллектор 5 кгс/см^2
Площадь поверхности нагрева	м^2	200	200	200	200	200	500	500	500	500
Число ходов по воде	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Номинальная тепловая производительность	Гкал/ч	32	32	32	32	32	60	60	60	60
Номинальный расход греющего пара	т/ч	58,5	58,5	58,5	53,2	53,2	105,7	105,7	105,7	105,7
Максимальный нагрев сетевой воды	°С	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Номинальное давление пара	кгс/см^2	13	13	13	7	7	14	14	14	14
Номинальное давление сетевой воды	кгс/см^2	14	16	14	15	15	23	23	23	23
Номинальный расход сетевой воды	т/ч	800	800	800	800	800	1800	1800	1800	1800
Минимально допустимый расход сетевой воды	т/ч	800	800	800	800	800	1800	1800	1800	1800

Технические характеристики РОУ Канской ТЭЦ

Таблица 1.2.2.2.2

Параметр	Ед.изм.	Величина параметра								
Станционный номер		1	2	5	6	7	8	9	10	11
Маркировка, тип		РОУ39/5	РОУ39/5	РОУ39/5	РОУ40/11	РОУ40/11	РОУ40/11	РОУ40/11	РОУ39/1,2	РОУ40/11
Место подключения по пару		Коллектор острого пара	Коллектор острого пара	Коллектор острого пара	Коллектор острого пара	Коллектор острого пара	Коллектор острого пара	Коллектор острого пара	Коллектор острого пара	Коллектор острого пара
Номинальное давление свежего пара	кгс/см^2	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Номинальная температура свежего пара	°С	440	440	440	440	440	440	440	440	440
Номинальное давление редуцированного и охлажденного пара	кгс/см^2	5	5	5	5	5	5	5	1,2	5
Номинальная температура редуцированного и охлажденного пара	°С	250	250	250	250	250	250	250	130	250
Номинальная производительность	т/ч	40	60	40	60	60	60	40	40	60

1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности Канской ТЭЦ не установлены. Располагаемая тепловая мощность источника теплоснабжения составляет 327,2 Гкал/ч

1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Собственные нужды Канской ТЭЦ в тепловой энергии и горячей воде представлены потреблением тепловой энергии в горячей воде на общехозяйственные нужды, отопление и горячее водоснабжение зданий.

Собственные нужды в водяном паре представлены расходом пара на обдувку экранов паровых котлов.

Потребление тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды Канской ТЭЦ

Таблица 1.2.2.4.1

Наименование нужд	Потребляемая мощность, Гкал/ч	Среднечасовое потребление теплоносителя, т/ч
Общие собственные нужды	3,00	0,60
Общехозяйственные нужды	4,38	3,75
Объединенный вспомогательный корпус	1,08	0,03
Административный корпус	0,49	1,65
Автохозяйство	1,22	5,94
Итого	**10,16**	**11,97**

1.2.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования представлены в табл. 1.2.2.2.1.

График освидетельствований теплофикационного оборудования

Таблица 1.2.2.5.1

Наименование оборудования	Заводской номер	Рег. номер	Дата освидетельствования
Котлы			
БКЗ-75-39 ФБ ст. № 1	2785	5410/к	29.05.2014
БКЗ-75-39 ФБ ст. № 2	3197	5515/к	25.10.2015
БКЗ-75-39 ФБ ст. № 3	1021	4090/к	30.05.2013
БКЗ-75-39 ФБ ст. № 4	1229	4282/к	30.03.2014
БКЗ-75-39 ФБ ст. № 5	1390	4362/к	29.05.2013
БКЗ-75-39 ФБ ст. № 6	4523	6898/к	05.10.2015
БКЗ-75-39 ФБ ст. № 7	4597	6985/к	20.09.2014
Подогреватели сетевой воды			
ПСВ 200-7-15	9892	19834а	01.11.2021
ПСВ 200-7-15	9901	19835а	01.11.2021
ПСВ 200-7-15	9893	19837а	01.11.2021
ПСВ 200-7-15	9809	19836а	01.11.2021
ПСВ 500 ст. № 11	8073	18477а	06.09.2019
ПСВ 500 ст. № 12	7752	18478а	07.09.2019
ПСВ 500 ст. № 13	8218	18479а	07.09.2019
ПСВ 500 ст. № 14	2988	18480а	07.09.2019
Подогреватели ГВС			
ПСВ 200 ст. № 1	1148	16380а	16.05.2015
ПСВ 315 ст. № 3	8230	18631а	18.08.2013
ПСВ 315 ст. № 4	7898	18632а	12.09.2013
ПСВ 315 ст. № 5	5318	18633а	07.08.2013

1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Подогрев сетевой воды осуществляется в основных бойлерах БП-200У, ПСВ-200У, ПСВ-200-7-15, ПСВ-500-14-23. Все бойлеры подключены к коллектору пара 5,0 кгс/см^2, Ø630 мм. Подача пара в коллектор осуществляется из отборов паровых турбин и от редукционно-охладительных установок. Конденсат из бойлеров охлаждается в охладителях конденсата, нагревая декарбонизированную воду до подачи в деаэраторы, и направляется в конденсатные баки.

Теплофикационные установки одноступенчатые. Сетевые подогреватели двухходовые.

Система теплоснабжения – открытая, с водоразбором на нужды ГВС.

1.2.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, в ручном режиме, с погодозависимым регулированием температуры в подающем трубопроводе тепловой сети в соответствии с утвержденным температурным графиком 130/70 °С.

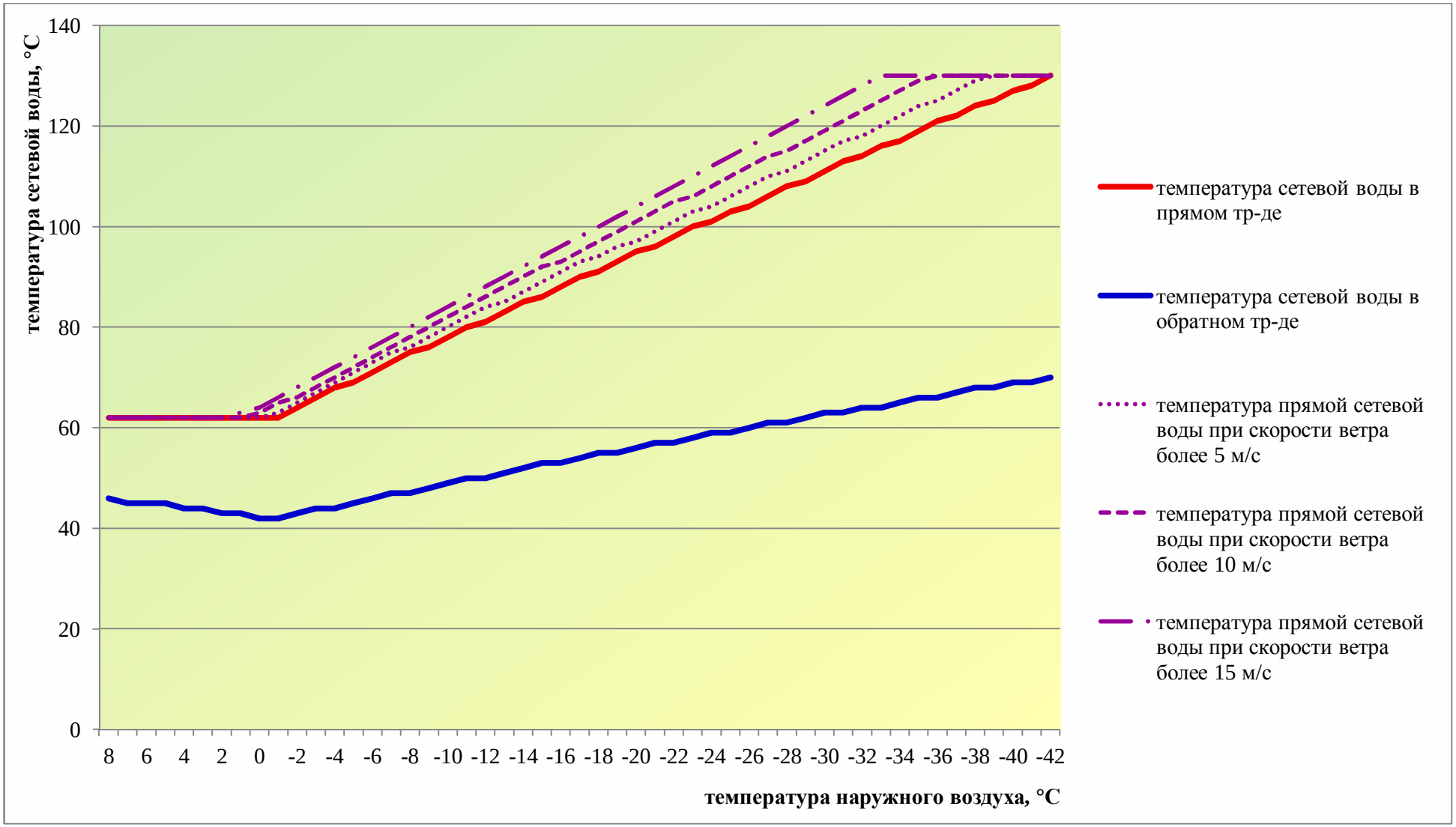


Рис. 1.2.2.7.1. Температурный график 130/70 °С Канской ТЭЦ

1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В качестве характеристики среднегодовой загрузки оборудования применяются коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ). КИУМ равен отношению среднеарифметической мощности к установленной мощности за определённый интервал времени.

Динамика коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности Канской ТЭЦ

Таблица 1.2.2.8.1

Год	2010	2011	2012
КИУМ тепловой	0,24	0,21	0,22
КИУМ электрический	0,51	0,56	0,4

1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети, организован на основе тепловычислителей СПТ-961, выпускаемых ЗАО «НПФ Логика». Учет тепловой энергии ведется раздельно на каждой магистрали и на трубопроводах собственных нужд.

В качестве преобразователей расхода используются ультразвуковые расходомеры UFM 001 и US-800 производства ООО "Эй-Си Электроникс". В качестве преобразователей давления применяются малогабаритные датчики давления «Метран», а в качестве преобразователей температуры – термопреобразователи «Метран», произведенные ЗАО «Промышленная группа «Метран».

Применяемые в узлах учета тепловой энергии приборы соответствуют Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя и смонтированы в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на протяжении последних пяти лет эксплуатации не зарегистрированы. Внеплановые ремонты оборудования Канской ТЭЦ не производились.

1.2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания по запрещению эксплуатации источника тепловой энергии, а также его основного и вспомогательного оборудования, отсутствуют.

1.2.3. ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» создано на базе имущества бывшей ТЭЦ ЗАО «Канский БХЗ» 21.05.2009 г.

ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» является крупнейшим источником тепловой энергии в Южном планировочном районе города Канска и снабжает тепловой энергией промышленное предприятие ООО ПКФ "Канпласт".

1.2.3.1. Структура основного оборудования

Основное оборудование ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» представлено двумя котлоагрегатами ТС-35У, двумя котлоагрегатами К-35-40 производства Белгородского котельного завода и турбоагрегатами с паровыми турбинами Р-4-35/5М, и ПР-6-35/15/5М производства Калужского турбинного завода

Технические характеристики основного оборудования представлены в табл. 1.2.3.1.1.

Технические характеристики основного энергетического оборудования ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

Таблица 1.2.3.1.1

№ п/п	ст.№	Наименование оборудования	Завод-изготовитель	Заводской номер	Год ввода в эксплуатацию	Теплопроизводительность		Давление пара, кгс/см^2	Температура пара, ^{0}С	Поверхность нагрева, м^2	Технеское состояние: в резерве, в ремонте, на консервации, списан с эксплуатации
						Тепловая, Гкал/час	Паровая, т/час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	Паровой котлоагрегат ТС-35У	Белгородский котельный завод	1720	1971	27	35	40	440	1782	В работе
2	3	Паровой котлоагрегат ТС-35У		1457	1971	27	35	40	440	1782	В работе
3	6	Паровой котлоагрегат К-35-40		3299	1981	27	35	40	440	1782	В резерве
4	8	Паровой котлоагрегат ТП-35У		561	1964	27	35	40	440	2846	В работе
5	2	Паровая турбина Р-4-35/5М	Калужский турбинный завод	7110	1974	Мощность 4 МВТ					В резерве
6	3	Паровая турбина ПР-6-35/15/5М		8944	1978	Мощность 6 МВТ					В работе
7	2	Турбогенератор Т2-4-2	Лысьвинский турбогенераторный завод	3503	1960	Мощность 4 МВТ					В резерве
8	3	Турбогенератор Т6-2		56075	1978	Мощность 6 МВТ					В работе

1.2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Теплофикационное оборудование представлено тремя бойлерами, подключенными к коллектору пара 5,0 кгс/см^2. Подача пара на коллектор осуществляется из отборов турбин и от редукционно-охладительных установок.

1.2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» не установлены. Установленная тепловая мощность ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» составляет 108 Гкал/ч в горячей воде и 140 т/ч в паре. Располагаемая тепловая мощность источника теплоснабжения составляет 100,0 Гкал/ч в горячей воде и 120 т/ч в паре.

1.2.3.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Собственные нужды ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» в тепловой энергии и горячей воде представлены потреблением тепловой энергии в горячей воде на общехозяйственные нужды, отопление и горячее водоснабжение зданий.

Собственные нужды в водяном паре представлены расходом пара на обдувку экранов паровых котлов.

Суммарное потребление тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды достигает 22 %

1.2.3.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования представлены в табл. 1.2.3.2.1.

График освидетельствований теплофикационного оборудования

Таблица 1.2.3.5.1

№ п/п	Наименование оборудования	Изготовитель	Год выпуска	Дата ввода в эксплуатацию	Нормативный (установленный срок службы, лет)	Фактическое состояние, % износа	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации	Сведения о проведенных экспертизах, продлении срока эксплуатации	Количество аварий, инцидентов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Паровой котлоагрегат ст. № 2 ТС-35У	Белгородский котельный завод	1970	1971	24	67,2	28.10.12 г.	28.10.16 г.	нет
6	Паровой котлоагрегат ст. № 3 ТС-35У		1968	1971	24	67,9	30.07.09 г.	30.07.13 г.	нет
7	Паровой котлоагрегат ст. № 6 К-35-40		1978	1981	24	67,2	12.10.10 г.	12.10.14 г.	нет
8	Паровой котлоагрегат ст. № 8 ТП-35У		1961	1964	24	67,9	08.09.12 г.	08.09.16 г.	нет

1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Подогрев сетевой воды осуществляется в основных бойлерах БП-200У,. Бойлеры подключены к коллектору пара 5,0 кгс/см^2, Ø630 мм. Подача пара в коллектор осуществляется из отборов паровых турбин и от редукционно-охладительных установок. Конденсат из бойлеров охлаждается в охладителях конденсата, нагревая декарбонизированную воду до подачи в деаэраторы, и направляется в конденсатные баки.

Теплофикационные установки одноступенчатые. Сетевые подогреватели двухходовые.

Система теплоснабжения – открытая, с водоразбором на нужды ГВС.

1.2.3.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, в ручном режиме, с погодозависимым регулированием температуры в подающем трубопроводе тепловой сети в соответствии с утвержденным температурным графиком 90/70 °С.

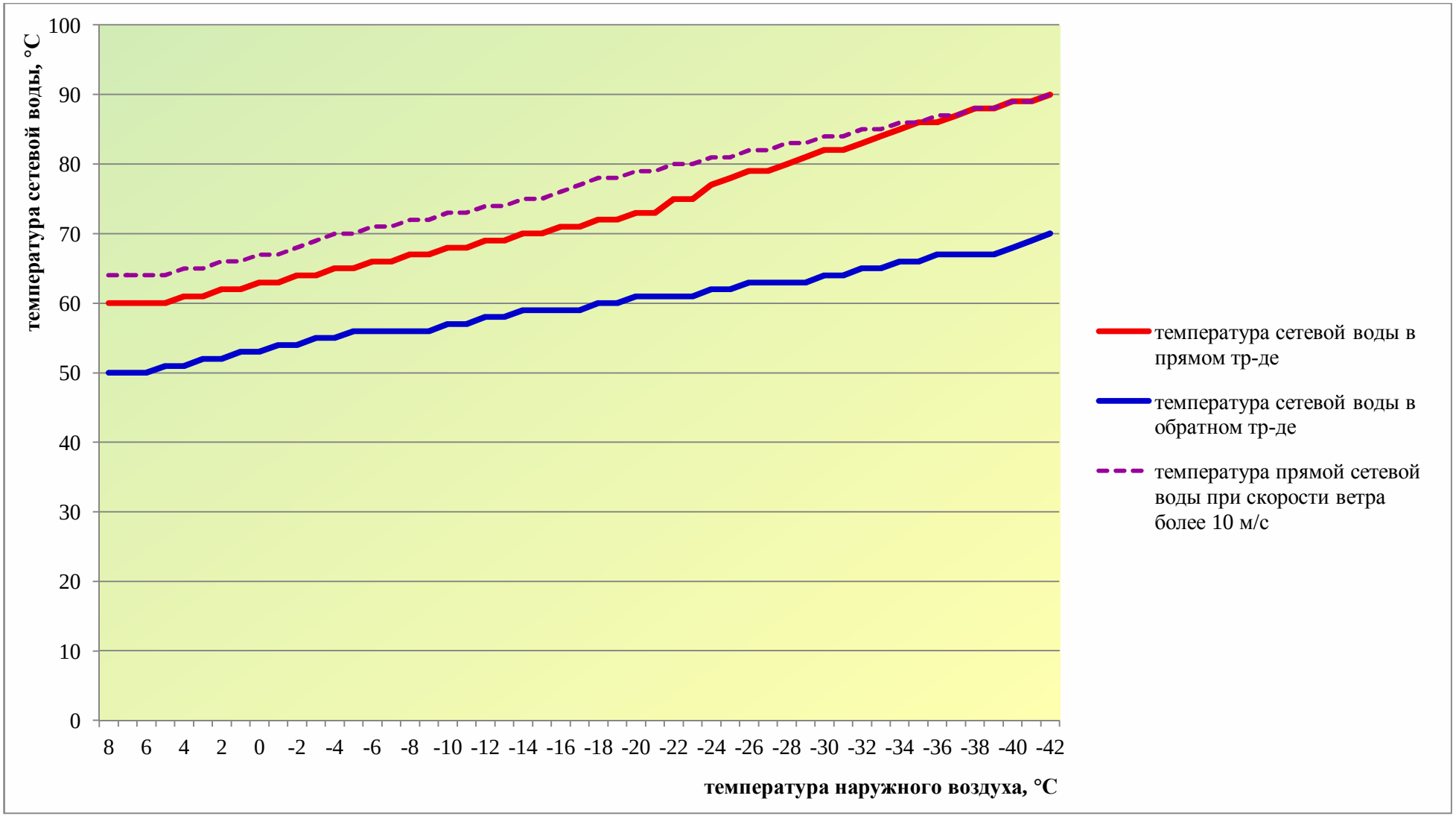


Рис. 1.2.3.7.1. Температурный график 90/70 °С ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

1.2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В качестве характеристики среднегодовой загрузки оборудования применяются коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ). КИУМ равен отношению среднеарифметической мощности к установленной мощности за определённый интервал времени.

Динамика коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

Таблица 1.2.3.8.1

Год	2010	2011	2012
КИУМ тепловой	0,17	0,14	0,12
КИУМ электрический	0,7	0,63	0,52

1.2.3.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети, организован на основе тепловычислителей "КАРАТ", заводской № 17580401, и СПТ 961-02, № 22783.

Применяемые в узлах учета тепловой энергии приборы соответствуют Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя и смонтированы в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

1.2.3.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на протяжении последних пяти лет эксплуатации не зарегистрированы. Внеплановые ремонты оборудования ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» не производились.

1.2.3.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания по запрещению эксплуатации источника тепловой энергии, а также его основного и вспомогательного оборудования, отсутствуют.

1.2.4. Котельные ОАО «Гортепло»

ОАО «Гортепло» эксплуатирует 13 водогрейных котельных, находящихся в муниципальной собственности.

1.2.4.1. Структура основного оборудования;

Основное оборудование котельных ОАО «Гортепло», его характеристики и сроки эксплуатации

Таблица 1.2.4.1.1

№ п/п	Номер котельной Наименование котельной, адрес	Год ввода в эксплуатацию котельной	Марка котлов	Установленная мощность Гкал/час	Кол-во, шт.	Проивод-ть котла, Гкал/час		Год капитального ремонта котлов	Год замены котлов
1.	№1-«пос. Строителей» , пос. Строителей, 65 А	1965 Реконструкция котельной – 1999 г.	Братск-М	7,244	8	№1	0,731	2005 2009	
			Братск-М			№2	0,731		2006
			Братск-М			№3	0,731		
			Братск-М			№4	0,731	2006 2009	
			Квм-1,25К			№5	1,08	2007 2009	2012
			Квм-1,25К			№6	1,08	2009	2012
			Квм-1,25К			№7	1,08	2005	2010
			Квм-1,25К			№8	1,08		2010
2.	№3- «ПТУ», ул.Декабристов,30	1990	ДКВР 2,5/13	4,38	3	№1	1,46	2005	
			ДКВР 2,5/13			№2	1,46		2012
			КЕ 2,5/13			№3	1,46	2006	
3.	№4- «Берёзка», ул. Иланская , 50, стр.2, пом.6	1972	Универсал-6	0,689	4	№1	0,22	1998	
			Универсал-6			№2	0,22	1998	
			ТМ 803-01			№3	0,11	2003	2010
			ТМ 803-01			№4	0,139	2008	
4.	№5-«Даурия», ул.Кайтымская, д.193,	1975	ТМ(РМУ) 803-01	0,88	2	№1	0,33	1996	

№ п/п	Номер котельной Наименование котельной, адрес	Год ввода в эксплуатацию котельной	Марка котлов	Установленная мощность Гкал/час	Кол-во, шт.	Проивод-ть котла, Гкал/час		Год капитального ремонта котлов	Год замены котлов
	стр.7		ТМ(РМУ) 803-01			№2	0,55	2002	
5.	№7-«Мелькомбинат», пос. Мелькомбината, 4Б	1968	ДКВР 6,5/13	10,8	3	№1	3,6	2007-2010	
			ДКВР 6,5/13			№2	3,6	2009	
			ДКВР 6,5/13			№3	3,6	2008- 2010	
6.	№8-«ЛДК», ул.Краевая, д. 64А	1959	ТМ 793	1,52	2	№1	0,76	1998	
			ТМ 793			№2	0,76	2000	2011 г.
7.	№9-«Школа», ул.Элеваторная,23 А, стр.2	1968	ТМ(РМУ) 803-01	0,645	2	№1	0,285	2000	
			ТМ(РМУ) 803-01			№2	0,36	2000	2007
8.	№10-«Де-Корт», пер.Чкалова, 1/1, стр.3, пом.8	1986	ТМ(РМУ) 803-01	1,4	4	№1	0,22	1997	
			ТМ(РМУ) 803-01			№2	0,48	1998	
			ТМ(РМУ) 803-01			№3	0,48	2002	2008
			ТМ(РМУ) 803-01			№4	0,22	2003	2012
9.	№ 11-«Альчет», ул.Высокая, 10/1, стр.3, пом. 3	1973	ТМ 803-01	0,84	2	№1	0,42	2002	
			ТМ 803-01			№2	0,42		2011
10.	№ 12 – «Ново-Канская», ул.Лысогорская, 18, стр.7	1960	ТМ 803-01	0,81	3	№1	0,27	1994	
			ТМ 803-01			№2	0,27	1995	2007
			ТМ 803-01			№3	0,27	1995	2009

№ п/п	Номер котельной Наименование котельной, адрес	Год ввода в эксплуатацию котельной	Марка котлов	Установленная мощность Гкал/час	Кол-во, шт.	Проивод-ть котла, Гкал/час		Год капитального ремонта котлов	Год замены котлов
11.	№ 13 - « 5-й Военный городок», 5-й Военный городок, д. 75	1994	Братск-М	4,386	6	№1	0,731	2009	
			Братск-М			№2	0,731	2010	
			Братск-М			№3	0,731		
			Братск-М			№4	0,731		
			Братск-М			№5	0,731	2007, 2010	
			Братск-М			№6	0,731	2004, 2010	
12.	№ 15- « ДСУ-5», ул.Гаражная, 20 В, стр.2, пом.10	1971	ТМ 803-01	0,72	3	№1	0,24		2004
			Е-1/9-1			№2	0,24		2008
			ТМ 803-01			№3	0,24		2005
13.	№ 16 – «ЛТЦ-34»,ул.Иланская, зд.1, стр.1, пом.4	1987	Универсал-6	0,388	2	№1	0,22		
			ДЭ-5			№2	0,168		
	ИТОГО:			34,702	44				

1.2.4.2. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности для котельных ОАО «Гортепло» не установлены.

Ввиду отсутствия данных для определения расходов теплоты на собственные нужды котельных, используются нормативы расхода тепловой энергии по элементам затрат согласно Методическим указаниям по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий, в процентах от номинальной мощности котельной:

- растопка котлов: 0,06 %
- обдувка котлов: 0,36 %
- дутье под решетку котла: 2,5 %
- технологические нужды ХВО, хозяйственные нужды котельной, потери теплоты трубопроводами, насосами, баками, утечки, испарения, прочие неучтенные потери: 2 %

В соответствии с Методическими указаниями, располагаемая тепловая мощность для котельных ОАО «Гортепло» принята в размере 95,08 % от установленной.

Величины установленной и располагаемой тепловой мощности котельных представлены в табл. 1.2.4.2.1.

Установленная и располагаемая мощность котельных ОАО «Гортепло»

Таблица 1.2.4.2.1

Котельная	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч
Котельная №1 «пос. Строителей»	7,244	6,89
Котельная №3 «ПТУ»	4,38	4,16
Котельная №4 «Березка»	0,689	0,66
Котельная №5 «Даурия»	0,88	0,84
Котельная №7 «Мелькомбинат»	10,8	10,27
Котельная №8 «ЛДК»	1,52	1,45
Котельная №9 «Школа»	0,645	0,61
Котельная №10 «Де-Корт»	1,4	1,33
Котельная №11 «Альчет»	0,84	0,80
Котельная №12 «Ново-Канская»	0,81	0,77
Котельная №13 «5 военный городок»	4,386	4,17
Котельная №15 «ДСУ-5»	0,72	0,68
Котельная №16 «ЛТЦ-34»	0,388	0,37

1.2.4.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Отпуск тепловой мощности производится только на нужды отопления и горячего водоснабжения, следовательно, тепловая мощность котельных нетто равна их располагаемой мощности.

Тепловая мощность нетто и величины собственных и хозяйственных нужд котельных ОАО «Гортепло»

Таблица 1.2.4.3.1

Котельная	Мощность нетто, Гкал/ч	Собственные и хоз нужды, Гкал/ч
Котельная №1 «пос. Строителей» ОАО «Гортепло»	6,89	0,34
Котельная №3 «ПТУ» ОАО «Гортепло»	4,16	0,20
Котельная №4 «Березка» ОАО «Гортепло»	0,66	0,03
Котельная №5 «Даурия» ОАО «Гортепло»	0,84	0,04
Котельная №7 «Мелькомбинат» ОАО «Гортепло»	10,27	0,51
Котельная №8 «ЛДК» ОАО «Гортепло»	1,45	0,07
Котельная №9 «Школа» ОАО «Гортепло»	0,61	0,03
Котельная №10 «Де-Корт» ОАО «Гортепло»	1,33	0,07
Котельная №11 «Альчет» ОАО «Гортепло»	0,80	0,04
Котельная №12 «Ново-Канская» ОАО «Гортепло»	0,77	0,04
Котельная №13 «5 военный городок» ОАО «Гортепло»	4,17	0,21
Котельная №15 «ДСУ-5» ОАО «Гортепло»	0,68	0,03
Котельная №16 «ЛТЦ-34» ОАО «Гортепло»	0,37	0,02

1.2.4.4. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки ввода в эксплуатацию, капитального ремонта и замены всех котлов указаны в табл. 1.2.4.1.1. Сведений о сроках проведения освидетельствования нет.

Мероприятия по продлению ресурса котлов не проводятся. Котлы, исчерпавшие свой ресурс, подлежат замене.

1.2.4.5. Схемы выдачи тепловой мощности

Тепловая энергия отпускается с горячей водой в соответствии с утвержденным температурным графиком. Нагрев воды осуществляется в водогрейных котлах. Водный объем котлов непосредственно соединен с тепловой сетью. Циркуляция теплоносителя осуществляется сетевыми насосами. Регулирование тепловой мощности котлов осуществляется посредством изменения объемов подачи топлива.

Система теплоснабжения – открытая, с водоразбором на нужды ГВС.

1.2.4.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, в ручном режиме, с погодозависимым регулированием температуры в подающем трубопроводе тепловой сети в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

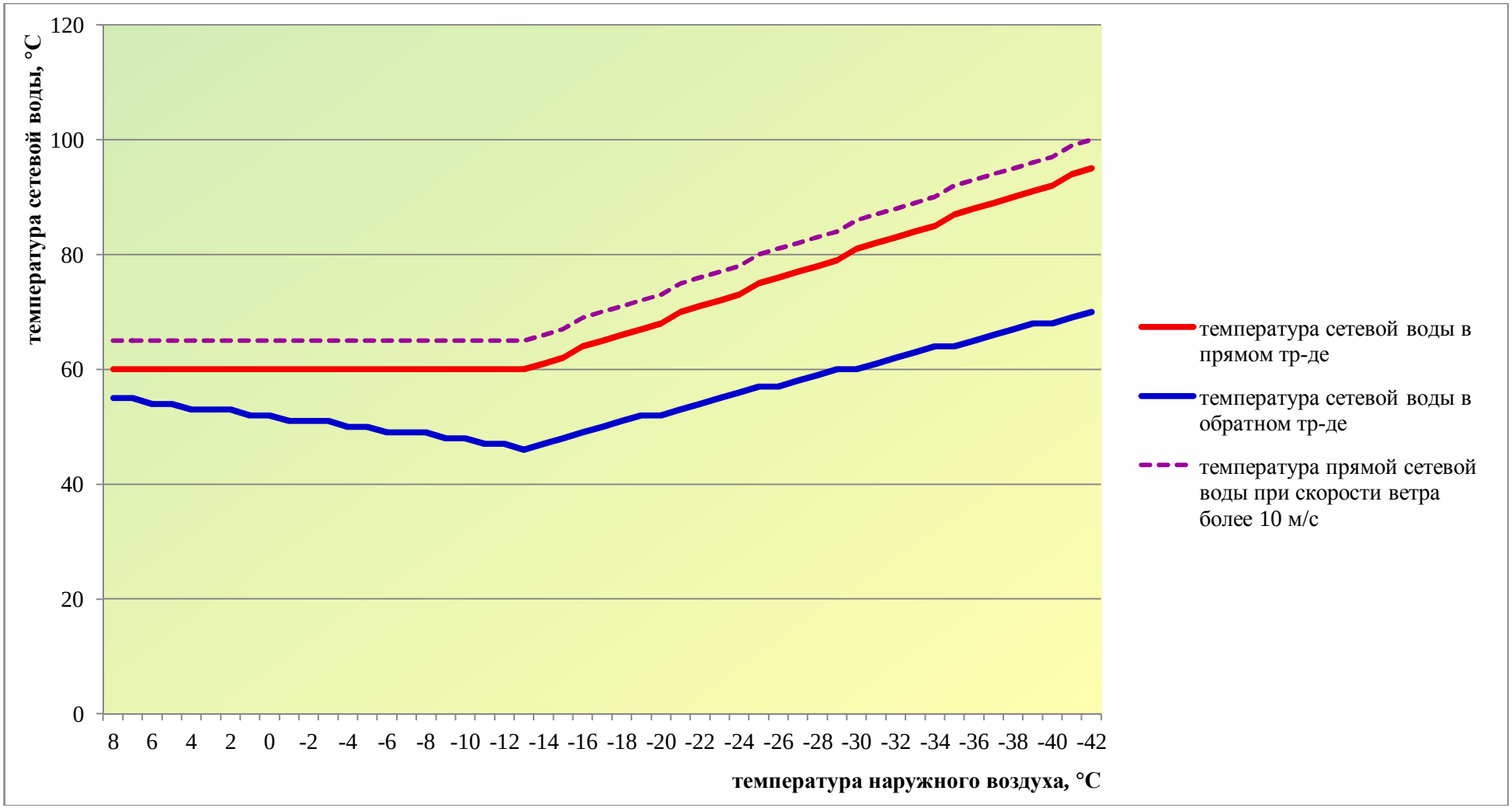


Рис. 1.2.4.6.1. Температурный график 95/70 °С котельных ОАО «Гортепло»

1.2.4.7. Среднегодовая загрузка оборудования

В качестве характеристики среднегодовой загрузки оборудования применяются коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ). КИУМ равен отношению среднеарифметической мощности к установленной мощности за определённый интервал времени.

Динамика коэффициентов использования установленной тепловой мощности котельных ОАО «Гортепло»

Таблица 1.2.4.7.1

Источник теплоснабжения	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Котельная №1 «пос. Строителей»	0,22	0,21	0,21
Котельная №3 «ПТУ»	0,11	0,10	0,11
Котельная №4 «Березка»	0,25	0,23	0,21
Котельная №5 «Даурия»	0,09	0,09	0,09
Котельная №7 «Мелькомбинат»	0,21	0,19	0,19
Котельная №8 «ЛДК»	0,15	0,14	0,14
Котельная №9 «Школа»	0,13	0,12	0,13
Котельная №10 «Де-Корт»	0,13	0,12	0,12
Котельная №11 «Альчет»	0,21	0,19	0,19
Котельная №12 «Ново-Канская»	0,06	0,05	0,05
Котельная №13 «5 военный городок»	0,16	0,15	0,16
Котельная №15 «ДСУ-5»	0,24	0,23	0,20
Котельная №16 «ЛТЦ-34»	0,10	0,10	0,09

1.2.4.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Сведения об учете тепловой энергии на котельных ОАО «Гортепло» не предоставлялись.

1.2.4.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;

Аварии и инциденты на протяжении последних пяти лет эксплуатации не зарегистрированы. Внеплановые ремонты оборудования котельных ОАО «Гортепло» не производились.

1.2.4.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания по запрещению эксплуатации источников тепловой энергии, а также их основного и вспомогательного оборудования, отсутствуют.

1.2.5. Котельная филиала «Восточный» ОАО «Красноярскнефтепродукт»

Филиал «Восточный» ОАО «Красноярскнефтепродукт» вырабатывает тепловую энергию на собственной котельной, работающей на жидком топливе (мазут топочный).

Котельная введена в эксплуатацию в 1970 году и предназначена для выработки тепловой энергии в виде пара и горячей воды.

Пар используется для технологических целей в производстве продукции, в пароводяных подогревателях для получения сетевой горячей воды, которая направляется сторонним потребителям.

Тепловая энергия в горячей воде используется в отопительных приборах систем отопления жилых и производственных зданий.

1.2.5.1. Структура основного оборудования

Основное оборудование котельной филиала «Восточный» ОАО «КНП»

Таблица 1.2.5.1.1

№ п/п	Тип котлоагрегата	Кол-во	Параметры		КПД брутто
			N уст Гкал/час (котел)	N уст Гкал/час (котельная)	%
1	ДКВР 2,5-13	1	1,5	4,6	82
2	ДКВР 4-13	1	2,5		
3	Е-1/9-2М	1	0,6		

1.2.5.2. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничение тепловой мощности котельной составляет 4,0 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность с учетом собственных нужд составляет 3,88 Гкал/ч.

1.2.5.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Собственные нужды котельной представлены потреблением пара на деаэрацию и на подогрев топочного мазута. Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной составляет 0,12 Гкал/ч. Среднечасовое потребление тепловой энергии на хозяйственные и производственные нужды составляет 0,6 Гкал/ч.

1.2.5.4. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Теплофикационное оборудование введено в эксплуатацию в 1970 г. в полном объеме. Дата последнего освидетельствования – 07.11.2007 г. Мероприятия по продлению ресурса не производились.

1.2.5.5. Схемы выдачи тепловой мощности

Подогрев сетевой воды осуществляется в двух пароводяных кожухотрубных сетевых подогревателях-бойлерах, соединенных параллельно в одну ступень. Циркуляция сетевой воды обеспечивается циркуляционными сетевыми насосами Д200, Д300, 3К6, 4К9.

Система теплоснабжения закрытая, водоразбора на нужды ГВС нет.

1.2.5.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, в ручном режиме, с погодозависимым регулированием температуры в подающем трубопроводе тепловой сети в соответствии с утвержденным температурным графиком 90/70 °С.

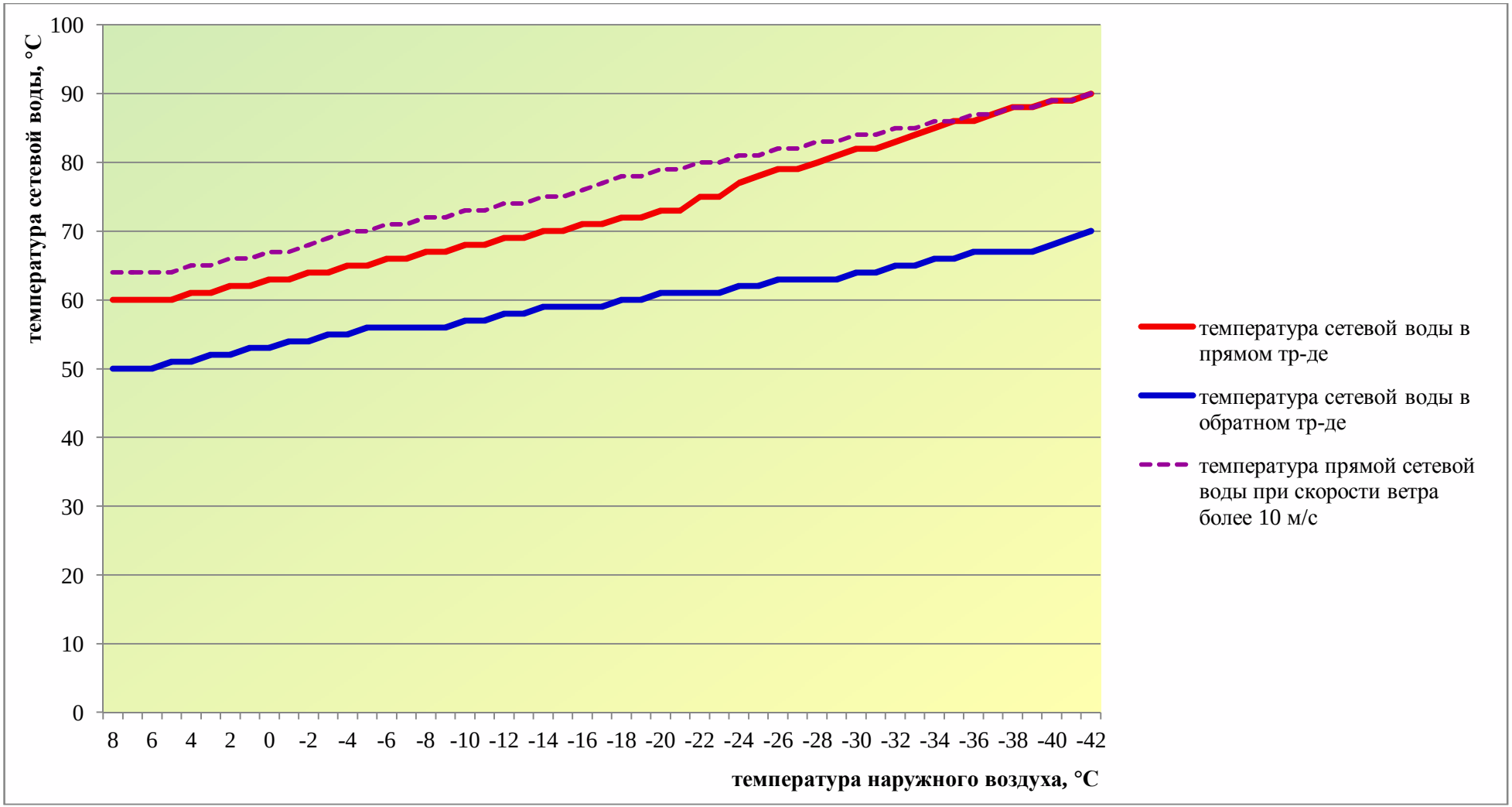


Рис. 1.2.3.7.1. Температурный график 90/70 °С котельной филиала «Восточный» ОАО «Красноярскнефтепродукт»

1.2.5.7. Среднегодовая загрузка оборудования

В качестве характеристики среднегодовой загрузки оборудования применяются коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ). КИУМ равен отношению среднеарифметической мощности к установленной мощности за определённый интервал времени.

Динамика коэффициентов использования установленной тепловой мощности котельной ОАО «Красноярскнефтепродукт»

Таблица 1.2.5.7.1

Источник теплоснабжения	2010	2011	2012
Котельная филиала "Восточный" ОАО "КНП"	0,22	0,18	0,20

1.2.5.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети, не ведется.

1.2.5.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на протяжении последних пяти лет эксплуатации не зарегистрированы. Внеплановые ремонты оборудования котельных ОАО «Красноярскнефтепродукт» не производились.

1.2.5.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

В ходе оперативной проверки Енисейским межрегиональным территориальным управлением технологического и экологического надзора Ростехнадзора 07.11.2007 г. котел Е – 1/9-2М признан не удовлетворяющим требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» и пребывает в законсервированном состоянии.

1.2.6. Котельная КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"

Котельная используется для отопления главного корпуса и прачечной КГБУСО "Канский психоневрологический интернат", а также жилого дома.

1.2.6.1. Структура основного оборудования

Основное оборудование котельной КГБУСО "КПНИ"

Таблица 1.2.6.1.1

№ п/п	Тип котлов	Мощность единичная, Гкал/ч	Мощность установленная, Гкал/ч	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	Котел трубносварной	0,52	2,8	Собственное производство	-
2	Котел трубносварной	0,52			-
3	Котел трубносварной	0,52			-
4	Котел трубносварной	0,52			-
5	Универсал-6	0,36		ООО "Челябинский энергомашино-строительный завод"	-
6	Универсал-6	0,36			-

1.2.6.2. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности не установлены.

Ввиду отсутствия данных для определения расходов теплоты на собственные нужды котельных, используются нормативы расхода тепловой энергии по элементам затрат согласно Методическим указаниям по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий, в процентах от номинальной мощности котельной:

- растопка котлов: 0,06 %
- обдувка котлов: 0,36 %
- дутье под решетку котла: 2,5 %

- технологические нужды ХВО, хозяйственные нужды котельной, потери теплоты трубопроводами, насосами, баками, утечки, испарения, прочие неучтенные потери: 2 %

В соответствии с Методическими указаниями, располагаемая тепловая мощность для котельной КГБУСО "Канский психоневрологический интернат" принята в размере 95,08 % от установленной, и составляет 2,66 Гкал/ч.

1.2.6.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной составляет 0,14 Гкал/ч. Отпуск тепловой мощности производится только на нужды отопления и горячего водоснабжения, следовательно, тепловая мощность котельных нетто равна их располагаемой мощности.

1.2.6.4. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения о сроках ввода в эксплуатацию, ремонтах и освидетельствованиях оборудования не предоставлялись.

1.2.6.5. Схемы выдачи тепловой мощности

Тепловая энергия отпускается с горячей водой в соответствии с утвержденным температурным графиком. Нагрев воды осуществляется в водогрейных котлах. Водный объем котлов непосредственно соединен с тепловой сетью. Циркуляция теплоносителя осуществляется сетевыми насосами. Регулирование тепловой мощности котлов осуществляется посредством изменения объемов подачи топлива.

Система теплоснабжения – открытая, с водоразбором на нужды ГВС.

1.2.6.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, в ручном режиме, с погодозависимым регулированием температуры в подающем трубопроводе тепловой сети в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

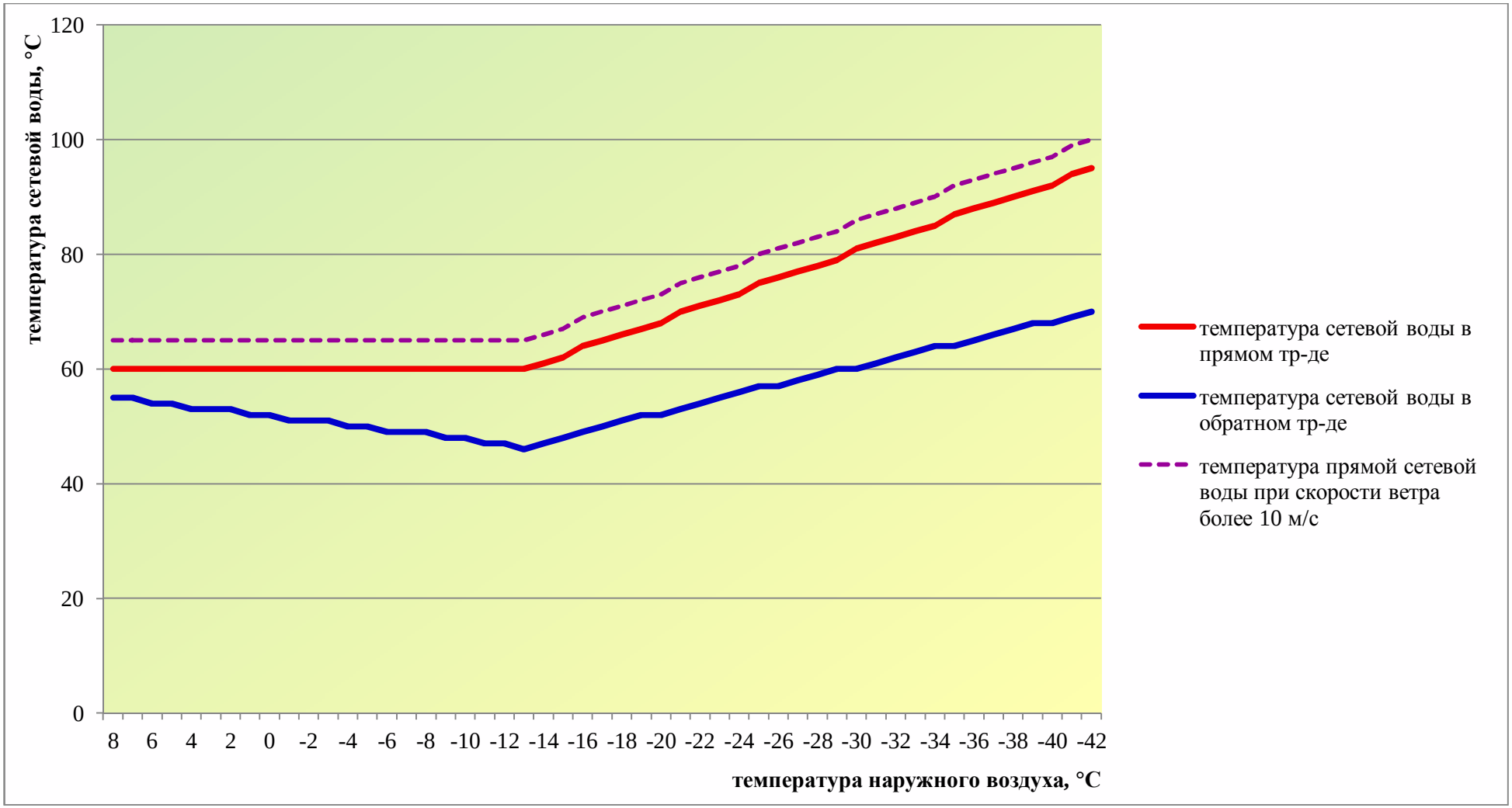


Рис. 1.2.6.6.1. Температурный график 95/70 °С котельной КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"

1.2.6.7. Среднегодовая загрузка оборудования

В качестве характеристики среднегодовой загрузки оборудования применяются коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ). КИУМ равен отношению среднеарифметической мощности к установленной мощности за определённый интервал времени.

Динамика коэффициентов использования установленной тепловой мощности котельной КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"

Таблица 1.2.6.7.1

Источник теплоснабжения	2010	2011	2012
Котельная КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"	0,29	0,23	0,26

1.2.6.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Сведения об учете тепловой энергии на котельной КГБУСО "Канский психоневрологический интернат" не предоставлялись.

1.2.6.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на протяжении последних пяти лет эксплуатации не зарегистрированы. Внеплановые ремонты оборудования котельной КГБУСО "Канский психоневрологический интернат" не производились.

1.2.6.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания по запрещению эксплуатации источника тепловой энергии, а также их основного и вспомогательного оборудования, отсутствуют.

1.2.7. Котельная 4 военного городка филиала «Иркутский» ОАО «РЭУ»

Котельная построена и введена в эксплуатацию в 1999 году, служит для теплоснабжения жилых и служебных объектов 4 военного городка.

1.2.7.1. Структура основного оборудования

Основное оборудование котельной 4 военного городка

Таблица 1.2.7.1.1

№ п/п	Тип котлов	Мощность единичная, Гкал/ч	Мощность установленная, Гкал/ч	Завод-изготовитель	Износ, %	Год ввода в эксплуатацию
1	Братск-М	0,731	8,772	Братский котельный завод	50-65	2000
2	Братск-М	0,731			55-60	2000
3	Братск-М	0,731			55-60	2000
4	Братск-М	0,731			50-65	2000
5	Братск-М	0,731			50-60	2000
6	Братск-М	0,731			50-60	2000
7	Братск-М	0,731			100%, нерабочий	1999
8	Братск-М	0,731			100%, нерабочий	1999
9	Братск-М	0,731			100%, нерабочий	1999
10	Братск-М	0,731			100%, нерабочий	1999
11	Братск-М	0,731			100%, нерабочий	1999
12	Братск-М	0,731			100%, нерабочий	1999

1.2.7.2. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Тепловая мощность источника теплоснабжения ограничена на уровне 4,386 Гкал/ч ввиду выхода из строя котлов №7-12.

Ввиду отсутствия данных для определения расходов теплоты на собственные нужды котельных, используются нормативы расхода тепловой энергии по элементам затрат согласно Методическим указаниям по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий, в процентах от номинальной мощности котельной:

- растопка котлов: 0,06 %
- обдувка котлов: 0,36 %
- дутье под решетку котла: 2,5 %
- хозяйственные нужды котельной, потери теплоты трубопроводами, насосами, баками, утечки, испарения, прочие неучтенные потери: 2 %

В соответствии с Методическими указаниями, располагаемая тепловая мощность для котельной 4 военного городка филиала «Иркутский» ОАО «РЭУ» принята в размере 95,08 % от установленной, и составляет 4,17 Гкал/ч.

1.2.7.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной составляет 0,216 Гкал/ч. Отпуск тепловой мощности производится только на нужды отопления и горячего водоснабжения, следовательно, тепловая мощность котельных нетто равна их располагаемой мощности.

1.2.7.4. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки вводы в эксплуатацию основного оборудования котельной указаны в табл. 1.2.7.1.1. Освидетельствование оборудования и мероприятия по продлению ресурса не выполнялись.

1.2.7.5. Схемы выдачи тепловой мощности

Тепловая энергия отпускается с горячей водой. Нагрев воды осуществляется в водогрейных котлах. Водный объем котлов непосредственно соединен с тепловой сетью. Циркуляция теплоносителя осуществляется сетевыми насосами. Регулирование тепловой мощности котлов осуществляется посредством изменения объемов подачи топлива.

Система теплоснабжения – открытая, с водоразбором на нужды ГВС.

1.2.7.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Утвержденный температурный график качественного регулирования отсутствует. Фактически отпуск тепловой энергии регулируется качественным способом по температурному графику 95/70 °С.

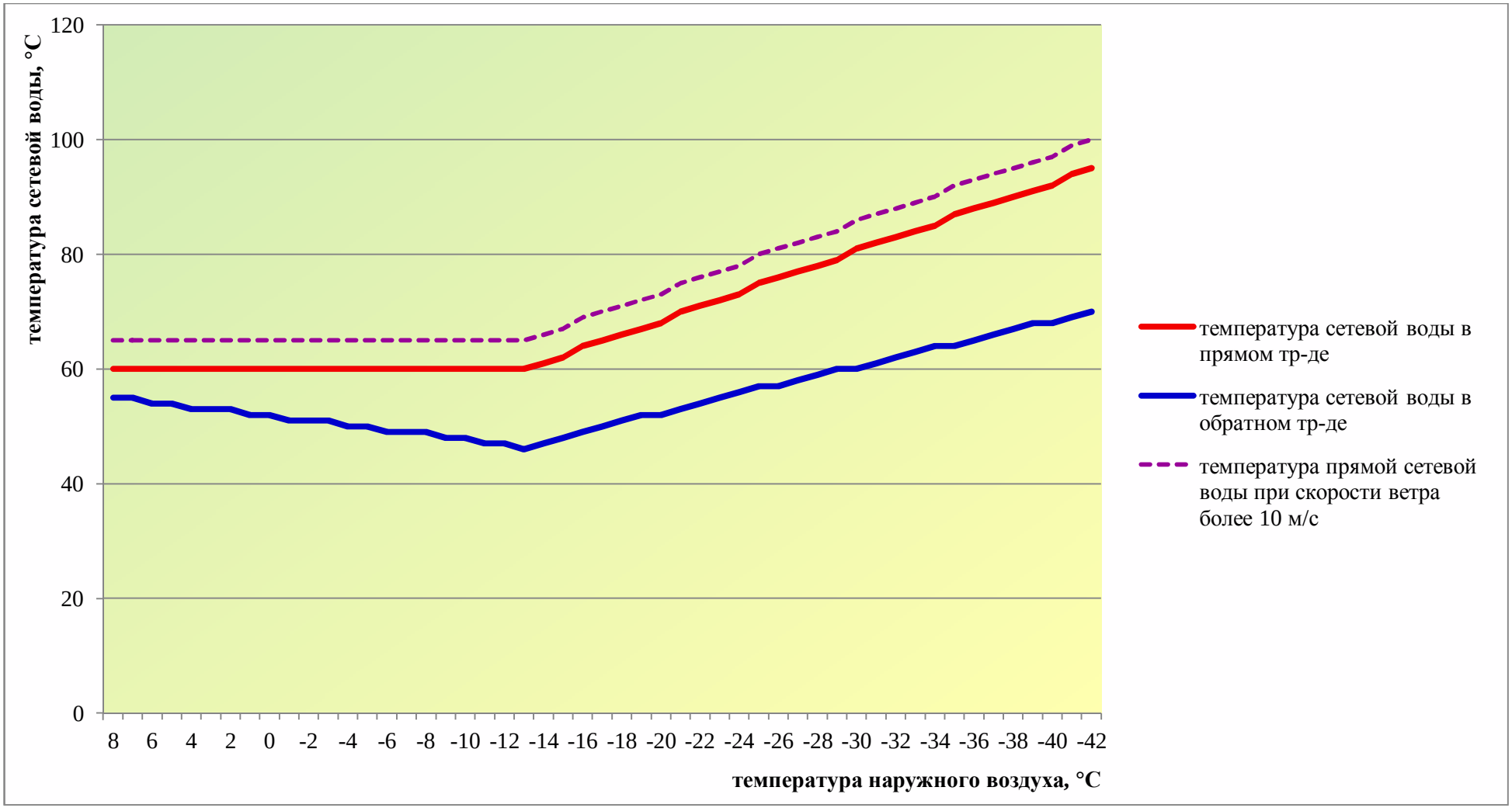


Рис. 1.2.7.6.1. Температурный график 95/70 °С котельной 4 военного городка филиала «Иркутский»

1.2.7.7. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения по отпуску тепловой энергии в ретроспективе на последние три года не предоставлены ввиду отсутствия приборов учета. Среднегодовая загрузка оборудования, рассчитанная на среднюю температуру отопительного периода -8,8 °С (по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология"), составляет 1,8 Гкал/ч.

1.2.7.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, не ведется

1.2.7.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на протяжении последних пяти лет эксплуатации не зарегистрированы. Внеплановые ремонты оборудования котельной 4 военного городка филиала «Иркутский» ОАО «РЭУ» не производились.

1.2.7.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания по запрещению эксплуатации источника тепловой энергии, а также их основного и вспомогательного оборудования, отсутствуют.

1.2.8. Котельная КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"

1.2.8.1. Структура основного оборудования

Основное оборудование котельной Туберкулезной больницы № 2

Таблица 1.2.8.1.1

№ п/п	Тип котлов	Мощность единичная, Гкал/ч	Мощность установленная, Гкал/ч	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	КВ-23-0.26/0.30	0,26	0,94	ООО "Сибцветмет-энерго"	2011
2	КВ-23-0.26/0.30	0,26			2011
3	ТМ 803-01	0,21			1999
4	ТМ 803-01	0,21			1999

1.2.8.2. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности не установлены.

Ввиду отсутствия данных для определения расходов теплоты на собственные нужды котельных, используются нормативы расхода тепловой энергии по элементам затрат согласно Методическим указаниям по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий, в процентах от номинальной мощности котельной:

- растопка котлов: 0,06 %
- обдувка котлов: 0,36 %
- дутье под решетку котла: 2,5 %
- хозяйственные нужды котельной, потери теплоты трубопроводами, насосами, баками, утечки, испарения, прочие неучтенные потери: 2 %

В соответствии с Методическими указаниями, располагаемая тепловая мощность для котельной туберкулезной больницы № 2 принята в размере 95,08 % от установленной, и составляет 0,89 Гкал/ч.

1.2.8.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной составляет 0,05 Гкал/ч. Отпуск тепловой мощности производится только на нужды отопления и горячего водоснабжения, следовательно, тепловая мощность котельных нетто равна их располагаемой мощности.

1.2.8.4. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки ввода в эксплуатацию представлены в табл. 1.2.8.1.1. Освидетельствования и мероприятии по продлению ресурса котлов не проводились.

1.2.8.5. Схемы выдачи тепловой мощности

Тепловая энергия отпускается с горячей водой в соответствии с температурным графиком. Нагрев воды осуществляется в водогрейных котлах. Водный объем котлов непосредственно соединен с тепловой сетью. Циркуляция теплоносителя осуществляется сетевыми насосами. Регулирование тепловой мощности котлов осуществляется посредством изменения объемов подачи топлива.

Система теплоснабжения – открытая, с водоразбором на нужды ГВС.

1.2.8.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Утвержденный температурный график отсутствует. Регулирование температуры теплоносителя производится по температурному графику 95/70 °С, как паспортному графику установленных котлов.

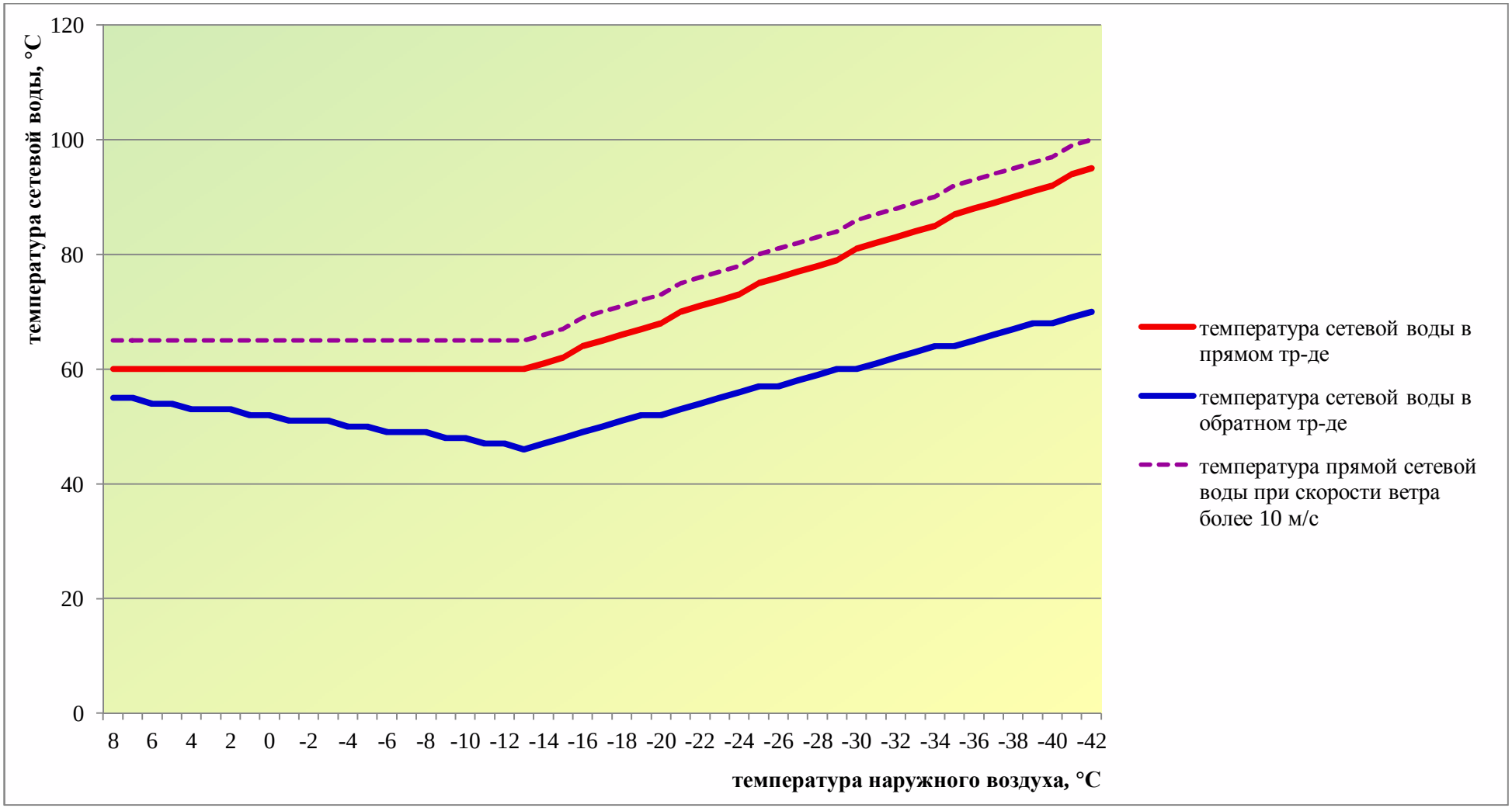


Рис. 1.2.8.6.1. Температурный график 95/70 °С котельной туберкулезной больницы № 2

1.2.8.7. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения по отпуску тепловой энергии в ретроспективе на последние три года не предоставлены ввиду отсутствия приборов учета. Среднегодовая загрузка оборудования, рассчитанная на среднюю температуру отопительного периода -8,8 °С (по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология"), составляет 0,24 Гкал/ч.

1.2.8.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети, не ведется.

1.2.8.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на протяжении последних пяти лет эксплуатации не зарегистрированы. Внеплановые ремонты оборудования котельной КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2" не производились.

1.2.8.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания по запрещению эксплуатации источника тепловой энергии, а также их основного и вспомогательного оборудования, отсутствуют.

Часть 1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Описание тепловых сетей основывается на данных, передаваемых разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика схемы теплоснабжения, направляемым теплоснабжающим и теплосетевым организациям, действующим на территории поселения, городского округа.

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Тепловые сети г. Канска преимущественно двухтрубные тупиковые, не резервируемые. Преимущественный тип прокладки – подземная в непроходном канале.

Сети системы теплоснабжения Канской ТЭЦ включают в себя 6 тепломагистралей: № 1, 1А, 2, 3, 4, 5.

Магистрали № 1, 2, 3, 4, 5 эксплуатируются ООО «Канские тепловые сети». Магистраль № 1А эксплуатируется МУП «Канский Электросетьсбыт» и обслуживается ОАО «Гортепло».

Тепломагистраль № 1 введена в эксплуатацию в 1968 году и обеспечивает тепловой энергией потребителей ЖКХ. Тепломагистраль неоднократно реконструировалась.

Тепломагистраль № 2 введена в эксплуатацию в 1966 – 1967 гг. и снабжает тепловой энергией промзону.

Тепломагистраль № 3 введена в эксплуатацию в 1965 году и обслуживает потребителей ряд микрорайонов в Правобережном планировочном районе города.

Тепломагистраль № 4 введена в эксплуатацию в 1975 – 1978 гг. и поставляет тепловой энергию в Центральный планировочный район.

Тепломагистраль № 5 введена в эксплуатацию в 1989 г и обслуживает жилой микрорайон РМЗ.

Тепломагистраль № 1А была введена в эксплуатацию в 2009 году. ТМ 1А выполнена параллельно ТМ 1 и обеспечивает возможность резервирования

ряда ее участков. ТМ 1А транспортирует тепловую энергию к ЦТП микрорайона Солнечный.

1.3.2. Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии выполнены в программном комплексе Zulu Thermo.

К настоящей Схеме прилагается электронная модель систем теплоснабжения города Канска:

- в виде баз программного комплекса Zulu Thermo;
- в формате DWG.

Рекомендации по использованию электронной модели даны в главе 3 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения «Электронная модель системы теплоснабжения поселения»

1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Полная характеристика тепловых сетей представлена в Приложении 7. Приложение 7 содержит поэлементное описание всех сетей централизованного теплоснабжения города Канска и включает в себя все требуемые сведения.

1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Секционирующая и регулирующая арматура на тепловых сетях г. Канска в настоящее время отсутствует.

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Наиболее распространенным типом тепловой камеры на тепловых сетях г. Канска является камера из сборного железобетона.

Широко распространены, но в меньшей степени, чем предыдущий тип, сборные тепловые камеры с кирпичной стенкой и сборным железобетонным перекрытием.

1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Графики регулирования отпуска тепловой энергии всех источников теплоснабжения – качественные. Применение качественного регулирования обусловлено преобладанием элеваторных узлов в общем объеме узлов присоединения потребителей тепловой энергии.

Температурные графики обусловлены применяемым теплофикационным и котельным оборудованием.

На Канской ТЭЦ используется одноступенчатая схема пароводяного подогрева теплоносителя паром 5 кгс/см^2. Параметры пара в теплофикационном коллекторе обусловлены техническими характеристиками РОУ и паровых турбин и не подлежат изменению.

На ТЭЦ «Тепло-Сбыт-Сервис» также используется одноступенчатая схема пароводяного подогрева теплоносителя паром 5 кгс/см^2. Температурный график тепловых сетей может быть повышен до 95/70 °С, но не более, из-за преобладающей прямой схемы присоединения потребителей. Однако, изменение температурного графика приведет к снижению расхода теплоносителя, и, как следствие, к разрегулировке системы теплоснабжения. В данном случае изменение температурного графика не рекомендуется до проведения реконструкции тепловых сетей с учетом изменения расхода сетевой воды.

Температурные графики систем теплоснабжения ОАО «Гортепло» и ведомственных котельных обусловлены паспортными и проектными характеристиками установленного котельного оборудования, являются оптимальными для данного оборудования и не могут быть изменены.

1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла. Верхние срезки температурного графика не применяются. Нижняя срезка температурного графика на уровне 60 °С обусловлена гигиеническими требованиями к открытым системам теплоснабжения (защита от колонизации легионеллой).

Отпуск тепловой энергии потребителям происходит зачастую с нарушением температурного графика по причине сверхнормативного охлаждения теплоносителя при транспортировке. Охлаждение теплоносителя вызвано неудовлетворительным состоянием теплоизоляционных конструкций трубопроводов тепловых сетей, а также несбалансированными гидравлическими режимами.

В частности, значительное остывание теплоносителя происходит в тепловых сетях ООО «Тепло-Сбыт-Сервис». Изменение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети продемонстрировано на рис. 1.3.7.1.

Из рис. 1.3.7.1. видно, что к отдельным потребителям при расчетной температуре -42 °С поступает прямая сетевая вода с температурой менее 80°С.

Остывание теплоносителя в данном случае обусловлено завышенными диаметрами ряда участков тепловой сети. Неоправданное увеличение диаметра приводит к очень медленному движению теплоносителя в сети (от 0,05 м/с в отдельных участках) и к увеличению поверхности охлаждения.

Оптимизация диаметров этих и других участков тепловых сетей предложена в Схеме теплоснабжения в порядке плановой реконструкции тепловых сетей г. Канска.

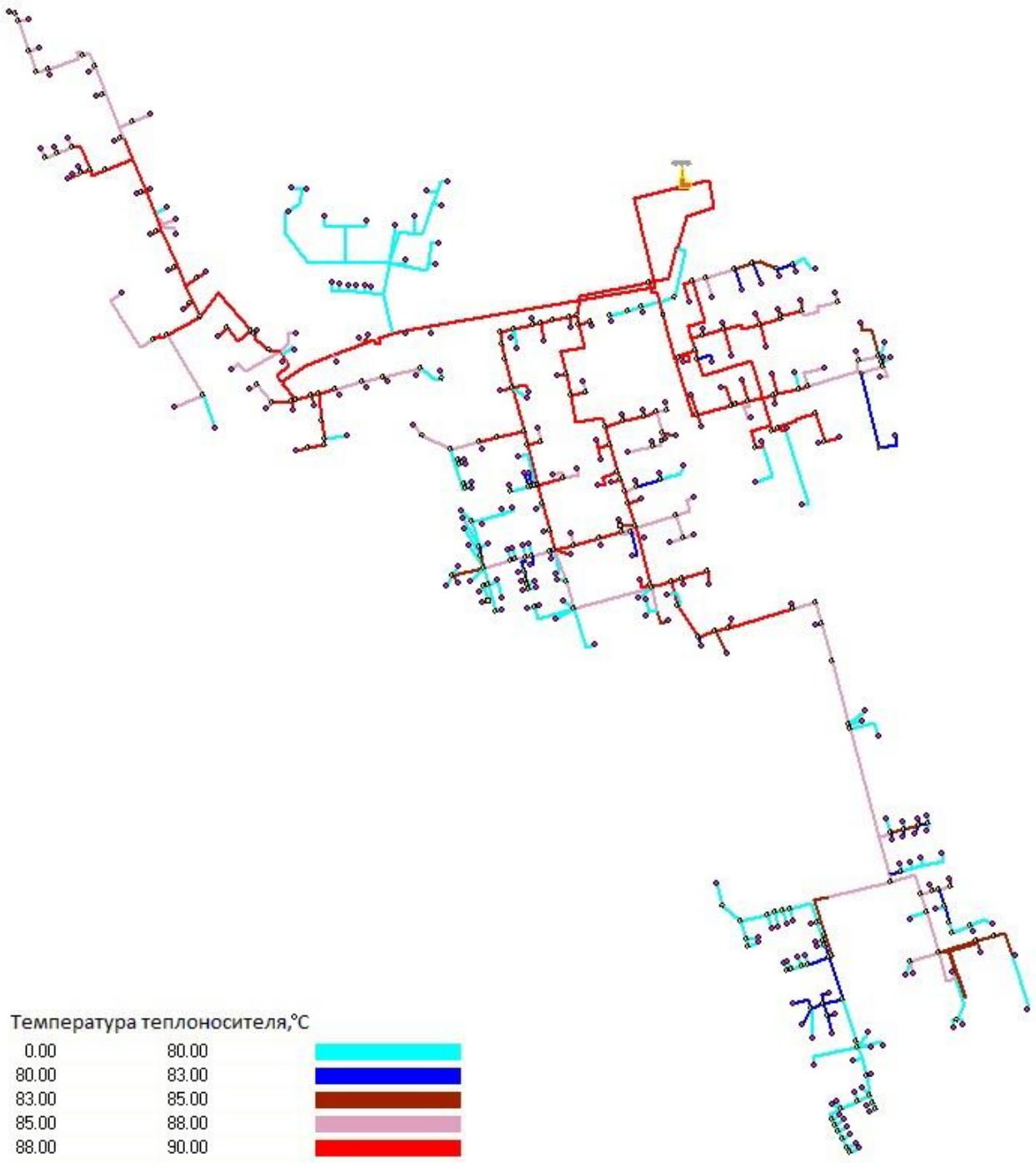


Рис. 1.3.7.1. Температура в подающем трубопроводе тепловых сетей ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» при расчетной температуре наружного воздуха.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы тепловых сетей обусловлены качественным способом регулирования и неизменны на протяжении отопительного периода.

Пьезометрические графики тепловых сетей от источников теплоснабжения до наиболее удаленных потребителей представлены в Приложении 6.

1.3.9. Статистику отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Статистика отказов тепловых сетей добросоветно ведется всеми теплоснабжающими и теплосетевыми организациями города Канска. Наиболее подвержены отказам тепловые сети с исчерпанным эксплуатационным ресурсом.

Распределение отказов (аварий и инцидентов) по участкам тепловых сетей и по годам ретроспективы представлено в графической форме в Приложении 9.

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика восстановлении тепловых сетей с указанием среднего времени, затраченного на восстановление их работоспособности, представлена в Главе 1.9 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения как исходные данные для расчета параметров надежности тепловых сетей.

1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей г. Канска ведется следующими способами:

- гидравлические испытания тепловых сетей на прочность и плотность – дважды в год по утвержденному графику;
- шурфовка тепловых сетей – по утвержденному графику в межотопительный сезон;

- тепловизионная диагностика – в отопительный сезон для локализации порывов тепловых сетей.

Из числа методов диагностики, на данный момент не используемых на тепловых сетях г. Канска, следует отметить оперативный дистанционный контроль влажности изоляции (ОДК). Вместе с тем, предызолированные трубы наиболее часто используются при реконструкции трубопроводов тепловых сетей, и данный метод становится перспективным для качественной эксплуатации тепловых сетей.

1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером ОЭТС.

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания должен:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- провести инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а

также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером ОЭТС, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером ОЭТС, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее - температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;

- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек - задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Техническое обслуживание и ремонт

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и (или) восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;

- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а так же с утечками теплоносителя.

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго №265 от 4 октября 2005 года "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии". Тепловые потери через изоляцию трубопроводов зависят от материальной характеристики тепловых сетей, а также года и способа прокладки тепловой сети. Нормы тепловых потерь водяными тепловыми сетями приведены в таблицах 1.3.13.1. – 1.3.13.8

.

Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке с расчетной среднегодовой температурой грунта +5 °С на глубине заложения теплопроводов, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

Таблица 1.3.13.1.

Наружный диаметр труб *dн*, мм	Нормы потерь тепла, Вт/м [(ккал/м·ч)]			
	Обратный теплопровод при средней температуре воды	Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 52,5°С	Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 65°С	Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 75°С
	tоср.г=50°С	*tпср.г*=65°С	*tпср.г* =90°С	*tпср.г* =110°С
32	23 (20)	52 (45)	60 (52)	67 (58)
57	29 (25)	65 (56)	75 (65)	84 (72)
76	34 (29)	75 (64)	86 (74)	95 (82)
89	36 (31)	80 (69)	93 (80)	102 (88)
108	40 (34)	88 (76)	102 (88)	111 (96)
159	49 (42)	109 (94)	124 (107)	136 (117)
219	59 (51)	131 (113)	151 (130)	165 (142)
273	70 (60)	154 (132)	174 (150)	190 (163)
325	79 (68)	173 (149)	195 (168)	212 (183)
377	88 (76)	191 (164)*	212 (183)	234 (202)
426	95 (82)	209 (180)*	235 (203)	254 (219)
478	106 (91)	230 (198)*	259 (223)	280 (241)
529	117 (101)	251 (216)*	282 (243)	303 (261)
630	133 (114)	286 (246)*	321 (277)	345 (298)
720	145 (125)	316 (272)*	355 (306)	379 (327)
820	164 (141)	354 (304)*	396(341)	423 (364)
920	180 (155)	387 (333)*	433 (373)	463 (399)
1020	198 (170)	426 (366)*	475 (410)	506 (436)
1220	233 (200)	499 (429)*	561 (482)	591 (508)
1420	265 (228)	568 (488)	644 (554)	675 (580)

Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5 оС, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

Таблица 1.3.13.2.

Наружный диаметр труб *dн*, мм	Нормы потерь тепла, Вт/м [(ккал/м·ч)]			
	Разность среднегодовой температуры сетевой воды в подающем или обратном трубопроводах и наружного воздуха, °С			
	45	70	95	120
32	17(15)	27(23)	36(31)	44(38)
49	21(18)	31(27)	42(36)	52(45)
57	24(21)	35(30)	46(40)	57(49)
76	29(25)	41(35)	52(45)	64(55)
82	32(28)	44(38)	58(50)	70(60)
108	36(31)	50(43)	64(55)	78(67)
133	41(35)	56(48)	70(60)	86(74)
159	44(38)	58(50)	75(65)	93(80)
194	49(42)	67(58)	85(73)	102(88)
219	53(46)	70(60)	90(78)	110(95)
273	61(53)	81(70)	101(87)	124(107)
325	70(60)	93(80)	116(100)	139(120)
377	82(71)	108(93)	132(114)	157(135)
426	95(82)	122(105)	148(128)	174(150)
478	103(89)	131(113)	158(136)	186(160)
529	110(95)	139(120)	168(145)	197(170)
630	121(104)	154(133)	186(160)	220(190)
720	133(115)	168(145)	204(176)	239(206)
820	157(135)	195(168)	232(200)	270(233)
920	180(155)	220(190)	261(225)	302(260)
1020	209(180)	255(220)	296(255)	339(292)
1420	267(230)	325(280)	377(325)	441(380)

Нормы тепловых потерь водяными теплопроводами в непроходных, спроектированными в период с 1990 по 1998 гг.

Таблица 1.3.13.3.

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее						При числе часов работы в год более 5000					
	Трубопровод											
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С											
	65	50	90	50	110	50	65	50	90	50	110	50
25	18(15)	12(10)	26(22)	11(9)	31(27)	10(9)	16(14)	11(9)	23(20)	10(9)	28 (24)	9(8)
30	19(16)	13(11)	27(23)	12(10)	33(28)	11(9)	17(15)	12(10)	24(21)	11(9)	30(26)	10(9)
40	21(18)	14(12)	29(25)	13(11)	36(31)	12(10)	18(15)	13(11)	26(22)	12(10)	32(28)	11(9)
50	22(19)	15(13)	33(28)	14(12)	40(34)	13(11)	20(17)	14(12)	28(24)	13(11)	35(30)	12(10)
65	27(23)	19(16)	38(33)	16(14)	47(40)	14(12)	23(20)	16(14)	34(29)	15(13)	40(34)	13(11)
80	29(25)	20(17)	41(35)	17(15)	51(44)	15(13)	25(22)	17(15)	36(31)	16(14)	44(38)	14(12)
100	33(28)	22(19)	46(40)	19(16)	57(49)	17(15)	28(24)	19(16)	41(35)	17(15)	48(41)	15(13)
125	34(29)	23(20)	49(42)	20(17)	61(53)	18(15)	31(27)	21(18)	42(36)	18(15)	50(43)	16(14)
150	38(33)	26(22)	54(46)	22(19)	65(56)	19(16)	32(28)	22(19)	44(38)	19(16)	55(47)	17(15)
200	48(41)	31(27)	66(57)	26(22)	83(71)	23(20)	39(34)	27(23)	54(46)	22(19)	68(59)	21(18)
250	54(46)	35(30)	76(65)	29(25)	93(80)	25(22)	45(39)	30(26)	64(55)	25(22)	77(66)	23(20)
300	62(53)	40(34)	87(75)	32(28)	103(89)	28(24)	50(43)	33(28)	70(60)	28(24)	84(72)	25(22)
350	68(59)	44(38)	93(80)	34(29)	117(101)	29(25)	55(47)	37(32)	75(65)	30(26)	94(81)	26(22)
400	76(65)	47(40)	109(94)	37(32)	123(106)	30(26)	58(50)	38(33)	82(71)	33(28)	101(87)	28(24)
450	77(66)	49(42)	112(96)	39(34)	135(116)	32(28)	67(58)	43(37)	93(80)	36(31)	107(92)	29(25)
500	88(76)	54(46)	126(108)	43(37)	167(144)	33(28)	68(59)	44(38)	98(84)	38(33)	117(101)	32(28)
600	98(84)	58(50)	140(121)	45(39)	171 (147)	35(30)	79(68)	50(43)	109(94)	41(35)	132(114)	34(29)
700	107(92)	63(54)	163(140)	47(40)	185(159)	38(33)	89(77)	55(47)	126(108)	43(37)	151(130)	37(32)
800	130(112)	72(62)	181(156)	48(41)	213(183)	42(36)	100(86)	60(52)	140(121)	45(39)	163(140)	40(34)
900	138(119)	75(65)	190(164)	57(49)	234(201)	44(38)	106(91)	66(57)	151(130)	54(46)	186(160)	43(37)
1000	152(131)	78(67)	199(171)	59(51)	249(214)	49(42)	117(101)	71(61)	158(136)	57(49)	192(165)	47(40)
1200	185(159)	86(74)	257(221)	66 (57)	300(258)	54(46)	144(124)	79(68)	185(159)	64(55)	229(197)	52(45)
1400	204(176)	90(77)	284 (245)	69 (59)	322(277)	58(50)	152(131)	82(71)	210(181)	68(59)	252(217)	56(48)

Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

Таблица 1.3.13.4.

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее			При числе часов работы в год более 5000		
	Средняя температура теплоносителя, °С					
	50	100	150	50	100	150
	Нормы линейной плотности теплового потока Вт/м (ккал/м ч)					
15	10 (9)	20 (17)	30 (26)	11 (10)	22 (19)	34 (29)
20	11 (10)	22 (19)	34 (29)	13 (11)	25 (22)	38 (33)
25	13 (11)	25 (22)	37 (32)	15 (13)	28 (24)	42 (36)
40	15 (13)	29 (25)	44 (38)	18 (15)	33 (28)	49 (42)
50	17 (15)	31 (27)	47 (40)	19 (16)	36 (31)	53 (46)
65	19 (16)	36 (31)	54 (46)	23 (20)	41 (35)	61 (53)
80	21 (18)	39 (34)	58 (50)	25 (22)	45 (39)	66 (57)
100	24 (21)	43 (37)	64 (55)	28 (24)	50 (43)	73 (63)
125	27 (23)	49 (42)	70 (60)	32 (28)	56 (48)	81 (70)
150	30 (26)	54 (46)	77 (66)	35 (30)	63 (54)	89 (77)
200	37 (32)	65 (56)	93 (80)	44 (38)	77 (66)	109 (94)
250	43 (37)	75 (65)	106 (91)	51 (44)	88 (76)	125 (108)
300	49 (42)	84 (72)	118 (102)	59 (51)	101 (87)	140 (121)
350	55 (47)	93 (80)	131 (113)	66 (57)	112 (96)	155 (133)
400	61 (53)	102 (88)	142 (122)	73 (63)	122 (105)	170 (146)
450	65 (56)	109 (94)	152 (131)	80 (69)	132 (114)	182 (157)
500	71 (61)	119 (102)	166 (143)	88 (76)	143 (123)	197 (170)
600	82 (71)	136 (117)	188 (162)	100 (86)	165 (142)	225 (194)
700	92 (79)	151 (130)	209 (180)	114 (98)	184 (158)	250 (215)
800	103 (89)	167 (144)	213 (183)	128 (110)	205 (177)	278 (239)
900	113 (97)	184 (158)	253 (218)	141 (121)	226 (195)	306 (263)
1000	124 (107)	201 (173)	275 (237)	155 (133)	247 (213)	333 (287)

Нормы тепловых потерь водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроект. с 1998 по 2003гг.

Таблица 1.3.13.5.

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее						При числе часов работы в год более 5000					
	Трубопровод											
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С											
	65	50	90	50	110	50	65	50	90	50	110	50
25	15(13)	10(9)	22(19)	10(9)	26(22)	9(8)	14(12)	9(8)	20(17)	9(8)	24(21)	8(7)
30	16(14)	11(9)	23(20)	11(9)	28(24)	10(9)	15(13)	10(9)	20(17)	10(9)	26(22)	9(8)
40	18(16)	12(10)	25(22)	12(10)	31(27)	11(9)	16(14)	11(9)	22(19)	11(9)	27(23)	10(9)
50	19(16)	13(11)	28(24)	13(11)	34(29)	12(10)	17(15)	12(10)	24(21)	12(10)	30(26)	11(9)
65	23(20)	16(14)	32(28)	14(12)	40(34)	13(11)	20(17)	13(11)	29(25)	13(11)	34(29)	12(10)
80	25(22)	17(15)	35(30)	15(13)	43(37)	14(12)	21(18)	14(12)	31(27)	14(12)	37(32)	13(11)
100	28(24)	19(16)	39(34)	16(14)	48(41)	16(14)	24(21)	16(14)	35(30)	15(13)	41(35)	14(12)
125	29(25)	20(17)	42(36)	17(15)	52(45)	17(15)	26(22)	18(16)	38(33)	16(14)	43(37)	15(13)
150	32(28)	22(19)	46(40)	19(16)	55(47)	18(16)	27(23)	19(16)	42(36)	17(15)	47(41)	16(14)
200	41(35)	26(22)	55(47)	22(19)	71(61)	20(17)	33(28)	23(20)	49(42)	19(16)	58(50)	18(16)
250	46(40)	30(26)	65(56)	25(22)	79(68)	21(18)	38(33)	26(22)	54(47)	21(18)	66(57)	20(17)
300	53(46)	34(29)	74(64)	27(23)	88(76)	24(21)	43(37)	28(24)	60(52)	24(21)	71(61)	21(18)
350	58(50)	37(32)	79(68)	29(25)	98(84)	25(22)	46(40)	31(27)	64(55)	26(22)	80(69)	22(19)
400	65(56)	40(34)	87(75)	32(28)	105(91)	26(22)	50(43)	33(28)	70(60)	28(24)	86(74)	24(21)
450	70(60)	42(36)	95(82)	33(28)	115(99)	27(23)	54(47)	36(31)	79(68)	31(27)	91(78)	25(22)
500	75(65)	46(40)	107(92)	36(31)	130(112)	28(24)	58(50)	37(32)	84(72)	32(28)	100(86)	27(23)
600	83(72)	49(42)	119(103)	38(33)	145(125)	30(26)	67(58)	42(36)	93(80)	35(30)	112(97)	31(27)
700	91(78)	54(47)	139(120)	41(35)	157(135)	33(28)	76(66)	47(41)	107(92)	37(32)	128(110)	31(27)
800	106(91)	61(53)	150(129)	45(39)	181(156)	36(31)	85(73)	51(44)	119(103)	38(33)	139(120)	34(29)
900	117(101)	64(55)	162(140)	48(41)	199(172)	37(32)	90(78)	56(48)	128(110)	43(37)	150(129)	37(32)
1000	129(111)	66(57)	169(146)	51(44)	212(183)	42(36)	100(86)	60(52)	140(121)	46(40)	163(141)	40(34)
1200	157(135)	73(63)	218(188)	55(47)	255(220)	46(40)	114(98)	67(58)	158(136)	53(46)	190(164)	44(38)
1400	173(149)	77(66)	241(208)	59(51)	274(236)	49(42)	130(112)	70(60)	179(154)	58(50)	224(193)	48(41)

Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

Таблица 1.3.13.6.

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее			При числе часов работы в год более 5000		
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С					
	обратный	подающий	подающий	обратный	подающий	подающий
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)]					
	50	100	150	50	100	150
15	9(8)	18(16)	28(24)	8(7)	16(14)	24(21)
20	11(9)	21(18)	31(27)	9(8)	18(16)	28(24)
25	12(10)	23(20)	34(29)	11(9)	20(17)	30(26)
40	15(13)	27(23)	40(34)	12(10)	24(21)	36(31)
50	16(14)	30(26)	44(38)	14(12)	25(22)	38(33)
65	19(16)	34(29)	50(43)	15(13)	29(25)	44(38)
80	21(18)	37(32)	54(47)	17(15)	32(28)	47(41)
100	23(20)	41(35)	60(52)	19(16)	35(30)	52(45)
125	26(22)	46(40)	66(57)	22(19)	40(34)	57(49)
150	29(25)	52(45)	73(63)	24(21)	44(38)	62(53)
200	36(31)	63(54)	89(77)	30(26)	53(46)	75(65)
250	42(36)	72(62)	103(89)	35(30)	61(53)	86(74)
300	48(41)	83(72)	115(99)	40(34)	68(59)	96(83)
350	54(47)	92(79)	127(109)	45(39)	75(65)	106(91)
400	60(52)	100(86)	139(120)	49(42)	83(72)	115(99)
450	66(57)	108(93)	149(128)	53(46)	88(76)	123(106)
500	72(62)	117(101)	162(140)	58(50)	96(83)	135(116)
600	82(71)	135(116)	185(159)	66(57)	110(95)	152(131)
700	94(81)	151(130)	205(177)	75(65)	122(105)	169(146)
800	105(91)	168(145)	228(197)	83(72)	135(116)	172(148)
900	116(100)	185(159)	251(216)	92(79)	149(128)	205(177)
1000	127(109)	203(175)	273(235)	101(87)	163(141)	223(192)

Нормы тепловых потерь водяными теплопроводами в непроходных каналах и продолжительности работы в год более 5000 ч, с 2004г.

Таблица 1.3.13.7.

Условный проход трубопровода, мм	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/обратный), ºС		
	65/50	90/50	110/50
	Суммарная линейная плотность теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)]		
25	27(23)	32(28)	36(31)
32	29(25)	35(30)	39(34)
40	31(27)	37(32)	42(36)
50	35(30)	41(35)	47(40)
65	41(35)	49(42)	54(46)
80	45(37)	52(45)	59(51)
100	49(42)	58(50)	66(57)
125	56(48)	66(57)	73(63)
150	63(54)	73(63)	82(71)
200	77(66)	93(80)	100(86)
250	92(79)	106(91)	117(101)
300	105(90)	121(104)	133(114)
350	118(101)	135(116)	148(127)
400	130(112)	148(127)	163(140)
450	142(122)	162(139)	177(152)
500	156(134)	176(151)	194(167)
600	179(154)	205(176)	223(192)
700	201(173)	229(197)	149(128)
800	226(194)	257(221)	179(154)
900	250(215)	284(244)	308(265)
1000	275(236)	312(268)	338(291)
1200	326(280)	368(316)	398(342)
1400	376(323)	425(365)	461(396)

Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами при прокладке на открытом воздухе и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г.

Таблица 1.3.13.8.

Условный проход трубопровода, мм	Температура теплоносителя, ºС		
	50	100	150
	Плотность теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)]		
15	9(8)	17(15)	25(21)
20	10(9)	19(16)	28(24)
25	11(9)	20(17)	31(27)
40	12(10)	23(20)	35(30)
50	14(12)	26(22)	38(33)
65	16(14)	29(25)	43(37)
80	17(15)	31(27)	46(40)
100	19(16)	34(29)	50(43)
125	21(18)	38(33)	55(47)
150	23(20)	42(36)	61(52)
200	28(24)	50(43)	72(62)
250	33(28)	57(49)	82(71)
300	39(34)	67(58)	95(82)
350	45(39)	77(66)	108(93)
400	49(42)	84(72)	117(101)
450	54(47)	91(78)	127(109)
500	58(50)	98(84)	136(117)
600	67(58)	112(96)	154(132)
700	75(65)	124(107)	170(146)
800	83(71)	137(118)	188(162)
900	91(78)	150(129)	205(176)
1000	100(86)	163(140)	222(191)
1400	133(114)	215(185)	291(250)

Методика определения тепловых потерь с утечками теплоносителя также регламентируется приказом Минэнерго №265 от 4 октября 2005 года "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии".

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой определяются по формуле:

$$G_{утл} = \frac{a \cdot V_{ср.год} \cdot n_{год}}{100} = m_{у.год.н} \cdot n_{год}, \text{ м}^3,$$

где:

а - норма среднегодовой утечки теплоносителя, ($м^3$/ч*$м^3$), установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час;

$V^{ср.год}$ - среднегодовая емкость тепловой сети, $м^3$;

$n_{год}$ - продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч;

$m_{у.год.н}$ - среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, мЗ/ч.

1.3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат в состав тарифа быть включены не могут.

Так как не все потребители обеспечены индивидуальными узлами учета тепловой энергии, потери тепловой энергии в тепловых сетях определяют расчетным способом.

После установки приборов учета тепловой энергии у 100% потребителей, тепловые потери при транспорте тепловой энергии будут определяться путем вычитания показателей счетчиков отпущенной тепловой энергии, установленных на источниках централизованного теплоснабжения, и показаний приборов учета тепловой энергии, установленных у потребителей. Ниже приведены данные по фактическим и нормативным потерям в тепловых сетях теплоснабжающих организаций города Канска.

Потери тепловой энергии в системах теплоснабжения г. Канска за 2010-2012 годы

Табл 1.3.14.1

№ п/п	*Источник теплоснабжения*		*Потери за 2010 г., Гкал/ч*	*Потери за 2011 г., Гкал/ч*	*Потери за 2012 г., Гкал/ч*
1.	Канская ТЭЦ, ОАО "Канская ТЭЦ"		30988,7	30988,7	30988,7
2.	ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"		4813,3	4813,3	4813,3
3.	ОАО "Гортепло"	Котельная №1 «пос. Строителей»	1081,8	1081,8	1081,8
4.		Котельная №3 «ПТУ»	306,2	306,2	306,2
5.		Котельная №4 «Березка»	28,2	28,2	28,2
6.		Котельная №5 «Даурия»	49,1	49,1	49,1
7.		Котельная №7 «Мелькомбинат»	2105,3	2105,3	2105,3
8.		Котельная №8 «ЛДК»	114,0	114,0	114,0
9.		Котельная №9 «Школа»	10,6	10,6	10,6
10.		Котельная №10 «Де-Корт»	249,9	249,9	249,9
11.		Котельная №11 «Альчет»	112,8	112,8	112,8
12.		Котельная №12 «Ново-Канская»	23,9	23,9	23,9
13.		Котельная №13 «5 военный городок»	320,6	320,6	320,6
14.		Котельная №15 «ДСУ-5»	115,9	115,9	115,9
15.		Котельная №16 «ЛТЦ-34»	36,7	36,7	36,7
16.	Котельная филиала "Восточный" ОАО "КНП"		353,7	353,7	353,7
17.	Котельная КГБУСО "КПНИ"		38,3	38,3	38,3
18.	Котельная 4 военного городка ОАО "РЭУ" "Иркутский"		1078,0	1078,0	1078,0
19.	Котельная КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"		160,3	160,3	160,3

1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписаний надзорных органов по запрещению эксплуатации участков тепловых сетей нет.

1.3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Общее число потребителей тепловой энергии, подключенных к сетям централизованного теплоснабжения г. Канска, на текущий момент составляет 1341.

585 потребителей подключены по схеме с открытым водоразбором ГВС и непосредственным присоединением системы отопления к тепловой сети.

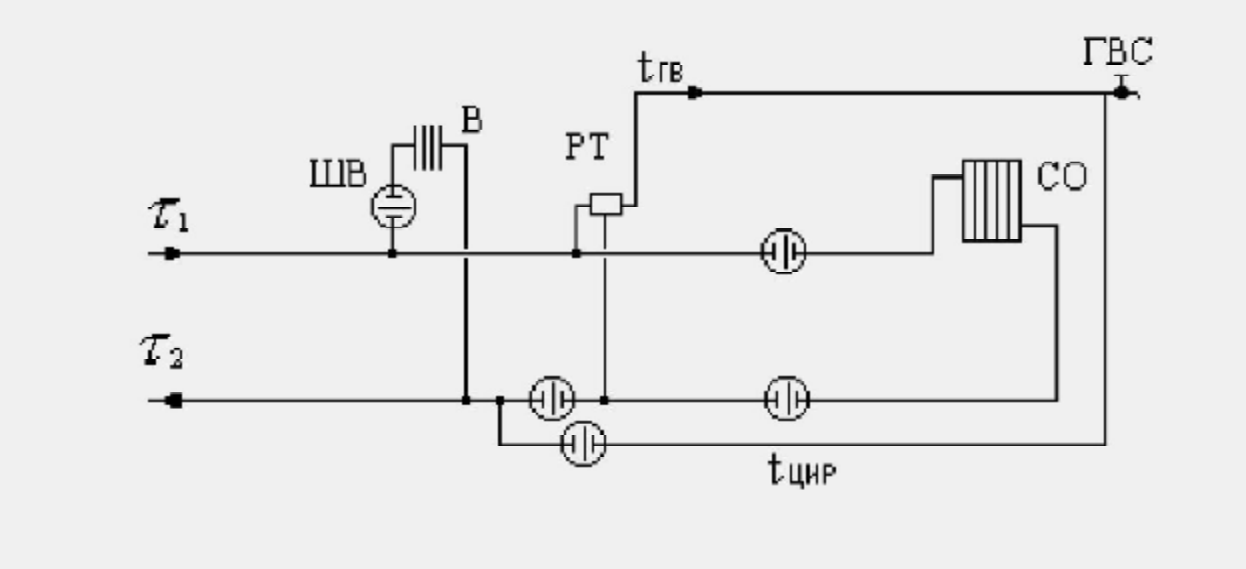
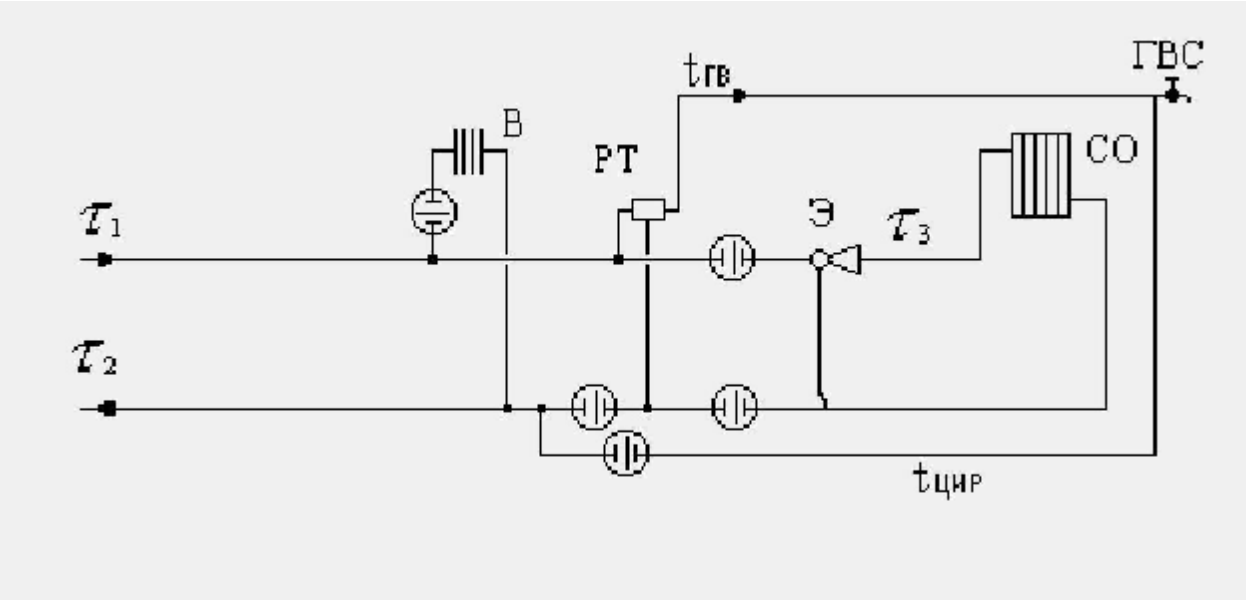


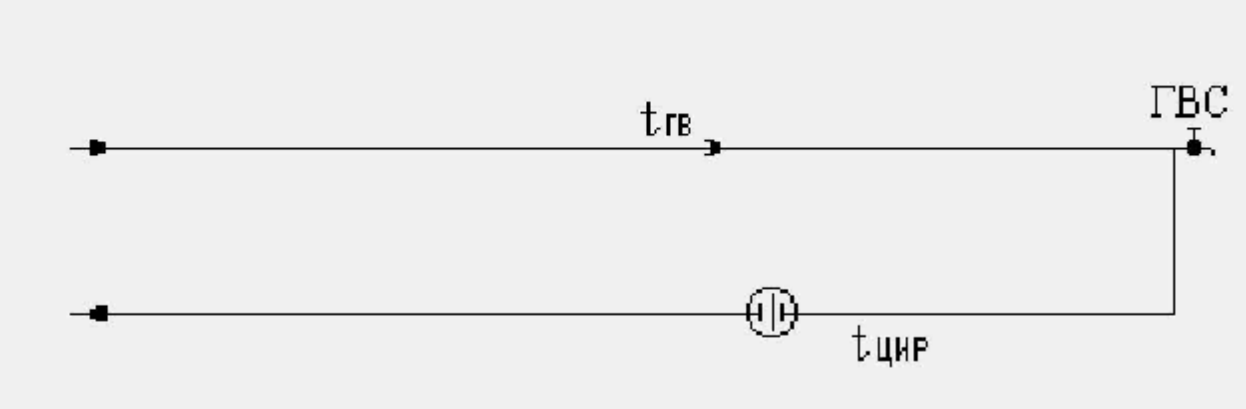
Схема подключения этих потребителей позволяет потреблять тепловую энергию с температурным графиком не более 95/70°С, в соответствии с Приложением Б СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

716 потребителей подключены по элеваторной схеме присоединения, с открытым водоразбором ГВС.



Данная схема подключения позволяет снижать температуру теплоносителя перед подачей во внутренние системы теплопотребления зданий.

40 потребителей подключены только к сети горячего водоснабжения с открытым водоразбором и циркуляционной линией.



1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года

обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

Сведения о фактической оснащенности потребителей тепловой энергии г. Канска приборами учета тепловой энергии предоставлены не были.

1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Тепломеханическое оборудование на источниках централизованного теплоснабжения имеет низкую степень автоматизации. Электрифицирована незначительная часть запорной арматуры на теплоисточниках.

Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Регулирующие и запорные задвижки в тепловых камерах не имеют средств телемеханизации. Перекладываемые участки тепловых сетей с ППУ изоляцией не имеют системы дистанционного контроля.

Диспетчерские теплосетевых организаций оборудованы телефонной связью и доступом в интернет, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей города и обслуживающего персонала.

1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты и насосные станции автоматизированы и не требуют ручного регулирования.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов, баков-экспанзоматов открытого и закрытого типа, а также противоударных перемычек в группах сетевых насосов.

1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

По состоянию на 2013 год выявлены две группы участков бесхозяйных тепловых сетей.

Сведения о них приведены в рисунках и таблицах.

Рис. 1.3.21.1. Схема бесхозяйных тепловых сетей по адресу:

ул. 40 лет Октября, д.47

Перечень участков бесхозяйных тепловых сетей по адресу: 40 лет Октября, 47

Таблица 1.3.21.1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
ТК-10/12	ул. 40 лет Октября, д.47	26,3	0,08	0,08	Подземная канальная
ТК-10/12	ул. 40 лет Октября, д.47	91,2	0,032	0,032	Подземная канальная

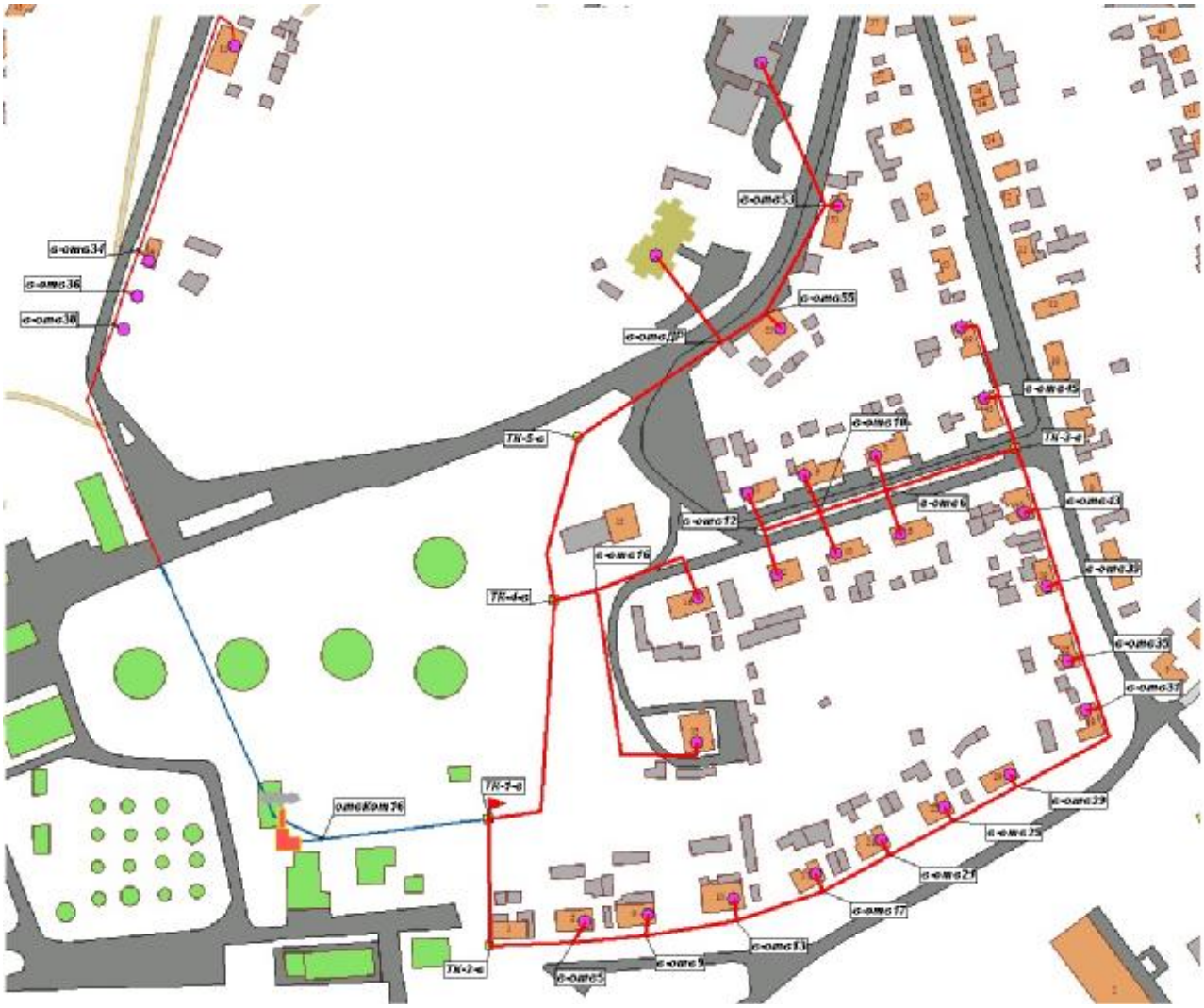


Рис. 1.3.21.2. Схема бесхозяйных тепловых сетей по ул. Нефтебазы и ул. Нефтяников.

Перечень участков бесхозяйных тепловых сетей по ул. Нефтебазы и ул. Нефтяников

Таблица 1.3.21.2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
ТК-5-в	в-отв ДР	30	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв ДР	в-отв 55	15	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв ДР	ул. Шоссейная, 56Б	25	0,032	0,032	Подземная бесканальная
в-отв 55	ул. Шоссейная, 55/3	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
в-отв55	в-отв53	35	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв53	ул. Шоссейная, 53/2	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
в-отв53	ул. Шоссейная, 58	33	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв43	ТК-3-в	35	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК-3-в	в-отв45	20	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв45	ул. Шоссейная, 49-47	30	0,1	0,1	Подземная бесканальная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
в-отв45	ул. Шоссейная, 45	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
ТК-3-в	в-отв6	50	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв6	в-отв10	25	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв10	ул. Нефтяников, 9	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв6	ул. Нефтяников, 5	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
ТК-1-в	ТК-4-в	100	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК-4-в	ТК-5-в	70	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК-4-в	в-отв16	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
в-отв16	ул. Нефтяников, 16	40	0,025	0,025	Подземная бесканальная
в-отв16	ул. Нефтяников, 15	55	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-1-в	ТК-2-в	70	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК-2-в	в-отв5	14	0,1	0,1	Подземная бесканальная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
в-отв5	в-отв9	14	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв9	в-отв13	14	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв13	в-отв17	14	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв17	в-отв21	14	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв21	в-отв25	14	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв25	в-отв29	14	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв29	в-отв31	20	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв31	в-отв35	35	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв35	в-отв39	35	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв39	в-отв43	35	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв43	ул. Шоссейная, 43	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв39	ул. Шоссейная, 39-41	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
в-отв35	ул. Шоссейная, 35-37	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв31	ул. Шоссейная, 31-33	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв29	ул. Шоссейная, 29-27	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв25	ул. Шоссейная, 25-23	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв21	ул. Шоссейная, 21-19	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв17	ул. Шоссейная, 17-15	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв13	ул. Шоссейная, 13-11	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв9	ул. Шоссейная, 9-7	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв5	ул. Шоссейная, 5-3	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв10	в-отв12	25	0,1	0,1	Подземная бесканальная
в-отв12	ул. Нефтяников, 13	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв12	ул. Нефтяников, 12	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
в-отв10	ул. Нефтяников, 10	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная
в-отв6	ул. Нефтяников, 6	10	0,02	0,02	Подземная бесканальная

Статья 15, пункт 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: «В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

В качестве организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей в зонах действия источника ОАО «Красноярскнефтепродукт», предлагается определить ОАО «Красноярскнефтепродукт» до момента объединения систем теплоснабжения котельных ОАО «Красноярскнефтепродукт» и ОАО «Гортепло».

В качестве организации, уполномоченной на эксплуатацию

бесхозяйных тепловых сетей в зоне действия Канской ТЭЦ, предлагается определить ООО «Канские тепловые сети». К таким сетям относятся сети, проложенные по ул. 40 лет Октября в районе дома №47.

Принятие на учет бесхозяйных тепловых сетей должно осуществляться на основании Постановления Правительства РФ от 17 сентября 2003 г. № 580 «Об утверждении положения о принятии на учет бесхозяйных недвижимых вещей».

Регистрация права собственности на бесхозяйные тепловые сети должна проводиться в соответствии с Распоряжением Администрации г. Канска от 12.03. 2013 г. № 130 «Об утверждении графика государственной регистрации прав муниципальной собственности на объекты энергетики и коммунальной сферы, в том числе бесхозяйные объекты муниципального образования город Канск».

Часть 1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

В границах города Канска действует 19 источников тепловой энергии. Границы зон действия источников графически представлены в Приложении 1.

Площади зон теплоснабжения и зон деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Таблица1.4.1.

№ п/п	*Организация*	*Площадь, м²*	
		Зона теплоснабжения	*Зона деятельности*
1.	Канская ТЭЦ ОАО "Енисейская ТГК-13"	9870676	-
2.	ООО "Канские тепловые сети"	-	8074800
3.	ОАО "Гортепло"	1178896	2254629
4.	ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"	1475553	1475553
5.	МУП "Канский Электросетьсбыт"	-	306718
6.	КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"	19376	19376
7.	КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"	34815	34815
8.	Филиал "Восточный" ОАО "Красноярскнефтепродукт"	133969	133969
9.	ОАО "РЭУ", филиал "Иркутский"	182395	182395

Радиусы эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии г. Канска отражены в Приложении 3.

В зону эффективного радиуса теплоснабжения Канской ТЭЦ входит большинство систем теплоснабжения г. Канска. Однако, подключение большей части этих систем к сетям Канской ТЭЦ нецелесообразно ввиду наличия естественных препятствий, обусловленных рельефом и геологическими условиями.

Все экономически целесообразные переключения систем теплоснабжения запланированы на срок до 2023 года.

Часть 1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

В действующем Генеральном плане города Канска в качестве расчетного элемента территориального деления приняты планировочные районы.

Ввиду утраты достоверности сведений о фактической и планируемой застройке города Канска, приведенных в Генеральном плане, Заказчиком были предоставлены скорректированные планы застройки. Сведения приведены в табл. 1.5.1.1.

На основании предоставленных данных о планируемых величинах отапливаемой площади, а также сведений о текущем уровне потребления тепловой энергии, была составлена таблица фактического и планируемого уровня потребления тепловой энергии. Сведения о них приведены в табл. 1.5.1.2.

Фактические и планируемые показатели отапливаемой площади

Таблица 1.5.1.1.

Площадь застройки города Канска										
Назначение площадей	Фактические величины, тыс. кв.м.			Плановые величины, тыс. кв. м.						
				Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2010	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Северный (правобережный) планировочный район										
Итого	2848,4	2900,3	2952,3	3004,3	3056,4	3108,4	3160,6	3212,5	3368,3	3497,3
Многоэтажная застройка	715,1	736,9	758,7	780,5	802,4	824,2	846,1	867,9	977,4	1016,2
Индивидуальная коттеджная застройка	148,5	150,1	151,7	153,4	155	156,6	158,3	159,9	168,1	220
Общественные здания	228,7	231	233,5	235,8	238,2	240,7	243,1	245,5	257,4	269,5
Производственные здания промышленных предприятий	1756,1	1782,3	1808,4	1834,6	1860,8	1886,9	1913,1	1939,2	1965,4	1991,6
Центральный планировочный район										
Итого	875,9	904,1	932,2	960,5	988,7	1017	1045,2	1073,3	1185,4	1411,3
Многоэтажная застройка	414,4	432	449,6	467,2	484,8	502,4	520	537,6	625,6	778,8

Площадь застройки города Канска										
Назначение площадей	Фактические величины, тыс. кв.м.			Плановые величины, тыс. кв. м.						
				Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2010	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Индивидуальная коттеджная застройка	119,5	121,2	122,9	124,6	126,3	128,1	129,8	131,5	140,1	197,3
Общественные здания	155,9	157,5	159,1	160,8	162,4	164,1	165,7	167,3	175,5	183,7
Производственные здания промышленных предприятий	186,1	193,4	200,6	207,9	215,2	222,4	229,7	236,9	244,2	251,5
Южный планировочный район										
Итого	1430,6	1441,575	1452,75	1463,825	1474,9	1485,975	1497,05	1508,025	1545,9	1589,575
Многоэтажная застройка	262,6	265,6	268,6	271,7	274,7	277,8	280,8	283,8	299	320,4
Индивидуальная коттеджная застройка	184,3	186,4	188,6	190,7	192,8	194,9	197,1	199,1	209,8	219,9
Общественные здания	146,5	148	149,6	151,1	152,7	154,2	155,7	157,3	164,9	172,7
Производственные здания промышленных предприятий	837,2	841,6	846	850,3	854,7	859,1	863,5	867,8	872,2	876,6

Фактические и планируемые показатели тепловой нагрузки

Таблица 1.5.1.2.

Назначение площадей	Тепловые нагрузки, Гкал/ч						
	Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Северный (правобережный) планировочный район							
Итого	116,505	119,174	124,648	133,280	145,661	175,806	221,953
Многоэтажная застройка	80,867	83,136	87,790	95,169	105,826	132,523	172,543
Индивидуальная коттеджная застройка	1,617	1,634	1,668	1,721	1,794	1,966	2,820
Общественные здания	25,082	25,337	25,864	26,665	27,761	30,304	34,635
Производственные здания промышленных предприятий	8,940	9,067	9,326	9,725	10,279	11,012	11,955
Центральный планировочный район							
Итого	45,006	45,690	47,112	49,312	52,402	58,860	83,619
Многоэтажная застройка	26,597	26,959	27,717	28,873	30,472	34,263	54,254

Назначение площадей	Тепловые нагрузки, Гкал/ч						
	Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Индивидуальная коттеджная застройка	1,193	1,209	1,243	1,295	1,367	1,537	2,434
Общественные здания	11,892	12,010	12,257	12,630	13,141	14,342	16,385
Производственные здания промышленных предприятий	5,324	5,511	5,895	6,513	7,422	8,718	10,546
Южный планировочный район							
Итого	25,372	25,646	26,204	27,056	28,227	30,964	36,169
Многоэтажная застройка	18,972	19,181	19,612	20,269	21,172	23,299	27,475
Индивидуальная коттеджная застройка	1,487	1,503	1,536	1,588	1,658	1,824	2,103
Общественные здания	4,208	4,252	4,339	4,472	4,655	5,080	5,806
Производственные здания промышленных предприятий	0,705	0,708	0,716	0,727	0,742	0,761	0,784

1.5.2. Случаи (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

В настоящее время ряд кварталов не присоединен к системам централизованного теплоснабжения и отапливается индивидуальными квартирными источниками.

Несмотря на значительную суммарную тепловую мощность при расчетной температуре – 151,3 Гкал/ч, тепловая нагрузка в кварталах индивидуальной жилищной застройки очень рассредоточена. Средняя по городу тепловая нагрузка на квартал индивидуальной жилищной застройки составляет 0,36 Гкал/ч.

Строительство разветвленной тепловой сети, обеспечивающей тепловой энергией ИЖС, в данных условиях нецелесообразно.

1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Планировочный район	Годовое потребление, Гкал/год	Потребление за отопительный период, Гкал/год
Северный (Правобережный)	395860	329890
Центральный	152880	127426
Южный	86200	71845

1.5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии были представлены в табл. 1.2.1. Части 1.2 Обосновывающих материалов.

1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

В связи с постоянным ростом стоимости энергоносителей, снижение тарифов в ближайшей перспективе не ожидается.

Нормативы потребления тепловой энергии для населения устанавливаются органами местного самоуправления в соответствии с требованиями Постановления № 306 от 23 мая 2006 г. «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг»

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки.

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

Мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Топливно-энергетические балансы систем теплоснабжения Канской ТЭЦ

Таблица 6.1.1.

Год	Число часов работы в год, час	Производство тепловой энергии, Гкал	Выработка тепловой энергии, отпуск в сеть, Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии			Вид топлива	Расход топлива, т	Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	Расход электроэнергии, кВт*ч	Расход холодной воды, $м^3$
					Всего, Гкал	Отопление, вентиляция и проч., Гкал	ГВС, Гкал					
2008	6753	505902	505902	651	505251	370138	135113	Бурый уголь марки 2БР	208321	3947	28457	2215821
2009	6032	631853	631853	716	631137	520062	111075		226829	3839	29955	1837889
2010	7942	707025	707025	631	706394	590022	116372		266203	3718	35216	1940790
2011	8190	618394	618394	610	617784	511430	106354		249335	3633	33967	1760575
2012	8263	651168	651168	605	650563	530150	120413		257355	3579	31780	1790948

Топливно-энергетические балансы систем теплоснабжения ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

Таблица 6.1.2.

Год	Число часов работы в год, ч	Производство тепловой энергии, Гкал	Выработка тепловой энергии (отпуск в сеть), Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии			Вид топлива	Расход топлива, т	Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	Расход электроэнергии, кВт*ч	Расход холодной воды, $м^3$
					Всего, Гкал	Отопление, вентиляция и пр., Гкал	ГВС					
2009	5688	62149	42718	4993	37725	33573	4152	Бурый уголь "Разреза Канский"	19257	3500	6390252	320726
2010		157729	68775	12837	68775	58684	10091		53461		12286058	614112
2011		131772	95077	13590	65669	56872	8797		46296		11060025	600092
2012		115747	89231	8829	64704	57182	7522		42191		9061248	436987

Топливно-энергетические балансы по котельным ОАО «Гортепло»

Таблица 6.1.3.

№ котельной	2009 год					2010 год				
	Произведено теплоэнергии, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Топливо, т	Водопотребление, тыс.м^3	Электроэнергия, тыс.кВт*ч	Произведено теплоэнергии, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Топливо, т	Водопотребление, тыс.м^3	Электроэнергия, тыс.кВт*ч
№1 пос. Строителей, 65А	14005,5	11131,6	7571,7	42,856	525,947	13975,3	11091,8	7367,0	49,704	341,942
№3 ул.Декабристов, 30	4266,5	3388,6	2122,0	2,126	278,480	4075,8	3546,7	1976,6	2,624	236,664
№4 Иланская ул., 50	1282,1	1128,8	724,2	0,271	74,143	1512,9	1313,3	750,8	7,259	83,189
№5 ул.Кайтымская, 193	725,4	579,8	460,7	0,565	49,483	685,6	574,3	507,1	0,673	40,726
№7 п.Мелькобината, 4Б	20181,5	15350,2	10058,6	58,201	888,305	20101,4	15190,2	9768,9	52,236	684,926
№8 ул.Краевая, 64А	1981,4	1624,9	1284,2	1,856	137,473	1962,1	1558,8	1240,0	1,753	116,021
№9 ул.Элеваторная, 23А	682,6	615,6	422,7	0,308	28,082	708,6	637,1	427,8	0,426	32,044
№10 пер.Чкалова, 1/1	1638,1	1234,5	977,0	0,856	148,270	1552,5	1177,9	902,8	0,561	108,418
№11 ул.Высокая, 10/1	1730,4	1315,6	1078,7	0,355	56,979	1564,1	1169,0	950,7	0,592	73,801
№12 ул.Лысогорская, 18	452,4	339,0	287,4	0,523	32,819	396,2	277,9	245,5	0,865	30,788
№13 5й Воен. городок, 75	6002,1	5249,4	3222,5	17,782	287,446	6131,3	5317,8	3209,8	11,977	241,405
№15 ул.Гаражная, 20В	1454,5	1042,2	815,4	1,728	95,035	1487,3	1078,7	813,0	1,698	71,942
№16 ул.Иланская, 1	322,5	226,5	217,8	0,410	24,636	340,5	218,7	224,2	0,361	23,716
Итого	**54725,0**	**43226,7**	**29242,9**	**127,837**	**2627,098**	**54493,6**	**43152,2**	**28384,2**	**130,729**	**2085,582**

Таблица 6.1.3. (окончание)

№ котельной	2011 год					2012 год				
	Произведено теплоэнергии, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Топливо, т	Водопотребление, тыс.м^3	Электроэнергия, тыс.кВт*ч	Произведено теплоэнергии, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Топливо, т	Водопотребление, тыс.м^3	Электроэнергия, тыс.кВт*ч
№1 пос. Строителей, 65А	13393,3	10810,0	6191,6	45,721	249,871	13287,6	10701,9	5832,4	40,947	268,458
№3 ул.Декабристов, 30	3817,0	3328,3	1790,2	1,800	234,216	4381,6	3869,0	1950,7	1,830	295,966
№4 Иланская ул., 50	1396,4	1210,8	815,4	8,057	81,373	1239,4	1037,2	686,5	4,536	76,440
№5 ул.Кайтымская, 193	665,3	562,7	390,2	1,092	40,026	676,2	559,4	376,5	1,575	39,275
№7 п.Мелькобината, 4Б	18253,1	14013,2	9970,4	44,897	549,256	18414,3	13771,2	9557,5	37,555	508,212
№8 ул.Краевая, 64А	1866,9	1496,8	1085,7	1,639	129,670	1852,9	1466,5	1022,6	1,768	128,192
№9 ул.Элеваторная, 23А	679,5	622,9	397,2	0,749	32,629	728,6	688,1	404,1	1,710	32,038
№10 пер.Чкалова, 1/1	1465,0	1143,9	853,2	0,378	162,917	1418,4	1127,1	784,9	0,459	145,010
№11 ул.Высокая, 10/1	1405,5	1035,9	823,3	1,073	64,968	1384,9	1027,1	769,9	1,129	67,388
№12 ул.Лысогорская, 18	367,6	263,5	215,6	0,798	19,872	365,4	254,6	203,4	0,807	35,106
№13 5й Воен. городок, 75	5929,4	5118,8	2766,1	16,630	185,523	5980,5	5009,6	2647,2	13,772	202,244
№15 ул.Гаражная, 20В	1421,3	1094,3	818,6	1,946	69,170	1277,8	1051,9	698,5	1,780	67,467
№16 ул.Иланская, 1	335,4	221,8	196,8	0,780	34,837	317,5	200,9	176,7	0,584	57,528
Итого	**50995,7**	**40922,9**	**26314,3**	**125,560**	**1854,328**	**51325,1**	**40764,5**	**25110,9**	**108,452**	**1923,324**

В связи с тем, что основная часть теплосетей была проложена в 80-е годы, к настоящему времени около 48,5% теплопроводов имеют значительный износ, а 37,4% требуют срочной замены.

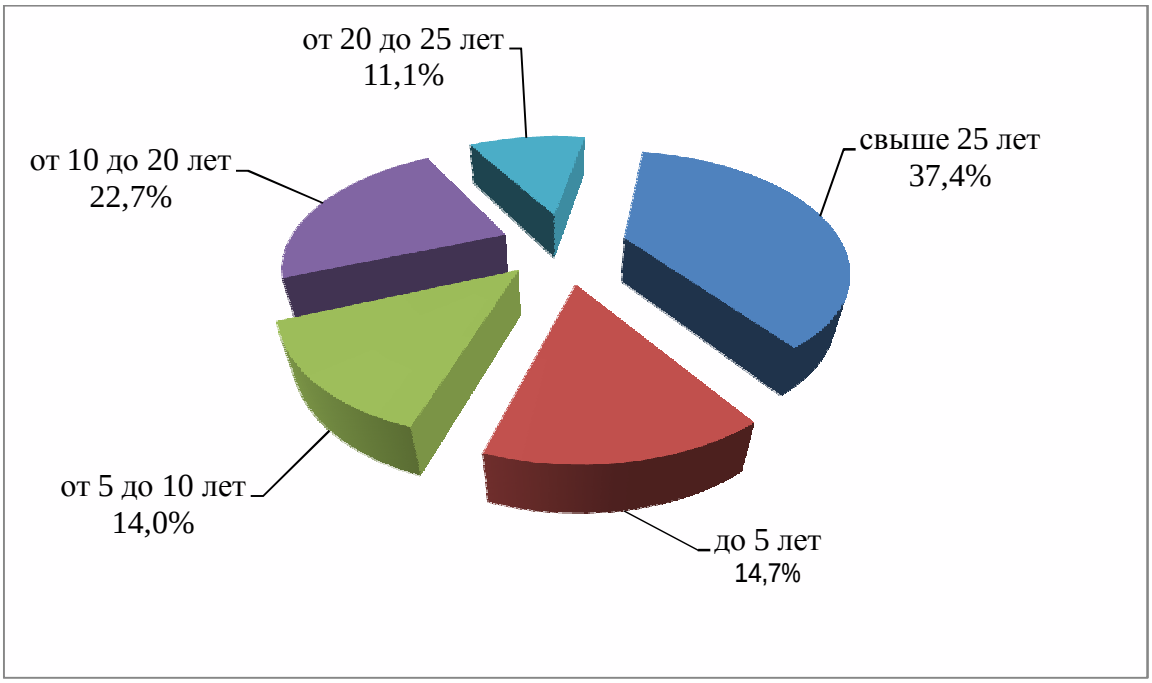


Рис. 6.1.1. Распределение тепловых сетей по сроку службы

Прокладка трубопроводов тепловых сетей подземная в каналах и надземная на опорах. В качестве материала изоляции используется минеральная вата, в редких случаях в последние годы использовалась ППУ изоляция. Тепловая изоляция основной части подземных трубопроводов находится в неудовлетворительном состоянии. Изоляция арматуры тепловых сетей не предусмотрена.

Подключение многих потребителей к сетям велось хаотично, имеет место параллельная прокладка участков теплопроводов, диаметры трубопроводов тепловых сетей на ряде участков сети подобраны без проведения гидравлического расчета, что является одной из причин гидравлической разрегулировки тепловых сетей и нарушением теплового режима концевых потребителей. Пропускной способности магистралей ТМ-4 и ТМ-3 недостаточно для подключения новых объектов. Износ трубопроводов и изоляции тепловых сетей негативно сказывается на работе

системы теплоснабжения, в связи с чем необходима замена изношенных теплосетей в ближайшее время.

Высокая протяженность сетей приводит к значительным тепловым потерям. В настоящее время нормативные потери в тепловых сетях в среднем составляют 14,6% от отпуска в сеть, а фактические достигают 17,3%, что значительно увеличивает расход энергетических ресурсов и себестоимость теплоэнергии для потребителей.

Структура потерь тепловой энергии в расчете нормативных потерь ООО "Канские тепловые сети" на 2013 г.

Таблица 6.1.4.

Наименование	Нормативные потери м3/год			Нормативные потери, Гкал/год			
	с утечками	на заполнение	Итого	с утечками	на заполнение	через изоляцию	Суммарные нормативные
Суммарные потери тепловойэнергии теплоносителя в тепловых сетях (вода) ООО "Канские тепловые сети"	135627,87	10061,41	145689,28	7590,28	448,35	55818,72	63857,35

Расчетные потери тепловой энергии утвержденные в РЭК Красноярского края- 64730,0000 Гкал.

Процент потерь тепловой энергии в сетях ООО «Канские тепловые сети» -11,0466. Потери тепловой энергии от фактического отпуска в сеть - 62990,6 Гкал.

Потери теплоносителя по ОАО «Гортепло»

Таблица 6.1.5.

Наименование системы теплоснабжения	Тип и параметры теплоносителя	Годовые затраты и потери теплоносителя, м^3 (т)						Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал				
		с утечкой	Технологические затраты				всего	через изоляцию			с затратами теплоносителя	всего
			на пусковое заполнение	на регламентные испытания	со сливами САРЗ	всего		подземная прокладка	надземная прокладка	всего		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Кот.№1	горячая вода, 95/70°С	1457,112	153,704	153,704		307,408	1764,520	422,24	1246,46	1668,70	87,254	1755,950
Кот.№3		475,137	50,120	50,120		100,240	575,377	186,67	13,12	199,80	28,452	228,250
Кот.№4		21,267	2,243	2,243		4,487	25,754	64,67		64,67	1,274	65,947
Кот.№5		58,812	6,204	6,204		12,408	71,220	27,86	5,89	33,75	3,522	37,272
Кот.№7		5113,237	539,371	539,371		1078,742	6191,98	1486,20	1397,62	2883,82	306,187	3190,009
Кот.№8		61,821	6,521	6,521		13,042	74,863	226,46	35,07	261,52	3,702	265,226
Кот.№9		19,240	2,030	2,030		4,059	23,299	9,59		9,59	1,152	10,747
Кот.№10		175,310	18,493	18,493		36,985	212,295	122,42	50,86	173,27	10,498	183,773
Кот.№11	горячая вода, 95/70°С	78,066	8,235	8,235		16,470	94,536	264,91		264,906	4,675	269,580
Кот.№12		7,629	0,805	0,805		1,610	9,239	21,51		21,51	0,457	21,969
Кот.№13		420,899	44,399	44,399		88,797	509,696	109,66	357,78	467,44	25,204	492,647
Кот.№15		50,451	5,322	5,322		10,644	61,094	123,48		123,48	3,021	126,503
Кот.№16		24,040	2,536	2,536		5,072	29,112	62,13		62,13	1,440	63,573
Итого:		**7963,022**	**839,981**	**839,981**		**1679,962**	**9642,984**	**3127,82**	**3106,79**	**6234,61**	**476,835**	**6711,444**
Кот.№4, сети ГВС	горячая вода, 60/55°С	14,209	1,499	1,499		2,998	17,206	58,91		58,91	0,834	59,744
Кот.№16, сети ГВС		2,587	0,273	0,273		0,546	3,132	17,05		17,05	0,152	17,204
Итого:		**16,795**	**1,772**	**1,772**		**3,54**	**20,339**	**75,96**	**0,00**	**75,96**	**0,986**	**76,949**

Всего по котельным за отопител. период:		**7979,817**	**841,753**	**841,753**		**1683,51**	**9663,32**	**3203,78**	**3106,79**	**6310,57**	**477,82**	**6788,39**
Кот.№4	горячая вода, 95/70°С	7,674					7,674	29,31		29,31	0,338	29,648
Всего летний период:		**7,674**					**7,674**	**29,31**		**29,31**	**0,338**	**29,648**
Всего по котельным «Гортепло»за год:		**7987,49**	**841,75**	**841,75**		**1683,51**	**9671,00**	**3233,09**	**3106,79**	**6339,88**	**478,16**	**6818,04**
ЦТП «1й Военный городок»	горячая вода, 95/70°С	872,729	92,060	92,060		184,120	1056,849	657,972		657,972	53,054	711,026
Всего «1й Воен.гор.»		**872,729**	**92,060**	**92,060**		**184,120**	**1056,849**	**657,972**	**0**	**657,972**	**53,054**	**711,026**
Тепловые сети после ЦТП мкр.Солнечный до «пл.10Ж»	горячая вода, 130/70°С	2406,343		253,834		507,667	2914,010	1323,511	664,959	1988,470	169,461	2157,931
Сети ГВС после ЦТП мкр. Солнечный до «пл.10Ж»	горячая вода, 60/55°С	1695,122		178,810		357,621	2052,742	1044,384	549,516	1593,899	99,621	1693,520
Магистральные тс после ЦТП мкр.Солнечный до «пл.6Ж», пл.ВСО, пл.6-Г	горячая вода, 95/70°С	4882,528		515,035		1030,069	5912,597	68,419	1974,425	2042,844	296,814	2339,658
Всего мкр.Солнечный за отопительный период:		**8983,992**	**947,679**	**947,679**		**1895,357**	**10879,349**	**2436,314**	**3188,899**	**5625,213**	**565,896**	**6191,11**
Сети ГВС после ЦТП мкр. Солнечный до «пл.10Ж»	горячая вода, 60/55°С	715,241	0	0		0	715,241	406,127	136,761	542,888	30,495	573,382

Всего мкр. Солнечный за летний период:	**75,241**	**0,0**	**0,0**		**0**	**715,241**	**406,127**	**136,761**	**542,888**	**30,495**	**573,382**
Всего мкр. Солнечный за год:	**9699,23**	**947,68**	**947,68**	**0**	**1895,36**	**11594,59**	**2842,44**	**3326**	**6168,1**	**596,39**	**6764,49**
ВСЕГО по ЭСО:	**18559,45**	**1881,49**	**1881,49**	**0**	**3762,98**	**22322,44**	**6733,50**	**6432,45**	**13165,95**	**1127,60**	**14293,56**

Потери теплоносителя по ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

Таблица 6.1.6.

Потери тепловой энергии, Гкал							
с 21.05.2009 г.		**2010 г.**		**2011 г.**		**2012 г.**	
норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт	норматив	факт
7838 (Приказ Минэнерго)	4993	-	12837	-	13590	-	8829

Часть 1.7. Балансы теплоносителя

В соответствии с требованиями СНиП 41-01-2003, расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

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

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии

нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В соответствии с указанными требованиями, были составлены балансы теплоносителя для всех систем теплоснабжения:

Балансы теплоносителя и работа водоподготовительных установок

Таблица 1.7.1.

№	Наименование	Объем тепловой сети, $м^3$	Водоразбор на нужды ГВС, $м^3/ч$	Норматив подпитки, $м^3/ч$	Аварийная подпитка, $м^3/ч$
1	Канская ТЭЦ	4401,5	409,51	524,43	88,03
2	ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"	1050,6	32,25	46,58	21,01
3	ОАО "Гортепло" котельная № 1	86,2	0,09	0,76	1,72
4	ОАО "Гортепло" котельная № 3	34,2	0,00	0,26	0,68
5	ОАО "Гортепло" котельная № 4	1,5	0,94	1,14	0,03
6	ОАО "Гортепло" котельная № 5	4,1	0,00	0,03	0,08
7	ОАО "Гортепло" котельная № 7	339,9	3,27	6,47	6,80
8	ОАО "Гортепло" котельная № 8	3,9	0,03	0,06	0,08
9	ОАО "Гортепло" котельная № 9	0,6	0,04	0,05	0,01
10	ОАО "Гортепло" котельная № 10	11,4	0,00	0,09	0,23
11	ОАО "Гортепло" котельная № 11	5,9	0,00	0,04	0,12
12	ОАО "Гортепло" котельная № 12	0,5	0,00	0,00	0,01
13	ОАО "Гортепло" котельная № 13	28,5	0,00	0,21	0,57
14	ОАО "Гортепло" котельная № 15	4,1	0,10	0,15	0,08
15	ОАО "Гортепло" котельная № 16	1,7	0,91	1,10	0,03
16	Филиал "Восточный" ОАО "Красноярскнефтепродукт"	18,8	0,00	0,14	0,38
17	КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"	3,2	1,82	2,21	0,06
18	Котельная ОАО "РЭУ"	51,8509	0,00	0,39	1,04
19	КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"	6,6385	0,00	0,05	0,13

Часть 1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Все источники теплоснабжения г. Канска, кроме котельной ОАО «Красноярскнефтепродукт», сжигают бурый уголь марки 2Б Канско-Ачинского бассейна.

Производителями и поставщиками бурого угля выступают ЗАО «Разрез Канский» и ОАО «Разрез Бородинский»

Котельная ОАО «Красноярскнефтепродукт» сжигает мазут топочный марки 100, III вида с температурой застывания 25 °С.

Количество топлива, сжигаемого источниками теплоснабжения

Таблица 1.8.1.1.

№	Наименование	Годовое потребление топлива, т	В условном топливе, т.у.т.
1	Канская ТЭЦ	271820,0	147559,43
2	ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"	23000,0	12485,71
3	ОАО "Гортепло" котельная № 1	10880,0	5906,29
4	ОАО "Гортепло" котельная № 3	4405,0	2391,29
5	ОАО "Гортепло" котельная № 4	820,0	445,14
6	ОАО "Гортепло" котельная № 5	738,0	400,63
7	ОАО "Гортепло" котельная № 7	12830,0	6964,86
8	ОАО "Гортепло" котельная № 8	1825,0	990,71
9	ОАО "Гортепло" котельная № 9	755,0	409,86
10	ОАО "Гортепло" котельная № 10	2954,0	1603,60
11	ОАО "Гортепло" котельная № 11	3722,0	2020,51
12	ОАО "Гортепло" котельная № 12	310,0	168,29
13	ОАО "Гортепло" котельная № 13	5354,0	2906,46
14	ОАО "Гортепло" котельная № 15	1440,0	781,71
15	ОАО "Гортепло" котельная № 16	374,0	203,03
16	Филиал "Восточный" ОАО "Красноярскнефтепродукт"	880,0	1216,91
17	КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"	598,0	324,63
18	Котельная ОАО "РЭУ"	5965,0	3238,14
19	КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"	844,0	458,17

1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

В качестве аварийного и резервного топлива используются бурый уголь марки 2Б и топочный мазут. На источниках теплоснабжения созданы и поддерживаются нормативные запасы аварийного и резервного топлива.

1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Поставляемое топливо особенностей не имеет.

1.8.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Топливо исправно доставляется к месту назначения железнодорожным и автотранспортом, независимо от температуры наружного воздуха.

Часть 1.9. Надежность теплоснабжения

Расчет надежности теплоснабжения города Канска был выполнен в соответствии с методическим указаниям, приведенными в приложении №9 Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерством регионального развития Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012.

Согласно СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы для тепловых сетей следует принимать для Ртс = 0,9.

1.9.1. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии

Показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии, определяются интенсивностью отказов участков тепловой сети. Под интенсивностью отказов понимается число отказов за год, отнесенное к единице (1 км или 1 м) протяженности теплопроводов. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение участков, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. В случае резервирования интенсивность отказов всей тепловой сети представляется как паралельно-последовательное или последовательно-параллельное (в смысле надежности) соединение участков.

Интенсивность отказов тепловой сети характеризуется распределением Вейбулла и зависит от срока эксплуатации тепловой сети и от средневзвешенной частоты отказов в конкретной системе теплоснабжения.

В качестве исходных данных для определения средневзвешенной частоты отказов была использована статистика отказов и инцидентов на тепловых сетях за 2008-2012 гг., предоставленная теплоснабжающими организациями.

Распределение повреждений по участкам тепловых сетей г. Канска приведено на рисунке 1.9.1

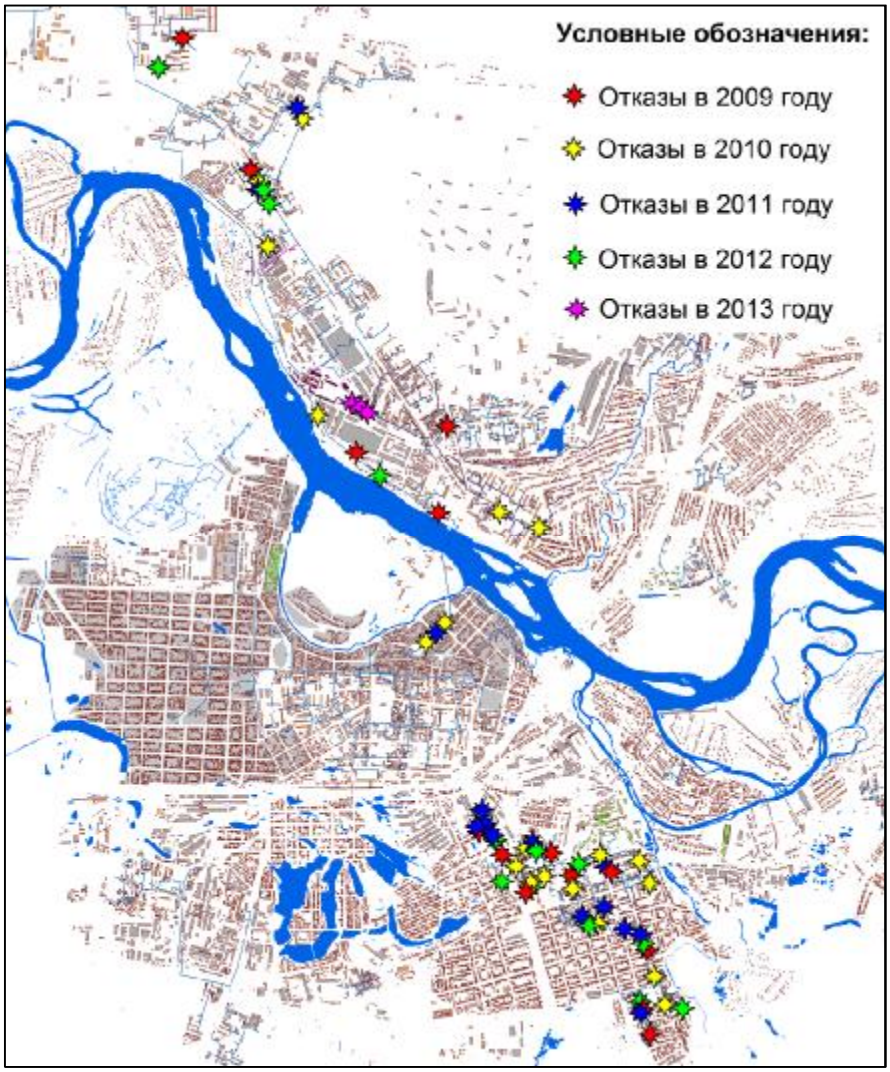


Рисунок 1.9.1. Статистика отказов тепловых сетей за 2009-2013 гг.

Полученная средневзвешенная частота отказов тепловых сетей представлена в таблице 1.9.1. и в таблице 1.9.2.

Средневзвешенная частота отказов тепловых сетей ООО «Канские тепловые сети»

Таблица 1.9.1.

Срок эксплуатации участка тепловой сети	λ_0
	1/м/год
0<t<3	0,000011972
3<t<17	0,000017959
t>17	0,000040706

Средневзвешенная частота отказов тепловых сетей ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

Таблица 1.9.2.

Срок эксплуатации участка ТС	λ_0
	1/м/год
0<t<3	0,000000000
3<t<17	0,000585293
t>17	0,000000000

Вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети приведен на рисунке 1.9.2.

Рисунок 1.9.2. Зависимость интенсивности отказов от срока эксплуатации тепловой сети

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха при коэффициенте аккумуляции жилого здания β=40 часов. Результаты расчета приведены в таблице 1.9.3.

Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Таблица 1.9.3.

Температура наружного воздуха, ^{o}C	Повторяемость температур наружного воздуха, %	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 ^{o}C
-41	0,3	17,1	5,62
-40	0,8	45,5	5,72
-37,5	1,1	62,6	5,99
-35	1,8	102,4	6,29
-32,5	2,9	165,0	6,61
-30	3,8	216,1	6,97
-27,5	4,2	238,9	7,38
-25	4,7	267,3	7,83
-22,5	5,8	329,9	8,34
-20	5,9	335,6	8,93
-17,5	6,1	347,0	9,60
-15	7,7	438,0	10,38
-12,5	7,1	403,8	11,30
-10	7,7	438,0	12,41
-7,5	7,5	426,6	13,75
-5	7	398,2	15,43
-2,5	7,5	426,6	17,57
0	2,7	153,6	20,43
2,5	0,8	45,5	24,44
5	0,2	11,4	30,49
7,5	14,4	819,1	40,87

Данные о повторяемости температур наружного воздуха приняты согласно справочному пособию к СНиП 2.01.01.-82 "Строительная климатология и геофизика" для города Красноярска.

Для определения участков с наиболее низкой вероятностью безотказной работы системы теплоснабжения были рассчитаны вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников централизованного теплоснабжения

потребителей по каждому тепловому выводу источников центрального теплоснабжения.

В качестве наиболее удаленных от источников централизованного теплоснабжения приняты следующие потребители:

1. Тепломагистраль №1 Канской ТЭЦ ТГК-13 – потребитель по адресу: мкр. Сосновый,76;
2. Тепломагистраль №1А Канской ТЭЦ ТГК-13 – потребитель по адресу: мкр. Солнечный, 55/5;
3. Тепломагистраль №3 Канской ТЭЦ ТГК-13 – потребитель по адресу: ул. Юбилейная, 17;
4. Тепломагистраль №4 Канской ТЭЦ ТГК-13 – обобщенный потребитель 1-й Военный городок;
5. Тепломагистраль №5 Канской ТЭЦ ТГК-13 – потребитель по адресу: пос. Ремзавод, 20;
6. ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»:

   а) 1 тепловой вывод – потребитель по адресу: ул. Комсомольская, 36/1;

   б) 2 тепловой вывод – потребитель по адресу: ул. Восточная, 48.

Далее для каждого участка, входящего в путь от источника теплоснабжения до потребителя, вычисляется время ликвидации повреждения.

Ввиду отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей для расчета времени, необходимого для ликвидации повреждения, использовалась эмпирическая зависимость, предложенная Е.Я. Соколовым в книге «Теплофикация и тепловые сети» (М.: Издательство МЭИ, 2011 г.). Данная эмпирическая зависимость учитывает способ прокладки теплопровода (подземный, надземный), его конструкцию, условный диаметр трубопровода, а также расстояние между секционирующими задвижками.

После расчета времени ликвидации повреждений вычисляются относительная и накопленная частота нарушений работы системы теплоснабжения, при которых время снижения температуры до критических значений меньше, чем время ремонта повреждений. Полученные значения используются в расчете

потоков отказов участков тепловой сети, способных привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до критических значений (+12^0 С).

Вероятность безотказной работы участка тепловой сети экспоненциально зависит от величины потока отказов участка. Вероятности безотказной работы всего пути от источника до потребителя определяется как произведение вероятностей безотказной работы каждого участка этого пути.

Подробный расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей относительно наиболее удаленных от источников теплоснабжения потребителей приведен в приложении № 9.

Вероятность безотказной работы тепловой сети относительно наиболее удаленного потребителя по каждому тепловому выводу приведен в таблице 1.9.4.

Вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно наиболее удаленных потребителей

Таблица 1.9.4.

Участок	**Текущее состояние**
Канская ТЭЦ	
Нерезервируемые участки	
ТМ-1 - мкр. Сосновый, 76	0,968486255
ТМ-1А - мкр. Солнечный, 55/5	0,999592671
ТМ-3 - Юбилейная, 17	0,846821399
ТМ-4 - 1-й Военный городок	0,940584262
ТМ-5 - пос. Ремзавод, 20	0,999936467
Резервируемые участки	
ТЭЦ ТГК-13 - Пожарное депо	0,995461421
ТЭЦ ООО "Теплосбытсервис"	
Вывод №1 - Комсомольская, 36/1	0,979617266
Вывод №2 - Восточная, 48	0,979617266

1.9.2. Анализ аварийных отключений потребителей

По данным, полученным от теплоснабжающих организаций г.Канска, в период 2008-2012гг. аварий зафиксировано не было.

1.9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

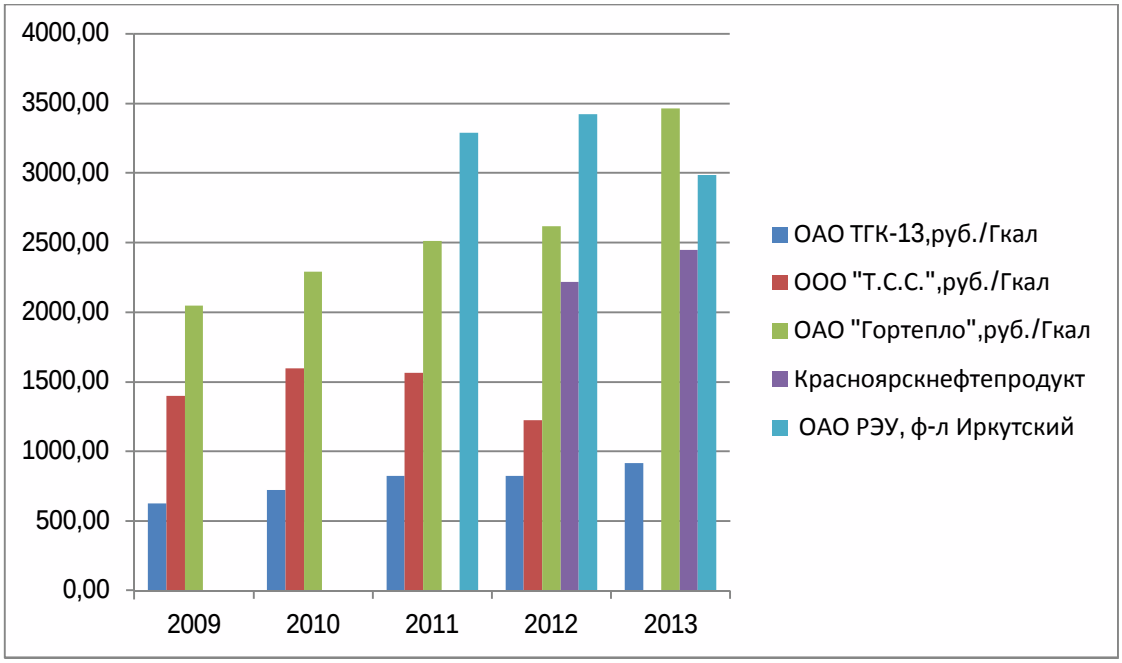
Так как по данным теплоснабжающих организаций г. Канска за период 2008-2012 гг. аварий зафиксировано не было, то согласно РД 153-34.0-20.507-98 «Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» время восстановления участка тепловой сети после произошедшего на нем инцидента не превышает 36 часов.

Часть 1.10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.10.1. Динамика утвержденных тарифов

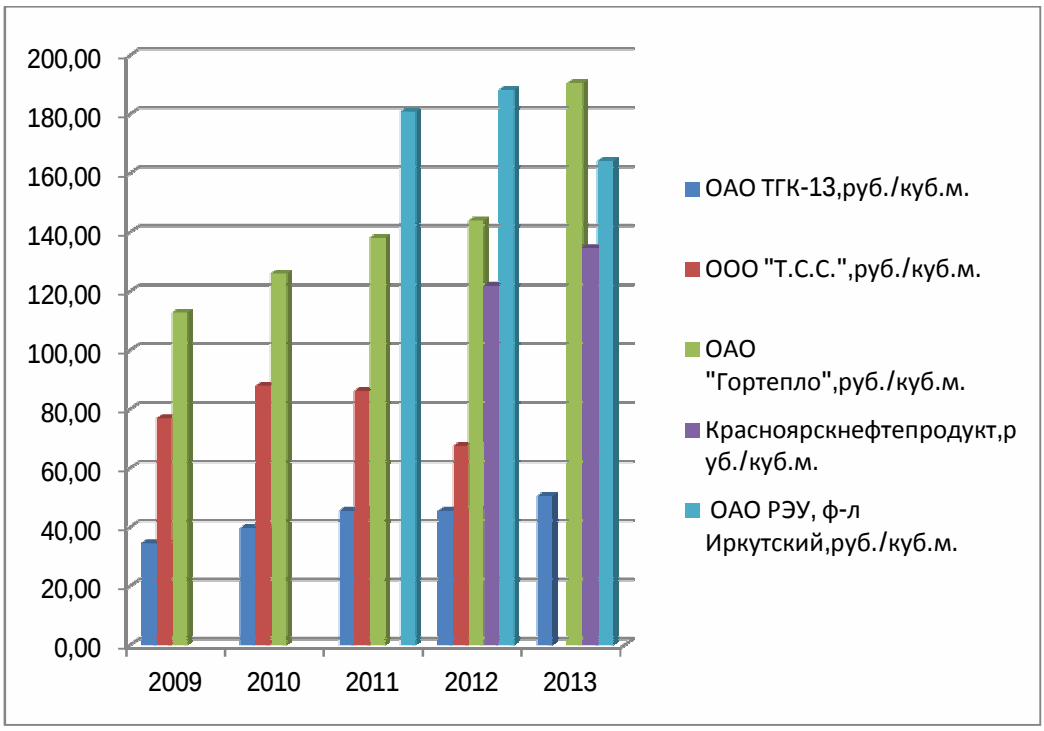
Тарифы на тепловую энергию

Тариф, руб./Гкал	2009	2010	2011	2012	2013
ОАО ТГК-13,руб./Гкал	627,61	721,66	826,88	826,88	916,81
ООО "Т.С.С.",руб./Гкал	1397,40	1597,65	1566,92	1226,10	
ОАО "Гортепло",руб./Гкал	2048,14	2289,08	2510,54	2616,46	3463,29
Красноярскнефтепродукт				2216,19	2447,44
ОАО РЭУ, ф-л Иркутский			3287,16	3421,48	2985,04



Тарифы на горячее водоснабжение

Тариф, руб./куб.м.	2009	2010	2011	2012	2013
ОАО ТГК-13,руб./куб.м.	34,52	39,69	45,48	45,48	50,42
ООО "Т.С.С.",руб./куб.м.	76,86	87,87	86,18	67,44	
ОАО "Гортепло",руб./куб.м.	112,65	125,90	138,08	143,91	190,48
Красноярскнефтепродукт, руб./куб.м.				121,89	134,61
ОАО РЭУ, ф-л Иркутский,руб./куб.м.			180,79	188,18	164,18



Сведения по структуре цен (тарифов), плате за присоединение и за услуги по поддержанию резервной мощности не предоставлены и отсутствуют в открытых источниках.

Часть 1.11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.

1.11.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Проблемы в организации качественного теплоснабжения на текущий момент связаны с высоким износом тепловых сетей и их теплоизоляционных конструкций. По причине сверхнормативных потерь тепловой энергии через теплоизоляцию и с утечками происходит недоотпуск теплоносителя. Решение данной проблемы возможно путем капитального ремонта тепловых сетей.

1.11.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Проблемы в организации надежного и безопасного теплоснабжения на данный момент обусловлены высоким износом тепловых сетей и малой их резервируемостью. Решение данной проблемы возможно путем капитального ремонта тепловых сетей.

1.11.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Развитие систем теплоснабжения замедлено по причине недостатка инвестиций в развитие источников теплоснабжения и тепловых сетей. Решение возможно путем включения в тарифы теплоснабжающих организаций инвестиционной составляющей.

1.11.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблем с надежностью и эффективностью снабжением топливом в действующих системах теплоснабжения не наблюдается.

1.11.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписание надзорных органов по запрету эксплуатации парового котла Е 1-9 пр-ва Бийского котельного завода, принадлежащего ОАО «Красноярскнефтепродукт», обусловлено выходом его из строя, и носит характер исключения. Других предписаний нет.

Глава 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Сведения о базовом уровне потребления тепловой энергии представлены в части 1.5 главы 1 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

Ввиду утраты достоверности сведений о фактической и планируемой застройке города Канска, приведенных в Генеральном плане, Заказчиком были предоставлены скорректированные планы застройки. Сведения приведены в табл. 2.1.1.

Фактические и планируемые показатели отапливаемой площади

Таблица 2.1.1.

Площадь застройки города Канска										
Назначение площадей	Фактические величины, тыс. кв.м.			Плановые величины, тыс. кв. м.						
				Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2010	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Северный (правобережный) планировочный район										
Итого	2848,4	2900,3	2952,3	3004,3	3056,4	3108,4	3160,6	3212,5	3368,3	3497,3
Многоэтажная застройка	715,1	736,9	758,7	780,5	802,4	824,2	846,1	867,9	977,4	1016,2
Индивидуальная коттеджная застройка	148,5	150,1	151,7	153,4	155	156,6	158,3	159,9	168,1	220
Общественные здания	228,7	231	233,5	235,8	238,2	240,7	243,1	245,5	257,4	269,5
Производственные здания промышленных предприятий	1756,1	1782,3	1808,4	1834,6	1860,8	1886,9	1913,1	1939,2	1965,4	1991,6

Площадь застройки города Канска										
Назначение площадей	Фактические величины, тыс. кв.м.			Плановые величины, тыс. кв. м.						
				Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2010	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Центральный планировочный район										
Итого	875,9	904,1	932,2	960,5	988,7	1017	1045,2	1073,3	1185,4	1411,3
Многоэтажная застройка	414,4	432	449,6	467,2	484,8	502,4	520	537,6	625,6	778,8
Индивидуальная коттеджная застройка	119,5	121,2	122,9	124,6	126,3	128,1	129,8	131,5	140,1	197,3
Общественные здания	155,9	157,5	159,1	160,8	162,4	164,1	165,7	167,3	175,5	183,7
Производственные здания промышленных предприятий	186,1	193,4	200,6	207,9	215,2	222,4	229,7	236,9	244,2	251,5
Южный планировочный район										
Итого	1430,6	1441,575	1452,75	1463,825	1474,9	1485,975	1497,05	1508,025	1545,9	1589,575

Площадь застройки города Канска										
Назначение площадей	Фактические величины, тыс. кв.м.			Плановые величины, тыс. кв. м.						
				Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2010	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Многоэтажная застройка	262,6	265,6	268,6	271,7	274,7	277,8	280,8	283,8	299	320,4
Индивидуальная коттеджная застройка	184,3	186,4	188,6	190,7	192,8	194,9	197,1	199,1	209,8	219,9
Общественные здания	146,5	148	149,6	151,1	152,7	154,2	155,7	157,3	164,9	172,7
Производственные здания промышленных предприятий	837,2	841,6	846	850,3	854,7	859,1	863,5	867,8	872,2	876,6

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

На основании предоставленных данных о планируемых величинах отапливаемой площади, а также сведений о текущем уровне потребления тепловой энергии, была составлена таблица фактического и планируемого уровня потребления тепловой энергии. Сведения о них приведены в табл. 1.5.1.2.

Фактические и планируемые показатели тепловой нагрузки

Таблица 1.5.1.2.

Назначение площадей	Тепловые нагрузки, Гкал/ч						
	Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Северный (правобережный) планировочный район							
Итого	116,505	119,174	124,648	133,280	145,661	175,806	221,953
Многоэтажная застройка	80,867	83,136	87,790	95,169	105,826	132,523	172,543
Индивидуальная коттеджная застройка	1,617	1,634	1,668	1,721	1,794	1,966	2,820

Назначение площадей	Тепловые нагрузки, Гкал/ч						
	Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Общественные здания	25,082	25,337	25,864	26,665	27,761	30,304	34,635
Производственные здания промышленных предприятий	8,940	9,067	9,326	9,725	10,279	11,012	11,955
Центральный планировочный район							
Итого	45,006	45,690	47,112	49,312	52,402	58,860	83,619
Многоэтажная застройка	26,597	26,959	27,717	28,873	30,472	34,263	54,254
Индивидуальная коттеджная застройка	1,193	1,209	1,243	1,295	1,367	1,537	2,434
Общественные здания	11,892	12,010	12,257	12,630	13,141	14,342	16,385
Производственные здания промышленных предприятий	5,324	5,511	5,895	6,513	7,422	8,718	10,546
Южный планировочный район							

Назначение площадей	Тепловые нагрузки, Гкал/ч						
	Первый пятилетний этап					Второй пятилетний этап	Третий пятилетний этап
	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2022	01.01.2028
Итого	25,372	25,646	26,204	27,056	28,227	30,964	36,169
Многоэтажная застройка	18,972	19,181	19,612	20,269	21,172	23,299	27,475
Индивидуальная коттеджная застройка	1,487	1,503	1,536	1,588	1,658	1,824	2,103
Общественные здания	4,208	4,252	4,339	4,472	4,655	5,080	5,806
Производственные здания промышленных предприятий	0,705	0,708	0,716	0,727	0,742	0,761	0,784

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

Потребление тепловой энергии на технологические нужды не ведется

2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прирост объемов потребления тепловой энергии объектами, расположенными в промзонах, не ожидается. Состояние промышленных предприятий, функционирующих в г. Канске, наглядно демонстрирует график динамики численности работников промышленности.

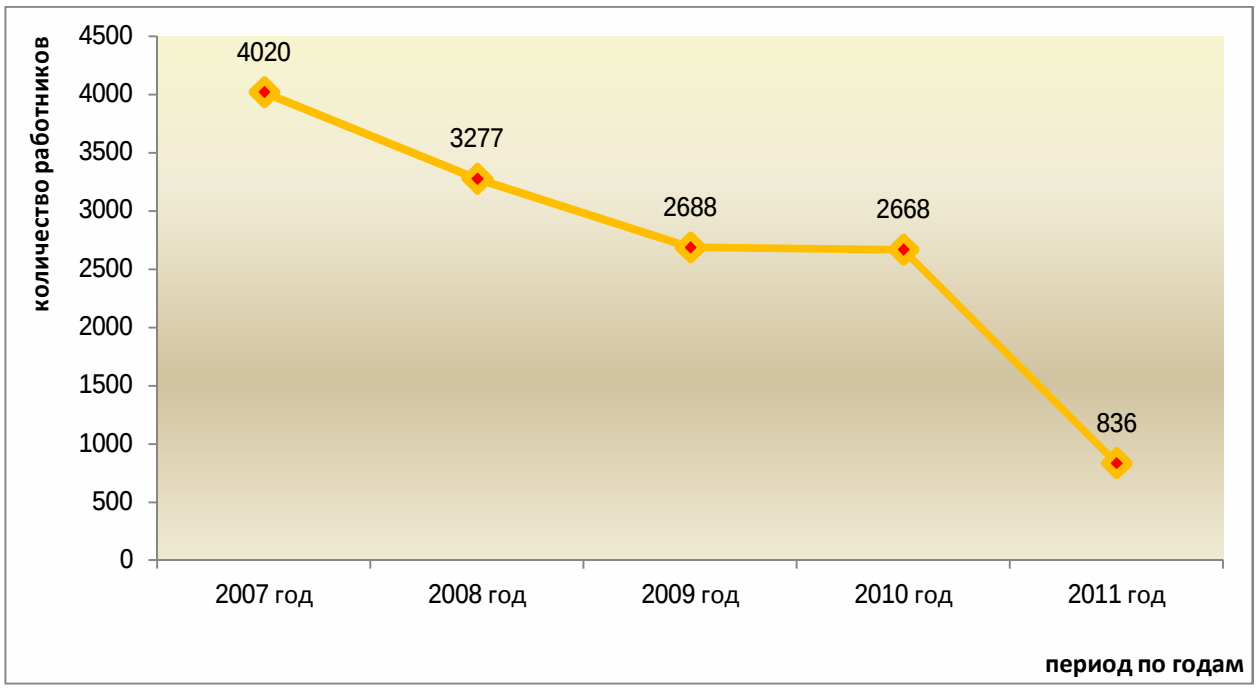


Рис. 2.5.1. Динамика численности работников крупных и средних промышленных предприятий г.Канска

Сведений о приростах перспективного потребления тепловой энергии социально значимыми потребителями, и прочими категориями потребителей, нет

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения

Электронная модель систем теплоснабжения города Канска выполнена в программном комплексе Zulu Thermo.

Данная электронная модель позволяет выполнять все требуемые операции, а именно:

- выполнять графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов;
- осуществлять паспортизацию объектов системы теплоснабжения;
- выполнять паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное;
- выполнять гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;
- моделировать все виды переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- рассчитывать балансы тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;
- рассчитывать потери тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;
- рассчитывать показатели надежности теплоснабжения;
- вносить групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- выполнять сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

Разработчик передает Заказчику электронную модель в двух формах: в виде баз программного комплекса Zulu Thermo – для дальнейшего использования в целях планирования, конструирования и наладки систем теплоснабжения и в формате DWG – для удобства распечатки на бумажный носитель.

Для работы с электронной моделью в программе Zulu Thermo:

- Запустите программу Zulu;
- кликните по кнопке «открыть» в левом верхнем углу рабочего окна в появившемся диалоговом окне найдите папку содержащую слои и карты выберите интересующую карту и откройте двойным щелчком.
- для добавления нового слоя в текущую карту:
- в правой части экрана в окне «Рабочее место» щелкнуть правой клавишей по открытой карте, выбрать «Добавить слой».
- для более подробной информации: Справка -> Zulu thermo -> С чего начать.

В процессе разработки электронной модели по причине отсутствия данных не была выполнена гидравлическая отладка, т.к. ни одним из теплоснабжающих и теплосетевых предприятий не были выполнены испытания тепловых сетей на гидравлические потери

Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Балансы перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Таблица 4.1.1.

Номер источника	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч																			
	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2023		2023 Вар 2		2028		2028 Вар 2	
	СО	ГВС	СО	ГВС	СО	ГВС	СО	ГВС	СО	ГВС	СО	ГВС	СО	ГВС	СО	ГВС	СО	ГВС	СО	ГВС
1	130,315	27,402	134,539	27,502	138,657	27,491	141,265	27,393	147,730	27,395	147,568	27,393	168,111	27,220	180,226	28,999	202,447	27,268	217,791	29,127
2	9,560	1,774	9,848	1,774	10,179	1,774	10,172	1,728	10,512	1,732	10,355	1,699	11,955	1,694	-		14,336	1,665	-	
3	3,635		3,635		3,635		3,343		3,635		3,283		3,283		3,283		3,283		3,283	
4	1,589		1,589		1,589		2,946		3,066		2,812		2,812		2,812		2,812		2,812	
5	0,210	0,052	0,210	0,052	0,210	0,052	0,210	0,052	0,210	0,052	0,210	0,052	0,210	0,052	0,210	0,052	0,210	0,052	0,210	0,052
6	0,177		0,177		0,177		0,177		0,177		0,177		0,177		0,177		0,177		0,177	
7	4,629		4,683		4,683		4,319		7,524		7,411		7,411		7,411		7,411		7,411	
8	0,512		0,512		0,512		0,512		0,512		0,512		0,512		0,512		0,512		0,512	
9	0,222		0,222		0,222		0,222		0,222		0,222		0,222		0,222		0,222		0,222	
10	0,888		0,888		0,888		0,888		0,888		0,888		0,888		0,888		0,888		0,888	
11	1,077		1,077		1,077		1,077		1,077		1,077		1,077		1,077		1,077		1,077	
12	0,088		0,088		0,088		0,088		0,088		0,088		0,088		0,088		0,088		0,088	
13	1,782		1,782		1,782		1,782		1,782		1,782		1,782		1,782		1,782		1,782	
14	0,464		0,464		0,464		0,432		0,432		0,432		0,432		0,423		0,432		0,432	
15	0,100		0,1		0,100		0,1		0,100		0,1		0,100		0,1		0,100		0,1	
16	1,026		1,026		1,026		-		-		-		-		-		-		-	
17	0,320		-		-		-		-		-		-		-		-		-	
18	3,188		3,188		3,188		3,188		-		-		-		-		-		-	
19	0,451		0,451		0,451		-		-		-		-		-		-		-	

Балансы перспективной тепловой нагрузки теплоисточников с учетом потерь в сетях и собственных нужд

Таблица 4.1.2

Номер источника	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2023 Вар 2	2028	2028 Вар 2
1	166,045	169,162	176,593	184,908	203,895	206,295	236,305	255,164	272,609	296,353
2	11,998	13,055	13,63	14,098	15,199	16,304	18,859	-	23,744	-
3	3,991	3,991	3,991	3,991	3,991	3,991	3,906	3,906	3,906	3,906
4	1,739	1,739	1,739	3,331	3,472	3,49	3,363	3,363	3,363	3,363
5	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,269	0,269	0,269	0,269
6	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,189	0,189	0,189	0,189
7	5,242	5,242	5,242	4,878	8,325	8,325	8,347	8,347	8,347	8,347
8	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
9	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226
10	0,965	0,948	0,965	0,965	0,965	0,965	0,948	0,948	0,948	0,948
11	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107
12	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093
13	1,856	1,856	1,856	1,856	1,856	1,856	1,856	1,856	1,856	1,856
14	0,485	0,485	0,485	0,452	0,452	0,452	0,467	0,467	0,467	0,467
15	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,108	0,108	0,108	0,108
16	1,114	1,114	1,114	-	-	-	-	-	-	-
17	0,252	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	3,455	3,455	3,455	3,455	-	-	-	-	-	-
19	0,509	0,509	0,509	-	-	-	-	-	-	-

Резервы (дефициты) тепловой мощности источников тепловой энергии

Таблица 4.1.3.

Номер источника	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2023 Вар 2	2028	2028 Вар 2
1	171,355	168,238	160,807	152,492	133,505	131,105	101,095	82,236	64,791	41,047
2	257,002	255,945	255,37	254,902	253,801	252,696	250,141	-	245,256	-
3	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,934	1,934	1,934	1,934
4	2,641	2,641	2,641	1,049	0,908	0,89	1,017	1,017	1,017	1,017
5	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,42	0,42	0,42	0,42
6	0,672	0,672	0,672	0,672	0,672	0,672	0,691	0,691	0,691	0,691
7	5,558	5,558	5,558	5,922	2,475	2,475	2,453	2,453	2,453	2,453
8	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
9	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459
10	1,395	1,412	1,395	1,395	1,395	1,395	1,412	1,412	1,412	1,412
11	-0,267	-0,267	-0,267	-0,267	-0,267	-0,267	-0,267	-0,267	-0,267	-0,267
12	0,717	0,717	0,717	0,717	0,717	0,717	0,717	0,717	0,717	0,717
13	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
14	0,235	0,235	0,235	0,268	0,268	0,268	0,253	0,253	0,253	0,253
15	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,28	0,28	0,28	0,28
16	3,486	3,486	3,486	-	-	-	-	-	-	-
17	2,548	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	8,445	8,445	8,445	8,445	-	-	-	-	-	-
19	0,441	0,441	0,441	-	-	-	-	-	-	-

Дефицит тепловой мощности наблюдается на источнике № 11 – котельная «Альчет».

На остальных источниках сохраняются значительные резервы тепловой мощности.

4.2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2014 г.

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч
ТЭЦ "Тепло-Сбыт-Сервис"	ТЭЦ 2 "ТСС"	9,42898	0	1,75918	13,05512	1,36134
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	48,67854	0	7,48122	60,40508	3,35899
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,83165	0	0,58473	2,55992	0,12282
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	34,15937	1,67695	6,66518	47,47561	1,8526
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,24288	0	0,31236	2,71803	0,13381
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	40,99155	0	7,66274	56,00319	2,66294

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2015 г.

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Статический напор, м
ТЭЦ "Тепло-Сбыт-Сервис"	ТЭЦ 2 "ТСС"	9,47628	0	1,75917	13,6304	216,5
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	49,79285	0	7,49562	61,56824	267,6
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,8024	0	0,58594	2,52973	216
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	32,88212	1,77805	6,62416	51,62164	218,4
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,222	0	0,31236	2,69606	217
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	41,22485	0	7,66155	58,17704	216,4

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2016 г.

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч
ТЭЦ "Тепло-Сбыт-Сервис"	ТЭЦ 2 "ТСС"	9,19785	0	1,7171	14,09801	1,35504
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	50,44616	0	7,45504	62,17814	3,38572
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,8242	0	0,58472	2,55178	0,12229
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	0	0	24,74584	56,8684	1,47848
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,24288	0	0,31236	2,71803	0,13381
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	41,51138	0	7,64401	60,59125	2,66854

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2017 г.

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Статический напор, м
ТЭЦ "Тепло-Сбыт-Сервис"	ТЭЦ 2 "ТСС"	9,19868	0	1,7171	15,19929	216,5
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	50,57336	0	18,09594	74,56721	267,6
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,8242	0	0,58472	2,55178	216
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	0	0	23,654	60,16737	0
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,24288	0	0,31236	2,71803	217
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	41,77629	0	7,63917	63,8905	216,4

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2018 г.

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч
ТЭЦ "Тепло-Сбыт-Сервис"	ТЭЦ 2 "ТСС"	9,20195	0	1,7171	16,3038	1,35602
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	50,64992	0	18,08555	74,63944	3,37351
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,8242	0	0,58472	2,55178	0,12229
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	0	0	16,47997	59,38888	1,0438
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,24288	0	0,31236	2,71803	0,13381
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	41,86426	0	7,63399	66,99699	2,68895

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2023 г. (1 вариант)

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч
ТЭЦ "Тепло-Сбыт-Сервис"	ТЭЦ 2 "ТСС"	9,20866	0	1,73166	18,85923	1,33878
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	50,93978	0	7,76924	62,88451	3,50281
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,56013	0	0,53588	2,24746	0,12307
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	0	0	0,78967	51,66721	0,74108
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,2618	0	0,31392	2,73909	0,13542
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	40,33332	0	7,54821	70,50666	2,68582

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2023 г. (2 вариант)

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	50,94047	0	7,7673	62,88505	3,50296
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,56013	0	0,53588	2,24746	0,12307
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	0	0	0,7901	51,7148	0,74139
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,2618	0	0,31392	2,73909	0,13542
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	50,0184	0	9,27987	103,22593	4,37783

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2028 г. (1 вариант)

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч
ТЭЦ "Тепло-Сбыт-Сервис"	ТЭЦ 2 "ТСС"	9,17624	0	1,73166	23,74386	1,33266
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	50,93978	0	7,76924	62,88451	3,50281
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,56013	0	0,53588	2,24746	0,12307
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	0	0	0,79415	59,84279	0,64536
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,2618	0	0,31392	2,73909	0,13542
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	35,61171	0	7,54821	89,31905	2,48205

Перспективный баланс тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов на 2028 г. (2 вариант)

Наименование предприятия	Наименование источника	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-1А	50,94047	0	7,7673	62,88505	3,50296
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-2	1,56013	0	0,53588	2,24746	0,12307
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-3	0	0	0,79459	59,86975	0,64523
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-5	2,2618	0	0,31392	2,73909	0,13542
ОАО "Енисейская ТГК-13"	Канская ТЭЦ ТМ-4	45,09735	0	9,27987	136,4599	4,12119

4.3. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода

Результаты гидравлического расчета передачи теплоносителя для магистральных вводов представлены в виде пьезометрических графиков в приложении 6.

4.4. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Источники теплоснабжения (за исключением котельной № 11 «Альчет») располагают резервами, достаточными для обеспечения перспективной тепловой нагрузки потребитетей.

Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

Перспективные балансы производительности ВПУ рассчитаны, исходя из прироста объемов теплоносителя в тепловых сетях.

В соответствии с требованиями СНиП 41-01-2003, расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

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

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Нормативная подпитка систем теплоснабжения

Таблица 5.1.

№	Наименование источника	Объем нормативной подпитки, $м^3$								
		2014	2015	2016	2017	2018	2023	2023 2 вар	2028	2028 2 вар
1.	Канская ТЭЦ ОАО Енисейская ТГК-13	67,053	67,064	67,717	67,716	67,719	67,074	87,904	67,074	85,441
2.	ООО Тепло-Сбыт-Сервис	7,886	7,887	7,885	7,880	7,880	7,880	-	7,880	-
3.	ОАО Гортепло котельная № 1	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706	0,706
4.	ОАО Гортепло котельная № 3	0,257	0,257	0,595	0,689	0,689	0,689	0,689	0,689	0,689
5.	ОАО Гортепло котельная № 4	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
6.	ОАО Гортепло котельная № 5	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031
7.	ОАО Гортепло котельная № 7	2,549	2,549	2,549	3,002	3,002	3,002	3,002	3,002	3,002
8.	ОАО Гортепло котельная № 8	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
9.	ОАО Гортепло котельная № 9	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
10.	ОАО Гортепло котельная № 10	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
11.	ОАО Гортепло котельная № 11	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
12.	ОАО Гортепло котельная № 12	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
13.	ОАО Гортепло котельная № 13	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219
14.	ОАО Гортепло котельная № 15	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031
15.	ОАО Гортепло котельная № 16	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
16.	Филиал Восточный ОАО Красноярскнефтепродукт	0,141	0,141	-	-	-	-	-	-	-
17.	КГБУСО Канский психоневрологический интернат	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18.	Котельная 4 военного городка	0,389	0,389	0,389	-	-	-	-	-	-
19.	КГКУЗ Красноярская краевая туберкулезная больница №2	0,065	0,065	-	-	-	-	-	-	-

Аварийная подпитка систем теплоснабжения неподготовленной водой

Таблица 5.2.

№	Наименование источника	Объем ТС, $м^3$								
		2014	2015	2016	2017	2018	2023	2023 2 вар	2028	2028 2 вар
1.	Канская ТЭЦ ОАО Енисейская ТГК-13	178,809	178,837	180,579	180,576	180,585	178,863	234,410	178,863	227,841
2.	ООО Тепло-Сбыт-Сервис	21,029	21,032	21,027	21,012	21,013	21,013	-	21,013	-
3.	ОАО Гортепло котельная № 1	1,884	1,884	1,884	1,884	1,884	1,884	1,884	1,884	1,884
4.	ОАО Гортепло котельная № 3	0,684	0,684	1,588	1,838	1,838	1,838	1,838	1,838	1,838
5.	ОАО Гортепло котельная № 4	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
6.	ОАО Гортепло котельная № 5	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
7.	ОАО Гортепло котельная № 7	6,798	6,798	6,798	8,005	8,004	8,004	8,004	8,004	8,004
8.	ОАО Гортепло котельная № 8	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078
9.	ОАО Гортепло котельная № 9	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
10.	ОАО Гортепло котельная № 10	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227
11.	ОАО Гортепло котельная № 11	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117
12.	ОАО Гортепло котельная № 12	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
13.	ОАО Гортепло котельная № 13	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585
14.	ОАО Гортепло котельная № 15	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083
15.	ОАО Гортепло котельная № 16	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
16.	Филиал Восточный ОАО Красноярскнефтепродукт	0,375	0,375	-	-	-	-	-	-	-
17.	КГБУСО Канский психоневрологический интернат	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18.	Вч 03259	1,037	1,037	1,037	-	-	-	-	-	-
19.	КГКУЗ Красноярская краевая туберкулезная больница №2	0,174	0,174	-	-	-	-	-	-	-

Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Вносимые предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии связаны с замещением оборудования, выработавшего свой ресурс, оборудованием, обладающим аналогичными техническими и технико-экономическими характеристиками.

Потребность в реконструкции или техническом перевооружении обусловлена исчерпанием эксплуатационного ресурса котлоагрегатов.

Назначенный срок службы для каждого типа котлов определяют предприятия-изготовители и указывают его в паспорте котла.

Согласно Инструкции по продлению срока безопасной эксплуатации паровых котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа включительно и водогрейных котлов с температурой воды выше 115 °С, при отсутствии такого указания устанавливается следующая длительность назначенного срока службы:

- для стационарных котлов:
  - паровых водотрубных 24 года;
  - паровых огнетрубных (газотрубных) 20 лет;
  - водогрейных всех типов 16 лет;
- для передвижных котлов:
  - паровых и водогрейных 12 лет;
  - для чугунных экономайзеров 16 лет.

Ресурс котельного оборудования может неоднократно продлеваться в установленном порядке, в случае его удовлетворительного технического состояния.

Указанные в таблице 6.1 сроки вывода основного оборудования из эксплуатации – ориентировочные. Вывод оборудования должен сопровождаться его замещением новым оборудованием с аналогичными техническими характеристиками.

Вывод из эксплуатации и замещение основного оборудования источников тепловой энергии г. Канска

Таблица 6.1.

Станционный номер	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Предполагаемый год вывода из эксплуатации
Северный (правобережный) планировочный район			
Канская ТЭЦ			
1	БКЗ-75-39ФБ	1977	2019 - 2023
2	БКЗ-75-39ФБ	1978	2019 - 2023
3	БКЗ-75-39ФБ	1968	2014
4	БКЗ-75-39ФБ	1968	2016
5	БКЗ-75-39ФБ	1969	2018
6	БКЗ-75-39ФБ	1989	2024 - 2028
7	БКЗ-75-39ФБ	1991	2024 - 2028
Котельная № 3 "ПТУ"			
1	ДКВР 2,5/13	1990	2014
2	ДКВР 2,5/13	2012	-
3	КЕ 2,5/13	1990	2014
Котельная № 4 "Березка"			
1	Универсал-6	1972	2016
2	Универсал-6	1972	2016
3	ТМ 803-01	2010	-
4	ТМ 803-01	1972	2016
Котельная № 11 "Альчет"			
1	ТМ 803-01	1973	2017
2	ТМ 803-01	2011	-
Котельная № 12 "Ново-Канская"			
1	ТМ 803-01	1960	2015
2	ТМ 803-01	2007	2023
3	ТМ 803-01	2009	2025
Котельная № 16 "ЛТЦ -34"			
1	Универсал-6	1987	2017
2	ДЭ-5	1987	2017
Котельная ОАО "Красноярскнефтепродукт"			
1	ДКВР 2,5-13	1970	2016

Станционный номер	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Предполагаемый год вывода из эксплуатации
2	ДКВР 4-13	1970	2016
3	Е-1/9-2М	1970	2016
Котельная КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"			
1	Котел трубносварной	-	2014
2	Котел трубносварной	-	2014
3	Котел трубносварной	-	2014
4	Котел трубносварной	-	2014
5	Универсал-6	-	2014
6	Универсал-6	-	2014
Котельная КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"			
1	КВ-23-0.26/0.30	2011	-
2	КВ-23-0.26/0.30	2011	-
3	ТМ 803-01	1999	2016
4	ТМ 803-01	1999	2016
Центральный планировочный район			
Котельная №5 «Даурия»			
	ТМ(РМУ) 803-01	1975	2015
	ТМ(РМУ) 803-01	1975	2015
Котельная №10 «Де-Корт»			
	ТМ(РМУ) 803-01	1986	2017
	ТМ(РМУ) 803-01	1986	2017
	ТМ(РМУ) 803-01	2008	2024 - 2028
	ТМ(РМУ) 803-01	2012	-
Южный планировочный район			
ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"			

Станционный номер	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Предполагаемый год вывода из эксплуатации
2	ТС-35У	1971	2019 - 2023
3	ТС-35У	1971	2019 - 2023
6	ТС-35У	1981	2019 - 2023
8	ТС-35У	1964	2019 - 2023
Котельная №1 «пос. Строителей»			
1	Братск-М	1965	2014
2	Братск-М	2006	2019 - 2023
3	Братск-М	1965	2014
4	Братск-М	1965	2014
5	Квм-1,25К	2012	-
6	Квм-1,25К	2012	-
7	Квм-1,25К	2010	2024 - 2028
8	Квм-1,25К	2010	2024 - 2028
Котельная №7 «Мелькомбинат»			
1	ДКВР 6,5/13	1968	2014
2	ДКВР 6,5/13	1968	2014
3	ДКВР 6,5/13	1968	2014
Котельная №8 «ЛДК»			
1	ТМ 793	1959	2015
2	ТМ 793	2011	2027
Котельная №9 «Школа»			
1	ТМ(РМУ) 803-01	1968	2017
2	ТМ(РМУ) 803-01	2007	2019 - 2023
Котельная №13 «5 военный городок»			
1	Братск-М	1994	2016
2	Братск-М	1994	2016
3	Братск-М	1994	2016
4	Братск-М	1994	2018
5	Братск-М	1994	2018
6	Братск-М	1994	2018
Котельная №15 «ДСУ-5»			
1	ТМ 803-01	2004	2019 - 2023
2	Е-1/9-1	2008	2024 - 2028

Станционный номер	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Предполагаемый год вывода из эксплуатации
3	ТМ 803-01	2005	2019 - 2023
Котельная 4 военного городка ОАО "РЭУ" "Иркутский"			
	Братск-М	2000	2017
	Братск-М	2000	2017
	Братск-М	2000	2017
	Братск-М	2000	2017
	Братск-М	2000	2017
	Братск-М	2000	2017
	Братск-М	1999	2017
	Братск-М	1999	2017
	Братск-М	1999	2017
	Братск-М	1999	2017
	Братск-М	1999	2017
	Братск-М	1999	2017

6.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе

теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность

подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта

капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию. Размеры земельных участков для таких котельных следует принимать в соответствии с таблицей 6.1.1. Так как газификация города Канска в период действия настоящей схемы теплоснабжения не планируется, данные приведены для твердотопливных котельных.

Размеры земельных участков котельных, располагаемых в жилых зонах

Таблица 6.1.1.

Теплопроизводительность котельных, Гкал/час	Размеры земельных участков, га
До 5	0,7
от 5 до 10	1
св. 10 до 50	2

Таким образом, теплоснабжение объекта от локального источника возможно в зонах индивидуального теплоснабжения, определенных настоящей схемой.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95 оС и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха". Так как в период действия схемы теплоснабжения газификация города Канска не планируется, условия поквартирного теплоснабжения для теплогенераторов, работающих на твердом топливе, определены в п.7.3.8. СП 54.13330.2011: Теплогенераторы, варочные и отопительные печи, работающие на твердом топливе, допускается предусматривать в жилых зданиях высотой до двух этажей включительно (без учета цокольного этажа).

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

6.2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Строительство новых источников тепловой энергии не предлагается ввиду наличия резервов тепловой мощности существующих источников.

6.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Предложений по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой нет, ввиду наличия у них достаточных резервов тепловой мощности.

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

Предложений по реконструкции действующих котельных с переводом в комбинированный режим выработки нет.

6.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Котельные, зоны действия которых предполагается расширить, обладают достаточными резервами тепловой мощности, чтобы покрывать тепловую нагрузку котельных, выводимых в резерв.

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

Предложений по переводу котельных в пиковый режим нет.

6.7. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Расширение зоны действия Канской ТЭЦ с подключением к ней потребителей КГБУСО "КПНИ" оправдано сокращением затрат на производство тепловой энергии и снижением тарифов для потребителей.

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

Котельная филиала "Восточный" ОАО "КНП", Котельная КГБУСО "КПНИ", Котельная 4 военного городка ОАО "РЭУ" "Иркутский", Котельная КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2" предлагаются к выводу в резерв по причине плохого технического состояния и ввиду наличия возможности подключения всех абонентов к сетям более экономичных источников теплоснабжения.

6.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Низкая плотность застройки кварталов ИЖС, со средней расчетной тепловой нагрузкой 0,36 Гкал/ч на квартал ведет к большой протяженности тепловых сетей и большому количеству абонентских вводов.

6.10. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Строительство новых источников теплоснабжения в промзонах не требуется.

6.11. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

В каждой системе теплоснабжения города Канска действует по одному источнику. Распределение тепловой нагрузки не требуется.

6.12. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой условную границу, за пределами которой подключение нового абонента ведет к увеличению совокупных затрат в системе теплоснабжения.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения Канской ТЭЦ

	Размер-ность	1 км	2 км	3 км	4 км	5 км	6 км	7 км
Нагрузка	Гкал/ч	18,33	52,75	136,71	159,29	164,84	169,00	169,35
Тепловые потери	Гкал/ч	1,19	3,17	6,84	7,50	8,28	8,81	8,88
Объемный расход теплоносителя	$м^3$/ч	306	879	2278	2655	2747	2817	2823
Напор развиваемый насосом	м	40,17	26,34	53,09	98,06	89,03	88,28	88,21
КПД передачи	-	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
КПД насоса	-	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Мощность требуемая на валу насоса	кВт	40,8	76,9	401,7	864,6	812,3	825,8	826,8
Прибыль	руб/час	1959	5638	14611	17025	17618	18062	18100
Затраты на транспорт теплоносителя	руб/час	65	123	643	1383	1300	1321	1323
Потери при транспортировке	руб/час	857	2283	4926	5397	5962	6342	6394
Прочие эксплуатационные затраты (подпитка и т.д.)	руб/час	134	385	999	1164	1205	1235	1238
Совокупный доход в системе	руб/час	903	2847	8043	9081	9152	9164	9146

Как следует из таблицы, совокупный доход от эксплуатации системы падает при превышении радиуса в 6 км.

Радиусы эффективного теплоснабжения всех остальных источников теплоснабжения представлены в Приложении 3.

Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Зона с дефицитом тепловой мощности – система котельной № 11 «Альчет» - располагается изолированно от других систем теплоснабжения и в ближайшей перспективе перераспределение тепловой нагрузки не планируется. Решением задачи устранения дефицита является увеличение установленной тепловой мощности котельной.

7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Вновь осваиваемых районов в г. Канске нет. Прирост тепловой нагрузки происходит за счет уплотнения существующей застройки.

7.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Сохранение возможности поставок тепловой энергии потребителям от разных источников не планируется. Запланирован вывод из эксплуатации и консервация источников теплоснабжения.

7.4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

В целях повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения, запланирован вывод из эксплуатации ряда

низкопроизводительных котельных с переключением их абонентов на более экономичные и надежные источники теплоснабжения.

Рис. 7.4.1. Подключение КГБУСО «Канский психоневрологический интернат» к сетям ООО «Канские тепловые сети», от Канской ТЭЦ

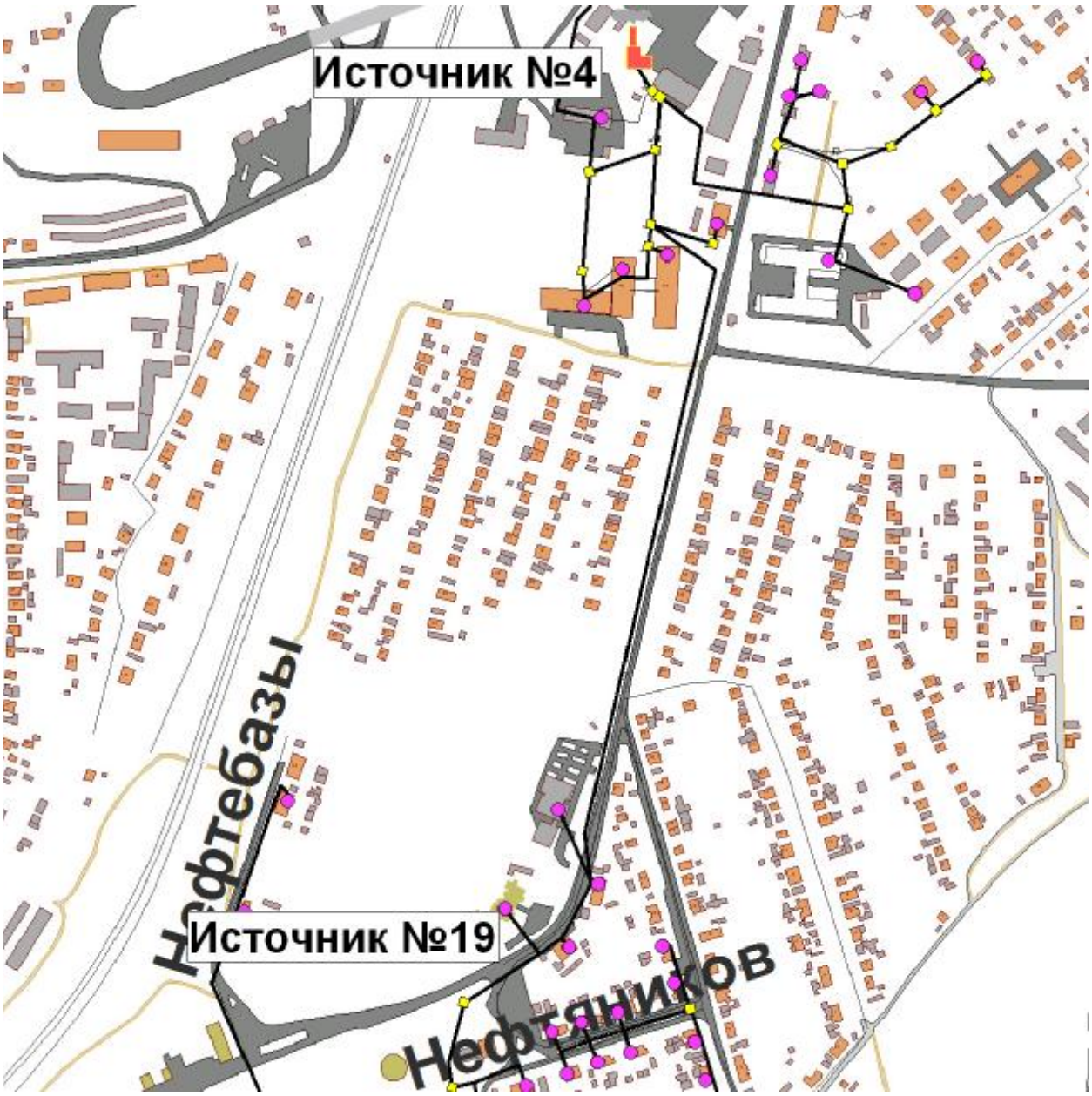


Рис. 7.4.2. Подключение Дома ребенка, КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2" и жилых домов к сетям ОАО «Гортепло» и котельной № 3 «ПТУ»

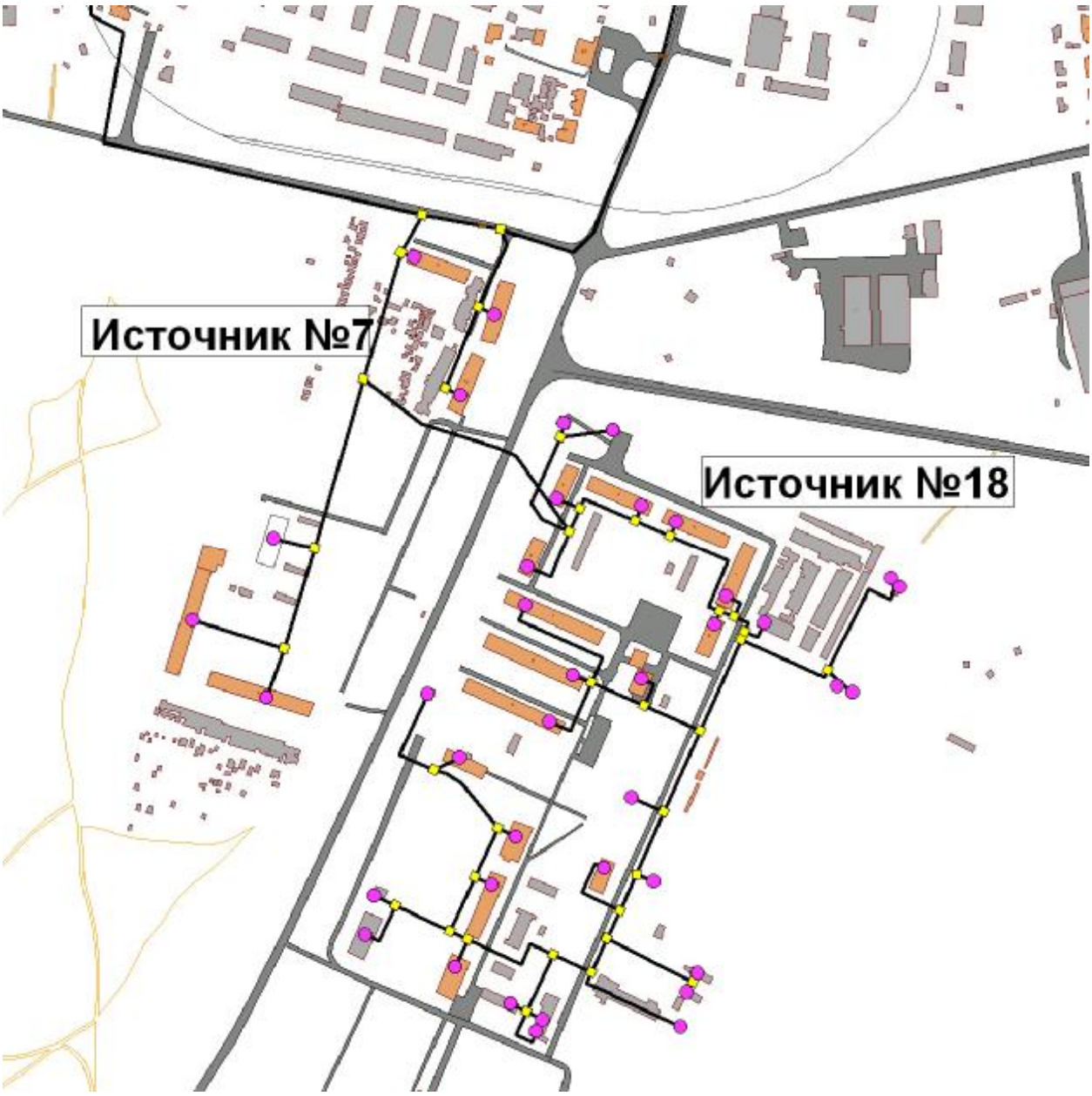


Рис. 7.4.3. Подключение жилых и служебных зданий 4 военного городка к сетям ОАО «Гортепло» и котельной № 7 «Мелькомбинат»

Рис. 7.4.4. Подключение сетей ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» к Канской ТЭЦ с консервацией ТЭЦ ООО «ТСС» (рассмотренный вариант)

7.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Сведения о планах строительства тепловых сетей приведены в Приложении 8.

7.6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Сведения о планах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении 8.

7.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Сведения о планах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении 8.

7.8. Строительство и реконструкция насосных станций

Вариант подключения сетей ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» к Канской ТЭЦ с консервацией ТЭЦ ООО «ТСС» предусматривает строительство насосной станции, оснащенной двумя насосами Grundfos TP 65-550/2 BAQE.

Данная насосная станция конструктивно повторяет собой две существующие насосные станции на сетях ООО «Канские тепловые сети».

Рабочая точка насосной станции – G = 328 м^3/ч, Δh = 40 м.в.ст.

Глава 8 «Перспективные топливные балансы»

Топливные балансы в 2013-2028 годах

Таблица 8.1.

Годовой расход, т	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023 (1)	2023 (2)	2028 (1)	2028 (2)
Канская ТЭЦ	271820,8	278718,9	285180,7	289052,1	299243,3	298983,2	330931,5	354337,0	385148,5	413835,9
ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"	22999,2	23538,0	24157,4	24011,7	24659,4	24270,6	27249,8	0,0	31621,2	0,0
Котельная №1 «пос. Строителей»	10882,0	10882,0	10882,0	10268,3	10882,0	9828,3	9828,3	9828,3	9828,3	9828,3
Котельная №3 «ПТУ»	4404,6	4404,6	4404,6	8166,1	8498,7	7794,7	7794,7	7794,7	7794,7	7794,7
Котельная №4 «Березка»	819,3	819,3	819,3	819,3	819,3	819,3	819,3	819,3	819,3	819,3
Котельная №5 «Даурия»	737,6	737,6	737,6	737,6	737,6	737,6	737,6	737,6	737,6	737,6
Котельная №7 «Мелькомбинат»	12831,3	12980,9	12980,9	11972,0	20856,0	20542,8	20542,8	20542,8	20542,8	20542,8
Котельная №8 «ЛДК»	1824,7	1824,7	1824,7	1824,7	1824,7	1824,7	1824,7	1824,7	1824,7	1824,7
Котельная №9 «Школа»	755,2	755,2	755,2	755,2	755,2	755,2	755,2	755,2	755,2	755,2
Котельная №10 «Де-Корт»	2953,9	2953,9	2953,9	2953,9	2953,9	2953,9	2953,9	2953,9	2953,9	2953,9
Котельная №11 «Альчет»	3722,5	3722,5	3722,5	3722,5	3722,5	3722,5	3722,5	3722,5	3722,5	3722,5
Котельная №12 «Ново-Канская»	308,9	308,9	308,9	308,9	308,9	308,9	308,9	308,9	308,9	308,9
Котельная №13 «5 военный городок»	5303,9	5303,9	5303,9	5303,9	5303,9	5303,9	5303,9	5303,9	5303,9	5303,9
Котельная №15 «ДСУ-5»	1442,7	1442,7	1442,7	1343,2	1343,2	1343,2	1343,2	1343,2	1343,2	1343,2
Котельная №16 «ЛТЦ-34»	374,2	374,2	374,2	374,2	374,2	374,2	374,2	374,2	374,2	374,2
Котальная филиала "Восточный" ОАО "КНП"	1919,7	1919,7	1919,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Годовой расход, т	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023 (1)	2023 (2)	2028 (1)	2028 (2)
Котельная КГБУСО "КПНИ"	598,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная 4 военного городка ОАО "РЭУ" "Иркутский"	5964,2	5964,2	5964,2	5964,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2	843,8	843,8	843,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

Расчет надежности теплоснабжения города Канска был выполнен в соответствии с методическим указаниям, приведенными в приложении №9 Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерством регионального развития Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012.

Согласно СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы для тепловых сетей следует принимать для Ртс = 0,9.

9.1. Обоснование перспективных показателей, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии

Для определения участков с наиболее низкой вероятностью безотказной работы системы теплоснабжения были рассчитаны вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников централизованного теплоснабжения потребителей по каждому тепловому выводу источников центрального теплоснабжения.

В качестве наиболее удаленных от источников централизованного теплоснабжения приняты следующие потребители:

1. Тепломагистраль №1 Канской ТЭЦ ТГК-13 – потребитель по адресу: мкр. Сосновый,76;
2. Тепломагистраль №1А Канской ТЭЦ ТГК-13 – потребитель по адресу: мкр. Солнечный, 55/5;
3. Тепломагистраль №3 Канской ТЭЦ ТГК-13 – потребитель по адресу: ул. Юбилейная, 17;
4. Тепломагистраль №4 Канской ТЭЦ ТГК-13 – обобщенный потребитель 1-й Военный городок;
5. Тепломагистраль №5 Канской ТЭЦ ТГК-13 – потребитель по адресу: пос. Ремзавод, 20;
6. ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»:

а) 1 тепловой вывод – потребитель по адресу: ул. Комсомольская, 36/1;

б) 2 тепловой вывод – потребитель по адресу: ул. Восточная, 48.

Показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии, определяются интенсивностью отказов участков тепловой сети. Под интенсивностью отказов понимается число отказов за год, отнесенное к единице (1 км или 1 м) протяженности теплопроводов. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение участков, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. В случае резервирования интенсивность отказов всей тепловой сети представляется как паралельно-последовательное или последовательно-параллельное (в смысле надежности) соединение участков.

Интенсивность отказов тепловой сети характеризуется распределением Вейбулла и зависит от срока эксплуатации тепловой сети и от средневзвешенной частоты отказов в конкретной системе теплоснабжения.

В качестве исходных данных для определения средневзвешенной частоты отказов была использована статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях за 2008-2012 гг., предоставленная теплоснабжающими организациями.

Распределение повреждений по участкам тепловых сетей г. Канска приведено на рисунке 9.1.1.

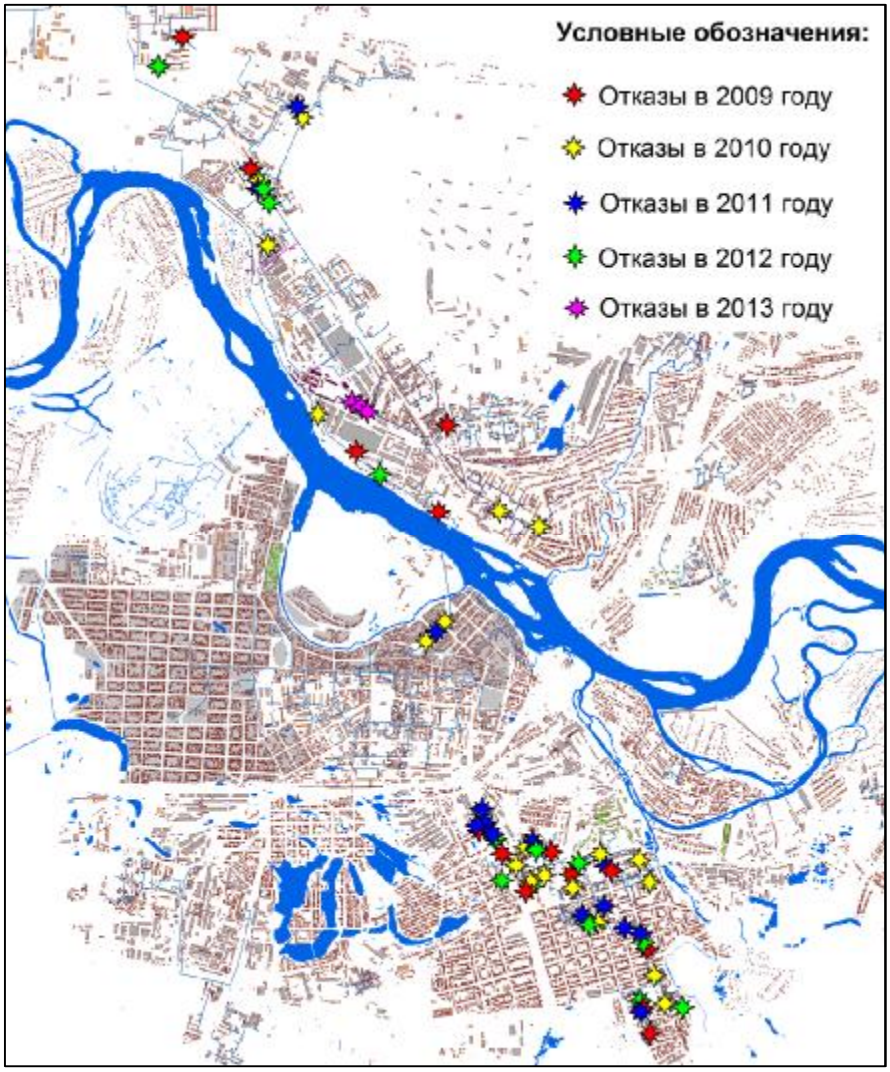


Рисунок 9.1.1. Статистика отказов тепловых сетей за 2009-2013 гг.

Полученная средневзвешенная частота отказов тепловых сетей представлена в таблице 9.1.1. и в таблице 9.1.2.

Средневзвешенная частота отказов тепловых сетей ООО «Канские тепловые сети»

Таблица 9.1.1.

Срок эксплуатации участка тепловой сети	λ_0
	1/м/год
0<t<3	0,000011972
3<t<17	0,000017959
t>17	0,000040706

Средневзвешенная частота отказов тепловых сетей ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

Таблица 9.1.2.

Срок эксплуатации участка ТС	λ_0
	1/м/год
0<t<3	0,000000000
3<t<17	0,000585293
t>17	0,000000000

Вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети приведен на рисунке 9.1.2.

Рисунок 9.1.2. Зависимость интенсивности отказов от срока эксплуатации тепловой сети

9.2. Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

Показатели надежности, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии, характеризуются временем снижения температуры в жилом здании до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения.

Согласно СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети", отказом системы теплоснабжения является нарушение работы системы теплоснабжения, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С.

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха при коэффициенте аккумуляции жилого здания β=40 часов. Результаты расчета приведены в таблице 9.2.1.

Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Таблица 9.2.1.

Температура наружного воздуха, ^{o}С	Повторяемость температур наружного воздуха, %	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 ^{o}С
-41	0,3	17,1	5,62
-40	0,8	45,5	5,72
-37,5	1,1	62,6	5,99
-35	1,8	102,4	6,29
-32,5	2,9	165,0	6,61
-30	3,8	216,1	6,97
-27,5	4,2	238,9	7,38
-25	4,7	267,3	7,83
-22,5	5,8	329,9	8,34
-20	5,9	335,6	8,93
-17,5	6,1	347,0	9,60
-15	7,7	438,0	10,38
-12,5	7,1	403,8	11,30
-10	7,7	438,0	12,41
-7,5	7,5	426,6	13,75
-5	7	398,2	15,43
-2,5	7,5	426,6	17,57
0	2,7	153,6	20,43

2,5	0,8	45,5	24,44
5	0,2	11,4	30,49
7,5	14,4	819,1	40,87

Данные о повторяемости температур наружного воздуха приняты согласно справочному пособию к СНиП 2.01.01.-82 "Строительная климатология и геофизика" для города Красноярска.

Далее для каждого участка, входящего в путь от источника теплоснабжения до потребителя, вычисляется время ликвидации повреждения.

Ввиду отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей для расчета времени, необходимого для ликвидации повреждения, использовалась эмпирическая зависимость, предложенная Е.Я. Соколовым в книге «Теплофикация и тепловые сети» (М.: Издательство МЭИ, 2011 г.). Данная эмпирическая зависимость учитывает способ прокладки теплопровода (подземный, надземный), его конструкцию, условный диаметр трубопровода, а также расстояние между секционирующими задвижками.

После расчета времени ликвидации повреждений вычисляются относительная и накопленная частота нарушений работы системы теплоснабжения, при которых время снижения температуры до критических значений меньше, чем время ремонта повреждений. Полученные значения используются в расчете потоков отказов участков тепловой сети, способных привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до критических значений (+12^0 С).

Вероятность безотказной работы участка тепловой сети экспоненциально зависит от величины потока отказов участка. Вероятности безотказной работы всего пути от источника до потребителя определяется как произведение вероятностей безотказной работы каждого участка этого пути.

Подробный расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей относительно наиболее удаленных от источников теплоснабжения потребителей приведен в приложении № 9.

Вероятность безотказной работы тепловой сети относительно наиболее удаленного потребителя по каждому тепловому выводу на каждом этапе реализации схемы теплоснабжения приведена в таблице 9.2.2. и на рисунках 9. 2.1. – 9.2.7.

Вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно наиболее удаленных потребителей

Таблица 9.2.2.

Участок	Год							
	2013	***2014***	***2015***	***2016***	***2017***	***2018***	***2023***	***2028***
Канская ТЭЦ ТГК-13								
Нерезервируемые участки								
ТМ-1 - мкр. Сосновый, 76	0,968486	0,993759	0,997667	0,997484	0,997725	0,998325	0,998117	0,997948
ТМ-1А - мкр. Солнечный, 55/5	0,999593	0,999567	0,999536	0,999765	0,999733	0,999738	0,999735	0,999328
ТМ-3 - Юбилейная, 17	0,846821	0,996777	0,996559	0,996216	0,999363	0,997867	0,998799	0,998793
ТМ-4 - 1-й Военный городок	0,940584	0,995539	0,996725	0,996973	0,996436	0,995831	0,993255	0,993272
ТМ-5 - пос. Ремзавод, 20	0,999936	0,999932	0,999926	0,999920	0,999912	1,000000	0,999978	0,999978
Резервируемые участки								
ТЭЦ ТГК-13 - Пожарное депо	0,995461	0,995243	0,994974	0,996965	0,996688	0,996723	0,996703	0,991462
ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"								
Вывод №1 - Комсомольская, 36/1	0,979617	0,977717	0,976704	0С975454	0,973932	0,972089	0,981072	0,976297
Вывод №2 - Восточная, 48	0,979617	0,988456	0,986819	0,986108	0,985241	0,984192	0,994613	0,988475

Рисунок 9.2.1. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали№1 ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

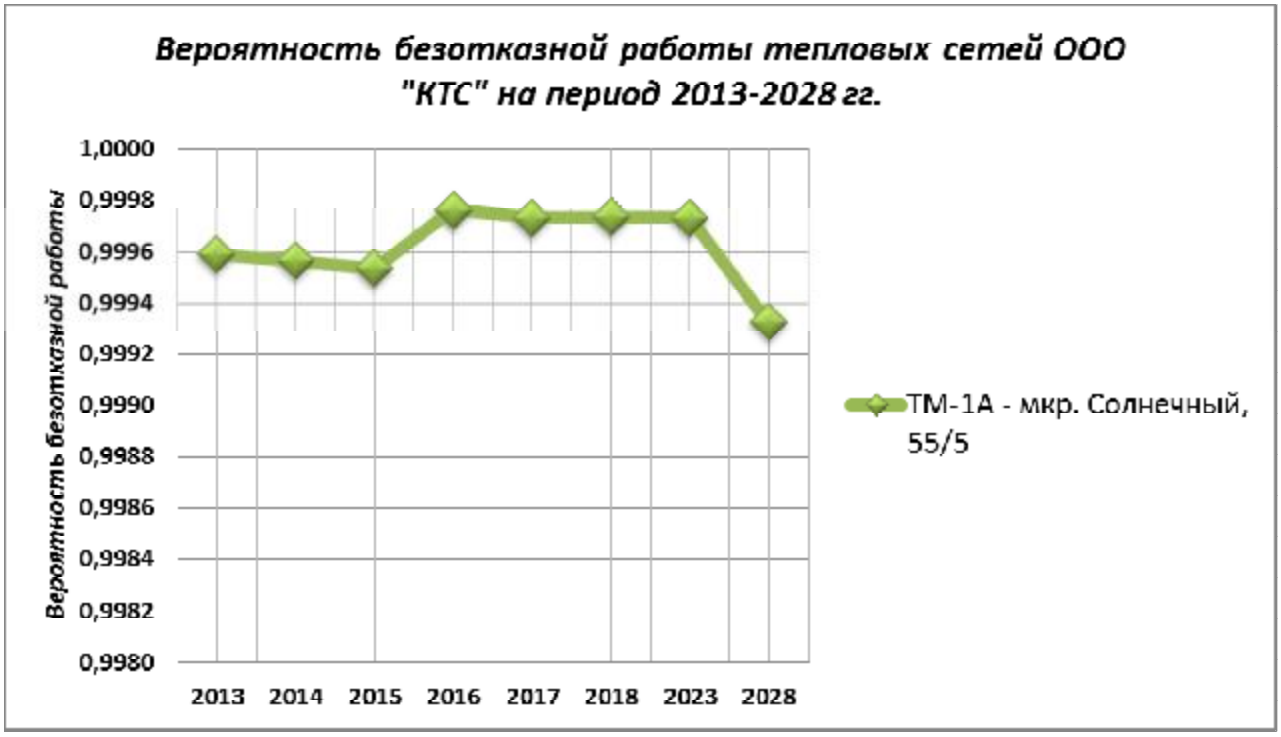


Рисунок 9.2.2. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали№1А ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

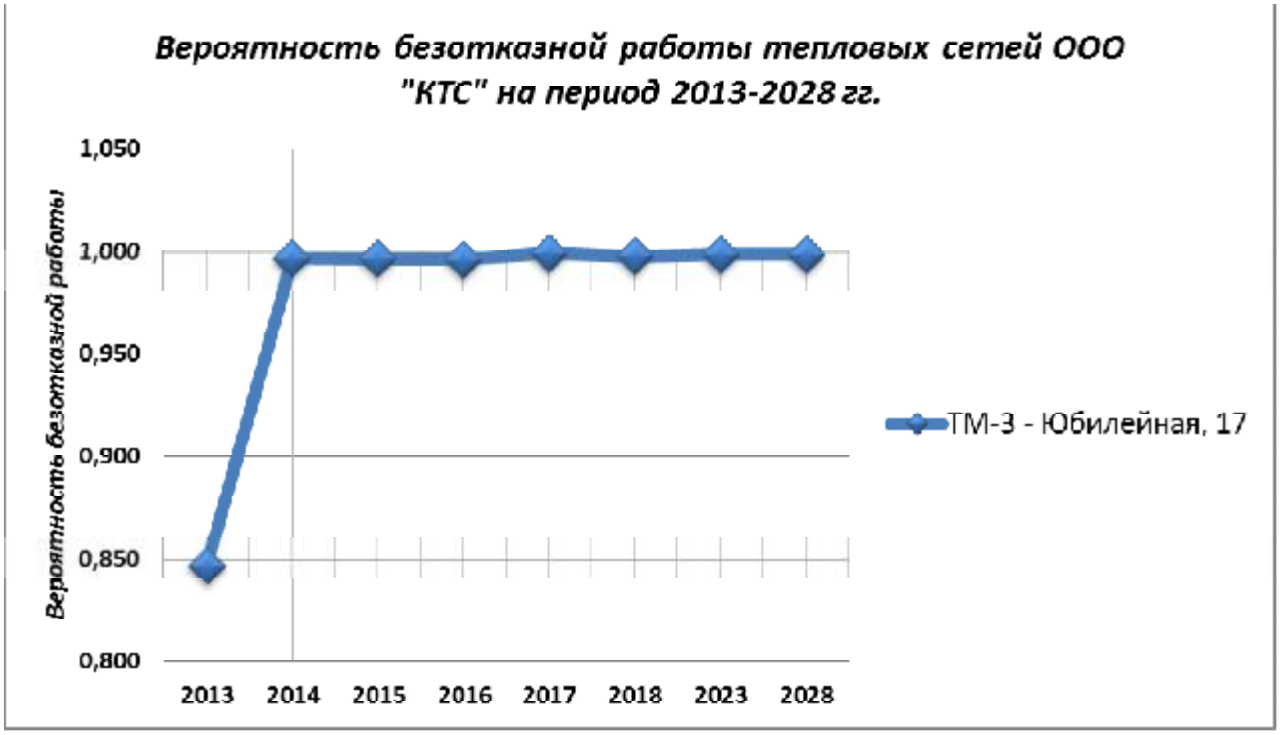


Рисунок 9.2.3. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали№3 ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

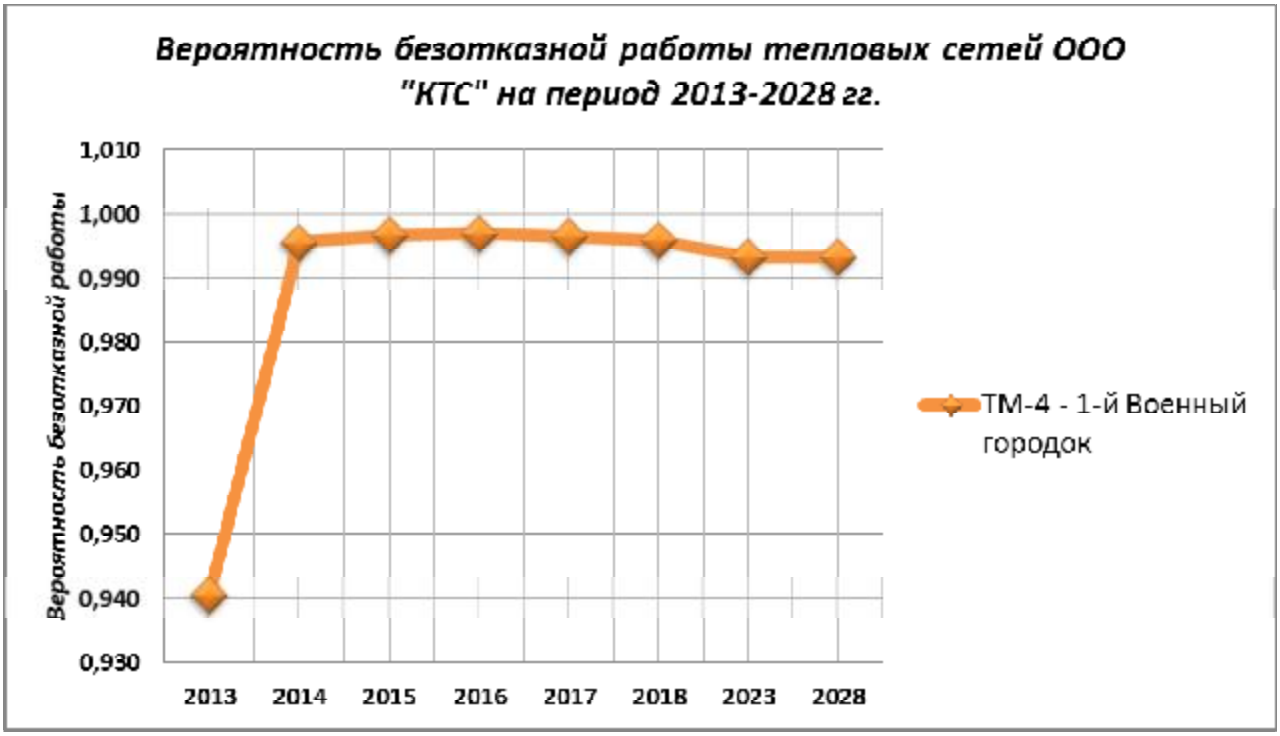


Рисунок 9.2.4. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали№4 ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

Рисунок 9.2.5. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали№5 ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

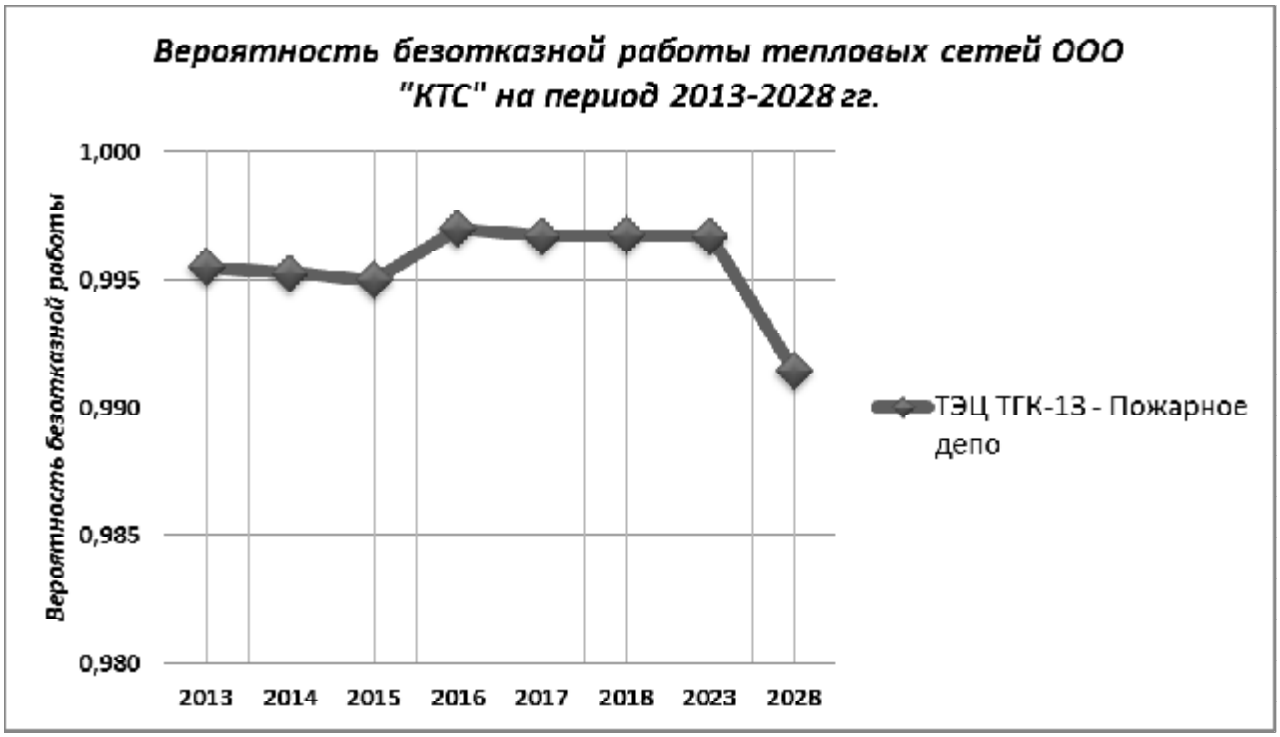


Рисунок 9.2.6. Вероятность безотказной работы резервированных участков ретепловых сетей тепломагистрали№5 ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

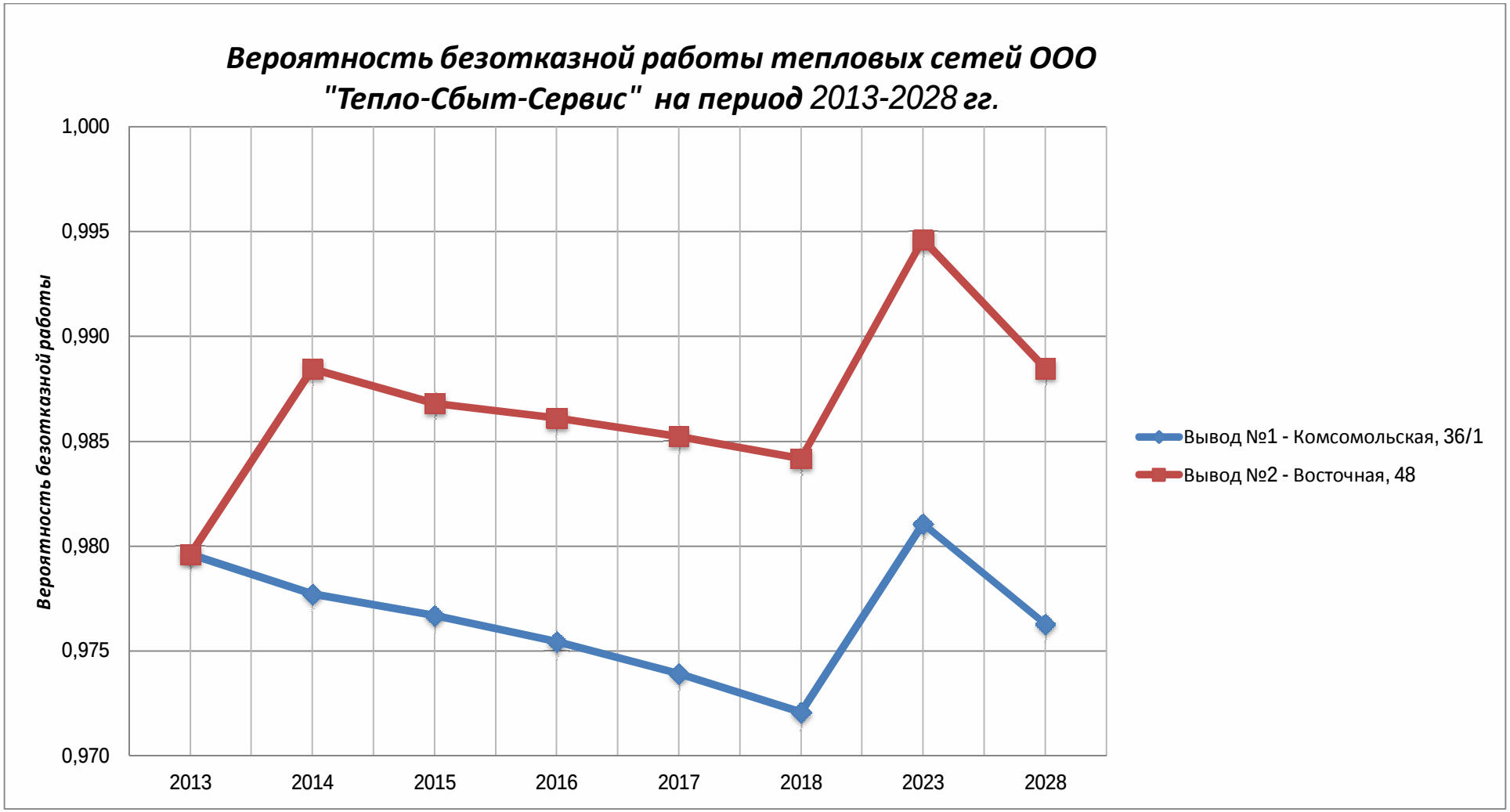


Рисунок 9.2.7. Вероятность безотказной работы тепловых сетей ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» на период 2013-2028 гг.

9.3. Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Согласно методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства регионального развития Российской Федерации и Министерства энергетики Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, оценка недоотпуска тепловой энергии от источника теплоснабжения определяется вероятностью отказа теплопровода и продолжительностью отопительного периода. Вероятность отказа тепловых сетей относительно наиболее удаленных потребителей приведена в таблице 9.3.1.

Полученные в результате расчета объемы недоотпуска тепловой энергии для тепловых сетей г. Канска приведены в таблице 9.3.2. и на рисунках 9.3.1.-9.3.6

Вероятность отказа тепловых сетей г. Канска на период 2013-2028 гг.

Таблица 9.3.1.

Участок	Год							
	2013	***2014***	***2015***	***2016***	***2017***	***2018***	***2023***	***2028***
Канская ТЭЦ ТГК-13								
Нерезервируемые участки								
ТМ-1 - мкр. Сосновый, 76	0,031514	0,006241	0,002333	0,002516	0,002275	0,001675	0,001883	0,002052
ТМ-1А - мкр. Солнечный, 55/5	0,000407	0,000433	0,000464	0,000235	0,000267	0,000262	0,000265	0,000672
ТМ-3 - Юбилейная, 17	0,153179	0,003223	0,003441	0,003784	0,000637	0,002133	0,001201	0,001207
ТМ-4 - 1-й Военный городок	0,059416	0,004461	0,003275	0,003027	0,003564	0,004169	0,006745	0,006728
ТМ-5 - пос. Ремзавод, 20	0,000064	0,000068	0,000074	0,000080	0,000088	0,000000	0,000022	0,000022
Резервируемые участки								
ТЭЦ ТГК-13 - Пожарное депо	0,004539	0,004757	0,005026	0,003035	0,003312	0,003277	0,003297	0,008538
ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"								
Вывод №1 - Комсомольская, 36/1	0,020383	0,022283	0,023296	0,024546	0,026068	0,027911	0,018928	0,023703
Вывод №2 - Восточная, 48	0,011525	0,011544	0,013181	0,013892	0,014759	0,015808	0,005387	0,011525

Объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии на период 2013-2028 гг.

Таблица 9.3.2.

Участок	Год							
	2013	***2014***	***2015***	***2016***	***2017***	***2018***	***2023***	***2028***
Канская ТЭЦ ТГК-13								
Нерезервируемые участки								
ТМ-1 - мкр. Сосновый, 76	5,987	1,186	0,443	0,478	0,432	0,318	0,358	0,390
ТМ-1А - мкр. Солнечный, 55/5	0,395	0,420	0,449	0,227	0,258	0,254	0,257	0,651
ТМ-3 - Юбилейная, 17	17,774	0,374	0,399	0,439	0,074	0,248	0,139	0,140
ТМ-4 - 1-й Военный городок	15664,260	1176,078	863,467	798,005	939,655	1099,123	1778,180	1773,844
ТМ-5 - пос. Ремзавод, 20	0,033	0,035	0,038	0,041	0,045	0,000	0,011	0,011
Резервируемые участки								
ТЭЦ ТГК-13 - Пожарное депо	2,065	2,165	2,287	1,381	1,507	1,491	1,500	3,885
ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"								
Вывод №1 - Комсомольская, 36/1	6,898	7,541	7,884	8,307	8,823	9,446	6,406	8,022
Вывод №2 - Восточная, 48	0,144	0,144	0,165	0,174	0,185	0,198	0,067	0,144

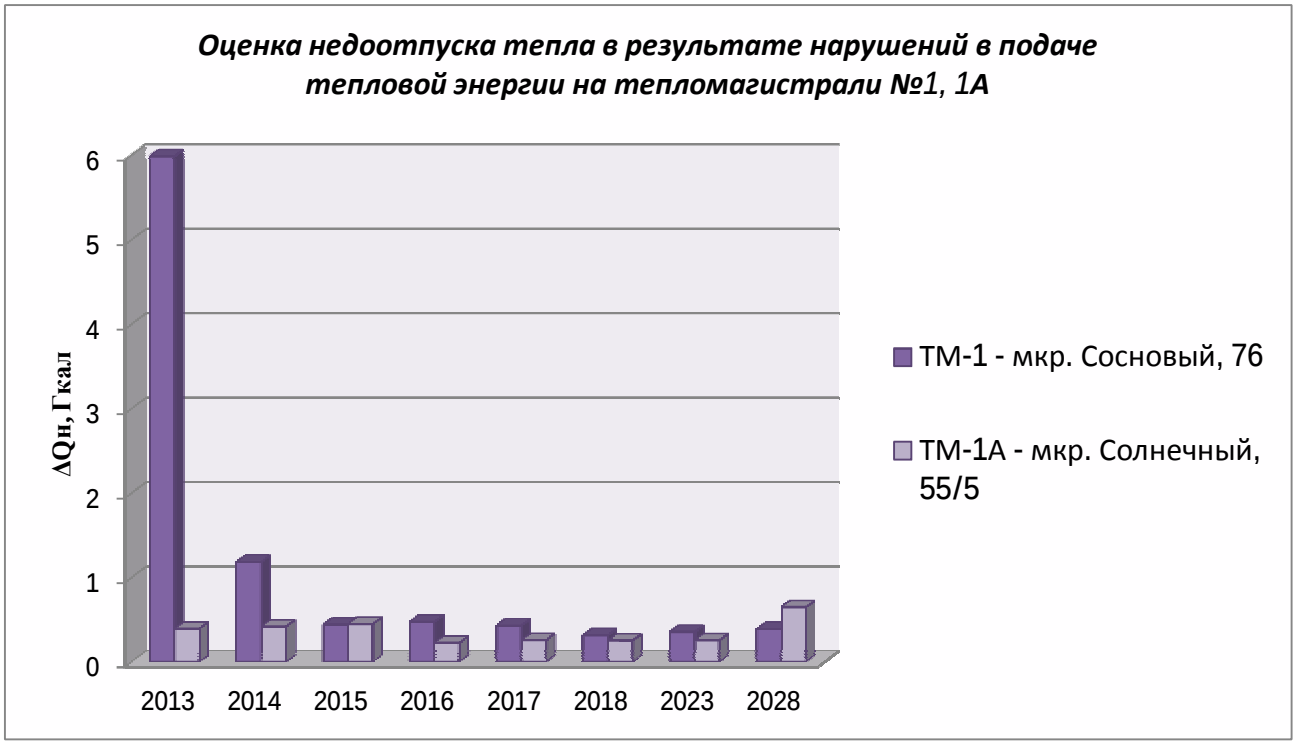


Рисунок 9.3.1. Объем недоотпуска тепла относительно наиболее удаленного потребителя тепломагистралей №1, 1А ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

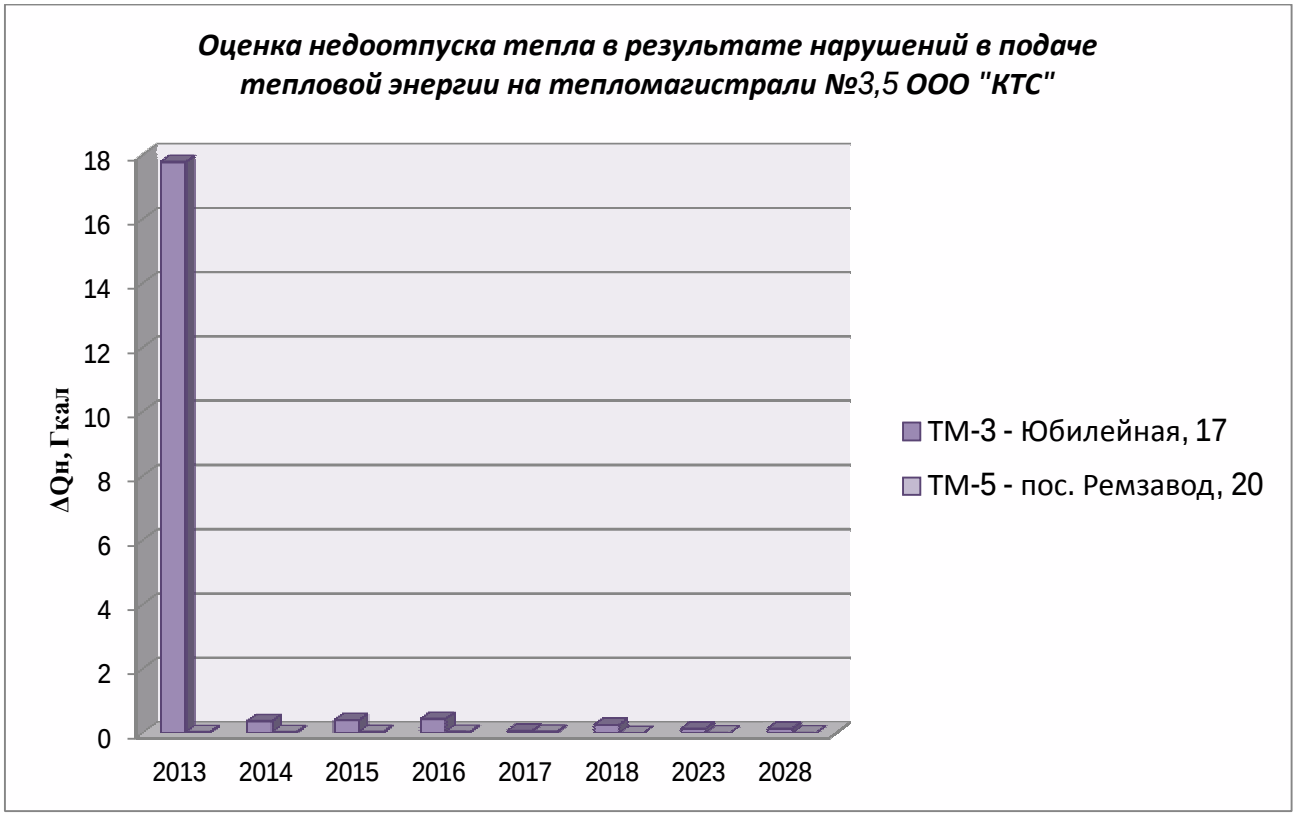


Рисунок 9.3.2. Объем недоотпуска тепла относительно наиболее удаленного потребителя тепломагистралей №3, 5 ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

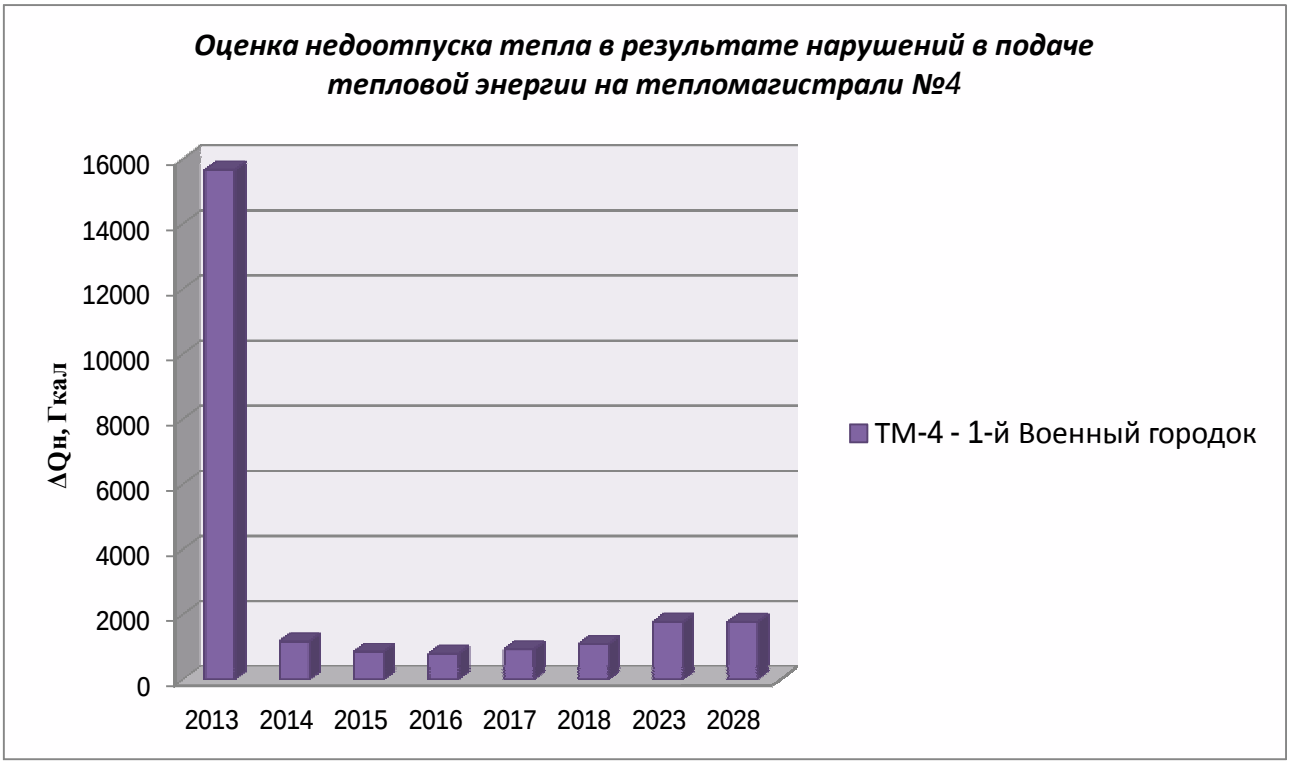


Рисунок 9.3.3. Объем недоотпуска тепла относительно наиболее удаленного потребителя тепломагистралей №4 ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

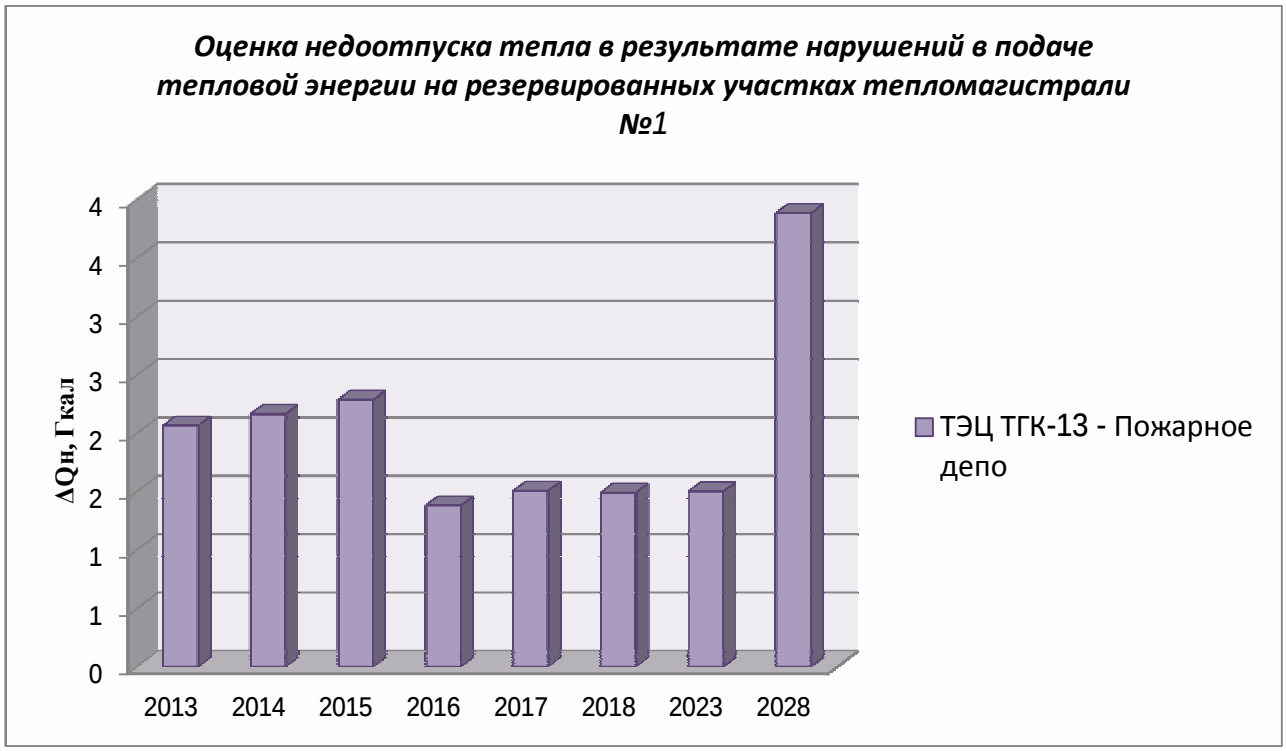


Рисунок 9.3.4. Объем недоотпуска тепла относительно наиболее удаленного потребителя на резервируемых тепловых сетях ООО «Канские тепловые сети» на период 2013-2028 гг.

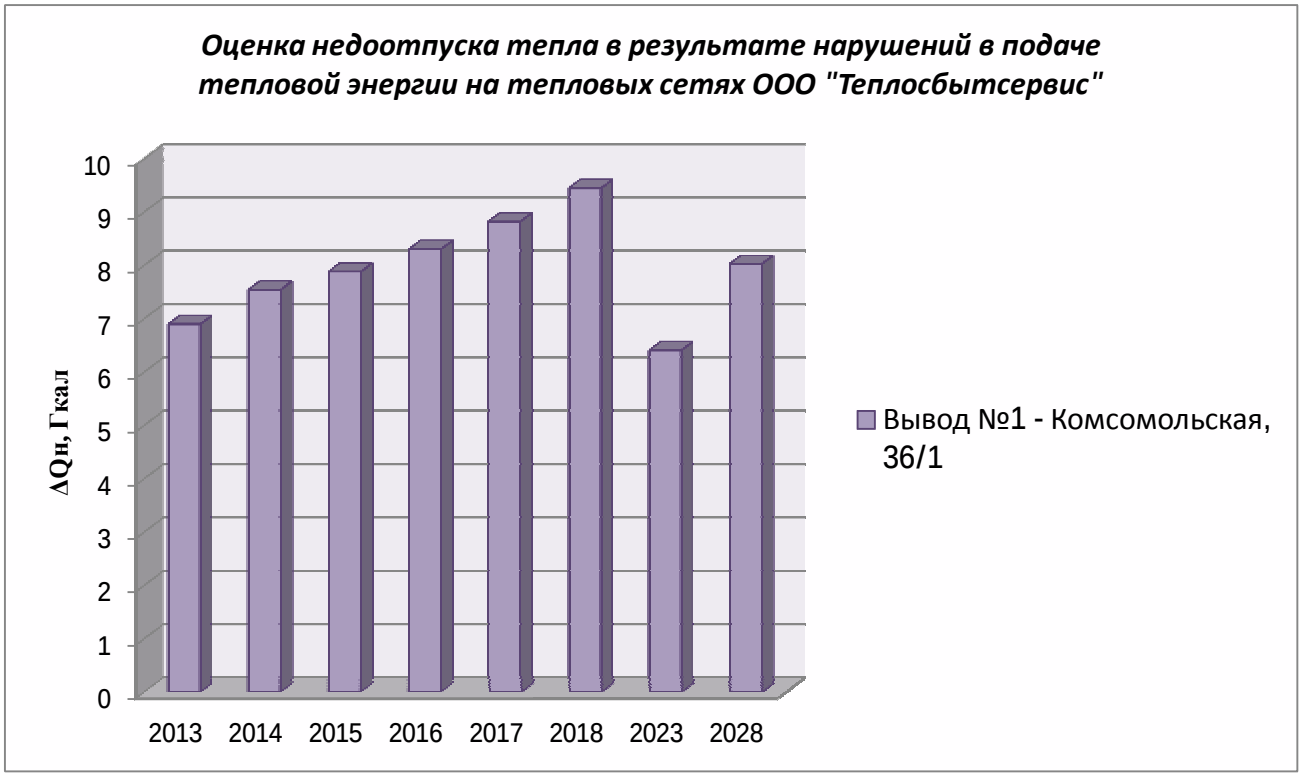


Рисунок 9.3.5. Объем недоотпуска тепла относительно наиболее удаленного потребителя ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» на период 2013-2028 гг.

Рисунок 9.3.6. Объем недоотпуска тепла относительно наиболее удаленного потребителя на резервируемых тепловых сетях ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» на период 2013-2028 гг.

Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

10.1. Источники тепловой энергии

Строительство новых источников тепловой энергии на территории г. Канска нецелесообразно по причине достаточного обеспечения существующих и перспективных потребностей в тепловой энергии действующими энергетическими мощностями.

Поддержание существующих источников теплоснабжения в исправном состоянии требует инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение.

Проведение мероприятий по замене устаревшего оборудования требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, которая складывается из амортизационных отчислений от стоимости эксплуатируемого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование производимых работ.

Потребность в реконструкции или техническом перевооружении обусловлена исчерпанием эксплуатационного ресурса котлоагрегатов.

Назначенный срок службы для каждого типа котлов определяют предприятия-изготовители и указывают его в паспорте котла.

Согласно Инструкции по продлению срока безопасной эксплуатации паровых котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа включительно и водогрейных котлов с температурой воды выше 115 °С, при отсутствии такого указания устанавливается следующая длительность назначенного срока службы:

- для стационарных котлов:
  - паровых водотрубных 24 года;
  - паровых огнетрубных (газотрубных) 20 лет;
  - водогрейных всех типов 16 лет;
- для передвижных котлов:
  - паровых и водогрейных 12 лет;
  - для чугунных экономайзеров 16 лет.

Потребность в капиталовложениях в реконструкцию и техническое перевооружение источников теплоснабжения г. Канска представлена в табл. 10.1.1.

Потребность в капиталовложениях в реконструкцию и техническое перевооружение источников теплоснабжения

Таблица 10.1.1.

Теплоснабжающая организация	Этап реализации						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019 - 2023	2024 - 2028
ОАО "Канская ТЭЦ"	6790	0	6790	0	6790	13580	13580
ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"	0	0	0	0	0	0	0
ОАО "Гортепло"	7541	1460	2190	2190	0	1825	1460
Итого, тыс. руб.	14331	1460	8980	2190	6790	15405	15040

10.2. Тепловые сети

Затраты на прокладку тепловых сетей определены согласно НЦС 81-02-13-2012 "Наружные тепловые сети". В НЦС 81-02-13-2012 приведены расценки 2012 года для базового региона – Московской области. Для определения цены прокладки участка тепловой сети в границах города Канска применен территориальный переводной коэффициент для Красноярского края равный 1,09.

Затраты на прокладку тепловых сетей зависят от способа прокладки тепловой сети, а также от ее диаметра. Удельные затраты на прокладку тепловых сетей приведены в таблице 10.2.1. Зависимость удельной стоимости прокладки тепловой сети от условного диаметра трубопровода приведена на рисунке 10.2.1.

Удельная стоимость прокладки тепловых сетей

Таблица 10.2.1

Условный диаметр, м	Стоимость прокладки тепловых сетей, тыс. руб./п.м.	
	Надземная	Подземная канальная
1,4	35,48	89,71
1,2	33,37	84,31
0,9	29,16	73,50
1	31,26	78,90
0,8	27,05	68,10
0,7	24,94	62,69
0,6	22,84	59,97
0,5	20,73	58,59
0,4	18,62	48,52
0,35	16,52	35,23
0,3	14,77	31,29
0,25	12,38	29,22
0,2	10,06	22,39
0,15	7,67	19,89
0,1	5,17	13,77
0,08	4,83	13,48
0,07	1,77	9,17

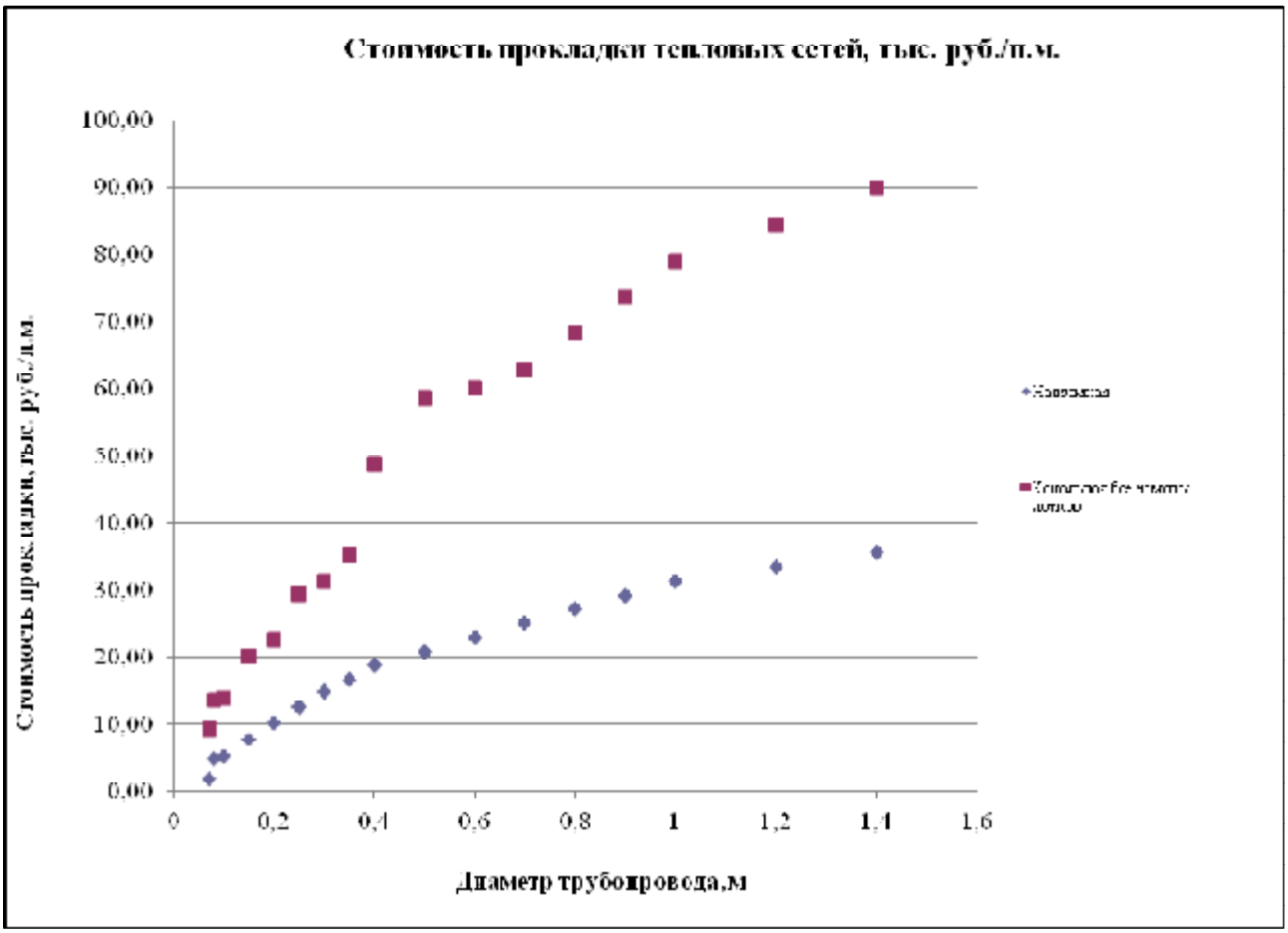


Рис. 10.2.1. Зависимость удельной стоимости прокладки тепловой сети от условного диаметра

Так, как реализация мероприятий по реконструкции тепловых сетей требует утверждения соответствующей инвестиционной программы теплоснабжающей организации, прогноз капиталовложений в строительство и реконструкцию произведен начиная с 2014 г. Стоимость рассчитана в ценах 2012 года, без НДС.

Строительство новых сетей предусмотрено в целях объединения систем теплоснабжения с закрытием неэффективных источников теплоснабжения.

Планируемые к строительству тепловые сети внесены в электронную модель и перечислены в Приложении 8 к схеме теплоснабжения.

Капиталозатраты в строительство тепловых сетей следующие:

2014 г. Подключение сетей КГБУСО "Канский психоневрологический интернат" к Канской ТЭЦ: 3098,3 тыс. руб.

2016 г. Подключение бесхозных сетей, ранее присоединенных к котельной филиала "Восточный" ОАО "Красноярскнефтепродукт", к котельной №3 ОАО "Гортепло": 9089,8 тыс. руб.; подключение сетей КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больица №2" к котельной №3 ОАО "Гортепло": 1989,0 тыс. руб.

2017 г. Подключение сетей 4 военного городка к Котельной №7 ОАО "Гортепло": 3806,3 тыс. руб.

2019 – 2023 г. В случае ликвидации ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис», требуется строительство участков тепловой сети и насосной станции, стоимостью 8136,0 тыс. руб.

Потребность в капиталовложениях в строительство и реконструкцию тепловых сетей г. Канска

Таблица 10.2.2

Группа мероприятий	Этап реализации						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019 - 2023	2024 - 2028
Строительство тепловых сетей, тыс. руб.	3098,3	0	11078,8	3806,3	0	8136	0
Реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра, тыс. руб.	2982,3	0	21643,9	138695	0	221699	0
Реконструкция тепловых сетей с сохранением диаметра, тыс. руб.	348535,2	301741,4	93927,5	167090,9	38413,2	112461,9	360935,2
Итого, тыс. руб.	354615,8	301741,4	126650,2	309592,2	38413,2	342296,9	360935,2

10.3. Узлы присоединения потребителей тепловой энергии

Согласно п.9 ст.29 гл.7 Федерального закона №190-ФЗ "О теплоснабжении", 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.

Переход на закрытую систему теплоснабжения предлагается провести установкой индивидуальных автоматизированных с пластинчатыми теплообменниками, оборудованных приборами учета тепловой энергии тепловых пунктов (ИТП с УУТЭ) в существующих помещениях тепловых пунктов зданий и сооружений

При определении ориентировочной стоимости ИТП была принята схема ИТП, обеспечивающая закрытое подключение ГВС и зависимое подключение систем отопления и вентиляции потребителей. Регулирование температуры теплоносителя в подающем трубопроводе систем отопления осуществляется циркуляционным насосом.

Одновременно с реконструкцией и строительством ИТП планируется оснащение потребителей узлами учета тепловой энергии. Ориентировочная стоимость мероприятий по строительству ИТП и организации УУТЭ приведена в Таблице 10.3.1.

Расчет стоимости установки ИТП выполнен на основании среднерыночных цен по РФ с учетом доставки и проведения работ в условиях г. Назарово.

Ориентировочная стоимость установки ИТП и УУТЭ в зависимости от мощности ИТП представлена в таблице 10.3.2.

Потребность в капиталовложениях в строительство индивидуальных тепловых пунктов с коммерческими узлами учета тепловой энергии

Таблица 10.3.1.

Группа мероприятий	Этап реализации						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019 - 2023	2024 - 2028
Установка ИТП с закрытой схемой ГВС, тыс. руб.	72960	80640	88320	99840	149760	552960	23040
Установка коммерческих узлов учета тепловой энергии, тыс. руб	7790	8610	9430	10660	15990	59040	2460
Итого, тыс. руб.	80750	89250	97750	110500	165750	612000	25500

Ориентировочная стоимость строительства ИТП и УУТЭ

Таблица 10.3.2.

Мощность ИТП, Гкал/час	<0,05	0,05-0,1	0,1-0,2	0,2-0,4	0,4-0,8	>0,8
Стоимость ИТП, тыс. руб.	80	504	636	768	840	1080
Стоимость УУТЭ, тыс. руб	20	57	64	82	102	130

После 01.01.2022 планируется строительство ИТП и УУТЭ только в новых объектах капитального строительства.

Стоимость реализации программы, предусмотренной схемой теплоснабжения города Канска на период до 2028 года

Таблица 10.4.

Направление капиталовложений	Этап реализации						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019 - 2023	2024 - 2028
Источники теплоснабжения	14331,0	1460,0	8980,0	2190,0	6790,0	15405,0	15040,0
Тепловые сети	354615,8	301741,4	126650,2	309592,2	38413,2	342296,9	360935,2
Узлы присоединения потребителей	80750,0	89250,0	97750,0	110500,0	165750,0	612000,0	25500,0
Итого, тыс. руб.	449696,8	392451,4	233380,2	422282,2	210953,2	969701,9	401475,2

Итоговая стоимость реализации программы на протяжении 15 лет составляет 3080 млн. руб. (в ценах 2012 г.)

Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплонабжающей организации

Понятие Единой теплоснабжающей организации в системе теплоснабжения (ЕТО) введено Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Согласно определению, данному в 190-ФЗ, теплоснабжающая организация – это организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии.

В соответствии с требованием статьи 4 Федерального закона № 190 «О теплоснабжении» постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» были утверждены Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации.

Указанные Правила содержат следующие положения:

- Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.
- В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:
    - определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
    - определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

В соответствии с Постановлением Правительства от 22 февраля 2012 г. № 154, «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», схема теплоснабжения должна содержать решения по определению ЕТО и границы зон их деятельности.

Порядок присвоения статуса ЕТО

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации».

Статус ЕТО присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления (в отношении городов с населением менее 500 тысяч человек) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

Первичная процедура присвоения статуса ЕТО включает в себя следующие этапы:

- Сбор сведений о теплоснабжающих организациях по опросным листам;
- Обобщение полученных сведений и подготовка предложений по ЕТО на основании материалов схемы теплоснабжения;
- Формирование предложений по присвоению статуса ЕТО в составе схемы теплоснабжения;
- Размещение проекта схемы теплоснабжения на сайте муниципального образования города Канска;
- Сбор в течение месяца со дня размещения схемы теплоснабжения заявок от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса ЕТО;
- Обработка полученных заявок, формирование перечня ЕТО с указанием зон их деятельности города;
- В течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок – размещение сведений о принятых заявках на сайте муниципального образования города Канска;
- Утверждение статуса ЕТО Администрацией города Канска.

К заявке на присвоение организации статуса ЕТО в обязательном порядке прилагается указание зоны ее деятельности и бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Организации, имеющие источники тепловой энергии, производимой для собственного потребления и не имеющие внешних сетей для передачи (продажи) тепловой энергии в настоящее время не могут рассматриваться в качестве теплоснабжающих организаций (согласно статье 2 Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»).

Критерии определения ЕТО

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве

собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Определение границ систем теплоснабжения города Канска

Система теплоснабжения - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

В соответствиями с Правилами [2] в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В городе Канске по состоянию на момент утверждения Схемы теплоснабжения функционируют 19 систем централизованного теплоснабжения. Действующие источники тепловой энергии не имеют взаимных технологических соединений тепловыми сетями. Таким образом, каждая система централизованного теплоснабжения включает в себя один источник тепловой энергии и условно носит его название.

Границы систем теплоснабжения графически показаны в Приложении 9 к Схеме теплоснабжения.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

Определение претендентов на статус ЕТО в границах систем теплоснабжения города Канска

Зоной деятельности ЕТО является одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии.

Претендентом на присвоение статуса ЕТО может являться лицо, владеющее на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в границах соответствующей зоны деятельности ЕТО.

Перечни претендентов на статус ЕТО в пределах каждой действующей системы централизованного теплоснабжения составлены в табл. 11.1 – 11.19 и ранжированы в соответствии с критериями Правил.

В случае получения органом местного самоуправления нескольких заявок, соответствующих Правилам и в установленный ими срок, статус ЕТО присваивается организации с наименьшим рангом.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус ЕТО присваивается организации с наименьшим рангом из общего числа возможных претендентов.

Система Канской ТЭЦ

Таблица 11.1

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО «Канская ТЭЦ» 660021, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Боград, 144а.	Канская ТЭЦ, 663604, Красноярский край, г. Канск, ул.40 лет Октября, д. 58	79,8	Право собственности	–	–	427 020	1
ОАО "Красноярская теплотранспортная компания" 660021, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Боград, 144а	–	–	–	1,1	Право собственности	1 536 104	5

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ООО "Канские тепловые сети" 663606, Красноярский край, г. Канск, ул. 40 лет Октября, д. 60, стр. 5, пом. 2	–	–	–	3239,2	Право собственности	10	2
МУП "Канский Электросетьсбыт" 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Высокая, д. 10/1	–	–	–	879,5	Право хозяйственного ведения	10	3
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	–	–	–	282,8	Право собственности	3 526	4

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система ТЭЦ ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»

Таблица 11.2

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ООО "Тепло-Сбыт-Сервис" 663605, Красноярский край, г. Канск, ул. Красноярская, 13, стр.2	ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис", 663605, Красноярский край, г. Канск, ул. Красноярская, 13	9,3	Право собственности	1050,6	Право собственности	10	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №1 «пос. Строителей» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.3

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №1 "пос. Строителей", 663609, Красноярский край, г. Канск, пос. Строителей, 65 А	1,91	Право собственности	86,2	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №3 «ПТУ» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.4

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №3 "ПТУ", 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Декабристов, 30	0,63	Право собственности	34,2	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №4 «Березка» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.5

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №4 "Березка", 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Иланская , 50, стр.2, пом.6	0,14	Право собственности	1,5	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №5 «Даурия» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.6

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №5 "Даурия", 663600, Красноярский край, г. Канск, ул. Кайтымская, д.193, стр.7	0,1	Право собственности	4,1	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №7 «Мелькомбинат» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.7

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №7 "Мелькомбинат", 663601, Красноярский край, г. Канск, пос. Мелькомбината, 4Б	2,52	Право собственности	339,9	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №8 «ЛДК» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.8

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №8 "ЛДК", 663602, Красноярский край, г. Канск, ул. Краевая, д. 64А	0,27	Право собственности	3,9	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №9 «Школа» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.9

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №9 "Школа", 663611, Красноярский край, г. Канск, ул. Элеваторная, 23 А, стр.2	0,11	Право собственности	0,6	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №10 «Де-Корт» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.10

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №10 "Де-Корт", 663600, Красноярский край, г. Канск, пер. Чкалова, 1/1, стр.3, пом.8	0,2	Право собственности	11,4	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №11 «Альчет» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.11

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №11 "Альчет", 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Высокая, 10/1, стр.3, пом. 3	0,19	Право собственности	5,9	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №12 «Ново-Канская» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.12

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №12 "Ново-Канская", 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Лысогорская, 18, стр.7	0,05	Право собственности	0,5	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №13 «5 военный городок» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.13

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №13 "5 военный городок", 663612, Красноярский край, г. Канск, 5-й Военный городок, д. 75	0,91	Право собственности	28,5	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №15 «ДСУ-5» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.14

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №15 "ДСУ-5", 663611, Красноярский край, г. Канск, ул. Гаражная, 20 В, стр.2, пом.10	0,19	Право собственности	4,1	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной №16 «ЛТЦ-34» ОАО «Гортепло»

Таблица 11.15

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Гортепло" 663613, Красноярский край, г. Канск, ул. Эйдемана, д. 7, пом. 1	Котельная №16 "ЛТЦ-34", 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Иланская, зд.1, стр.1, пом.4	0,04	Право собственности	1,7	Право собственности	3 526	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной филиала «Восточный» ОАО «Красноярскнефтепродукт»

Таблица 11.16

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
ОАО "Красноярскнефтепродукт", филиал Восточный 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Шоссейная,1/1	Котельная филиала Восточный ОАО "Красноярскнефтепродукт", 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Шоссейная,1/1	0,33	Право собственности	10,5	Право собственности	602 073	1
Бесхозяйные объекты	-	-	-	18,8	-	-	-

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"

Таблица 11.17

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
КГБУСО "Канский психоневрологический интернат", 663606, Красноярский край, г Канск, ул. Муромская д. 10	Котельная КПНИ, 663606, Красноярский край, г Канск, ул. Муромская д. 10	0,16	Право хозяйствен-ного ведения	3,2	Право хозяйствен-ного ведения	10	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной 4 военного городка ОАО "РЭУ" "Иркутский"

Таблица 11.18

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
Филиал ОАО "РЭУ" "Иркутский", 664035, г. Иркутск, пос. Зеленый в/ч 63628, здание 52 этк инв. 151	Котельная №53к "4 военный городок", 663612, Красноярский край, г. Канск, 4-й Военный городок	1,0	Право собственности	51,9	Право собственности	10	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Система котельной КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"

Таблица 11.19

Наименование и адрес организации	Владение источником тепловой энергии в границах системы теплоснабжения			Владение тепловыми сетями в границах системы теплоснабжения		Размер собственного капитала, тыс. руб.	Ранг
	Название, адрес	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Емкость сетей, $м^3$	Основание владения		
КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2", 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Шоссейная д. 1	Котельная КГКУЗ "ККТБ №2", 663610, Красноярский край, г. Канск, ул. Шоссейная д. 1	0,61	Право хозяйствен-ного ведения	6,6	Право хозяйствен-ного ведения	10	1

* Рабочая тепловая мощность - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы

Оценка претендентов на статус ЕТО по критерию надежности теплоснабжения

В соответствии с Правилами, третьим критерием определения ЕТО является способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения.

ОАО "Канская ТЭЦ" располагает оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом и техническими средствами и самостоятельно выполняет наладку, мониторинг, диспетчеризацию, переключения и оперативное управление источником тепловой энергии – Канской ТЭЦ. Показатели надежности находятся в пределах нормы.

ООО «Канские тепловые сети» располагает оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом и техническими средствами и самостоятельно выполняет наладку, мониторинг, диспетчеризацию, переключения и оперативное управление тепловыми сетями в пределах системы теплоснабжения Канской ТЭЦ. Расчетные показатели надежности ниже нормы.

МУП «Канский Электросетьсбыс» не выполняет наладку, мониторинг, диспетчеризацию, переключения и оперативное управление тепловыми сетями. Обслуживание тепловых сетей производится ОАО «Гортепло». Показатели надежности находятся в пределах нормы, на высоком уровне.

ООО «Тепло-Сбыт-Сервис» располагает оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом и техническими средствами и самостоятельно выполняет наладку, мониторинг, диспетчеризацию, переключения и оперативное управление ТЭЦ и тепловыми сетями в пределах системы теплоснабжения. Расчетные показатели надежности в пределах нормы

ОАО «Гортепло» располагает оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом и техническими средствами и самостоятельно выполняет наладку, мониторинг, диспетчеризацию, переключения и

оперативное управление тепловыми сетями в пределах систем теплоснабжения Канской ТЭЦ и 13 собственных котельных. Показатели надежности находятся в пределах нормы, на высоком уровне.

ОАО "Красноярскнефтепродукт", филиал Восточный располагает располагает оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом и техническими средствами и самостоятельно выполняет наладку, мониторинг, диспетчеризацию, переключения и оперативное управление источником тепловой энергии – котельной на территории базы филиала Восточный ОАО "Красноярскнефтепродукт".

При этом ОАО "Красноярскнефтепродукт" не располагает техническими возможностями и квалифицированным персоналом для обслуживания бесхозяйных тепловых сетей, соединенных с тепловыми сетями, принадлежащими ему на праве собственности, и находящихся в границах системы теплоснабжения котельной. Тепловые сети работают в аварийном режиме со сверхнормативной подпиткой.

КГБУСО "Канский психоневрологический интернат" не располагает техническими возможностями и квалифицированным персоналом для обслуживания тепловых сетей. Обслуживание тепловых сетей производится ОАО «Гортепло». Показатели надежности находятся в пределах нормы.

Филиал ОАО "РЭУ" "Иркутский" располагает оперативным и ремонтным персоналом и техническими средствами и самостоятельно выполняет наладку, мониторинг, диспетчеризацию, переключения и оперативное управление котельной и тепловыми сетями в пределах системы теплоснабжения. Показатели надежности находятся в пределах нормы.

КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2" не располагает техническими возможностями и квалифицированным персоналом для обслуживания тепловых сетей. Показатели надежности находятся в пределах нормы.

Рекомендации по выбору ЕТО в границах систем теплоснабжения города Канска.

Сравнительный анализ претендентов на статус ЕТО в границах систем теплоснабжения по трем критериям позволяет рекомендовать к утверждению в качестве ЕТО следующие организации:

Рекомендуемые единые теплоснабжающие организации

Таблица 11.20

Система теплоснабжения	Рекомендуемый претендент на статус ЕТО
Система Канской ТЭЦ	ОАО "Канская ТЭЦ"
Система ТЭЦ ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"	ООО "Тепло-Сбыт-Сервис"
Система котельной №1 «пос. Строителей» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №3 «ПТУ» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №4 «Березка» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №5 «Даурия» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №7 «Мелькомбинат» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №8 «ЛДК» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №9 «Школа» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №10 «Де-Корт» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №11 «Альчет» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №12 «Ново-Канская» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №13 «5 военный городок» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №15 «ДСУ-5» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной №16 «ЛТЦ-34» ОАО «Гортепло»	ОАО «Гортепло»
Система котельной филиала «Восточный» ОАО «Красноярскнефтепродукт»	ОАО «Красноярскнефтепродукт»
Система котельной КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"	КГБУСО "Канский психоневрологический интернат"
Система котельной 4 военного городка ОАО "РЭУ" "Иркутский"	ОАО "РЭУ" "Иркутский"
Система котельной КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"	КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2"

Границы зон деятельности единых теплоснабжающих организаций, предлагаемые проектом Схемы теплоснабжения, отражены в Приложении 1.

Изменение границ зон деятельности единых теплоснабжающих организаций на период до 2028 года

В соответствии с Проектом схемы теплоснабжения города Канска, в течение 2013 – 2015 гг. планируются изменения границ зон деятельности теплоснабжающих организаций, связанные с:

- подключением к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок и тепловых сетей, и их отключением от другой системы теплоснабжения;
- технологическим объединением систем теплоснабжения.

Выполнение предложений по строительству, реконструкции и капитальному ремонту тепловых сетей и сооружений на них, разработанных в Схеме теплоснабжения, ведет:

- к утрате статуса ЕТО ОАО "Красноярскнефтепродукт" и КГКУЗ "Красноярская краевая туберкулезная больница №2" с расширением границ системы теплоснабжения котельной № 3 «ПТУ» ОАО «Гортепло» и соответствующим изменением зоны деятельности ЕТО в системе теплоснабжения;
- к утрате статуса ЕТО КГБУСО "Канский психоневрологический интернат" с расширением границ системы теплоснабжения Канской ТЭЦ и соответствующим изменением зоны деятельности ЕТО в системе теплоснабжения;
- к изменению границ систем теплоснабжения котельной № 7 ОАО «Гортепло» и котельной филиала ОАО "РЭУ" "Иркутский".

Изменения границ зон деятельности ЕТО и лишение статуса ЕТО должны проводиться в строгом соответствии с Правилами [2], и подлежат внесению в Схему теплоснабжения при ее актуализации.

Запланированное в Схеме теплоснабжения изменение границ зон деятельности ЕТО отражено в Приложении 1.

Список литературы

1. Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
2. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
3. Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки, утвержденные постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154;
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденные приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 г. № 565/667;
5. Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденные постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808;
6. Федеральный закон от 30.12.2004 г. № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса»;
7. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»;
8. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»
9. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (ПБ 10-574-03), утвержденные постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 г. № 88;
10. ПТЭ электрических станций и сетей (РД 153-34.0-20.501-2003);
11. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю "Тепловые потери", утвержденные приказом Минэнерго России от от 30.06.2003 г. № 278;
12. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю "Потери сетевой воды", утвержденные приказом Минэнерго России от от 30.06.2003 г. № 278;
13. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю "Удельный расход сетевой воды", утвержденные приказом Минэнерго России от от 30.06.2003 г. № 278;

14. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям "Разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах" и "Удельный расход электроэнергии", утвержденные приказом Минэнерго России от от 30.06.2003 г. № 278;
15. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий (издание 4-е);
16. Инструкция по продлению срока безопасной эксплуатации паровых котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа включительно и водогрейных котлов с температурой воды выше 115 °С (СО 153-34.17.469-2003), утвержденная приказом Минэнерго России от 24.06.2003 г. № 254;
17. РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы»;
18. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;
19. МДС 81-33.2004 «Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве»;
20. Градостроительный кодекс Российской Федерации.