

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

## 1.1. Функциональная структура теплоснабжения

В городе Белокуриха единственным владельцем источника тепловой энергии, являющимся одновременно владельцем тепловой сети, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии, является ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха».

В составе Центральной котельной и котельной Хоззоны.

Газопоршневая ТЭС предназначенная для выработки тепловой и электрической энергии принадлежит ЗАО «Инновация».

Согласно функциональной схеме теплоснабжения теплоноситель от Центральной котельной, котельной Хоззоны и ГП ТЭС поступает в тепловую камеру, расположенную между этими объектами и далее по тепловой сети города, принадлежащей ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» распределяется потребителям.

Договор на поставку тепла между ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» и ЗАО «Инновация» отсутствует.

## 1.2. Источники тепловой энергии

### 1.2.1. Структура основного оборудования источников тепловой энергии. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования.

Центральная котельная

Базовым источником тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения является центральная водогрейная котельная ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха».

Установленная мощность котельной 100 Гкал /ч.

Установленное оборудование котельной: 4 водогрейных котла:

- 2 котла КВ-ГМ-35-150, оборудованных универсальными горелками SAACKE SWG -350, работающих на природном газе и дизельном топливе;
- 2 котла КВТС-20-150ПВ с топками слоевого сжигания твердого топлива с пневмомеханическими забрасывателями.

Вид топлива: основное - природный газ,

резервное – дизельное топливо.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			13

На котельные для подготовки воды для подпитки тепловых сетей используются комплексонаты.

Водогрейный котел КВ-ГМ-35-150 с параметрами:

- Расход воды через котел:  $G_k=390$  т/ч;
- Температура теплоносителя на входе в котел:  $t_2=45^\circ\text{C}$ ;
- Температура теплоносителя на выходе из котла:  $t_1=96^\circ\text{C}$ ;
- Температура после смешения воды из котла и воды, идущей по обводной линии котла:  $t_{1CM}=61^\circ\text{C}$ .

В котельной установлены сетевые насосные агрегаты NPG 300/500-315/4 в количестве 4 шт., с электродвигателями 315 кВт каждый. Электродвигатели сетевых насосов оборудованы частотно-регулируемым приводом.

Давление во всасывающем коллекторе  $P_1=0,353$  МПа;

Давление на нагнетании сетевых насосов  $P_2=1,255$  МПа.

Таким образом, напор, развиваемый насосами при расходе 1264 т/ч (среднесуточная величина), составляет 0,902 МПа, что соответствует рабочей зоне напорно-расходной характеристике насосного агрегата.

Котельная Хоззоны

Установленная мощность котельной 20 Гкал /ч.

Установленное оборудование котельной: 2 водогрейных котла:

- 2 угольных котла КЕ-10-14;

Вид топлива: основное - уголь,  
резервное – нет.

На котельные для подготовки воды для подпитки тепловых сетей используются комплексонаты.

Водогрейный котел КЕ-10-14 с параметрами:

- Температура теплоносителя на входе в котел:  $t_2=45^\circ\text{C}$ ;
- Температура теплоносителя на выходе из котла:  $t_1=96^\circ\text{C}$ ;
- Температура после смешения воды из котла и воды, идущей по обводной линии котла:  $t_{1CM}=61^\circ\text{C}$ .

В котельной установлены сетевые насосные агрегаты Д320-50 в количестве 3 шт., с электродвигателями 315 кВт каждый.

Электродвигатели сетевых насосов оборудованы частотно-регулируемым приводом.

Газопоршневая ТЭС

В машинном зале ТЭС установлены восемь газопоршневых электрогенераторных установок типа G3520C HV CATERPILLAR производства

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			12-22-00-СТ.2						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				14

США единичной электрической мощностью по 2 МВт с комплектом вспомогательного оборудования, систем контроля и управления.

Единичная мощность электрогенераторов в 2 МВт позволяет осуществлять гибкое регулирование электрической мощности ТЭС, поддерживая загрузку каждого из них в наиболее оптимальной режиме.

Каждая установка состоит из газопоршневого двигателя типа G3520C CATERPILLAR, генератора типа SR4BHV KATO, блока вспомогательного оборудования, смонтированного на общей раме, и утилизатора тепла выхлопных газов производства фирмы FRERK.

Основные характеристики двигателя CATERPILLAR G3520C приведены в таблице 1.2.1.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					12-22-00-СТ.2		Лист
									15
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Таблица 1.2.1.1. Основные характеристики двигателя CATERPILLAR G3520C

Производитель	Caterpillar, США
Тип двигателя	G3520C
Назначение	сжигание природного газа и привод вала генератора
Расположение цилиндров	V - образное
Количество цилиндров	20
Число тактов	4
Диаметр поршня, мм	170
Ход поршня, мм	190
Объем цилиндров рабочий, л	86
Аспирация	с турбонаддувом
Степень сжатия	11,3:1
Скорость хода поршня, м/с	9.5
Номинальная мощность, кВт	2070
Число оборотов в минуту	1500
Тип топлива	природный газ
Теплотворная способность, МДж/м <sup>3</sup>	35,6
Давление природного газа перед двигателем, кПа	3,4 – 34,5
Смазочное масло	Cat NGEO SAE 40
Удельный расход масла, г/кВт*час	0,18
Время запуска из холодного состояния, мин	3-5
Время набора и сброса нагрузки	10% мощности за 10 с
Диапазон температур в машзале, °С	0 - +45
Температура уходящих газов, °С	469
Содержание NOx в уходящих газах, мг/нм <sup>3</sup>	250
Ресурс до капремонта, час	60 000
Масса (с генератором), кг	24 300

Забор воздуха в двигатель предусматривается из машзала через одноступенчатый воздухоочиститель.

В качестве электрогенератора использован генератор переменного тока КАТО. Характеристики электрогенератора приведены в таблице 1.2.1.2.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

12-22-00-СТ.2

Лист

16

Таблица 1.2.1.2. Характеристики электрогенератора переменного тока КАТО.

Применение	Выработка электроэнергии
Тип	SR4BHV
Номинальная мощность, кВА	2500
Напряжение, В	10500
Частота, Гц	50
Число оборотов в минуту	1500
Конструкция	бесщеточный
Изоляция	По классу Н
Регулятор напряжения	DVR15 (Контроль по 3-м фазам с регулировкой Вольт/Герц)
Регулировка напряжения	Регулировка для компенсации снижения скорости двигателя и линейных потерь. Регулировка для параллельной работы с другими генераторными установками
Диапазон подстройки напряжения	+/- 5%
Возбуждение	Самовозбуждение с подвозбудителем на постоянных магнитах
Трансформаторы тока	4 трансформатора тока 200:5
Защита от коррозии	Подогреватель обмоток, 230 В, 5 кВт
Охлаждение	Вентилятор на валу
Охлаждающая среда	Воздух
Корпус	Защита по IP22

Генерация электроэнергии может осуществляться неограниченное время при допустимой нагрузке.

Наиболее оптимальный режим загрузки генераторной установки находится в диапазоне от 60% до 80% от номинальной мощности, что составляет 1200 кВт - 1600 кВт.

Нежелательный режим работы генераторной установки – загрузка менее 50% от установленной мощности в течение 1 часа и более.

Вспомогательное оборудование и система утилизации тепла.

Сведения о теплоустановках ГП ТЭС приведены в таблице 1.2.1.3.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							17

Таблице 1.2.1.3. Теплоустановки ГП ТЭС

№	Серийный номер ГПА. Тип: G3520C	Серийный номер теплообменника охлаждения рубашки ГПА. Тип: M10-BFM	Серийный номер котла- утилизатора выхлопных газов. Тип: N-25-750/4000-1H	Серийный номер общестанционного теплообменника. Тип: MX25-MFG
1	CZN00576	30106-06521	07180200-1	30106-12950
2	CZN00578	30106-06524	07180200-7	
3	CZN00577	30106-06523	07180200-6	
4	CZN00552	30106-06525	07180200-2	
5	CZN00553	30106-06522	07180200-4	
6	CZN00572	30106-06526	07180200-3	
7	CZN00569	30106-06520	07180200-8	
8	CZN00563	30106-06519	07180200-5	

На ТЭС предусмотрена глубокая утилизация отходящих тепловых потоков газового двигателя, позволяющая использовать теплоту охладителей 1 ступени турбонаддува, маслоохладителя, «рубашки» охлаждения двигателя и выхлопных газов общей тепловой мощностью 2356 кВт.

Тепловой схемой ТЭС предусматривается четыре независимых контура циркуляции теплоносителей.

Контур охлаждения «рубашки» двигателя, маслоохладителя и охладителя 1 ступени наддува.

Предназначен для теплоотвода от работающего газопоршневого двигателя и поддержания его оптимального температурного режима в пределах 90–98 °С. В качестве теплоносителя используется 50% водный раствор этиленгликоля (антифриз), соответствующий техническим требованиям CATERPILLAR.

Циркуляцию в «рубашке» двигателя обеспечивает насос TP100-410/4 GRUNDFOS (поз. 5) с расходом 130 м³/ч и напором 0,36 МПа. Статическое давление в контуре составляет 0,12 МПа.

Автоматическое регулирование температурного режима двигателя осуществляется трехходовым клапаном с электроприводом, перераспределяющим тепловой поток или в контур утилизации тепла или в контур внешних охладителей (воздушных радиаторов).

Для передачи в контур утилизации тепла, отводимого от «рубашки» двигателя (594 кВт), от маслоохладителя (129 кВт), от охладителя 1 ступени наддува (319 кВт), устанавливается пластинчатый теплообменник M10-BFM ALFA-LAVAL тепловой мощностью 1042 кВт.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							18

Емкость контура охлаждения «рубашки» двигателя, маслоохладителя и охладителя 1 ступени наддува составляет 350 л. Для компенсации объема антифриза при изменении температурного режима двигателя и поддержания необходимого давления предусмотрена установка мембранного расширительного бака объемом 200 л. Емкость бака определена с учетом емкости контура внешних охладителей.

Контур утилизации тепла.

Предназначен для утилизации тепла выхлопных газов и тепла, отводимого от контура охлаждения «рубашки» двигателя, с последующей передачей тепла в контур сетевой воды.

Теплоносителем является антифриз.

Циркуляцию в контуре утилизации обеспечивает насос TP100-370/4 GRUNDFOS с расходом 115 м<sup>3</sup>/ч и напором 0,36 МПа.

Температурный режим контура утилизации составляет 80 – 100 °С.

В теплообменнике теплоноситель нагревается от 80 до 88,8 °С теплом от «рубашки» двигателя.

Для использования тепла выхлопных газов на каждый агрегат установлен утилизатор - жаротрубный теплообменник типа N-25-750/4000-1H-1XX-ZS FRERK до 120 °С, догревая теплоноситель после теплообменника контура утилизации от 88,8 °С до 100 °С. С уменьшением нагрузки двигателя на 50% температура его выхлопных газов может повыситься до 522 °С.

Давление в контуре утилизации составляет 0,5 МПа, что определяется техническими требованиями на жаротрубный теплообменник (0,4 – 0,6 МПа).

Контур утилизации тепла каждой газопоршневой электрогенерирующей установки (единичной тепловой мощностью 2356 кВт) через общестанционные коллектора подключаются к теплообменнику сетевой воды MX25-MFG ALFA-LAVAL. Теплообменник рассчитан на передачу суммарной тепловой мощности 18850 кВт.

Заполнение технологических контуров с этиленгликолем осуществляется подпиточными насосами, установленными на складе масла и антифриза. Эти же насосы автоматически поддерживают необходимое давление в контуре утилизации на уровне 0,5 МПа в период эксплуатации в случае аварийных протечек.

Общая емкость контура утилизации тепла составляет 14 000 л. Для компенсации объема антифриза при изменении температурного режима и поддержания необходимого давления с каждым утилизатором

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

предусматривается установка мембранного расширительного бака емкостью по 525 л.

Контур сетевой воды.

Предназначен для передачи тепла от ТЭС в тепловые сети ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха».

Теплоносителем является вода.

Расчетный расход воды через сетевой теплообменник составляет 829,7 м<sup>3</sup>/ч с температурным графиком 90-70 °С.

Сетевой теплообменник устанавливается в машзале станции один, без резерва, резервирование тепловой мощности обеспечивается теплоисточниками центральной водогрейной котельной ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха», к сетям которой подключается проектируемая ТЭС.

В машзале установлен прибор коммерческого учета тепла, выдаваемого от ТЭС в городские теплосети. На подводе сетевой воды к теплообменнику установлен инерционный грязевик с сетчатым фильтром.

Схема подключения ТЭС к тепловым сетям ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» (см. приложение).

Схема выдачи тепловой мощности от ТЭС предусматривает нагрев обратной сетевой воды до водогрейных котлов центральной котельной, что обеспечит независимую работу котельной автоматики.

Общий расход сетевой воды на водогрейную котельную согласно ТЗ ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» составляет 1600 – 1800 м<sup>3</sup>/ч (в перспективе до 2000 м<sup>3</sup>/ч) в отопительный период и 600 – 700 м<sup>3</sup>/ч на нужды ГВС в летний период, статическое давление на обратном трубопроводе до сетевых насосов составляет 0,32 МПа.

Для обеспечения циркуляции в городских тепловых сетях ООО МП «Теплоэнергетик» устанавливает в водогрейной котельной четыре сетевых насоса типа NPG 300-500-315/4 WILO (два – рабочих, два – резервных). Насосы имеют рабочие характеристики: Q=1000 м<sup>3</sup>/ч, H=0,8 МПа и оснащены частотно-регулируемыми приводами.

Для циркуляции в контуре сетевой воды ТЭС выделяется один из рабочих сетевых насосов, отключаемый от общекотельного напорного коллектора и подключаемый к контуру ТЭС, с возвратом нагретой воды в коллектор перед водогрейными котлами. Подключение к другому сетевому насосу выполнено для возможного резерва.

Насос, работающий на сетевой контур ТЭС, выдает Q=830 м<sup>3</sup>/ч, H=0,9 МПа. Гидравлическое сопротивление участка тепловых сетей от котельной до ТЭС и обратно, включая сетевой теплообменник, составляет 0,15 МПа, таким

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			12-22-00-СТ.2						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				20



образом давление в коллекторе перед котлами составит:  $0,32 + 0,9 - 0,15 = 1,07$  МПа.

Соответственно, второй рабочий сетевой насос, работающий непосредственно на водогрейные котлы, обеспечивает напор не более 0,75 МПа при расходе  $800 - 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Совмещение гидравлического режима параллельно работающих сетевых насосов обеспечено частотным регулированием.

Давление в сети после водогрейных котлов составит  $1,07 - 0,25 = 0,82$  МПа.

Для возможности покрытия нагрузок ГВС в летний период только мощностями ТЭС, в схеме котельной предусматривается обводная линия водогрейных котлов.

Данная схема подключения ТЭС к тепловым сетям ЗАО «Теплоцентраль Белокуриха» согласована с ООО МП «Теплоэнергетик» (см. приложение Н).

Подпитка тепловых сетей осуществляется соответствующим оборудованием, установленным в центральной водогрейной котельной.

Контур внешних охладителей.

Предназначен для теплоотвода от двигателя в период, не требующий утилизации тепла.

Теплоносителем является антифриз.

Для обеспечения оптимального теплового режима двигателя ( $90-98 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ), предусматривается сброс тепла в атмосферу от «рубашки» двигателя, маслоохладителя и охладителя 1 ступени турбонаддува через высокотемпературный контур внешнего охладителя (воздушного радиатора) DKG185-6D SEARLE тепловой мощностью 1042 кВт. Высокотемпературный контур охладителя рассчитан с 10% запасом по мощности рассеивания тепла (до 1147 кВт).

Циркуляцию в высокотемпературном контуре внешних охладителей обеспечивает общий с «рубашкой» охлаждения двигателя насос TP100-410/4 GRUNDFOS, давление среды одинаковое – 0,12 МПа, расширительный мембранный бак общий. Переключение контуров осуществляется трехходовым клапаном.

Отвод тепла от доохладителей второй ступени турбонаддува осуществляется через низкотемпературный контур воздушного радиатора DKG185-6D SEARLE мощностью 164 кВт. Теплоносителем является антифриз. Низкотемпературный контур охладителя рассчитан с 10% запасом по мощности рассеивания тепла (до 181 кВт).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			12-22-00-СТ.2						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				21

Для циркуляции антифриза в указанном контуре устанавливается насос TP80-270/4 GRUNDFOS производительностью 50 м³/ч и напором 0,25 МПа. Статическое давление в контуре – 0,12 МПа. Емкость контура составляет 84 л. Для компенсации объема антифриза предусмотрена установка мембранного расширительного бака объемом 40 л.

Тепло от доохладителей второй ступени не утилизируется ввиду низкопотенциальной температуры теплового агента (58 - 54°C).

### 1.2.2. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Тепловая мощность города Белокуриха ограничена установленной мощностью источников теплоснабжения. Параметры установленных и располагаемых тепловых мощностей приведены в таблице 1.2.2.1.

Таблица 1.2.2.1. Характеристика существующих источников теплоснабжения

Наименование населенного пункта	Наимено- вание системы теплоснаб- жения	Наименование источника теплоснабжения		Установленная тепловая мощность источника		Располагаемая тепловая мощность источника	
				в горячей воде, МВт	в паре, т/ч	в горячей воде, МВт	в паре, т/ч
г. Белокуриха	Открытая система теплоснабжен ия ЗАО «Тепло- центрально Белоку-риха»	Две котельные ЗАО «Теплоцен- траль Белокуриха»	Центральная котельная	116,3	нет	116,3	нет
			Котельная хоз. зоны	23,26	нет	23,26	нет
		ЗАО «Инновация»	Газопоршне- вая ТЭС	18,84	нет	18,84	нет
Всего по населенному пункту				158,4		158,4	
Всего по ЭСО				158,4		158,4	

### 1.2.3. Объем потребления тепловой энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Количество потребляемой тепловой энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто приведены в таблице 1.2.3.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			12-22-00-СТ.2						
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

**Таблица 1.2.3.1. Потребляемая тепловая энергия и теплоноситель на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Наименование		Тепловая мощность		Расход теплоносителя		Параметры тепловой мощности Нетто	
		Гкал/ч	Гкал/г	м³/ч	м³/г	Гкал/ч	Гкал/г
Центральная котельная	Собственные нужды	1,889	3026,27	0,379	1255,2	53,02	138278,29
	Хознужды	0,104	15,00	0,037	760,8		
Котельная Хоззоны	Собственные нужды	0,131	327,17	0,274	176,1	2,064	3699,00
	Хознужды	-	-	-	-		
ГП ТЭС	Собственные нужды	-	-	-	-	14,0	112225
	Хознужды	-	-	-	-		

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

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса приведены в таблице 1.2.4.1

**Таблица 1.2.4.1**

Наименование	Кол-во, шт	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации	Остаточный ресурс	Год достижения паркового ресурса основного оборудования
<b>Центральная котельная</b>					
КВ-ГМ-35-150	2 шт	2007	Данных нет	Данных нет	Данных нет
КВТС-20-50ПВ	2 шт	1997	Данных нет	Данных нет	Данных нет
<b>Котельная хоззоны</b>					
КЕ 10-14	2 шт	1987	Данных нет	Данных нет	2011
<b>ГП ТЭС</b>					
ГПА G3520C	8 шт	Не введена	0 ч	96000 ч	-
N-25-750/4000-1Н	8 шт	Не введена	0 ч	96000 ч	-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

**1.2.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)**

Принципиальная схема Центральной котельной, Котельной хоззоны и ГП ТЭС приведены в приложении.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Утвержденный эксплуатационный температурный график отпуска на источника тепловой энергии 105/70°C со спрямлением для горячего водоснабжения (ГВС) 60 °С.

Сопоставление расчетного температурного графика и фактических температур сетевой воды на выходе Центральной котельной (по данным приборов учета котельной) представлено на рисунке 1.2.6.1

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист
										24
			Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		

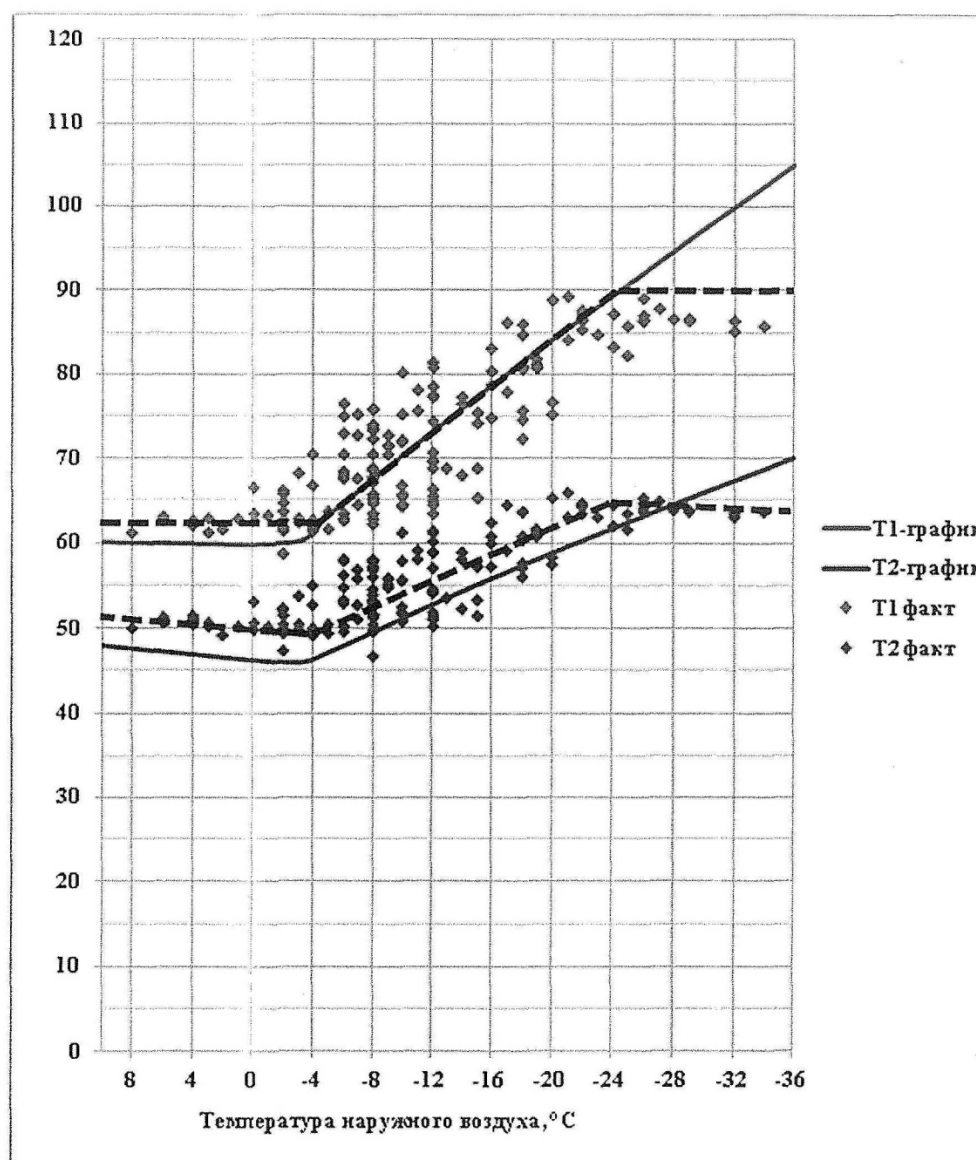


Рис. 1.2.6.1. Сопоставление утвержденного графика отпуска тепловой энергии с фактическими температурами на выводе котельной.

На рис. 1.2.6.1. отображены:

сплошными линиями – температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе в соответствии с расчетными температурным графиком 105/70 °C; точечными маркерами - фактические значения температур согласно данным приборов учета на котельной за период с 11.11.2011г. по 11.04.2012.;

пунктирными линиями – аппроксимирующие линии фактических температур (согласно полученным линиям тренда) в подающих и обратных трубопроводах на выводе Центральной котельной во внешнюю тепловую сеть.

График температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха приведен в таблице 1.2.6.1

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

12-22-00-СТ.2

Лист

25

Таблица 1.2.6.1. График температуры теплоносителя

Температура наружного воздуха $t_{нв}, ^\circ\text{C}$	Центральная котельная				ГП ТЭС		
	Расчетный температурны й график, $^\circ\text{C}$		Фактический температуры теплоносителя, $^\circ\text{C}$		Температура сетевой воды, $^\circ\text{C}$		
	Под $t^p_1$	Обр $t^p_1$	Под $t^p_1$	Обр $t^p_1$	В подаю- щей магис- трали	В подающем трубопроводе в системе отопления	В обратном трубопроводе
10	60,0	48,0	62,5	51,0			
8					65,0	55,0	33,5
-2,7	60,0	46,0	62,5	49,5	65,0	55,0	40,2
-5,0	63,2	47,2	62,5	51,0	65,0	60,5	47,2
-10	70,3	51,2	70,5	54,0	67,5	67,5	51,2
-15	77,3	55,1	77,5	57,7	74,7	74,7	55,1
-20	84,1	58,8	84,5	62,0	81,8	81,8	58,8
-25	90,7	62,4	90,0	64,8	88,8	88,8	62,4
-30	97,3	65,9	90,0	64,0	90,0	90,0	65,9
-35	103,7	69,3	90,0	63,7	90,0	90,0	68,8
-36	105,0	70,0	90,0	63,5	90,0	90,0	69,4

Обоснование:

1) Основное требование нормативно-руководящих документов, предъявляемое к значению температуры сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе с источника тепловой энергии при качественном регулировании отпуска тепловой энергии выполняется практически во всём диапазоне температур наружного воздуха.

Однако, наблюдается срезка температурного графика при температурах наружного воздуха  $t_{нв} < -24 ^\circ\text{C}$  на уровне  $90 ^\circ\text{C}$ , что вызвано в первую очередь тем обстоятельством, что при открытой системе горячего водоснабжения отсутствует перевод горячего водоразбора с подающего на обратный трубопровод выше указанной величины.

Данное обстоятельство возможно устранить при переводе системы горячего водоснабжения на закрытую схему (установка ИТП) либо при установке автоматических трёхходовых клапанов на местные системы горячего водоснабжения.

Следует отметить, что длительность стояния температур наружного воздуха ниже  $-24 ^\circ\text{C}$  в г. Белокуриха, что соответствует при температурном графике  $105/70 ^\circ\text{C}$  температуре сетевой воды в подающем трубопроводе  $90 ^\circ\text{C}$  и выше, по факту на отопительный период 2011/2012 г.г. составляет 312ч в течение

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							26

всего отопительного периода ( ~ 6% от продолжительности всего отопительного периода).

Кроме того, число часов стояния температуры наружного воздуха ниже - 24°С обычно распределено несколькими периодами в течение всего отопительного сезона.

Однако, принимая во внимание кратковременность таких периодов и теплоаккумулирующую способность зданий указанное обстоятельство (вынужденная срезка температурного графика) является наиболее предпочтительным и для теплоснабжающей организации, и для потребителей тепловой энергии.

2) Фактическая температура обратной сетевой воды на входе в котельную в интервале температур наружного воздуха выше - 24°С характеризуется повышенными значениями по сравнению с температурным графиком отпуска тепловой энергии в среднем на 3°С.

3) Перепад температур в подающих и обратных трубопроводах , а именно этот показатель(наряду с удельным расходом сетевой воды на присоединённую тепловую нагрузку) характеризует качество потребления тепловой энергии, занижен по сравнению с требуемыми значениями по расчётному температурному графику в среднем на 15%.

Данный факт свидетельствует о гидравлической разрегулировке системы центрального теплоснабжения г. Белокуриха от центральной котельной и характеризует технический уровень эксплуатации и выдерживания режимов работы тепловых сетей со стороны теплоснабжающей организации.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2				27

### 1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования

Состав работающего оборудования режима функционирования приведен в таблице 1.2.7.1.

Таблица 1.2.7.1. Режим функционирования работающего оборудования.

Сезон года	Центральная котельная	Котельная хоззоны	ГП ТЭС
Лето	Котел КВТС-20- 1 шт Сетевой насос NPG 300/500-315/4- 1 шт. или Котел КВГМ-35- 1 шт Сетевой насос NPG 300/500-315/4- 1 шт.	Не работает	Не работает
Весна. Осень	Котел КВТС-20- 2 шт Сетевой насос NPG 300/500-315/4- 2 шт. или Котел КВГМ-35- 1 шт Сетевой насос NPG 300/500-315/4- 2 шт.	Котел КЕ–10/14– 1 шт. Сетевой насос Д320 – 50 – 1 шт.	Не работает
Зима	Котел КВТС-20- 2 шт Котел КВГМ-35 – 1шт. Сетевой насос NPG 300/500-315/4- 2 шт. или Котел КВГМ-35- 2 шт, Котел КВТС-20 – 1 шт. Сетевой насос NPG 300/500-315/4- 2 шт.	Котел КЕ–10/14– 1 шт. Сетевой насос Д320 – 50 – 1 шт.	Не работает

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



### 1.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепла производится приборами, указанными в таблице 1.2.8.1.

Таблица 1.2.8.1. Приборы учета тепла

№ п/п	Наименование	Тип	Кол-во, шт
Центральная котельная			
1	Тепловычислитель ~220В	СПТ-961	1
2	Преобразователь расхода	US 800	2
3	Преобразователь давления	Метран 55	2
4	Преобразователь давления	ОВЕН ПД-100	1
5	Водосчетчик	ВМХ-150	1
6	Комплект термопреобразователей сопротивления платиновых технических разностных	КТПТР-01	2 к-т
7	Термопреобразователь сопротивления	ДТС	2
ГП ТЭС			
1	Комплект термопреобразователей сопротивления платиновых технических разностных	КТПТР-01-1-100П-250	1 к-т
2	Преобразователь избыточного давления	КРТ 9-00-И-С2-МС-М20-2,5-0,5-2ТЗ	2
3	Электромагнитный расходомер-счетчик	«Взлет ЭР» исп. ЭРСВ-520Ф	2
4	Тепловычислитель ~220В	СПТ-961	1

### 1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Удельная аварийность магистральных тепловых сетей на 2011 г. составила 0,01 ед/км.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист 29

### 1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписаний надзорных органов не предоставлено.

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

#### 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

На балансе ЗАО «Теплоцентраль Белокуриха» находятся магистральные и распределительные (квартальные) тепловые сети, протяженность 14,9 км.

Центральная котельная имеет один тепловой вывод Ду 500 мм. Теплоснабжение потребителей осуществляется по четырем тепломагистралям («веткам»). Разделение на «ветки» является условным и характеризует зоны теплоснабжения основных ответвлений магистральных тепловых сетей:

– «Ветка №1»: ответвление Ду 500 от тепловой камеры «т.3» для обеспечения теплоснабжения курортной части города, а так же западной части города (западнее пер. Спортивный). На данном ответвлении находится две подкачивающих насосных станции ПНС-1 (ул. Славского) и ПНС-2 (ул. Алтайская);

– «Ветка №2»: ответвление Ду 250 от тепловой камеры «ТК-24» для теплоснабжения потребителей северной и восточной части города;

– «Ветка №3»: ответвление Ду 200 от тепловой камеры «ТК-22» для теплоснабжения центральной части города в границах ул. Партизанской и пер. Спортивный;

– «Ветка №4»: ответвление Ду 400 от тепловой камеры «ТК-24» для теплоснабжения центральной части города в границах ул. Партизанская и ул. Соболева.

Источники теплоснабжения ЗАО «Теплоцентраль Белокуриха» (Центральная котельная и котельная Хоззоны) и ЗАО «Инновация» (ГП ТЭС) имеют гидравлически выгодное территориальное местоположение, в плане близости к объектам теплоснабжения.

Магистральные и распределительные (квартальные) тепловые сети – двухтрубные, радиальные (тупиковые), резервирование тепловых сетей путем «кольцевания» - отсутствует.

Максимальная разность геодезических отметок составляет 57 м.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			30

### 1.3.2. Электронные и бумажные карты тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схема теплоцентрали г. Белокуриха имеется. См. приложение.

### 1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки

Параметры тепловых сетей характеризуются утвержденным эксплуатационным температурным графиком отпуска от источника тепловой энергии 105/70 °С со спрямлением для горячего водоснабжения (ГВС) 60 °С.

Схема присоединения к местных отопительно-вентиляционных систем – непосредственная. Горячее водоснабжение потребителей осуществляется по открытой схеме.

Непосредственная схема подключения систем

Год ввода сетей теплоснабжения в эксплуатацию 1977.

Прокладка трубопроводов тепловой сети, в основном, бесканальная и в непроходных каналах, под проезжей частью улиц - в «футлярах» или каналах из сборных железобетонных элементов; на отдельных участках – надземная на низких опорах.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет «П»-образных компенсаторов, а так же углов поворота теплотрассы.

В качестве основного изоляционного слоя для трубопроводов тепловых сетей, в основном, использована минеральная вата. В качестве покровного слоя, как при подземной прокладке, так и надземной, в основном, используется лакостеклоткань, а так же алюминиевые листы, оцинкованное железо, рубероид.

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

В тепловых камерах имеются запорная арматура и байпасные линии. Некоторые из байпасных линий оборудованы дроссельными шайбами.

На ответвлениях к потребителю установлена запорная арматура. Типоразмер секционирующей и регулирующей арматуры определяется диаметрами подводящих и отводящих трубопроводов от 500 до 25 мм.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2				31

### 1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры выполнены подземными из железобетонных фундаментных блоков, перекрытыми железобетонными плитами. Трубопроводы на входах в камеры установлены на неподвижные опоры.

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

График отпуска тепловой энергии приведен на рис. 1.2.6.1.

Срезка температурного графика при температурах наружного воздуха  $t_{нв} < -24^{\circ}\text{C}$  на уровне  $90^{\circ}\text{C}$  вызвана в первую очередь тем обстоятельством, что при открытой системе горячего водоснабжения отсутствует перевод горячего водоразбора с подающего на обратный трубопровод. Что не позволяет поднимать температуру в подающем трубопроводе выше указанной величины.

Принимая во внимание кратковременность периодов с отрицательными температурами ниже  $-24^{\circ}\text{C}$  и учитывая теплоаккумулирующую способность зданий вынужденная срезка температурного графика является наиболее предпочтительным и для теплоснабжающей организации, и для потребителей тепловой энергии.

Фактическая температура обратной сетевой воды на входе в котельную в интервале температур наружного воздуха выше  $-24^{\circ}\text{C}$  характеризуется повышенными значениями по сравнению с температурным графиком отпуска тепловой энергии в среднем на  $3^{\circ}\text{C}$ .

Перепад температур в подающих и обратных трубопроводах, а именно этот показатель (наряду с удельным расходом сетевой воды на присоединённую тепловую нагрузку) характеризует качество потребления тепловой энергии, занижен по сравнению с требуемыми значениями по расчётному температурному графику в среднем на 15%.

Данный факт свидетельствует о гидравлической разрегулировке системы центрального теплоснабжения г. Белокурой от центральной котельной и характеризует технический уровень эксплуатации и выдерживания режимов работы тепловых сетей со стороны теплоснабжающей организации.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2				32

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

Фактический гидравлический режим работы системы теплоснабжения получен на основании имеющихся сведений с приборов учета тепловой энергии и теплоносителя на Центральной котельной и тепловых пунктов ряда абонентов.

Сопоставление фактической разности температур с расчетными значениями сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на выводе Центральной котельной приведено в таблице 1.3.7.1.

Таблица 1.3.7.1. Сопоставление фактической разности температур с расчетными значениями сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на выводе Центральной котельной

Температура наружного воздуха $t_{нв}$ , °С	Расчетная разность температур, $t^p$ , °С	Фактическая разность температур, $\Delta t^ф$ , °С	Относительная разница температурных перепадов, %
10	12,0	11,5	4,2
-2,7	14,0	13,0	7,1
-5,0	16,0	11,5	28,1
-10	19,1	16,5	13,6
-15	22,2	19,8	10,8
-20	25,3	22,5	11,1
-25	28,3	25,2	11,0
-30	31,4	26,0	17,2
-35	34,4	26,3	23,5
-36	35,0	26,5	24,3

Среднесуточные параметры теплоносителя на 02.02.2012г. на выводе Центральной котельной:

- давление в прямом трубопроводе:  $P1TC=7,2$  кгс/см<sup>2</sup>;
- давление в обратном трубопроводе:  $P2TC=3,5$  кгс/см<sup>2</sup>;
- что определяет фактический располагаемый напор:  $H_{расп} = 37$  м;
- расход сетевой воды в подающем трубопроводе:  $G1TC=1\ 304$  т/ч;
- расход сетевой воды в обратном трубопроводе:  $G2TC=1\ 2012$  т/ч;
- температура теплоносителя в подающем трубопроводе:  $t1TC = 89,1$ °С;
- температура теплоносителя в обратном трубопроводе:  $t2TC = 65,3$ °С.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Центральной котельной:								
			<ul style="list-style-type: none"><li>- давление в прямом трубопроводе: P1TC=7,2 кгс/см2;</li><li>- давление в обратном трубопроводе: P2TC=3,5 кгс/см2;</li><li>- что определяет фактический располагаемый напор: Нрасп = 37 м;</li><li>- расход сетевой воды в подающем трубопроводе: G1TC=1 304 т/ч;</li><li>- расход сетевой воды в обратном трубопроводе: G2TC=1 2012 т/ч;</li><li>- температура теплоносителя в подающем трубопроводе: t1TC = 89,1°С;</li><li>- температура теплоносителя в обратном трубопроводе: t2TC = 65,3°С.</li></ul>								
									12-22-00-СТ.2		Лист
											33
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Исходя из анализа полученного фактического режима, можно констатировать, что основные проблемы, связанные с режимной разрегулировкой системы теплоснабжения, находятся в зоне покрытия тепловых нагрузок «ветки №1» - курортной зоны.

Сопоставление расчетного температурного графика и фактических температур сетевой воды на выводе Центральной котельной (по данным приборов учета котельной) представлено на рис. 2.3.

На рис. 2.3. отображены: сплошными линиями – температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе в соответствии с расчетными температурным графиком 105/70 °С; точечными маркерами - фактические значения температур согласно данным приборов учета на котельной за период с 11.11.2011г. по 11.04.2012.; пунктирными линиями – аппроксимирующие линии фактических температур (согласно полученным линиям тренда) в подающих и обратных трубопроводах на выводе Центральной котельной во внешнюю тепловую сеть.

В таблицу 2.1 сведены величины фактических температур (согласно полученным линиям тренда) в подающих и обратных трубопроводах на выводе Центральной котельной во внешнюю тепловую сеть.

### 1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический режим определяется характеристиками основных элементов системы теплоснабжения: водоподготовительная установка источника тепловой энергии с сетевыми насосами, тепловая сеть с установленными на ней насосными станциями и теплопотребляющие установки.

В процессе эксплуатации в действующей системе централизованного теплоснабжения (СЦТ) из-за изменения характера тепловой нагрузки, подключения новых (либо отключения) теплопотребителей, увеличивая шероховатости трубопроводов, изменения температурного графика отпуска тепловой энергии (ТЭ) с источника ТЭ происходит, как правило, неравномерная подача теплоты потребителям. В то время, как для одной группы потребителей происходит завышение расходов сетевой воды и сокращение пропускной способности трубопроводов, для другой группы происходит обратное – снижение расходов сетевой воды, и соответственно, снижение теплопотребления.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	В процессе эксплуатации в действующей системе централизованного теплоснабжения (СЦТ) из-за изменения характера тепловой нагрузки, подключения новых (либо отключения) теплопотребителей, увеличивая шероховатости трубопроводов, изменения температурного графика отпуска тепловой энергии (ТЭ) с источника ТЭ происходит, как правило, неравномерная подача теплоты потребителям. В то время, как для одной группы потребителей происходит завышение расходов сетевой воды и сокращение пропускной способности трубопроводов, для другой группы происходит обратное – снижение расходов сетевой воды, и соответственно, снижение теплопотребления.								
			12-22-00-СТ.2								
			Лист								
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	34					

В дополнение к этому, как правило, существуют проблемы в системах теплоснабжения. Такие как, разрегулированность режимов теплоснабжения, разукomплектованность тепловых узлов (самовольное удаление дроссельных шайб), самовольное нарушение потребителями схем присоединения (установленных проектами, техническими условиями и договорами). Указанные проблемы систем теплоснабжения проявляются, в первую очередь, в разрегулированности всей системы, характеризующейся, как было отмечено ранее, либо повышенными расходами теплоносителя, либо наоборот – заниженными.

Как следствие – недостаточные (из-за повышенных потерь давления) располагаемые напоры теплоносителя на вводах, что в свою очередь приводит к желанию абонентов обеспечить необходимый перепад посредством слива сетевой воды из обратных трубопроводов для создания хотя бы минимальной циркуляции в отопительных приборах (нарушения схем присоединения и т.п.), что приводит к дополнительному увеличению расхода и, следовательно, к дополнительным потерям напора, и к появлению новых абонентов с пониженными перепадами давления и т.д. Происходит «цепная реакция» в направлении тотальной разрегулировки системы.

Следует отметить, что увеличенный расход сетевой воды, ввиду ограниченного значения пропускной способности тепловых сетей, приводит к уменьшению необходимых для нормальной работы теплоснабжающего оборудования значений располагаемых напоров на вводах потребителей. Потери напора по тепловой сети определяется квадратичной зависимостью от расхода сетевой воды.

При увеличении фактического расхода сетевой воды в 2 раза относительно расчетного значения потери напора по тепловой сети увеличиваются в 4 раза, что может привести, а в системе централизованного теплоснабжения г. Белокуриха от Центральной котельной привело (особенно для «ветки №1» - курортная зона), к недопустимо малым располагаемым напорам на тепловых узлах и, следовательно, к недостаточному теплоснабжению этих потребителей.

Пьезометрические графики приведены в приложении.

### 1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей за последние 5 лет

Удельная аварийность магистральных тепловых сетей составляет 0,01 ед./км. Общая протяженность тепловых сетей составляет 19,45 км.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			12-22-00-СТ.2						
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	





Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя приведены в таблице 1.3.13.1.

Таблица 1.3.13.1. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя

Нормативы технологических потерь		Центральная котельная	Котельная хоззоны	ГП ТЭС
Через теплоизоляцию,	МВт/ч	2,318	0,125	0
	МВт/год	19468,9	1098,3	0
Утечки теплосети,	МВт/ч	0,195	0,011	0
	МВт/год	1916,8	1051	0
Всего	МВт/ч	2,513	0,136	0
	МВт/год	21385,7	47,3	0
Утечки теплосети,	м3/ч	3,796	-	0
	м3/год	31726,2	793,8	0

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

В теплоснабжающих организациях города приборы учета тепловой энергии установлены.

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 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

Присоединение потребителей к тепловой сети осуществляется по зависимой схеме, при которой горячая вода из тепловой сети непосредственно, т.е. без смешения, поступает в отопительную систему.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			12-22-00-СТ.2						
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

### **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**

30% потребителей снабжены приборами учета тепла. В перспективе 100% оснащение объектов городского хозяйства жилищного фонда и организации муниципальной бюджетной сферы приборами учёта и регулирования расхода энергоресурсов и воды.

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

Центральная котельная оснащена автоматизированной системой диспетчеризации MasterSCADA. Универсальные горелки SAACKE SWG – 350 для сжигания, как газа, так и дизельного топлива, установленные на газовых котлах КВГМ – 35 автоматически настроены на температуру наружного воздуха через тепловычислитель ВКТ 5.

### **1.3.19. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Бесхозяйных тепловых сетей в г. Белокуриха нет.

### **1.4. Зоны действия источников тепловой энергии**

В зоне действия действующих источников тепловой энергии, радиус которой составляет 4,1 км, практически находится весь город Белокуриха.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист
										38
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

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

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

В г. Белокуриха отсутствуют элементы территориального деления. Значения потребления тепловой энергии по потребителям даны в таблицах 1.5.4.1-1.5.4.4.

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

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии нет.

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

Территориальное деление производится по зонам теплоснабжения котельных. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах за отопительный период и за год в целом сведены в таблицу 1.5.3.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			39

Таблица 1.5.3.1 Потребление тепловой энергии в расчетных элементах за отопительный период и за год в целом

Наименование	Потребление тепловой энергии	
	Гкал/год	Гкал/от.пер
Котельная хоззоны		
ВСЕГО ПО КОТЕЛЬНОЙ	4972,94	4972,94
Собственные нужды котельной	327,14	327,14
Отпуск в сеть	4645,8	4645,8
Центральная котельная		
ВСЕГО ПО КОТЕЛЬНОЙ	161249,50	147006,57
Собственные нужды котельной	3026,3	2579,15
Отпуск в сеть	158223,2	144427,42

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

Тепловые нагрузки потребителей на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (ГВС) приняты в соответствии с договорными нагрузками потребителей тепловой энергии по данным ЗАО «Теплоцентраль Белокуриха» и приведены в нижеследующих таблицах 1.5.4.1 – 1.5.4.4.

Таблица 1.5.4.1 «Ветка №1»

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодетическая отметка, м	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
			Q <sub>от</sub>	Q <sub>вент</sub>	Q <sub>ГВС max</sub>
1	Котельная собственные нужды	246	0,269		0,030
1/1	ЗАО "Инновация" ул. Шукшина, 20	246	0,081	0,173	0,000
2	ул. Партизанская Электроцех	247	0,079		0,001
3	ул. Шукшина Гараж ввод 2	246	0,038		0,001
3	ул. Шукшина Гараж ввод 3	247	0,137		0,014
3	ул. Шукшина Гараж ввод 1	246	0,017		
4	ул. Шукшина Склад (диспетчерская)	247	0,057		0,001
5	ул. Шукшина, 14/2 ввод 1	247	0,005		0,001
6	ул. Шукшина, 14/2 ввод 2	247	0,005		0,001
7	ул. Шукшина, 12	247	0,122		0,084
9	ул. Шукшина, 14/1	247	0,005		0,001
10	ул. Шукшина, 6 ввод 2	248	0,061		0,048
10	ул. Шукшина, 6 ввод 1	248	0,061		0,048

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

12-22-00-СТ.2

Лист

40

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
------	------	------	-------	---------	------

11	ул. Шукшина, 5	250	0,092		0,056
----	----------------	-----	-------	--	-------

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодезическая отметка ' м	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
			Q <sub>от</sub>	Q <sub>вент</sub>	Q <sub>ГВС</sub> мах
12	ул. Шукшина Школа №1 (МОУ БСОШ	250	0,202		0,179
13	ул. Шукшина, 3	250	0,011		0,001
14	ул. Шукшина Гараж Школы №1 ввод 1	250	0,030		0,001
14	ул. Шукшина Гараж Школы №1 ввод 2	251	0,007		
15	ул. Шукшина, 1	251	0,011		0,001
16	ул. Шукшина, 4	248	0,122		0,104
17	пер. Школьный, 3	248	0,122		0,045
17/1	пер. Школьный, 3 ООО "Арт"	248	0,018		0,002
18	пер. Школьный, 2 Сан. Солнечный	249	0,098		0,098
19	пер. Школьный, 4 ТСЖ "Аврора"	249	0,098	0,000	0,013
20	пер. Школьная, 6	247	0,082		0,047
21	пер. Школьная, 8	247	0,082		0,054
22	Сан. Белокуриха ЛДО	251	0,238	0,470	0,966
22/1	ОЦ "Водный мир"	251	0,611		
23	Сан. Белокуриха Ресторан (Столовая)	251	0,188	2,014	0,223
24	Сан. Белокуриха Корпус ввод 1	251	0,632		0,709
24	Сан. Белокуриха Корпус ввод 3	251	0,632		0,709
24	Сан. Белокуриха Корпус ввод 2	251	0,126		
242	ООО "Отель Беловодье"	252	0,150	0,549	0,041
245	Сан. ООО "Кристал" ул. Славского	255	0,068		0,030
25	Ресторан Павленко ввод 2 Ресторан	251	0,161		0,104
254/1	"Беркут" ЧП Басак ул. Славского	255	0,043		0,003
25а	Кафе "Флибустьер" (ООО"Кентавр")	249	0,039		0,028
27	ул. Алтайская, 2	255	0,010		0,001
27/1	ООО "Рябиновый мост"	255	0,011		0,001
28	ул. Алтайская, 4	255	0,010		0,001
29	ул. Алтайская, 6	255	0,027		0,001
31	ул. Алтайская, 10	255	0,011		0,001
32	ул. Алтайская, 3/1	255	0,006		0,001
33	ул. Алтайская, 3/2	255	0,006		0,001
34	ул. Алтайская, 5	255	0,012		0,001
35	ул. Алтайская, 7	255	0,012		0,001
37	Сан. "Алтайский замок" ввод 3	252	0,124		
37	Сан. "Алтайский замок" Поликлиника	252	0,240	0,000	0,029
37	Сан. "Алтайский замок" ввод 2	252	0,165		
37	Сан. "Алтайский замок" ввод 1	252	0,121	1,109	1,800
38	Сан. Алтай ввод 2 - леч.корпус, пр-ка,	253	0,258		
38	Сан. Алтай ввод 1 - корпус 3, АК,	253	0,915	0,232	1,067
38	Сан. Алтай ввод 3 - корпус 1, пр-ка	253	0,263		

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

12-22-00-СТ.2

Лист

41

38	Сан. Алтай ввод 4 - корпус 2, столовая,	253	0,722		
38/1	Пешеходный мост (Торговый ряд) ул.	253	0,247		0,012

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодетическая отметка, м	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
			Q <sub>от</sub>	Q <sub>вент</sub>	Q <sub>ГВС max</sub>
38/2	Кафе "Мельница" ул. Славского	253	0,039		
38а	Сан. Транссиб	253	0,178		0,139
39	Магазин Глобус	257	0,018		
39/1	Торговый центр "Мегасфера"	253	0,029		0,003
40	Ресторан Рандеву	257	0,039		0,054
41	Сан. Россия Обществ.блок	267	0,192	0,065	0,080
41	Сан. Россия Корпус 2	267	0,643		0,709
41	Сан. Россия Столовая	267	0,294	1,948	0,986
41	Сан. Россия Корпус 1	267	0,643		0,709
41/1	Сан. Россия КПП	267	0,056		
41/2	Сан. Россия "Аква-термо"	267	0,556		
43	Сан. Минздрава ввод 4	294	0,036		0,140
43	Сан. Минздрава гараж	295	0,018		0,001
43	Сан. Минздрава ввод 5 прачечная	295	0,007		0,019
43	Сан. Минздрава ввод 2	293	0,153		0,140
43	Сан. Минздрава ввод 3	294	0,153		0,140
43	Сан. Минздрава ввод 1	293	0,153		0,140
44	Магазин Теремок	256	0,006		0,001
44/1	Магазин строящийся	256	0,034		
44/2	ООО "Брюс" киоски	256	0,024		
44/3	ООО "Брюс"	256	0,045		0,014
45	Сан. Центрсоюза РФ ввод 3	256	0,099		0,203
45/1	Сан. Центрсоюза РФ ввод 1	255	0,198		0,148
45/2	Сан. Центрсоюза РФ ввод 2	255	0,194		0,061
46	Сан. Центрсоюза РФ ввод 4	254	0,119		0,043
46/1	ООО "БАМ" ул. Славского, 53	254	0,092		0,011
47	Сан. Центрсоюза РФ ООО "Росэнерго"	253	0,120		0,032
47/1	Сан. Центрсоюза РФ п-т 10 мест	253	0,045		0,001
48	Сан. Бия (Сибирь) общественный	255	0,219	0,761	0,176
48	Сан. Бия (Сибирь) спальный корпус	255	0,555		1,074
48	Сан. Бия (Сибирь) учебный корпус	255	0,094		0,042
49/2	Компания ДМ (Эдем)	256	0,139		0,045
49а	ТЦ "Эврика"	256	0,022		0,000
49б	"Благодать" ул. Славского	260	0,149		0,023
50	Сан. Катунь ввод 1 спальный корпус	258	0,555		0,523
50	Сан. Катунь ввод 2 общественный	258	0,267		0,768
50а	Здание Стройгаз	258	0,073		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							42

50б	ООО "Белокурь"	264	0,140		0,016
50г	Пансионат "Энергетик"	264	0,194		0,100

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодезическая отметка, м	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
			Q <sub>от</sub>	Q <sub>вент</sub>	Q <sub>ГВС max</sub>
51	Сан. "Радуга"	264	0,128	0,287	0,184
52	Сан. "Крайздрав"	266	0,151		0,083
53	ул. Мясникова, 11	249	0,045		0,018
54	ул. 8 Марта, 10	249	0,045		0,018
55	ул. 8 Марта, 8	249	0,095		0,016
56	ул. Мясникова, 9	249	0,045		0,017
57	ул. Мясникова, 7	249	0,045		0,021
58	пер. Речной, 4	249	0,045		0,014
59	ул. Мясникова, 2	250	0,045		0,033
60	ул. Мясникова, 2а ПЧ-26	247	0,096		0,001
60а	Пивзавод "Пивер"	247	0,045		0,006
60б	Павильон ООО "Кристал"	247	0,011		
61	ул. Мясникова, 1	250	0,045		0,010
62	ул. Мясникова, 3	250	0,045		0,019
63	ул. Мясникова, 5	250	0,045		0,021
64	пер. Речной, 3	249	0,045		0,028
65	пер. Речной, 5	249	0,045		0,033
66	ул. 8 Марта, 2	249	0,045		0,010
67	ул. 8 Марта, 4	247	0,081		0,037
68	ул. Мясникова, 6 Сбербанк	250	0,041		0,001
69	ул. Мясникова, 8 ООО "Орион"	250	0,021		0,043
72	пер. Пролетарский, 4 ОФК	250	0,036		0,018
73	Ресторан "Ковчег"	250	0,006		0,002
74	Сан. Родник Алтай столовая	266	0,285	0,175	0,214
75	Сан. Родник Алтай корпус 1	266	0,300		0,231
76	Сан. Родник Алтай корпус 2	265	0,299		
76	Сан. Родник Алтай корпус 4	265	0,169		
76	Сан. Здравница ЦТП	261	0,053		
76	Сан. Родник Алтай корпус 3	265	0,258		0,108
77	ул. Братьев Ждановых, 3 ввод 1	252	0,154		0,107
77	ул. Братьев Ждановых, 3 ввод 2	252	0,135		0,107
77	ул. Братьев Ждановых, 3 ввод 3	252	0,155		0,107
78	ул. Братьев Ждановых, 1 ввод 1	252	0,150		0,083
78	ул. Братьев Ждановых, 1 ввод 2	252	0,150		0,083
79	Управление ЗАО "Курорт Белокуриха"	252	0,092		0,008
80	Водолечебница 1	250	0,192	0,300	0,350

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист 43
------	------	------	-------	---------	------	---------------	---------





167	ул. Набережная, 39/2	242	0,012		0,001
168	ул. Набережная, 39/1	242	0,018		0,001
169	ул. Набережная, 38	241	0,018		0,001
170	ул. Набережная, 40	241	0,018		0,001
171	ул. Набережная, 42	241	0,018		0,001

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодезическая отметка, м	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
			Q <sub>от</sub>	Q <sub>вент</sub>	Q <sub>гвс</sub>
172	ул. Набережная, 44	241	0,018		0,001
173	ул. Набережная, 46	241	0,018		0,001
178	ул. Соболева, 24	244	0,284		0,190
178/1	ул. Соболева, 24 ЦЭВ (ГОРНО)	244	0,031		0,002
179	ул. Соболева, 5 Д/с "Рябинка"	245	0,146		0,121
180	ул. Соболева, 7	245	0,366		0,220
181	ул. Изумрудная, 1	255	0,006		0,001
182	ул. Изумрудная, 2	255	0,018		0,001
183	ул. Бийская, 9	253	0,018		0,001
184	ул. Бийская, 9/2	253	0,018		0,001
185	ул. Бийская, 9/1	253	0,018		0,001
186	пер. Родниковый, 8	253	0,070		0,011
187	ул. 40 лет Победы, 1	251	0,070		0,049
188	ул. Юбилейная, 8	253	0,018		0,001
189	ул. Юбилейная, 10 (ул. Юбилейная, 1а)	253	0,018		0,001
190	ул. Бийская, 7	245	0,018		0,011
191	ул. Бийская, 5	245	0,018		0,012
192	ул. Бийская, 3	245	0,018		0,014
193	ул. Бийская, 5/1	245	0,021		0,001
194	ул. Бийская, 16/1 (ул. Бийская, 16)	245	0,021		0,001
195	ул. Юбилейная, 1/1	245	0,018		0,001
198	ул. Бийская, 28 Адм.здание СМУ №55	262	0,101		0,001
199	ул. Бийская, 26 Адм.здание АТБ	264	0,126		0,001
200	ул. Братьев Ждановых, 108 ГОВД	265	0,148		0,001
201	ул. Коммунальная, 20	269	0,026		0,001
202	ул. Коммунальная, 22	269	0,022		0,001
203	ул. Коммунальная, 26	272	0,026		0,001
204	ул. Звездная, 3	274	0,026		0,001
205	пер. Трудовой, 4	272	0,024		0,001
206	пер. Трудовой, 6/1	271	0,026		0,001
206а	пер. Трудовой, 6/2	271	0,026		0,001
207	СМУ-55 БРЗ склады ум	257	0,120		
208	СМУ-55 БРЗ часть 208	255	0,020		0,001
210	СМУ-55 БРЗ цех	257	0,035		
214	ул. Братьев Ждановых, Гараж ЭКАТЭ	267	0,019		0,001
215	ул. Братьев Ждановых, вагончик ЗСМК	268	0,006		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							45

216	ул. Братьев Ждановых, вагончик ЗСМК	268	0,006		
217	ул. Братьев Ждановых, Гараж	267	0,169		
218	ул. Братьев Ждановых, Гараж ОВ	269	0,029		0,001
219	ул. Братьев Ждановых, 104	269	0,253		0,228
220	ул. Братьев Ждановых, 106	272	0,022		0,002

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодезическая отметка	Расчетная тепловая		
			Q <sub>от</sub>	Q <sub>вент</sub>	Q <sub>ГВС</sub>
221	ул. Братьев Ждановых, 108/1	272	0,012		0,001
222	ул. Братьев Ждановых, 108/2	272	0,012		0,001
223	ул. Братьев Ждановых, 108/3	272	0,012		0,001
226	ул. Комсомольская, 23	258	0,005		0,001
227	ул. 40 лет Победы, 30	262	0,007		0,001
228	ул. 40 лет Победы, 32	262	0,007		0,001
230	ул. Юбилейная, 30	259	0,017		0,001
231	ул. Юбилейная, 28	259	0,028		0,001
232	ул. 40 лет Победы, 28	260	0,007		0,001
233	ул. 40 лет Победы, 26	260	0,007		0,001
234	ул. Юбилейная, 23	260	0,007		0,001
235	ул. Советская, 7 "Мария Ра"	246	0,126		0,001
235/1	ул. Советская Городской рынок "мясо"	246	0,061		0,002
235а	ул. Советская Магазин "Сити маркет"	246	0,007		0,001
235б	ул. Советская Туалет	246	0,004		0,001
236	ул. Набережная, 14	242	0,011		
237	ул. Бийская, 40 Адм.зд. Водоканала	244	0,154		0,016
237/1	Автосервис ЧП Павшикин	243	0,020		0,002
237а	АЗС	244	0,005		
237б	Автомойка "Дельфин"	244	0,020		0,002
237в	ООО "Дебют" гараж	241	0,057		0,025
238	ул. Братьев Ждановых, Спортклуб	267	0,032		
257	ул. Бийская, 11	260	0,130		0,090

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							46

Таблица 1.5.4.3 «Ветка №3»

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодезическая отметка, м	Расчетная тепловая нагрузка,		
			Qот	Qвент	QГВС max
70	ул. Мясникова ЧП Юхневич	250	0,017		
70	ул. Мясникова ДЮСШ Салют	250	0,069		
82/1	ул. Партизанская ЭТУС корпус 2	246	0,079		0,003
82/2	ул. Партизанская ЭТУС гаражи	246	0,039		
83	ул. Партизанская, 4	246	0,076		0,014
83/1	ООО "Стройиндустрия"	246	0,033		0,000
84	ул. Партизанская, 6 ввод 3	247	0,155		0,091
84	ул. Партизанская, 6 ввод 2	247	0,135		0,091
84	ул. Партизанская, 6 ЧП Азаев	247	0,027		
84	ул. Партизанская, 6 ввод 1	247	0,154		0,091
85	ул. 8 Марта, 15 Госсанэпиднадзор	247	0,033		0,027
86	ул. 8 Марта, 15 Баня	247	0,420		0,009
87	ул. 8 Марта, 11	247	0,091		0,044
88	ул. 8 Марта, 13	247	0,046		0,001
89	ул. 8 Марта, 16	247	0,051		0,019
90	ул. Мясникова, 17	247	0,004		
91	ул. 8 Марта, 9	245	0,051		0,018
92	ул. 8 Марта, 14	247	0,018		
93	ул. 8 Марта, 12	248	0,014		
94	ул. 8 Марта, 5	247	0,091		0,001
95	ул. 8 Марта, 3	247	0,091		0,065
96	ул. 8 Марта, 5/1	247	0,029		0,001
97	ул. 8 Марта, 7	247	0,029		0,001
98	ул. Мясникова, 19	248	0,087		0,051
99	ул. Мясникова, 17 Комитет соцзащиты	248	0,022		
99/1	ул. Мясникова, 15 Гостиница Малыгин	247	0,064		0,001
100	ул. Мясникова, 12	249	0,334		0,166
101	пер. Спортивный, 3/1 (Курортная, 3)	250	0,036		0,021
102	пер. Спортивный, 3/1 ОВ	250	0,046		
103	ул. Братьев Ждановых, 22	255	0,009		
104	ул. Братьев Ждановых, 24	255	0,022		
105	ул. Братьев Ждановых, 7	253	0,010		
106	ул. Мясникова, 16	249	0,200		0,147
108	ул. Партизанская, 14 Магазин	249	0,011		0,001
109	ИП Долгих Магазин "Мебель" ул.	249	0,041		0,001
ПО	ул. Партизанская, 18 Универмаг	249	0,066		0,001
111	ул. Партизанская, 16	249	0,142		0,113
111/1	Офис ЗАО "Курорт Белокуриха"	249	0,164		0,002
112	Здание Администрации	251	0,114		0,010

Взам. инв. №	Подпись и дата	100	ул. Мясникова, 12	249	0,334	0,166	
		101	пер. Спортивный, 3/1 (Курортная, 3)	250	0,036	0,021	
		102	пер. Спортивный, 3/1 ОВ	250	0,046		
		103	ул. Братьев Ждановых, 22	255	0,009		
		104	ул. Братьев Ждановых, 24	255	0,022		
		105	ул. Братьев Ждановых, 7	253	0,010		
		106	ул. Мясникова, 16	249	0,200	0,147	
		108	ул. Партизанская, 14 Магазин	249	0,011	0,001	
		109	ИП Долгих Магазин "Мебель" ул.	249	0,041	0,001	
		ПО	ул. Партизанская, 18 Универмаг	249	0,066	0,001	
		111	ул. Партизанская, 16	249	0,142	0,113	
		111/1	Офис ЗАО "Курорт Белокуриха"	249	0,164	0,002	
112	Здание Администрации	251	0,114	0,010			
Инв. № подл.						Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	47



Таблица 1.5.4.4 «Ветка №4»

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодезическая отметка, м	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
			Qот	Qвент	QГВС max
115	ул. Партизанская ЭТУС корпус 1	246	0,178		0,001
116	ул. Мясникова, 20	246	0,212		0,159
116/1	Магазин "Чистый мир" ул. Мясникова	246	0,011		
117	ул. Мясникова, Автостанция	246	0,022		0,001
118	ул. Мясникова, 18	247	0,366		0,216
118а	ул. Мясникова, 18 Магазин "Элита",	247	0,039		0,001
119	ул. Мясникова, 18/1 Д/с "Аленушка"	247	0,103		0,107
121	ул. Партизанская, Парикмахерская	248	0,061		0,001
122	ул. Партизанская, 11/2 Магазин	248	0,007		0,001
122/1	ул. Партизанская, 11 Шипунова (касса	248	0,009		
124	ул. Партизанская, 13/1 (ул.	248	0,030		0,001
125	ул. Советская, 2 ввод 1	246	0,136		0,086
125	ул. Советская, 2 ввод 3	246	0,136		0,086
125	ул. Советская, 2 ввод 2	246	0,136		0,086
126	ул. Советская, 4 ввод 2	246	0,136		0,087
126	ул. Советская, 4 ввод 1	246	0,136		0,087
126	ул. Советская, 4 ввод 3	246	0,136		0,087
127	ул. Мясникова, 22	246	0,366		0,214
128	ул. Мясникова, 22/1	246	0,366		0,246
129	ул. Мясникова, 23	246	0,366		0,218
129	ул. Мясникова, 23 Магазин "Шанс"	246	0,009		
130	ул. Мясникова, 23/1	246	0,366		0,144
131	ул. Мясникова, 25 Школа №2 ввод 1	246	0,468		0,139
131	ул. Мясникова, 25 Школа №2 ввод 2	246	0,055	0,081	0,290
132	ул. Мясникова, 24	247	0,366		0,247
133	ул. Мясникова, 24/1 Школа №3	247	0,206		0,036
134	ул. Братьев Ждановых, 17/1	248	0,366		0,242
135	ул. Братьев Ждановых, 13/1	248	0,366		0,258
136	ул. Братьев Ждановых, 13 ввод 1	251	0,148		0,097
136	ул. Братьев Ждановых, 13 ввод 2	251	0,148		0,097
137	ул. Братьев Ждановых, 11 ввод 2	253	0,148		0,101
137	ул. Братьев Ждановых, 11 ввод 1	253	0,148		0,101
138	ул. Партизанская, 19	258	0,029		0,001
139	ул. Братьев Ждановых, 15 ввод 2	253	0,148		0,096
139	ул. Братьев Ждановых, 15 ввод 1	253	0,148		0,096
139/1	ул. Братьев Ждановых "Сибсоцбанк"	253	0,022		0,001
140	ул. Братьев Ждановых, 17 ввод 2	253	0,148		0,096
140	ул. Братьев Ждановых, 17 ввод 1	253	0,148		0,096
141	ул. Братьев Ждановых, 19 ввод 2	253	0,148		0,076
141	ул. Братьев Ждановых, 19 ввод 1	253	0,148		0,076

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
------	------	------	-------	---------	------

12-22-00-СТ.2

Лист

Номер по схеме	Наименование узла ввода	Геодетическая отметка, м	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
			Q <sub>от</sub>	Q <sub>вент</sub>	Q <sub>ГВС max</sub>
141	ул. Братьев Ждановых, 19 ввод 3	253	0,148		0,076
142	пер. Ключевой, 3 (Ключева, 3)	256	0,046		0,003
143	ул. Мясникова, 26	247	0,366		0,230
144	ул. Мясникова, 26 АГУ	249	0,065		0,006
145	ул. Братьев Ждановых, 21/1	247	0,366		0,241
146	ул. Братьев Ждановых, Гаражи	249	0,470		0,001
147	ул. Братьев Ждановых, 23	251	0,366		0,152
239	ул. Партизанская, 17 Лесничество	258	0,044		0,002

Непосредственная схема подключения систем отопления гидравлически связана с тепловой сетью и работает под давлением, близким к давлению в обратном трубопроводе внешней тепловой сети. Циркуляция воды в системе обеспечивается за счет разности давлений в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети. Разность давлений должна быть достаточна для преодоления потерь давления в системе отопления и в узле присоединения (тепловой точке). Если давление в подающем трубопроводе превышает необходимое, то оно должно быть сдросселировано авторегулятором давления либо дроссельной шайбой.

#### 1.5.5. Существующий норматив потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Норматив потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 0,0204 Гкал/м<sup>2</sup> в месяц по Решению Администрации Алтайского края № 94 от 26.07.2012г.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			50

## 1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

### 1.6.1. Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии приведен в таблице 1.6.1.1.

Таблица. 1.6.1.1. Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Тепловая мощность, Гкал/ч	Центральная котельная	Котельная хоззоны	ГП ТЭС	Суммарная по всем источникам
Установленная	100	20	16,2	136,2
Располагаемая	100	20	16,2	136,2
Нетто	98,007	19,869	14,0	131,876
Потери	2,166	0,117	-	2,283

По паспорту муниципальной целевой программы «Комплексного развития коммунальной инфраструктуры г. Белокуриха на 2012-2016 гг.» потери тепловой энергии в 2011 году составили:

- при выработке 4,5%;
- при транспортировке 12,5%;
- через изоляцию трубопроводов 20,97%.

По балансу спроса и предложения в отношении тепловой энергии и тепловой мощности с разбивкой ежемесячно на 2013 год для Центральной котельной потери тепловой энергии составят:

- при производстве 13,1%;
- при транспортировке 3,9%;
- через изоляцию трубопроводов 10,6%.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							51

По балансу спроса и предложения в отношении тепловой энергии и тепловой мощности с разбивкой помесечно на 2013 год для Центральной котельной потери тепловой энергии составят:

- при производстве 26%;
- при транспортировке 18,4%;
- через изоляцию трубопроводов 19,5%.

### 1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Баланс тепловой нагрузки тепловых сетей г. Белокуриха приведен в таблице 1.6.2.1.

Таблица 1.6.2.1. Баланс тепловой нагрузки тепловых сетей г. Белокуриха

Наименование	Тепловая мощность	
	Гкал/ч	%
Общая	59,5959	100
в том числе		
Собственные нужды котельных	1,235	2,06
Теплопотери	2,283	3,81
Жилые дома	23,359	38,96
Общественные здания	31,772	52,99
Предприятия	1,31	2,18

Таким образом резерв тепловой мощности составляет  $131,876 - 59,959 = 71,917$  Гкал/ч.

### 1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Фактический гидравлический режим работы системы теплоснабжения получен на основании имеющихся сведений с приборов учета тепловой энергии и теплоносителя на Центральной котельной и тепловых пунктов ряда абонентов.

Теплоснабжение от «ветки №1»

Ориентировочный пьезометрический график фактического эксплуатационного режима «ветки №1» представлен в Приложении №1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			52



Для тепловых сетей «ветки №1» характерно исчерпание пропускной способности магистральных участков с диаметром более Ду 150.

В таблице 1.6.3.1 приведены характеристики данных участков тепловой сети, значения удельных линейных потерь напора в подающем и обратном трубопроводах и абсолютное значение падения напора на участке, а также значение величины диаметра участка, рекомендуемого к перекладке.

Таблица 1.6.3.1 Характеристики участков «Ветки №1»

№	3	Начальная и конечная тепловые камеры		Сущ. диаметр участка Ду, мм	Длина участка, м	Фактический расход сетевой воды в подающем/обратном трубопроводе, т/ч	Удельные линейные потери напора в подающем/обратном трубопроводе, мм/м	Потери напора в подающем/обратном трубопроводах, м	Рекомендуемый диаметр участка Ду, мм
1	I	TK-5	TK-6	300	100	566/511	24,8/20,2	4,0/3,2	400
2		TK-6	TK-6a	300	66	429/381	14,3/11,3	1,6/1,3	400
3		TK-6a	TK-7	300	105	408/364	12,9/10,3	2,2/1,7	400
4		TK-7	TK-8	300	107	359/321	10,0/8,0	1,9/1,5	400
5		TK-8	TK-9	300	112	357/319	9,9/7,9	2,0/1,6	350
6	II	TK-14	TK-15	250	72	228/202	9,7/7,6	1,1/0,9	300
7		TK-15	TK-15A	200	77	131/118	10,0/8,1	1,2/1,0	250
8		TK-15A	TK-15Б	200	92	129/116	9,7/7,8	1,4/1,2	250
9		TK-15Б	TK-16	200	75	122/109	8,6/7,0	1,0/0,8	250
10		TK-16	TK-17	200	95	111/99	7,2/5,7	1,1/0,9	250
11	II	TK-20	TK-20/1	150	125	49/42	10,1/7,5	1,6/1,2	200
12	I	TK-20/1	TK-20/2	150	175	43/36	7,7/5,5	1,7/1,2	200

Как видно из табл. 5.2 и пьезометрического графика фактического эксплуатационного режима работы тепловых сетей «ветка №1» (см. Приложение) существенное падение располагаемого напора происходит на магистральных участках «ветки №1», которые условно можно разделить на три группы:

- От ТК-5 до ТК-9, падение располагаемого напора составляет 21 м;
- От ТК-14 до ТК-17, падение располагаемого напора составляет 11 м;
- От ТК-20 до ТК-20/2, падение располагаемого напора составляет 6 м.

В тепловой камере «ТК-11», от которой осуществляется теплоснабжение частного сектора по ул. Алтайская, фактический эксплуатационный

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<p>Как видно из табл. 5.2 и пьезометрического графика фактического эксплуатационного режима работы тепловых сетей «ветка №1» (см. Приложение) существенное падение располагаемого напора происходит на магистральных участках «ветки №1», которые условно можно разделить на три группы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-От ТК-5 до ТК-9, падение располагаемого напора составляет 21 м;</li> <li>-От ТК-14 до ТК-17, падение располагаемого напора составляет 11 м;</li> <li>-От ТК-20 до ТК-20/2, падение располагаемого напора составляет 6 м.</li> </ul> <p>В тепловой камере «ТК-11», от которой осуществляется теплоснабжение частного сектора по ул. Алтайская, фактический эксплуатационный</p>						Лист
			12-22-00-СТ.2	53					
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

располагаемы напор ориентировочно равен 0,7 м. В качестве вынужденной меры теплоснабжающая организация использует повысительный насос для создания циркуляции теплоносителя через совокупность потребителей по ул. Алтайская.

Кроме того, наблюдается исчерпание пропускной способности распределительных, «подводящих» участков тепловых сетей «ветки №1» (см. табл. 1.6.3.2).

Таблица 1.6.3.2

№	Начальная и конечная тепловые камеры		Сущ. диаметр уч-ка Ду, мм	Длина уч-ка, м	Расчетный расход сетевой воды в подающем/обратном трубопроводе, т/ч	Удельные линейные потери напора в подающем/обратном трубопроводе, мм/м	Потери напора в подающем/обратном, м	Рекомендуемый диаметр участка Ду, мм
1	ТК-19/1	т.32	100	44	50/45	70,9/57,9	3,4/2,8	150
2	ТК-3/2	т.11	80	18	26/25	46,8/44,3	1,1/1,0	125
3	ТК-3/1	ТК-3/2	100	15	26/25	16,2/15,3	0,3/0,2	125
4	ТК-15	ТК-15-1	80	110	12/11	12,9/11,2	1,8/1,6	100
5	ТК-11/2	ТК-11/3	125	125	34/33	11,0/10,6	1,8/1,7	150

Таким образом, значительная часть магистральных участков трубопроводов тепловых сетей, а также некоторое количество участков распределительных тепловых сетей «ветки №1» исчерпали свою пропускную способность.

При исчерпании пропускной способности величина падения напора на участке трубопровода резко возрастает даже при незначительном относительном увеличении расхода теплоносителя.

Теплоснабжение курортной зоны города Белокуриха от Центральной котельной («ветки №1») осуществляется, в целом, на пониженных параметрах теплоносителя, что не позволяет обеспечивать нормальный уровень теплоснабжения значительного количества абонентов курортной зоны.

Теплоснабжение от «веток №2,3 и 4».

Теплоснабжение центральной, южной и восточной части города Белокуриха, от Центральной котельной («ветки №2,3 и 4»), где основными потребителями является здания жилого сектора осуществляется, в основном, на уровне, близком к расчетному.

Так, суммарный среднесуточный фактический расчет сетевой воды в подающем трубопроводе в отопительный период, обеспечивающий

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			12-22-00-СТ.2						
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

теплоснабжение центральной, южной и восточной части г. Белокуриха, на участке тепловой сети Ду500 от тепловой камеры «т.3» до «т.33» (суммарно по веткам №2, 3 и 4») ориентировочно равен 703 т/ч.

При этом, расчетный расход сетевой воды по этому участку тепловой сети, определенный на основании принятого температурного графика 105/70°C и проектных (договорных) тепловых нагрузок абонентов, в том числе с учетом увеличения расхода сетевой воды на потребители для компенсации тепловых потерь тепловыми сетями, составляет величину 627 т/ч.

Тем не менее, для ряда участков тепловых сетей «веток №2,3 и 4» диаметром более Ду150 наблюдаются завышенные относительно оптимальных удельные линейные потери напора в подающем и обратном трубопроводах (более 5 мм/м). В таблице 1.6.3.3 приведены участки тепловой сети «веток №2, 3 и 4», обладающих наибольшим гидравлическим сопротивлением, а также величины диаметра участка, рекомендуемого к перекладке.

Таблица 1.6.3.3

№	Начальная и конечная тепловые камеры		Сущ. диаметр уч-ка Ду, мм	Длина уч-ка, м	Расчетный расход сетевой воды в подающем/обратном трубопроводе, т/ч	Удельные линейные потери напора в подающем/обратном трубопроводе, мм/м	Рекомендуемый диаметр участка Ду, мм
1	т.34	ТК-22	350	40	625/580	11,0/9,5	400
2	ТК-22	ТК-23	350	146	518/479	7,5/6,5	400
3	ТК-23	ТК-24	350	35	518/479	7,5/6,4	400
4	ТК-43	ТК-44	150	35	59/56	9,9/8,9	200

При дальнейшем развитии города, при корректировке гидравлического режима, связанного с увеличением теплопотребления зоны тепловых сетей «веток №2, 3 и 4», следует обратить внимание на указанные участки для проведения перекладки с увеличением диаметра.

В целом пропускная способность тепловых сетей зоны теплоснабжения «веток №2,3 и 4» позволяет подключить новых потребителей без значительных капитальных затрат на перекладку участков тепловых сетей с увеличением диаметра.

Теплоснабжение центральной, южной и восточной части города Белокуриха от Центральной котельной («ветки №2,3 и 4»), где основными потребителями являются здания жилого сектора осуществляется, в основном, на уровне, близкому к расчетному.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						12-22-00-СТ.2		Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			55

**1.6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицитов тепловой мощности нет.

**1.6.5. Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Резерв тепловой мощности источников теплоснабжения имеются. Расширение зоны действия возможно при реконструкции магистральных тепловых сетей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			56

## 1.7. Балансы теплоносителя

Сопоставление фактической и расчетной величины расхода теплоносителя, приведено в таблице 1.7.1. Расчет выполнен на 02.02.2012г.

Таблица 1.7.1. Фактические и расчетные величины расхода теплоносителя

№	№ по схеме	Адрес узла ввода	Ветка тепло-вой сети	Фактические температуры (разность температур) на тепловом вводе, °С			Факти-ческий расход сетевой воды, т/ч	Расчетный расход сетевой воды, т/ч	Отклонение фактического расхода, %
				под t1	обр t2	$\Delta(t1-t2)$			
1	1/1	ЗАО «Инновация» ул. Шукшина, 20	1	86,8	58,8	28,0	3,4	7,4	-117
2	109	ИП Долгих Магазин «мебель» ул. Партизанская, 12	3	84,2	65,4	18,8	3,1	1,2	61
3	110	Ул. Партизанская, 18 Универмаг	3	78,3	50,8	27,5	0,8	1,9	-140
4	111/1	Офис ЗАО «Курорт Белокуриха»	3	83,4	72,3	11,1	2,8	4,8	-70
5	112	Здание Администрации	3	82,2	60,2	22,0	2,5	3,4	-35
6	116/1	Магазин «Чистый мир» ул. Мясникова	4	85,8	65,6	20,2	0,3	0,3	-7
7	119	ул. Мясникова, 18/1 Д/с «Аленушка»	4	84,0	62,4	21,6	4,3	3,6	16
8	12	ул. Шукшина Школа №1 (МОУ БСОШ 1)	1	89,3	80,4	8,9	24,0	6,9	71
9	122/1	ул. Партизанская, 11 Шипунова (касса вз. кредита)	4	84,0	76,6	7,4	0,6	0,3	57
10	129	ул. Мясникова, 23 Магазин «Шанс»	4	79,5	34,3	45,2	0,1	0,3	-162
11	131	ул. Мясникова, 25 Школа №2	4	86,1	60,7	25,4	17,4	20,0	-15
12	139/1	ул. Братьев Ждановых «Сибсоцбанк»	4	82,4	68,5	13,9	1,0	0,6	35
13	149/1	ул. Советская, 9 «СЭЛФ»	2	87,1	58,0	29,1	19,5	19,1	2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2				Лист
										57



34	24	Сан. Белокуриха Корпус	1	89,1	63,8	25,3	35,5	48,5	-37
35	241/1	Ул. Мясникова, Кафе «Флагман»	3	79,9	44,6	35,3	0,4	0,4	3
36	245	Сан. ООО «Кристалл» ул. Славянского	1	77,2	49,4	27,8	0,9	2,1	-138
37	254/1	«Беркут» ЧП Басак ул. Славянского	1	80,8	60,7	20,1	1,6	1,3	21
38	25а	Кафе «Флибустьер» (ООО «Кентавр»)	1	63,4	54,0	9,4	1,6	1,3	19
39	37	Сан. «Алтайский замок» Поликлиника	1	85,9	63,8	22,1	9,4	7,1	24
40	38/1	Пешеходный мост (Торговый ряд) ул. Славянского	1	85,5	63,6	21,9	3,8	7,2	-90
41	38/2	Кафе «Мельница» ул. Славянского	1	84,3	64,9	19,4	1,2	1,1	6
42	39/1	Торговый центра «Мегасфера»	1	81,6	71,0	10,6	1,8	0,9	52
43	41/1	Сан. Россия КПП	1	84,1	73,4	10,7	1,7	1,6	5
44	41/2	Сан. Россия «Аква-теро»	1	85,3	61,8	23,5	17,7	16,1	9
45	43	Сан. Минздрава	1	83,1	62,2	20,9	19,3	18,4	4
46	44	Магазин Теремок	1	84,2	70,0	14,2	1,2	0,2	85
47	44/2	ООО «Брюс» киоск	1	86,5	71,7	14,8	1,2	0,7	42
48	44/3	ООО «Брюс»	1	82,4	63,9	18,5	2,2	1,4	37
49	46/1	ООО «БАМ» ул. Славского, 53	1	85,8	57,9	27,9	6,9	2,7	60
50	48	Сан. Бия (Сибирь) учебный корпус (пристрой)	1	86,6	63,9	22,7	3,9	3,0	24
51	48	Сан. Бия (Сибирь) спальный корпус	1	87,2	61,4	25,8	28,0	22,3	20
52	49а	ТЦ «Эврика»	1	80,2	48,9	31,3	0,7	0,6	8
53	49б	«Благодать» ул. Славского	1	83,5	61,7	21,8	5,5	4,5	19
54	50	Сан. Катунь ввод 1 спальный корпус	1	86,3	57,7	28,6	15,6	19,1	-23
55	50г	Пансионат «Энергетик»	1	75,9	55,9	20,0	2,8	6,2	-122
56	70	ул. Мясникова	3	82,3	49,7	32,6	0,8	2,0	-150
									Лист
			12-22-00-СТ.2						59
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

		ДЮСШ Салют							
57	70	ул. Мясникова ЧП Юхневич	3	80,6	43,9	36,7	0,6	0,5	19
58	72	Пер. Пролетарский, 4 ОФК	1	87,1	67,5	19,6	1,3	1,1	12
59	79	Управление ЗАО «Курорт Белокуриха»	1	85,5	65,1	20,4	2,8	2,7	3
60	80	Водолечебница 1	1	78,6	61,4	17,2	4,6	16,3	-254
61	80а	ООО «Ника-1»	1	85,9	68,2	17,7	3,5	1,9	45
62	83/1	ООО «Стройиндустрия»	3	85,4	61,9	23,5	1,0	1,0	3
63	84	Ул. Партизанская, 6 ЧП Азаев	3	85,5	77,0	8,5	2,9	0,8	73
64	99/1	Ул. Мясникова, 15 Гостиница Малыгина В.В.	3	85,8	67,2	18,6	2,8	1,9	34

У абонентов, для которых значение разности фактических температур между подающим и обратным трубопроводом согласно показаниям приборов учета, ниже значения 19,3°С характерно нарушение теплогидравлического режима теплоснабжения в 2012 году (в таблице 4.6 выделены курсивом).

Источником технической и питьевой воды является городская сеть водоснабжения, принадлежащая ОАО «Водоканал».

По данным ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха»

Годовой размер потребления за 2012 г составляет 775 108 м<sup>3</sup>;

Часовой размер потребления за 2012 г составляет 88,5 м<sup>3</sup>.

Расчетный расход сетевой воды на выходе в сеть теплоносителя после точки смешения составляет 3 насоса \*1264,0 м<sup>3</sup>/ч = 3792 м<sup>3</sup>/ч.

Для подготовки воды для подпитки тепловых сетей используются комплексоны.

Водоподготовительные установки

Для введения комплексонов используется установка дозирования комплексона (УДК), которая устанавливается в здании теплоэнергетического объекта.

УДК содержит расходную ёмкость с раствором реагента, блок управления и дозирующий насос. На линии подпиточной воды устанавливается импульсный водосчётчик (расходомер), который соединяется электрическим

Инв. № инв.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						12-22-00-СТ.2				Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата					60



кабелем с УДК. Шланг высокого давления соединяет УДК с сетевым трубопроводом.

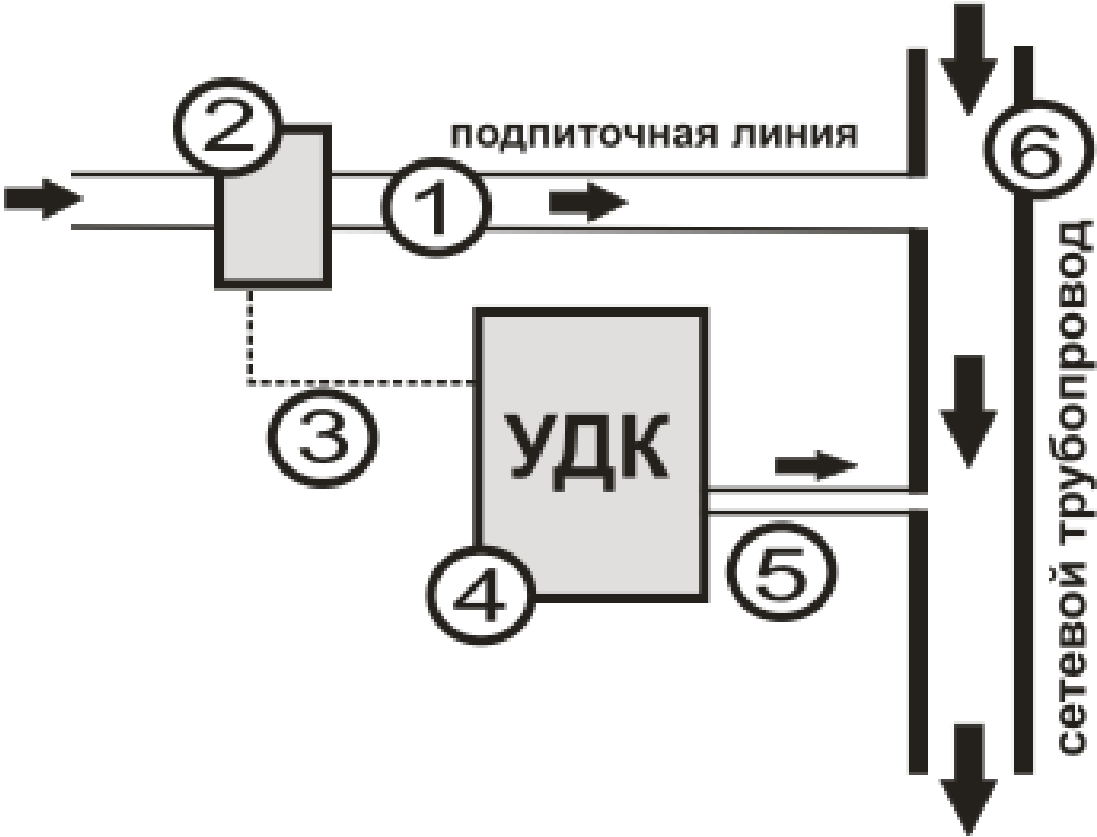


Рис. 1.7.1. Водоподготовка

- 1. Подпиточная линия
- 2. Расходомер
- 3. Электрокабель
- 4. УДК с насосом-дозатором
- 5. Шланг для подачи реагента
- 6. Сетевой трубопровод

Дозирование комплексоната осуществляется в автоматическом режиме. При прохождении через расходомер (2) заданного объема подпиточной воды, на определенное время включается насос-дозатор (4). Он подает в сетевой трубопровод необходимое количество реагента для поддержания его постоянной концентрации в обрабатываемой воде.

Таким образом, в воде, циркулирующей в теплоэнергетическом оборудовании, поддерживается заданная концентрация реагента, необходимая

для защиты от накипи и коррозии, а также происходит отмывка ранее образованных отложений.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			62

## 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

Виды и количество используемого топлива приведены в таблице 1.8.1.1.

Таблица 1.8.1.1. Виды и количество используемого топлива

Показатели	Центральная котельная		Котельная хоззоны		ГП ТЭС
Периоды	2011	2012	2011	2012	2012
Вид топлива	Природный газ		Уголь		Природный газ
Расход топлива, тыс.т.у.т.	24,8479	24,8473	1,0524	0,8984	4320*

\*- нм<sup>3</sup>/час

Соотношение видов используемого топлива приведены в таблице 1.8.1.2.

Таблица 1.8.1.2. Соотношение видов используемого топлива.

Вид топлива	Доля % от общего сожжённого топлива				
	2007	2008	2009	2010	2012
Уголь	53,1	5	3,5	3,5	3,3
Природный газ	46,9	95	96,5	96,5	96,7

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									63
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2

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

Виды резервного и аварийного топлива приведены в таблице 1.8.2.1.

Таблица 1.8.2.1. Виды резервного и аварийного топлива топлива

Источник теплоснабжения	Центральная котельная	Котельная хоззоны	ГП ТЭС
Вид резервного топлива	дизельное топливо, уголь	уголь	Нет*

\*Резервное и аварийное топливо не предусматривается, поскольку работа ТЭС резервируется сетями 10 кВ «Алтайэнерго» по электрической мощности и теплоисточником ЗАО «Теплоцентральный Белокуриха» по тепловой мощности, так как предусматривается работа на общую сеть.

В качестве резервного топлива в Центральной котельной предусмотрено дизельное топливо. В настоящее время ведется строительство двух резервуаров емкостью по 200 т каждый. Для пятисуточного запаса топлива требуется 1400 т.

Остальное топливо хранится на городской базе ГСМ и предусматривается доставка автотранспортом.

При условии устройства перемычки между Центральной котельной и Котельной хоззоны котельные взаимно страхуют друг друга. Поэтому запас резервного топлива предусматривается один для обеих котельных.

В настоящее время резервным и аварийным топливом на Центральной котельной и Котельной хоззоны является уголь до перевода всех котлов на газовое топливо.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			64

### 1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Поставка угля осуществляется из разреза Задубровский г. Белово Кемеровской области. Марка угля Д. Класс МСШ.

Показатели качества сжигаемого топлива приведены в таблице 1.8.3.

Таблица 1.8.3. Показатели качества сжигаемого топлива

Показатели	Фактические значения показателей качества за:				Проектируемые значения показателей качества
	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	
Калорийность, ккал/кг	4670	4776	4359	3772	4800
Зольность, %	10,9	13,2	13,2	12,5	12,5
Влажность, %	19,5	19,7	19,7	19,5	19,5

Характеристики природного газа, используемого в виде топлива на котельных и для ГП ТЭС:

Не имеет цвета, запаха и вкуса. Плотность -  $0,72 \text{ кг/м}^3$ , температура воспламенения около  $545^\circ\text{C}$ , температура горения около  $-2043^\circ\text{C}$ , низшая теплота сгорания –  $8500 \text{ ккал/м}^3$ , высшая –  $9500 \text{ ккал/м}^3$ , нижший предел воспламеняемости – 5%, верхний – 15%.

Горючие компоненты:

- метан ( $\text{CH}_4$ ) – 98% (нетоксичен, взрывоопасен, легче воздуха);
- тяжелые углеводороды (этан  $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) и др. (в небольших количествах) – нетоксичны, взрывоопасны, тяжелее воздуха.

Негорючие компоненты:

- азот;
- углекислый газ;
- кислород;

Вредные компоненты:

- сероводород (токсичен, горит);
- цианистоводородная (синильная) кислота – ядовита;

Механические примеси:

- смола;
- вода.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							65

--	--

Таблица 1.8.4.1. Объемы поставки топлива (газ) в периоды расчетных температур наружного воздуха

Источник теплоснабжения	По заявке на 2013 год в тыс. м <sup>3</sup>				
	Всего на год	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
Центральная котельная	24060	9400	4060	3000	7600
ГП ТЭС	21990	8500	5400	4050	4040

**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 передаче тепловой энергии**

Показателями уровня надежности при производстве и передаче тепловой энергии являются способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям:

- вероятности безотказной работы [Р],
- коэффициенту готовности [КГ],
- живучести [Ж].

По нормативным документам Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:  
источника теплоты  $R_{ит} = 0,97$ ;

тепловых сетей  $R_{ТС} = 0,9$ ;  
 потребителя теплоты  $R_{ПТ} = 0,99$ ;  
 СЦТ в целом  $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

### 1.9.2. Анализ аварийных отключений потребителей

Данных не предоставлено.

### 1.9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Данных не предоставлено.

### 1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Данных не предоставлено.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист	
											67
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

# 1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

## Экономические показатели по ЗАО «Теплоцентраль Белокуриха»

### Отчет о прибылях и убытках за Январь - Декабрь 2011г.

Организация <u>Закрытое акционерное общество "Теплоцентраль Белокуриха"</u>		Форма по ОКУД	Коды		
Идентификационный номер налогоплательщика		Дата (число, месяц, год)	0710002		
Вид экономической деятельности <u>Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными</u>		по ОКПО	31	12	2011
Организационно-правовая форма / форма собственности <u>Иная смешанная Российская закрытое акционерное общество / собственность</u>		ИНН	27078160		
Единица измерения: в тыс. рублей		по ОКВЭД	2203000225		
		по ОКФС / ОКФС	40,30,14		
		по ОКЕИ	67	49	
			384		

Пояснения	Наименование показателя	Код	За Январь - Декабрь 2011г.	За Январь - Декабрь 2010г.
5.1	Выручка	2110	220 578	213 715
5.2	Себестоимость продаж	2120	(212 461)	(202 875)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	8 117	10 840
	Коммерческие расходы	2210	-	-
	Управленческие расходы	2220	-	-
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	8 117	10 840
	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
3.6	Проценты к получению	2320	21	7
	Проценты к уплате	2330	-	-
5.3	Прочие доходы	2340	11 751	378
5.4	Прочие расходы	2350	(10 207)	(7 912)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	9 682	3 313
	Текущий налог на прибыль	2410	(1 849)	(2 163)
	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	66	1 434
	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(40)	69
	Изменение отложенных налоговых активов	2450	19	(3)
	Прочее	2460	(691)	(344)
	Чистая прибыль (убыток)	2400	7 121	872

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							68



### 1.10.2. Техничко-экономические характеристики объекта капитального строительства ГП ТЭС

Техничко-экономические характеристики объекта капитального строительства ГП ТЭС приведено в таблице 1.10.2.1.

Таблица 1.10.2.1 ТЭП характеристики ГП ТЭС

Установленная электрическая мощность	16 тыс. кВт;
установленная тепловая мощность	18,851 тыс. кВт;
общая установленная мощность	34,851 тыс. кВт;
годовая выработка электроэнергии	106,240 млн. кВт;
годовой отпуск электроэнергии потребителям	100,691 млн. кВт;
годовая выработка тепла	107692,62 тыс. Гкал;
годовой отпуск тепла потребителям	69959,25 тыс. Гкал;
годовое число часов использования установленной электрической мощности	8300;
годовой расход топлива:	
природного газа	21,99 млн. нм <sup>3</sup> ;
условного топлива	25,256 тыс т.у.т.;
численность обслуживающего персонала	14 чел.;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			69

## 1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

**1.11.1 Динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет**

Тарифы на тепловую энергию для потребителей муниципального образования г. Белокуриха Алтайского края, поставляемую ЗАО «Теплоцентральный Белокуриха» на 2012г приведены в таблице 1.11.1.1.

Таблица 1.11.1.1. Тарифы на тепловую энергию для потребителей муниципального образования г. Белокуриха Алтайского края

Потребитель	Расчетный период			Процент увеличения тарифа
	01.01- 30.06.2012	01.07- 31.08.2012	01.09- 31.12.2012	
1.Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии				
Иные, руб/Гкал без НДС	1396,42	1479,39	1479,39	105,94
Население, руб/Гкал с НДС	1647,77	1745,68	1745,68	105,94
Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителя)				
Иные, руб/Гкал без НДС	1090,69	1152,72	1152,72	105,69
Население, руб/Гкал с НДС	1287,01	1360,21	1360,21	105,69

Рост тарифа на поставку тепловой энергии в 2012 году составил 105,94%.

Тарифная политика в области теплоснабжения потребителей всех категорий за последние 5 лет приведена в таблице 1.11.1.2.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Таблица 1.11.1.2. Динамика тарифов за последние 5 лет

Год утверждения	Тариф (без НДС), руб/Гкал	Срок действия тарифа	Рост тарифов к предыдущему году, %
2007	977,59	с 01.01.2008	
2008	1192,5	с 01.01.2009	122
2009	1321,51	с 01.01.2010	122
2010	1396,42	с 01.01.2011	111
2011	1479,39	с 01.01.2012	105

В целом, наблюдается постепенный рост тарифов, однако, динамика повышения в абсолютном выражении падает.

### 1.11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура тарифа, установленная на момент разработки схемы теплоснабжения приведена в таблице 1.11.3.1.

Таблица 1.11.2.1. Структура тарифа, установленная на момент разработки схемы теплоснабжения

Категория потребителей	Топливная составляющая	Транспортировка
Иные, руб/Гкал без НДС	539,49	325,67
Население, руб/Гкал с НДС	539,49	385,47

### 1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к тепловым сетям и горячему водоснабжению за последние три года не установлена. Поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности нет.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

#### **1.11.4 Платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей за последние три года не установлена. Поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности нет.

#### **1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа**

##### **1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения**

Основной проблемой организации качественного теплоснабжения г. Белокурой состоит в неравномерной подачи теплоты потребителям. В то время, как для одной группы потребителей происходит завышение расходов сетевой воды и сокращение пропускной способности трубопроводов, для другой группы происходит снижение расходов сетевой воды, и, соответственно, снижение теплопотребления. В дополнение к этому проблемы в системах теплопотребления такие как: разрегулированность режимов теплопотребления, разукomплектованность тепловых узлов (самовольное удаление дроссельных шайб), самовольное нарушение потребителями схем присоединения (установленных проектами, техническими условиями и договорами). Проблемы систем теплопотребления проявляются в разрегулированности всей системы, характеризующейся либо повышенными расходами теплоносителями, либо заниженными.

Как следствие – недостаточные (из-за повышенных потерь давления) располагаемые напоры теплоносителя на вводах, что в свою очередь приводит к желанию абонентов обеспечить необходимый перепад посредством слива сетевой воды из обратных трубопроводов для создания хотя бы минимальной циркуляции в отопительных приборах, что приводит к дополнительному увеличению расхода и, следовательно, к дополнительным потерям напора, и к появлению новых абонентов с пониженными перепадами давления и т.д.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			72

Происходит цепная реакция в направлении тотальной разрегулировки системы.

### **1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения**

Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения являются следствием тотальной разрегулировки системы.

### **1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

Для тепловых сетей ветки №1 характерно исчерпание пропускной способности трубопроводов с  $D_u > 150$  мм. Для участков тепловых сетей веток №2,3 и 4 с  $150 < D_u < 350$  мм наблюдаются повышенные значения гидравлического сопротивления, хотя в целом пропускная способность тепловых сетей зоны теплоснабжения от веток №2,3 и 4 позволяет подключать новых потребителей без значительных капитальных затрат на перекладку участков тепловых сетей с увеличением диаметров.

### **1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения в г. Белокуриха нет. Если проблемы есть, то они лежат в области финансирования.

### **1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Сведений о предписаниях надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения нет.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			73

## 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

### 2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Суммарная тепловая нагрузка тепловых сетей г. Белокуриха в 2012г. приведена в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Суммарная тепловая нагрузка тепловых сетей г. Белокуриха в 2012г.

Наименование	Тепловая мощность	
	Гкал/ч	%
Общая	59,5959	100
в том числе		
Собственные нужды котельных	1,235	2,06
Теплопотери	2,283	3,81
Жилые дома	23,359	38,96
Общественные здания	31,772	52,99
Предприятия	1,31	2,18

### 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

По данным администрации города и расчетов по генеральному плану г. Белокуриха выполнены прогнозы приростов на каждом этапе жилого фонда. Результаты приведены в таблице 2.2.1 и на рис. 2.2.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			74

Таблица 2.2.1. Прогнозы приростов на каждом этапе жилого фонда  
г. Белокуриха

Период	Объем ввода жилья, тыс кв.м.	Ввод жилья нарастающим итогом к 2010 г., тыс кв.м.	Прирост объемов ввода жилья, %
2010	15,581	15,581	
2011	14,485	30,066	93
2012	9,16	39,226	30
2013	10,53	49,756	27
2014	12,007	61,763	24
2015	13,93	75,69	23
2016-2020	167,548	243,24	221
2021-2025	60,10	303,34	25
2026-2030	85,25	388,59	28
2031-2032	49,20	437,79	13

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист	
											75
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

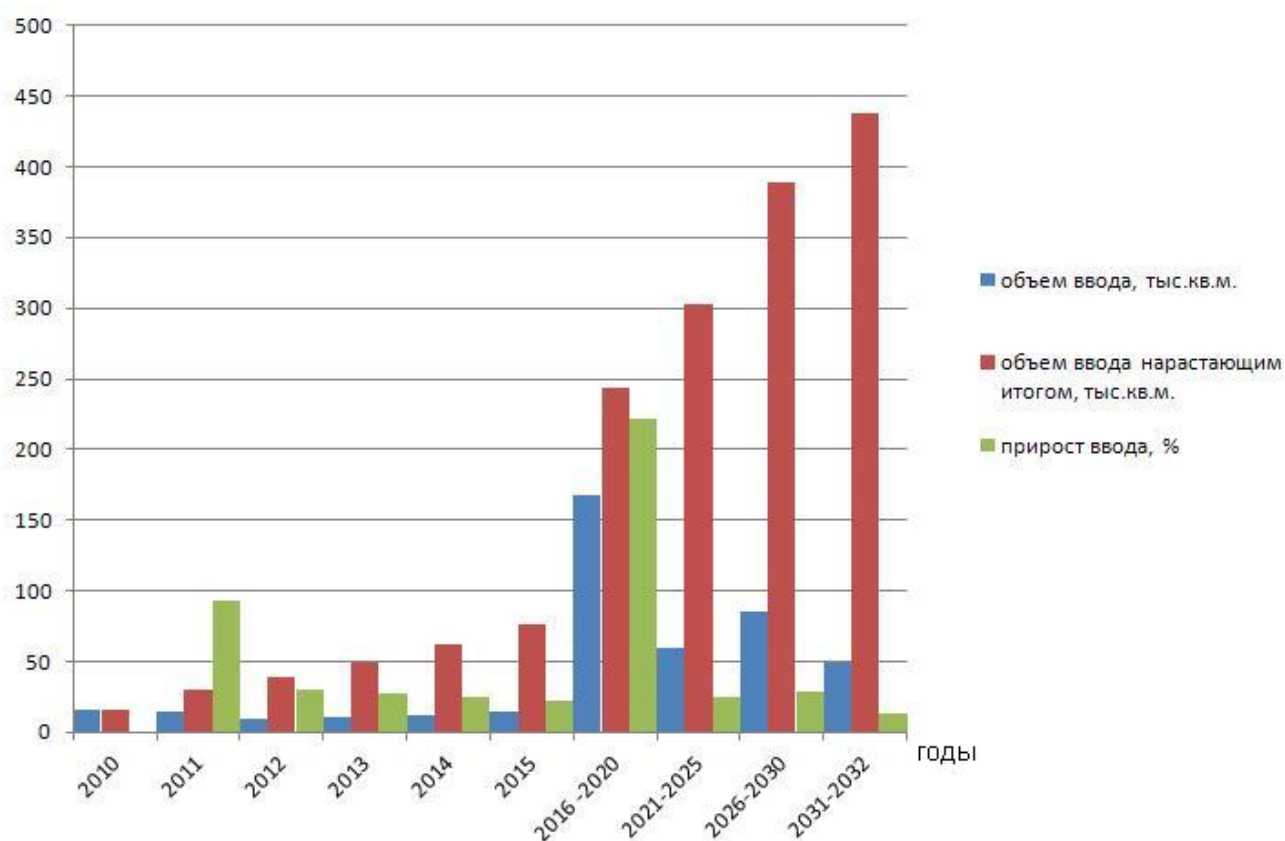


Рис.2.2.1. Прогнозы приростов на каждом этапе жилого фонда г. Белокуриха

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			76



По данным администрации города и расчетов по генеральному плану г.Белокуриха выполнены прогнозы приростов на каждом этапе строительства общественных зданий. Результаты приведены в таблице 2.2.2 и на рис. 2.2.2.

Таблица 2.2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе общественных зданий г. Белокуриха

Период	Объем ввода, тыс.кв.м.	Ввод объектов нарастающим итогом к 2010 г., тыс .кв.м.	Прирост объемов ввода объектов, %
2010	2,65	2,65	
2011	2,65	5,30	100
2012	2,65	7,94	50
2013	2,65	10,59	33
2014	0,69	11,28	7
2015	0,69	11,96	6
2016-2020	3,44	15,40	29
2021-2025	1,32	16,72	9
2026-2030	1,32	18,04	8
2031-2032	0,53	18,56	3

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист
										77
			Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		

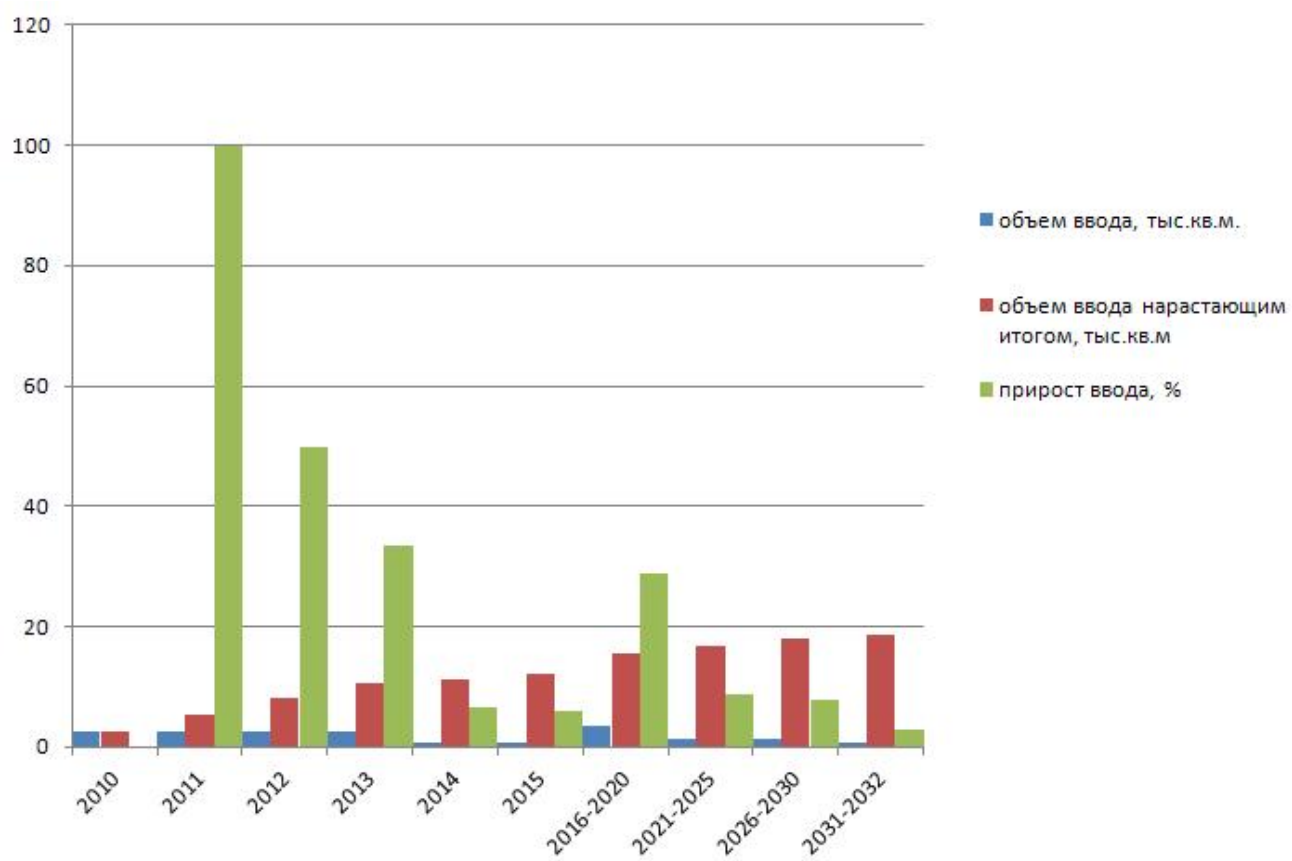


Рис. 2.2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе общественных зданий г. Белокуриха

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.	Лист
№ док	Подпись	Дата
12-22-00-СТ.2		
Лист 78		

По данным администрации города и расчетов по генеральному плану г.Белокуриха выполнены прогнозы приростов на каждом этапе строительства зданий и сооружений социально-культурной сферы. Результаты приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3. Прогнозы приростов на каждом этапе зданий и сооружений социально-культурной сферы г. Белокуриха

Период	Объем ввода, тыс.кв.м.	Ввод объектов нарастающим итогом к 2010 г., тыс.кв.м.	Прирост объемов ввода объектов, %
2010	7,07	7,07	
2011	7,07	14,14	100
2012	7,07	21,21	50
2013	7,07	28,29	33
2014	5,38	33,67	19
2015	5,38	39,05	16
2016-2020	26,921	65,975	69
2021-2025	20,56	86,53	31
2026-2030	20,56	107,09	24
2031-2032	8,22	115,31	100

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			79

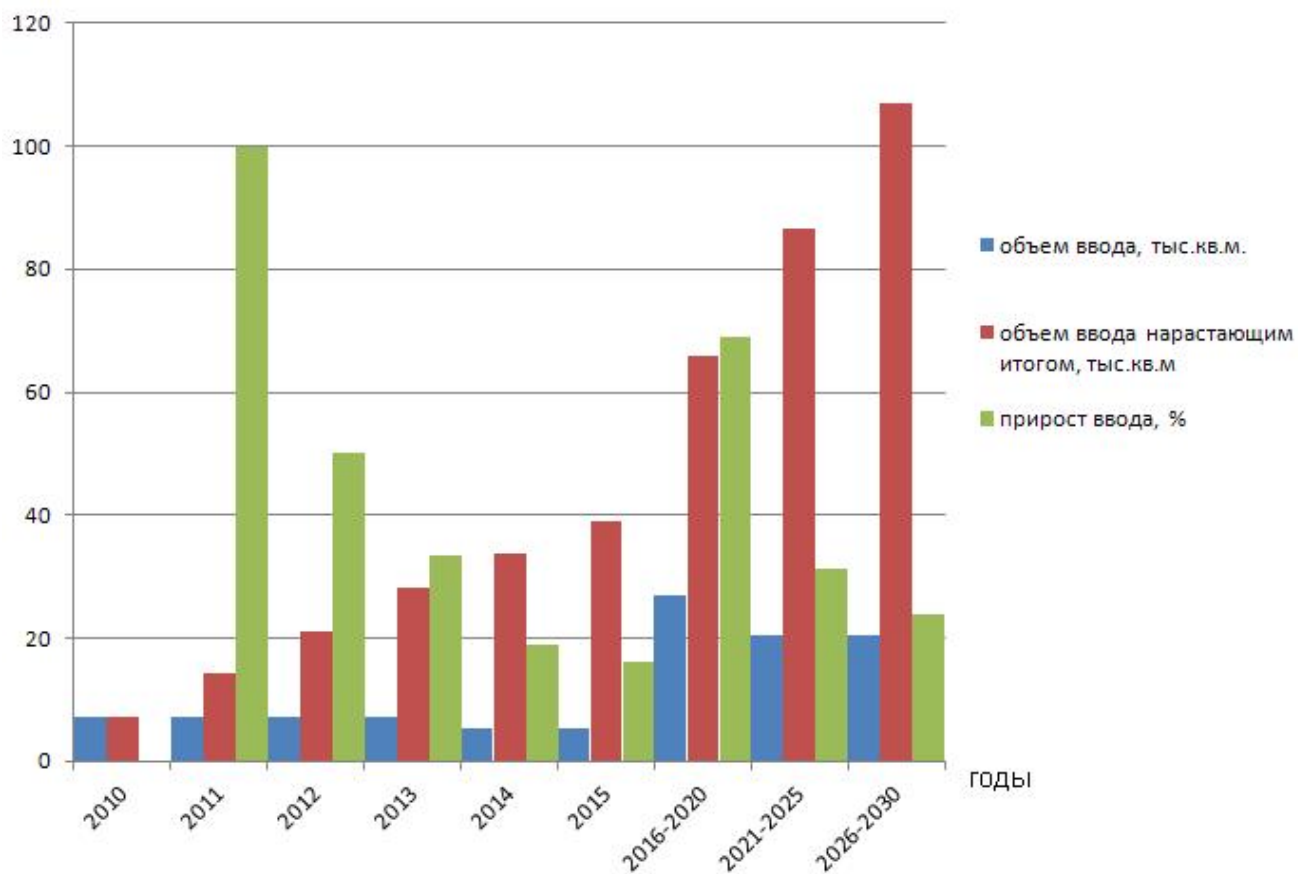


Рис. 2.2.3. Прогнозы приростов на каждом этапе зданий и сооружений социально-культурной г. Белокуриха

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
	12-22-00-СТ.2					
						Лист 80

По данным администрации города и расчетов по генеральному плану г.Белокуриха выполнены прогнозы приростов на каждом этапе строительства зданий и сооружений коммунальной сферы. Результаты приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4. Прогнозы приростов на каждом этапе зданий и сооружений коммунальной сферы г. Белокуриха

Период	Объем ввода, тыс.кв.м.	Ввод объектов нарастающим итогом к 2010 г., тыс.кв.м.	Прирост объемов ввода объектов, %
2010	0,15	0,15	
2011	0,15	0,30	100
2012	0,15	0,45	50
2013	0,15	0,60	33
2014	0,15	0,75	25
2015	0,15	0,90	20
2016-2020	0,762	1,662	85
2021-2025	0,762	2,424	46
2026-2030	0,762	3,186	31
2031-2032	0,30	3,486	9

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			81

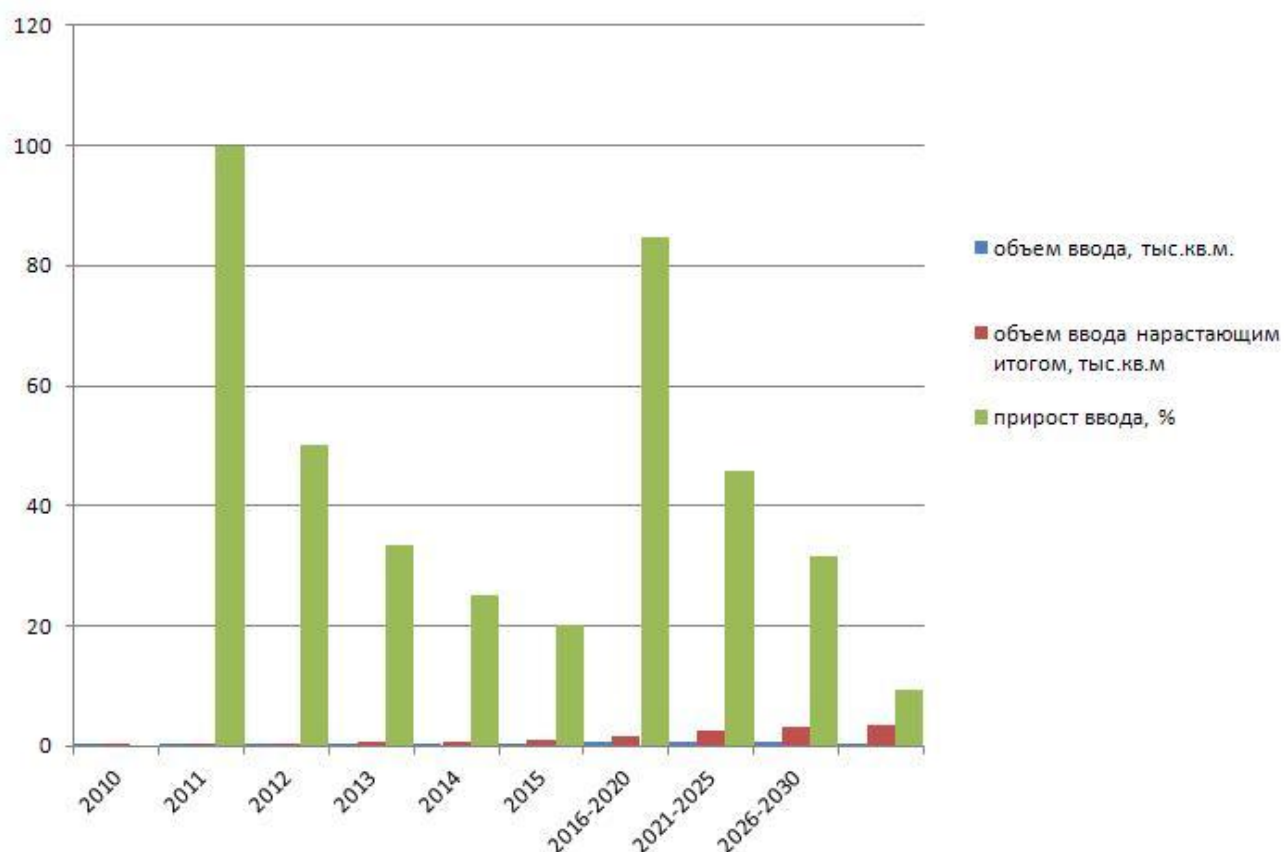


Рис. 2.2.4. Прогнозы приростов на каждом этапе зданий и сооружений коммунальной сферы г. Белокуриха

### 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

Согласно ТСН 23-325-2001 Алтайского края «Энергосберегающая теплозащита зданий»:

Требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление жилых многоквартирных отдельно стоящих и блокированных зданий  $q_h^{reg}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) приведен в таблице 2.3.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2
						Лист 82

Таблица 2.3.1. Требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление жилых многоквартирных отдельно стоящих и блокированных зданий  $q_h^{reg}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут).

Отапливаемая площадь домов, м <sup>2</sup>	Этажность домов			
	1	2	3	4
100 и менее	125	135		
150	110	120		
250	100	105		
400		90	95	100
600		80	85	90
1000 и более		75	75	80

Требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление жилых многоквартирных и общественных зданий  $q_h^{reg}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)] приведен в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2. Требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление жилых многоквартирных и общественных зданий  $q_h^{reg}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)].

Типы зданий	Этажность зданий			
	1-2-3	4-5	6-9	10 и более
1. Жилые, общеобразовательные и др. общественные, поименованные в п.1.2, кроме перечисленных в п.2 и 3 этой таблицы	по таблице 2.3.1.	95 [34] по таблице 2.3.1. для 4-этажных домов многоквартирных и блокированных	80 [29]	70 [25]
2. Поликлиник и лечебных учреждений, домов-интернатов	[34] [33] [32] соответственно нарастанию этажности	[31]	[30]	-
3. Детские дошкольные учреждения	[45]	-	-	-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

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

Для прогнозов перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов данных нет.

## 2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения

По данным администрации города и расчетов по генеральному плану г. Белокуриха выполнены прогнозы приростов потребления тепловой энергии жилым фондом на каждом этапе и с учетом следующих данных:

- Средняя температура наружного воздуха в отопительный период  $-8,1^{\circ}\text{C}$ ;
- Расчетная температура внутри помещений жилого фонда  $+20^{\circ}\text{C}$ ;
- Продолжительность отопительного периода 225 сут;
- Удельный расход тепловой энергии на отопление жилых зданий 4-5 этажей,  $95 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{сут})$ ,

$$\text{тогда } Q_{\text{н}}^{\text{рег}} = (20 + 8,1) * 225 * 95 * S = 600637,5 * S, \text{кДж} = 0,144 * S, \text{Гкал}$$

где  $S$  – площадь жилого фонда

Прогноз приростов потребления тепловой энергии на каждом этапе жилых фондов приведен в таблице 2.5.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2				84



Таблица 2.5.1 Прогноз приростов потребление тепловой энергии жилым фондом г. Белокуриха на каждом этапе

Период	Прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Прирост потребления тепловой энергии нарастающим итогом к 2010 г., тыс. Гкал	Прирост объемов потребления тепловой энергии, %
2010	2,244	2,244	
2011	2,086	4,330	93
2012	1,319	5,649	30
2013	1,516	7,165	27
2014	1,729	8,894	24
2015	2,006	10,9	23
2016-2020	24,127	35,026	221
2021-2025	8,654	43,68	25
2026-2030	12,276	55,957	28
2031-2032	7,085	63,042	13

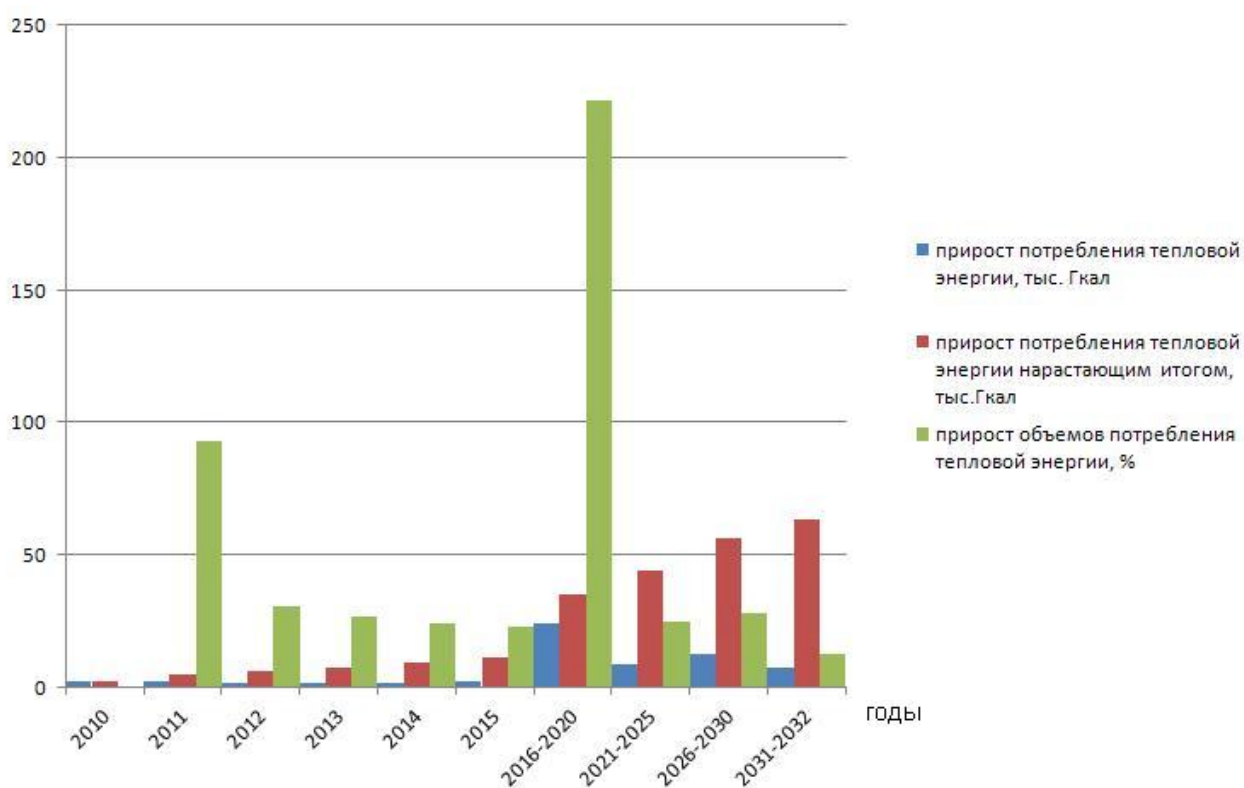


Рис. 2.5.1. Прогноз приростов потребления тепловой энергии жилым фондом г. Белокуриха на каждом этапе.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

12-22-00-СТ.2

Лист

85

По данным администрации города и расчетов по генеральному плану г.Белокуриха выполнены прогнозы приростов потребления тепловой энергии общественными зданиями на каждом этапе и с учетом следующих данных:

- Средняя температура наружного воздуха в отопительный период  $-8,1^{\circ}\text{C}$ ;
- Расчетная температура внутри помещений  $+18^{\circ}\text{C}$ ;
- Продолжительность отопительного периода 225 сут;
- Удельный расход тепловой энергии на отопление общественных зданий,  $95 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{сут})$

$$\text{тогда } Q_h^{\text{рег}} = (18 + 8,1) \cdot 225 \cdot 95 \cdot S = 557887,5 \cdot S, \text{кДж} = 0,134 \cdot S, \text{Гкал}$$

Прогноз приростов потребление тепловой энергии общественными зданиями г. Белокуриха на каждом этапе приведён в таблице 2.5.2 и на рис. 2.5.2.

Таблица 2.5.2 Прогноз приростов потребление тепловой энергии общественными зданиями г. Белокуриха на каждом этапе

Период	Прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Прирост потребления тепловой энергии нарастающим итогом к 2010 г., тыс. Гкал	Прирост объемов потребления тепловой энергии, %
2010	0,355	0,355	
2011	0,355	0,71	100
2012	0,355	1,065	50
2013	0,355	1,42	33
2014	0,093	1,513	7
2015	0,093	1,606	6
2016-2020	0,461	2,067	29
2021-2025	0,177	2,244	9
2026-2030	0,177	2,421	8
2031-2032	0,071	2,492	3

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

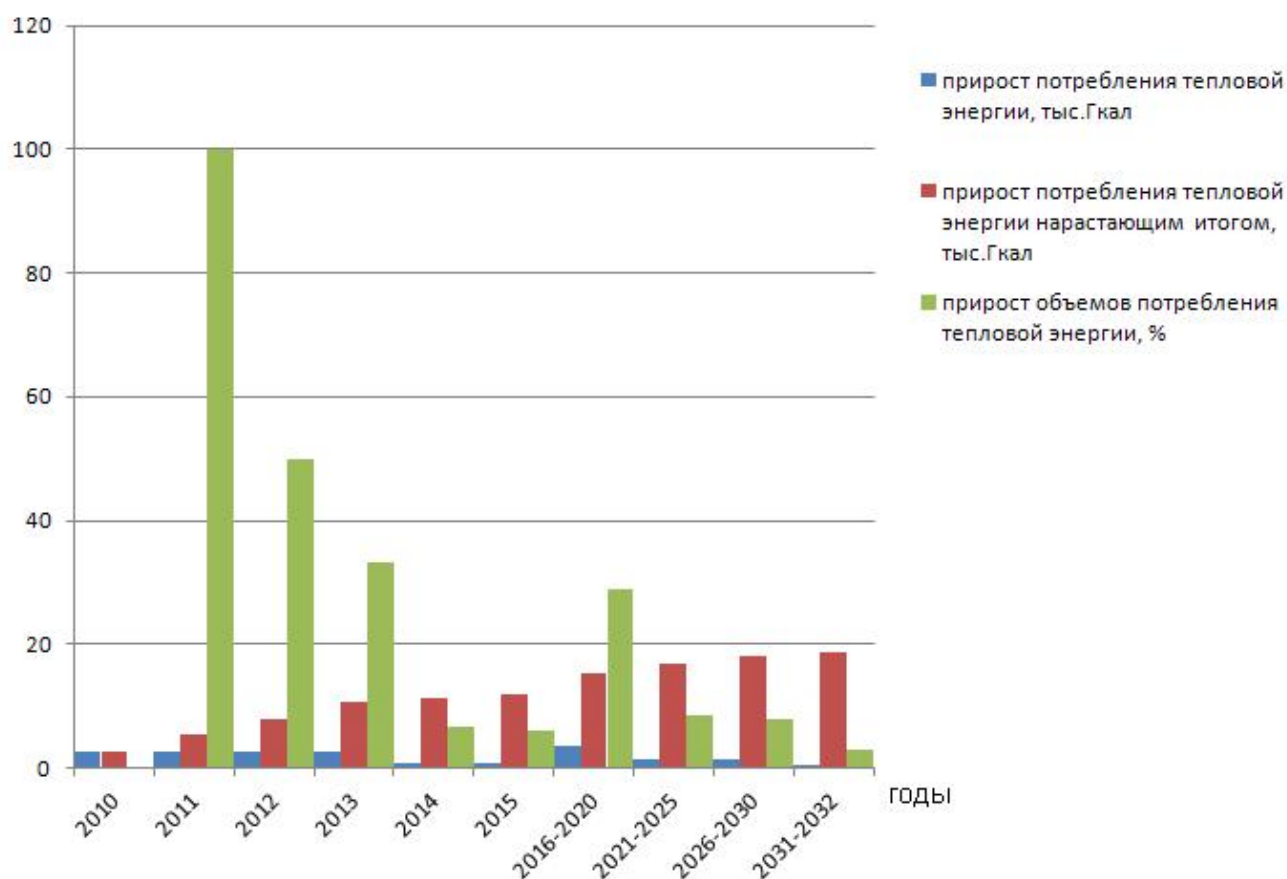


Рис. 2.5.2. Прогноз приростов потребления тепловой энергии общественными зданиями г. Белокуриха на каждом этапе.

По данным администрации города и расчетов по генеральному плану г.Белокуриха выполнены прогноз приростов потребления тепловой мощности зданиями и сооружениями социально-культурной сферы на каждом этапе и с учетом следующих показателей:

- Средняя температура наружного воздуха в отопительный период  $-8,1^{\circ}\text{C}$ ;
- Расчетная температура внутри помещений  $+18^{\circ}\text{C}$ ;
- Продолжительность отопительного периода 225 сут;
- Удельный расход тепловой энергии на отопление общественных зданий,  $95 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{сут})$

$$\text{тогда } Q_h^{\text{рег}} = (18 + 8,1) \cdot 225 \cdot 95 \cdot S = 557887,5 \cdot S, \text{кДж} = 0,134 \cdot S, \text{Гкал}$$

Прогноз приростов потребление тепловой энергии зданиями и сооружениями социально-культурной сферы г. Белокуриха на каждом этапе приведён в таблице 2.5.3 и на рис. 2.5.3.

Инв. №	Взам. инв. №				
подл.	Подпись и дата				
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
12-22-00-СТ.2					Лист
					87

Таблица 2.5.3. Прогноз приростов потребления тепловой энергии зданиями и сооружениями социально-культурной сферы г. Белокуриха на каждом этапе

Период	Прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Прирост потребления тепловой энергии нарастающим итогом к 2010 г., тыс. Гкал	Прирост объемов потребления тепловой энергии, %
2010	0,947	0,947	
2011	0,947	1,894	100
2012	0,947	2,841	50
2013	0,947	3,788	33
2014	0,721	4,509	19
2015	0,721	5,230	16
2016-2020	3,607	8,841	-52
2021-2025	2,755	11,600	31
2026-2030	2,755	14,351	24
2031-2032	1,101	15,452	100

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист	
											88
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			



Таблица 2.5.4. Прогноз приростов потребления тепловой энергии зданиями и сооружениями коммунальной сферы г. Белокуриха на каждом этапе

Период	Прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Прирост потребления тепловой энергии нарастающим итогом к 2010 г., тыс. Гкал	Прирост объемов потребления тепловой энергии, %
2010	0,022	0,022	
2011	0,022	0,044	100
2012	0,022	0,066	50
2013	0,022	0,088	33
2014	0,022	0,110	25
2015	0,022	0,132	20
2016-2020	0,110	0,242	83
2021-2025	0,110	0,352	45
2026-2030	0,110	0,462	31
2031-2032	0,044	0,506	10

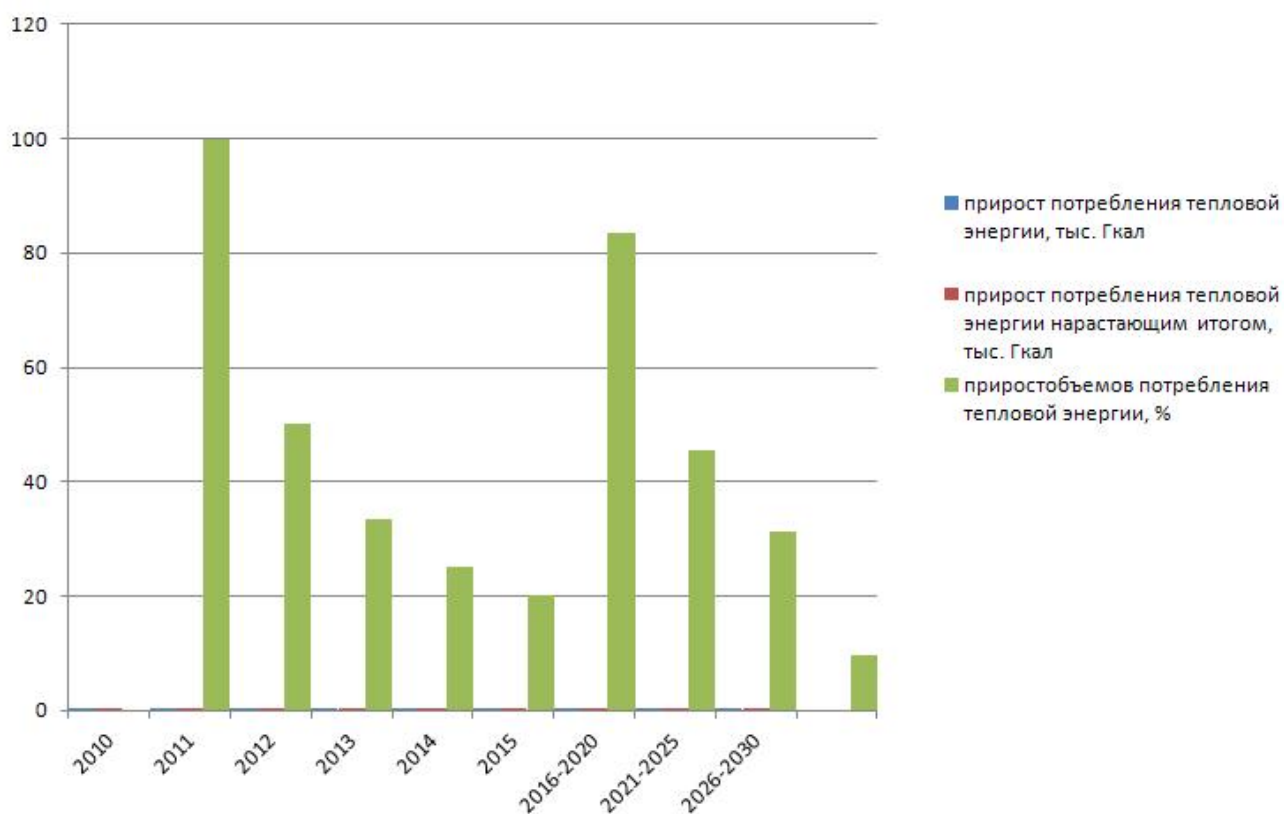


Рис. 2.5.4. Прогноз приростов потребления тепловой энергии зданиями и сооружениями коммунальной сферы г. Белокуриха на каждом этапе.

Прогноз общего прироста потребления тепловой энергии г. Белокуриха на каждом этапе сведен в таблицу 2.5.5 и на рис. 2.5.5.

Таблица 2.5.5. Прогноз приростов потребление тепловой энергии г. Белокуриха на каждом этапе

Период	Прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Прирост потребления тепловой энергии нарастающим итогом, тыс. Гкал	Суммарная потребность в тепловой энергии, тыс. Гкал	Фактическое производство тепловой энергии, тыс. Гкал
2010	3,568	3,568		
2011	3,41	6,978	142,759*	168,035*
2012	2,643	9,621	141,648*	165,925*
2013	2,84	12,461	144,488	166,222*
2014	2,565	15,026	147,053	
2015	2,842	17,868	149,895	
2016-2020	28,305	46,176	178,200	
2021-2025	11,696	57,876	189,896	
2026-2030	15,318	73,191	205,214	
2031-2032	8,301	81,492	213,515	

\*-по данным ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха»

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2				91

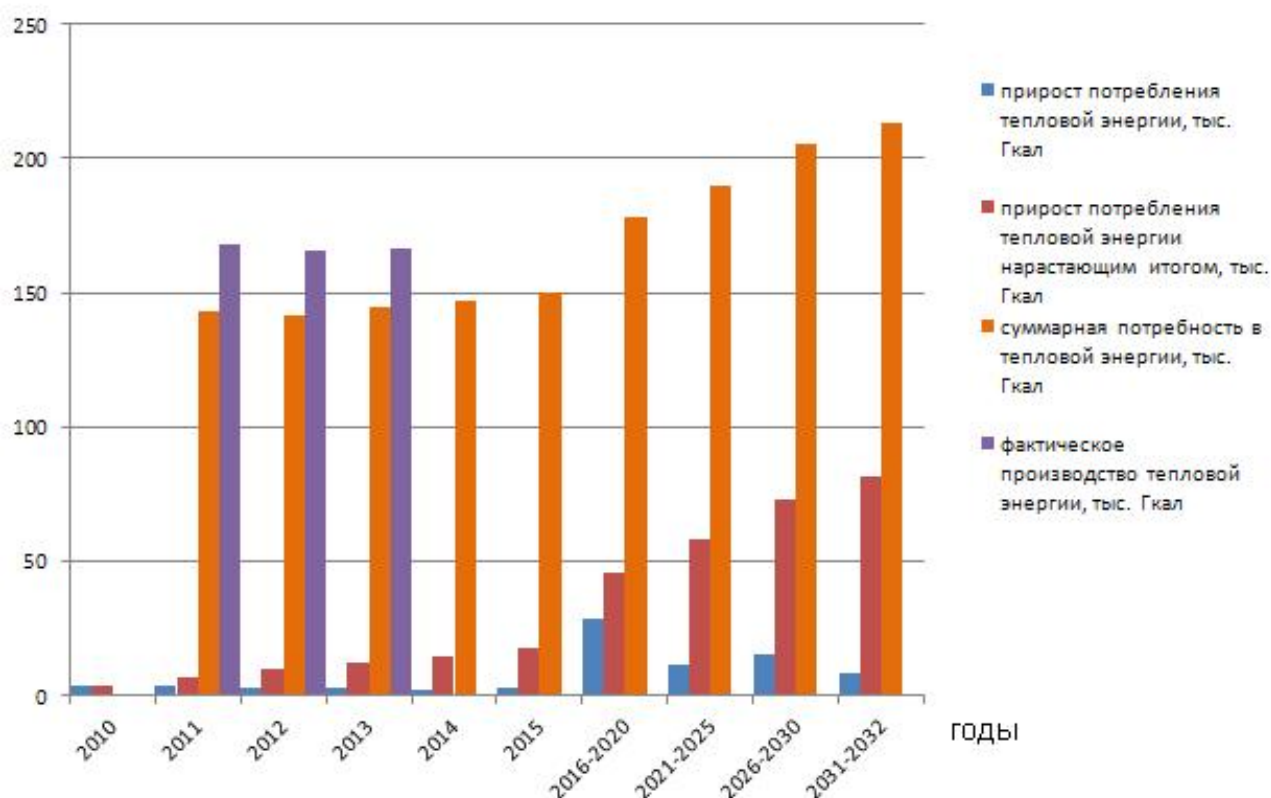


Рис. 2.5.5. Прогноз приростов потребления тепловой энергии г. Белокуриха на каждом этапе

## 2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

В данном разделе представлены прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.

По данным администрации города и расчетов по генеральному плану г.Белокуриха выполнены прогнозы приростов потребления тепловой энергии для индивидуального жилья на каждом этапе и с учетом следующих данных:

- Средняя температура наружного воздуха в отопительный период  $-8,1^{\circ}\text{C}$ ;
- Расчетная температура внутри помещений жилого фонда  $+20^{\circ}\text{C}$ ;
- Продолжительность отопительного периода 225 сут;
- Удельный расход тепловой энергии на отопление жилых зданий

4-5 этажей,  $95 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{сут})$

$$\text{тогда } Q_h^{\text{reg}} = \eta \cdot Q_h^{\text{des}}$$

$$Q_h^{\text{reg}} = 1,7(20+8,1) \cdot 225 \cdot 95 \cdot S = 600637,5 \cdot S, \text{кДж} = 0,245 \cdot S, \text{Гкал}$$

Инв. №	Взам. инв. №				
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата



где  $\eta = \eta^{\text{dec}} / \eta_o^{\text{des}} = 1,7$ ,  
здесь  $\eta^{\text{dec}} = 0,85$  – при теплоснабжении модульной котельной  
 $\eta_o^{\text{des}} = 0,5$  – при централизованном теплоснабжении  
S – площадь жилого фонда

Прогноз прироста потребления тепловой энергии для индивидуального жилья г. Белокуриха на каждом этапе сведен в таблицу 2.6.1 и дан на рис. 2.6.1.

Таблица 2.6.1. Прогноз приростов потребление тепловой энергии для индивидуального жилья г. Белокуриха на каждом этапе

Период	Прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Прирост потребления тепловой энергии нарастающим итогом, тыс. Гкал	Прирост объемов потребления тепловой энергии, %
2010	0,967	0,967	
2011	0,967	1,933	100
2012	0,967	2,900	50
2013	0,967	3,866	33
2014	0,967	4,833	25
2015	0,967	5,800	20
2016-2020	4,833	10,633	83
2021-2025	4,833	15,466	45
2026-2030	4,833	20,299	31
2031-2032	1,933	22,232	10

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			93

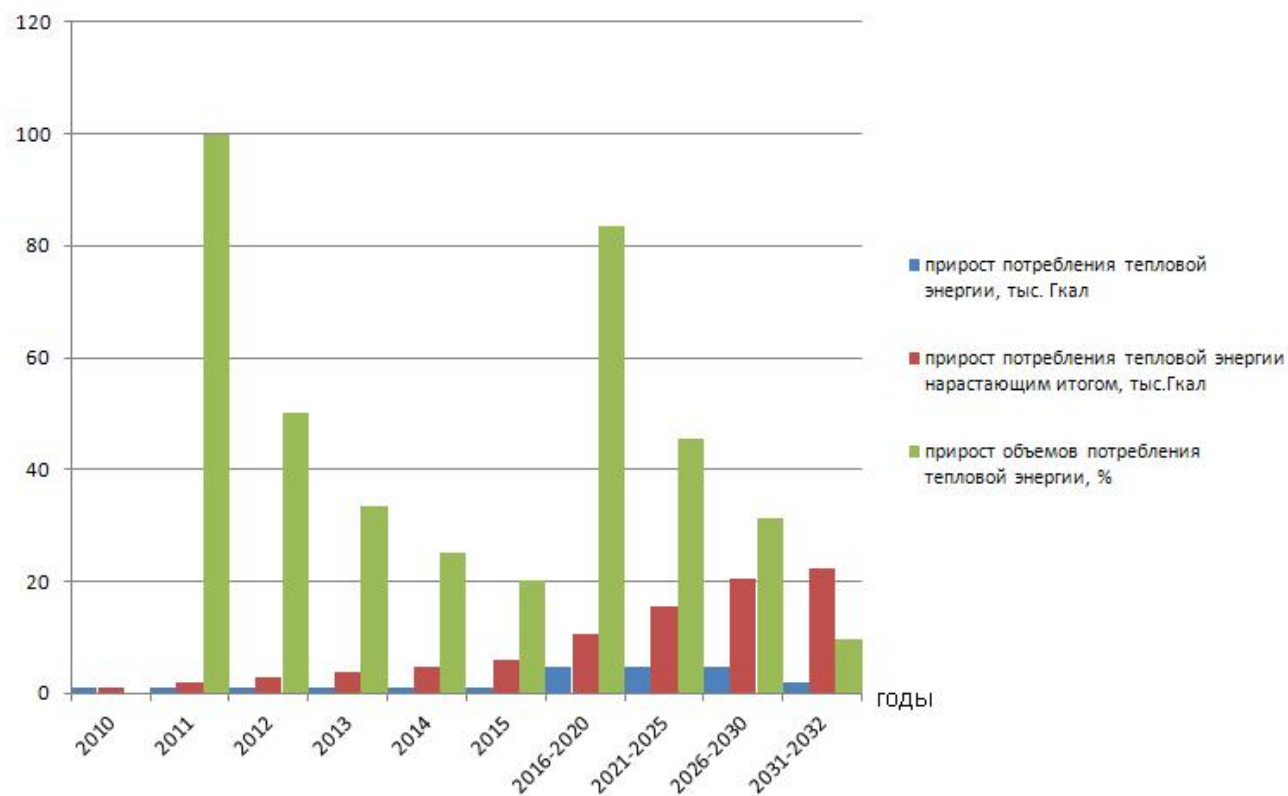


Рис. 2.6.1. Прогноз приростов потребление тепловой энергии г. Белокуриха на каждом этапе

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			94

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

Учитывая особенность города Белокуриха как города-курорта, развитие промышленной зоны в первую очередь определяется развитием коммунально-бытовой сферы и с учетом развития санаторно-курортного и гостиничного хозяйства.

Прогноз прироста объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах г. Белокуриха на каждом этапе сведен в таблицу 2.7.1 и дан на рис. 2.7.1.

Таблица 2.7.1. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах г. Белокуриха на каждом этапе

Период	Прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Прирост потребления тепловой энергии нарастающим итогом к 2010 г., тыс. Гкал	Прирост объемов потребления тепловой энергии, %	Фактическое производство тепловой энергии, тыс. Гкал
2010	0,394*	3,938*		3,938*
2011	-0,425	3,519*	-11	3,513*
2012	0,439	3,952*	13	3,952*
2013	-0,253	3,699*	-6	3,699*
2014	0,888	4,587	24**	
2015	1,055	5,642	23**	
2016-2020	12,468	18,110	221**	
2021-2025	4,528	22,637	25**	
2026-2030	6,339	28,976	28**	
2031-2032	4,000	32,743	13**	

\*-по данным ЗАО «Теплоцентральный Белокуриха»

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
------	------	------	-------	---------	------

**\*\***-прирост объемов принят по приросту коммунально-бытовой сферы и с учетом развития санаторно-курортного и гостиничного хозяйства

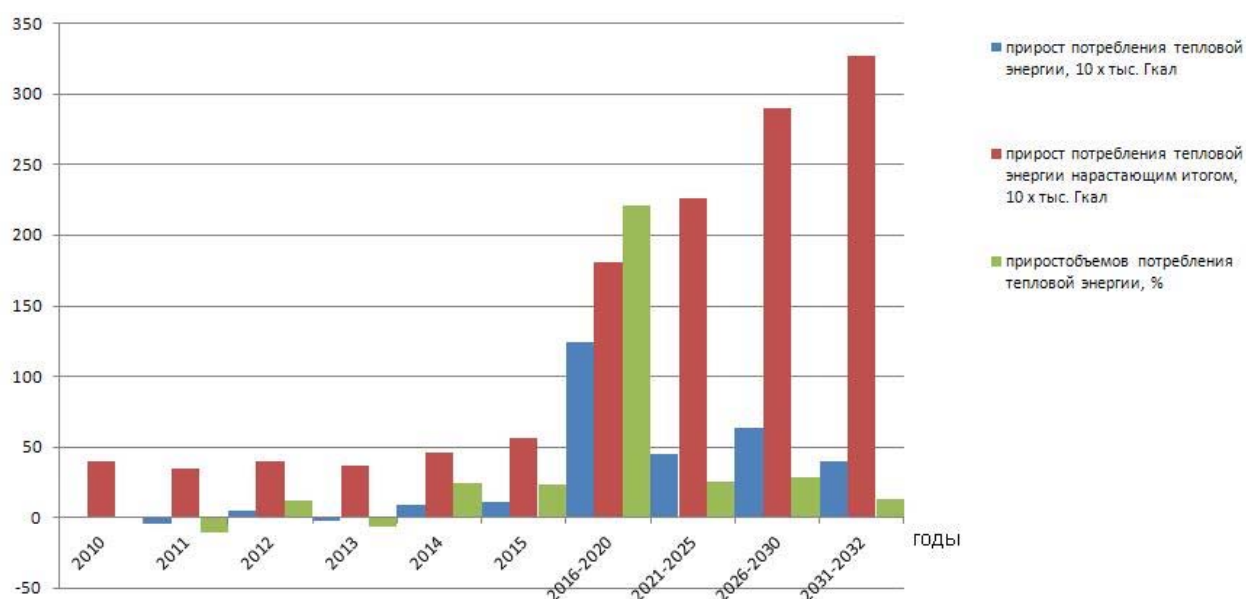


Рис. 2.7.1. Прогноз приростов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах г. Белокуриха на каждом этапе.

## 2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию, теплоноситель

Данных по отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию, теплоноситель не представлены.

## 2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

Данных по перспективному потреблению тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения не представлены.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			96

**2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене**

Тепловая энергия потребителям города Белокуриха поставляется по регулируемым ценам. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями для данной категории потребителей приведены выше.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист
										97
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

### 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа

Население города Белокурихи составляет 14517 человек (по переписи 2010 г), поэтому при разработке схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения от 10 тыс. человек до 100 тыс. человек разработка Электронной модели системы теплоснабжения поселения согласно Постановлению правительства РФ от 22.02.2012 № 154 в данной работе не выполнялась.

Электронная модель системы теплоснабжения города Белокуриха разработана в 2012 году ООО «Оптимизация систем теплоснабжения «ОТЭП» по заданию ЗАО «Теплоцентральный Белокуриха».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			98

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

Балансы тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии представлены в таблице 4.1.1 и на рис. 4.1.

Таблица 4.1. Балансы тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Период	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал за расчетный период	Мощность тепловой энергии, тыс. Гкал за расчетный период				
		Центральная котельная	Котельная хоззоны	ГП ТЭС	общая тепловая мощность г. Белокуриха	резерв тепловой мощности
2010	144,2592	529,238	107,293	75,600	712,130	567,871
2011	143,243	529,238	107,293	75,600	712,130	568,888
2012	162,531	529,238	107,293	75,600	712,130	549,599
2013	166,222	529,238	107,293	75,600	712,130	545,908
2014	168,787	529,238	107,293	75,600	712,130	543,343
2015	171,629	529,238	107,293	75,600	712,130	540,501
2016-2020	886,452	2646,189	536,463	378,000	3560,652	2674,200
2021-2025	898,148	2646,189	536,463	378,000	3560,652	2662,504
2026-2030	913,466	2646,189	536,463	378,000	3560,652	2647,186
2031-2032	373,687	1058,476	214,585	151,200	1424,261	1050,573

Для расчетов принято:

- мощность теплоснабжающих организаций нетто по таблице 1.2.3.1;
- продолжительность отопительного периода (с учетом протапливания) 5400 ч.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

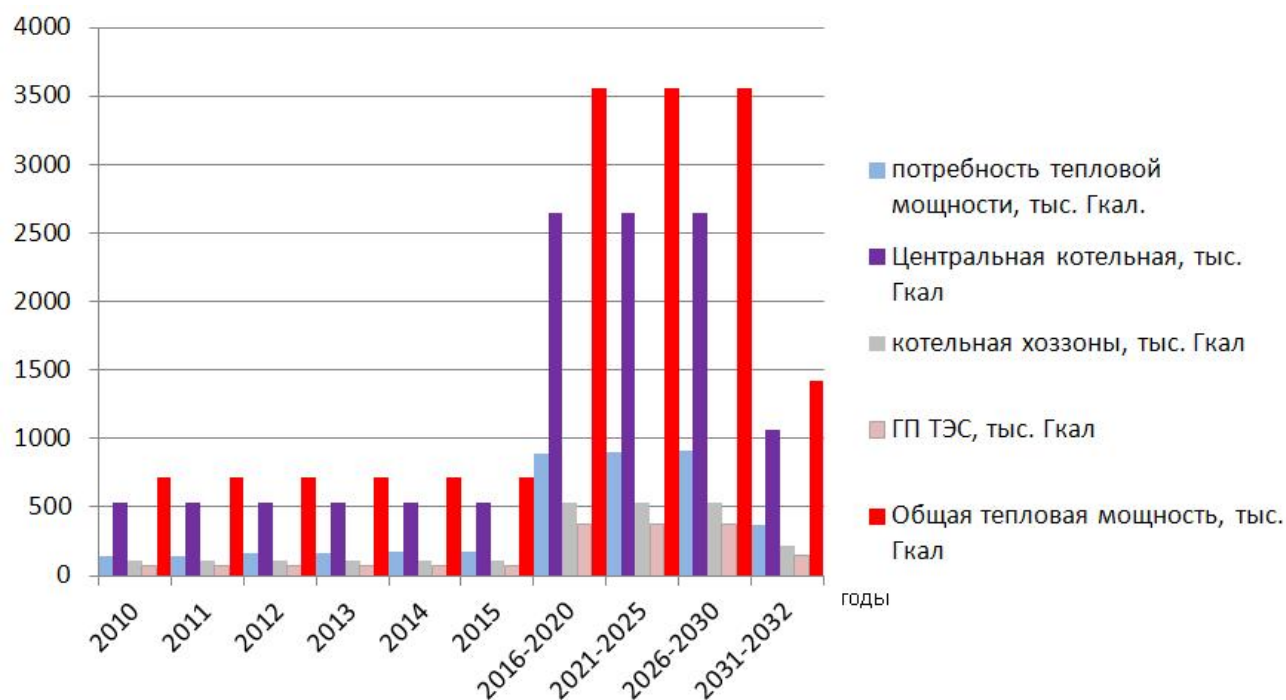


Рис. 4.1. Балансы тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

На весь расчетный период в г. Белокуриха имеются резервы тепловой мощности.

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

12-22-00-СТ.2

Лист	100
------	-----



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

Расчет Перспективных балансов производительности  
водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя  
теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных  
режимах выполнен по СНиП 41-02-2003 Тепловые сети и приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Перспективные балансы производительности водоподготови-  
тельных установок и максимального потребления теплоносителя  
теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных  
режимах

Период	Средне- годовое потреб- ление тепловой энергии , МВт/ч	Расчет- ное* количеств о воды в системе, м3	Расчетный расход воды на горячее водоснабжени е, м3/ч	Подпитк а, м3/ч	Аварийн ая подпитка , м3/ч	Среднегодовая требуемая производи- тельность водоподготовки, м3/ч
2012	25,947	1816,279		13,622	36,326	88,5**
2013	26,536	1857,530	27,293	13,931	37,151	78,375
2014	26,946	1886,194	27,714	14,146	37,724	79,584
2015	27,399	1917,954	28,181	14,385	38,359	80,925
2016-2020	28,303	1981,215	29,110	14,859	39,624	83,593
2021-2025	28,677	2007,355	29,494	15,055	40,147	84,696
2026-2030	29,166	2041,591	29,997	15,312	40,832	86,141
2031-2032	29,828	2087,973	30,679	15,660	41,759	88,098

\*-по СНиП 41-02-2003.

\*\* - по данным ЗАО «Теплоцентраль Белокуриха».

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

12-22-00-СТ.2

Лист

101

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

Таблица 6.1.1. Условия организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

Виды отопления	Условие
Центральное отопление жилых и общественных зданий	Наличие магистральных и разводящих тепловых сетей
Индивидуальное теплоснабжение малоэтажных жилых домов оборудованием, работающем на газе	Наличие газовых распределительных сетей
Индивидуальное теплоснабжение малоэтажных жилых домов оборудованием, работающем на жидком или твердом топливе	Отсутствие газовых сетей
Поквартирное отопление в жилых домах	Наличие специальных мероприятий для подачи воздуха на горение и отвода дымовых газов

В связи с наличием избытка тепловой мощности строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не требуется.

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

Реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не предполагается в связи с наличием избытка тепловой мощности.

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

Реконструкции действующих котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не предполагается в связи с наличием избытка тепловой мощности.

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

В целях модернизации теплоснабжения города Белокуриха ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» предполагает перевод угольной котельной хозяйственной зоны на блочно-модульную газовую котельную с установленной мощностью 20 Гкал/ч и присоединение тепловых сетей газовой котельной к тепловым сетям Центральной котельной теплотрассой Ду 300 мм, протяженностью 3 км.

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

Газопоршневая теплоэлектростанция ЗАО «Инновации» проектировалась и была построена как пиковая котельная для Центральной котельной г. Белокуриха.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			103

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

В связи с отсутствием подключения к тепловым сетям ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» рекомендуется ЗАО «Инновации» построить свои сети для обеспечения потребителей сопутствующим теплом от производства электроэнергии ГП ТЭС.

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

Ввиду отсутствия передачи тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии вывода в резерв или вывода из эксплуатации существующих котельных не предполагается.

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

В зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями целесообразно:

- При наличии распределительных газовых сетей индивидуальное отопление оборудованием, работающем на газе,

-В отсутствии распределительных газовых сетей индивидуальное отопление оборудованием, работающем на жидком или твердом топливе.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			104

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

В производственных зонах на территории городского округа целесообразно:

- При наличии в зоне сетей теплоснабжения подключение к ним,
- В отсутствии в зоне сетей теплоснабжения, но наличии распределительных газовых сетей - отопление оборудованием, работающем на газе.
- В отсутствии в зоне сетей теплоснабжения и распределительных газовых сетей - отопление оборудованием, работающем на жидком или твердом топливе.

## **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 связи с отсутствием присоединения ЗАО «Инновации» к тепловым сетям ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» распределение мощностей тепловой энергии выполнить невозможно.

Объем поставляемой тепловой энергии может быть определен прямыми договорами потребителей с поставщиками тепловой энергии, при условии обеспечения доступа к тепловым сетям ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха».

## **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**

Зоной действия источников тепловой энергии являются границы муниципального образования город Белокуриха. В связи с наличием резерва тепловой мощности возможность надежного теплоснабжения будет обеспечена до расчетного срока.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2				105

### **6.13. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью**

В связи с наличием избытка тепловой мощности строительство источников тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не требуется.

### **6.14. Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления**

Выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления нет, в связи с наличием резерва тепловой мощности для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

### **6.15. Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке**

В перспективе температурный график подачи теплоносителя в зависимости от наружной температуры не изменится.

Газопоршневая теплоэлектростанция ЗАО «Инновации» проектировалась и была построена как пиковая котельная для Центральной котельной г. Белокуриха.

Варианты загрузки источников тепловой энергии при выходе на перспективную нагрузку к расчетному сроку приведены в таблице 6.15.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2		Лист
								106

Таблица 6.15.1. Варианты загрузки источников тепловой энергии.

Сезон года	Центральная котельная	Котельная хоззоны	ГП ТЭС
Лето	+	-	-
	-	***	-
	-	-	+*
Весна. Осень	+	-	-
	-	***	+*
Зима	+	-	-
	+	***	-
	+	-	+*

\* - при условии подключения ГП ТЭС к тепловым сетям г. Белокуриха.

\*\*\* - при условии устройства перемычки между Центральной котельной и Котельной хоззоны.

#### 6.16. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива

В связи с развитием газификации г. Белокуриха предполагается перевод на газ всех котлов теплоснабжающих организаций. Поэтому расчет количества условного топлива выполнен по газу.

Определение потребности в топливе приведены в таблице 6.16.1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			107

Таблица 6.16.1. Определение потребности в топливе

Период	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал за расчетный период	Расход условного топлива, тыс. т.у.т.
2012	162,531	25,264
2013	166,222	25,838
2014	168,787	26,236
2015	171,629	26,678
2016-2020	886,452	137,790
2021-2025	898,148	139,608
2026-2030	913,466	141,989
2031-2032	373,687	58,086

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			108



## **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 избытком в зоны с дефицитом тепловой мощности**

Для перераспределения тепловой нагрузки из зон с избытком в зоны с дефицитом тепловой мощности предлагается выполнить:

- поставить перемычку между Центральной котельной и Котельной хоззоны;
- закольцовку «ветки №1» и «ветки №3» между камерами ТК6/3 и ТК 44/3;
- закольцовку «ветки №2» и «ветки №4» между камерами 30/1 и ТК-55;
- поставить перемычку на «ветке №1» , соединив ТК-6/8 с камерой, расположенной между ТК-10 и ТК-11.

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

В зоне действия действующих источников тепловой энергии практически находится весь город Белокуриха. По мере ввода новых потребителей будет выполняться разводящая сеть от магистральных трубопроводов.

### **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**

Выполнить соединение Центральной котельной, Котельной хоззоны и ГП ТЭС.

Рекомендуется проложить тепловую сеть от ГП ТЭС до Городской больницы, обеспечив тем самым присоединение от двух независимых источников, что обеспечит требование надежности теплоснабжения объекта по I категории.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист	
	Подпись и дата						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	109

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

Выполнить соединение Центральной котельной, Котельной хоззоны и ГП ТЭС.

Рекомендуется проложить тепловую сеть от ГП ТЭС до Городской больницы, обеспечив тем самым присоединение от двух независимых источников, что обеспечит требование надежности теплоснабжения объекта по I категории.

#### 7.4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Часть магистральных участков трубопроводов тепловых сетей «ветки №1» тепловых сетей города Белокуриха исчерпали свою пропускную способность, что приводит к существенному падению давления и располагаемого напора.

От ТК-5 до ТК-9, падение располагаемого напора составляет 21 м.

От ТК-14 до ТК-17, падение располагаемого напора составляет 11 м.

От ТК-20 до ТК-20/2, падение располагаемого напора составляет 6 м.

Предлагается выполнить перекладку участков тепловых сетей:

1. Перекладку тепловых сетей от ТК-5 до ТК-8 с Ду 300 мм на Ду 400 мм, протяженностью 378 метров в двухтрубном исчислении (756 п.м. труб);
2. Перекладку тепловых сетей от ТК-8 до ТК-9 с Ду 300 мм на Ду 350 мм, протяженностью 112 метров в двухтрубном исчислении (224 п.м. труб);
3. Перекладку тепловых сетей от ТК-14 до ТК-15 с Ду 250 мм на Ду 300 мм, протяженностью 72 метров в двухтрубном исчислении (144 п.м. труб);
4. Перекладку тепловых сетей от ТК-15 до ТК-17 с Ду 200 мм на Ду 250 мм, протяженностью 262 метров в двухтрубном исчислении (524 п.м. труб);
5. Перекладку тепловых сетей от ТК-20 до ТК-20/2 с Ду 150 мм на Ду 200 мм, протяженностью 300 метров в двухтрубном исчислении (600 п.м. труб).

Теплоснабжение центральной, южной и восточной части города Белокуриха от центральной котельной, где основными потребителями являются здания жилого сектора осуществляется, в основном, на уровне, близком к расчетному.

При дальнейшем развитии города, при корректировке гидравлического режима, связанного с увеличением теплопотребления, встанет необходимость выполнения следующих мероприятий:

1. Перекладку тепловых сетей от Т.34 до ТК-24 с Ду 350 мм на Ду 400 мм, протяженностью 221 метр в двухтрубном исчислении (442 п.м. труб);
2. Перекладку тепловых сетей от ТК-43 до ТК-44 с Ду 150 мм на Ду 200 мм, протяженностью 35 метров в двухтрубном исчислении (70 п.м. труб);

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			110

### 7.5. Строительство и реконструкция насосных станций

При дальнейшем развитии города, при корректировке гидравлического режима, связанного с увеличением теплопотребления, необходимо выполнить строительство повысительной насосной станции (ПНС) в районе ТК-34 (район СМУ-55).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			111

## 8. Перспективные топливные балансы

**8.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа**

Максимальные расходы топлива для летнего, переходного и зимнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского округа приведены в таблицах 8.1.1 и 8.1.2.

Таблица 8.1.1 Максимальные часовые расходы топлива для летнего, переходного и зимнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского округа.

Годы Период		Максимальные часовые расходы газа, н.м <sup>3</sup> /ч		
		Центральная котельная	Котельная хоззоны	ГП ТЭС
2012	1	3711	2393	4016
	2	3711	2393	4016
	3	11133	2393	4016
2013	1	3711	2393	4016
	2	3711	2393	4016
	3	11133	2393	4016
2014	1	3711	2393	4016
	2	3711	2393	4016
	3	11133	2393	4016
2015	1	3711	2393	4016
	2	3711	2393	4016
	3	11133	2393	4016
2016-2020	1	3711	2393	4016
	2	3711	2393	4016
	3	11133	2393	4016
2021-2025	1	3711	2393	4016
	2	3711	2393	4016
	3	11133	2393	4016
2026-2030	1	7422	2393	4016
	2	7422	2393	4016
	3	11133	2393	4016
2031-2032	1	7422	2393	4016
	2	7422	2393	4016
	3	11133	2393	4016

1 – Лето , 2 – Переходный период, 3 – Зима

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Таблица 8.1.2. Годовые расходы топлива, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского округа.

Годы Период	Годовые расходы газа, тыс. н.м <sup>3</sup> /г		
	Центральная котельная	Котельная хоззоны	ГП ТЭС
2012	24060		21990
2013	24060	9309	21990
2014	24060	9309	21990
2015	24060	9309	21990
2016-2020	24060	9309	21990
2021-2025	24060	9309	21990
2026-2030	36090	9309	21990
2031-2032	36090	9309	21990

Варианты работы оборудования в котельных даны в таблице 6.15.1.

## 8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Аварийное топливо - топливо, сжигаемое в случае аварийного прекращения подачи основного и резервного топлив.

В перспективе все три источника теплоснабжения связываются в единой сети. Поэтому аварийного топлива не предусматривается.

В соответствии с требованиями СНиП II-35-76\*: «Установка водогрейных котлов производительностью более 10 Гкал/ч допускается только при условии, если котельная обеспечена двумя независимыми источниками питания электроэнергией». ГП ТЭС была запроектирована и построена с учетом этих требований для Центральной котельной.

В качестве резервного топлива в Центральной котельной предусмотрено дизельное топливо. В настоящее время ведется строительство двух резервуаров емкостью по 200 т каждый. Для пятисуточного запаса топлива требуется 1400 т.

Остальное топливо хранится на городской базе ГСМ и доставка его предусматривается автотранспортом.

При условии устройства перемычки между Центральной котельной и Котельной хоззоны котельные взаимно страхуют друг друга. Поэтому запас резервного топлива предусматривается один для обеих котельных.

Для ГП ТЭС ни резервного, ни аварийного топлива не предусмотрено.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							113

Перспективные топливные балансы в планируемом периоде при использовании природного газа в качестве основного топлива на источниках тепловой энергии должны быть согласованы с программой газификации городского округа.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			114

## 9. Оценка надежности теплоснабжения

Надежность теплоснабжения - характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения.

Общим принципом организации отношений в сфере теплоснабжения является обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов. Утверждение порядка создания и функционирования систем обеспечения надежности теплоснабжения, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, возникающих при теплоснабжении относится к полномочиям Правительства Российской Федерации в сфере теплоснабжения. К полномочиям органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в сфере теплоснабжения относится определение системы мер по обеспечению надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов в соответствии с правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. К полномочиям органов местного самоуправления городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится организация обеспечения надежного теплоснабжения потребителей городских округов, в том числе принятие мер по организации обеспечения теплоснабжения потребителей в случае неисполнения теплоснабжающими организациями или теплосетевыми организациями своих обязательств, либо отказа указанных организаций от исполнения своих обязательств.

Надежность существующей системы теплоснабжения в городе может быть повышена путем осуществления следующих мероприятий:

а) совместная работа нескольких источников тепла на единую тепловую сеть (Центральная котельная, Котельная хоззоны, ГП ТЭС),

б) создания узлов распределения,

в) прокладка резервных перемычек (перемычка между Центральной котельной и Котельной хоззоны, подключение ГП ТЭС к тепловым сетям города). В этом случае при аварии на одном из источников тепла имеется возможность частичного обеспечения тепловой нагрузки единой тепловой сети за счет других источников тепла

г) применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования;

д) установка резервного оборудования;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			115

е) организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии;

ж) взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов города;

з) устройство резервных насосных станций;

и) дополнительная установка баков-аккумуляторов (на Центральной котельной имеется 3 бака аккумулятора ёмкостью по 500 м<sup>3</sup> каждый).

Удельная аварийность магистральных тепловых сетей ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» на 2011 г. составила 0,01 ед/км сетей, что ниже нормативных требований.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист
										116
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



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

### 10.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей. Предложения по источникам инвестиций и расчеты эффективности инвестиций

Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, а так же предложения по источникам инвестиций и расчеты эффективности инвестиций приведены в таблице 10.1.1.

Таблица 10.1.1. Оценка финансовых потребностей источников тепловой энергии и тепловых сетей, а так же предложения по источникам инвестиций и расчеты эффективности инвестиций

№ п/п	Мероприятия	Цели реализации мероприятия	Показатели	Финансовые потребности, всего, тыс. руб.	Источник финансирования	Срок окупаемости, лет
1	Установка газовых котлов в Центральной котельной	Получение экономического эффекта от перевода котельных на природный газ достигается за счет снижения эксплуатационных расходов. Улучшение экологической обстановки в городе-курорте	КВ-ГМ-35-150 2 шт	23 000	Собственные средства	3,3

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №																				
<table><tr><td>9</td><td>от ТК-8 до ТК-9</td><td>качества теплоснабжения города.</td><td>224 п.м. труб</td><td></td><td>средства</td><td></td></tr><tr><td>7</td><td>Перекладку тепловых сетей от ТК-14 до ТК-15</td><td>Повышение надежности и качества теплоснабжения города.</td><td>Ду 300 мм, 144 п.м. труб</td><td>4 420,10</td><td>Собственные средства</td><td>0,7</td></tr><tr><td>8</td><td>Перекладку тепловых сетей от ТК-15 до ТК-17</td><td>Повышение надежности и качества теплоснабжения города.</td><td>Ду 250 мм, 524 п.м. труб</td><td>13 190,66</td><td>Собственные средства</td><td>1,9</td></tr></table>						9	от ТК-8 до ТК-9	качества теплоснабжения города.	224 п.м. труб		средства		7	Перекладку тепловых сетей от ТК-14 до ТК-15	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 300 мм, 144 п.м. труб	4 420,10	Собственные средства	0,7	8	Перекладку тепловых сетей от ТК-15 до ТК-17	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 250 мм, 524 п.м. труб	13 190,66	Собственные средства	1,9
9	от ТК-8 до ТК-9	качества теплоснабжения города.	224 п.м. труб		средства																					
7	Перекладку тепловых сетей от ТК-14 до ТК-15	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 300 мм, 144 п.м. труб	4 420,10	Собственные средства	0,7																				
8	Перекладку тепловых сетей от ТК-15 до ТК-17	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 250 мм, 524 п.м. труб	13 190,66	Собственные средства	1,9																				
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">12-22-00-СТ.2</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>118</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.</td><td>Лист</td><td>№ док</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>												12-22-00-СТ.2	Лист							118	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
						12-22-00-СТ.2	Лист																			
							118																			
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата																					

2	Установка газовых котлов в Котельной хоззоны	Получение экономического эффекта от перевода котельных на природный газ достигается за счет снижения эксплуатационных расходов. Улучшение экологической обстановки в городе-курорте	КВ-ГМ-20-150 2 шт	17 000	Собственные средства	2,4
3	Устройство перемычки между Центральной и Котельной хоззоны	Повышение надежности теплоснабжения города. Получение экономического эффекта от маневра оборудованием.	ДУ 300 мм, 3 км.	154 065,36	Собственные средства	21,7
4	Прокладка сетей от ГП ТЭС до Городской больницы	Повышение надежности теплоснабжения социально значимого объекта	Ду150 мм, 1 км.	30 400,16	Собственные средства	2,9*
5	Перекладка тепловых сетей от ТК-5 до ТК-8	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 400 мм, 756 п.м. труб	24 310,69	Собственные средства	3,4
6	Перекладка тепловых сетей от ТК-8 до ТК-9	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 350 мм, 224 п.м. труб	7 203,20	Собственные средства	1,1
7	Перекладку тепловых сетей от ТК-14 до ТК-15	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 300 мм, 144 п.м. труб	4 420,10	Собственные средства	0,7
8	Перекладку тепловых сетей от ТК-15 до ТК-17	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 250 мм, 524 п.м. труб	13 190,66	Собственные средства	1,9

9	Перекладку тепловых сетей от ТК-20 до ТК-20/2	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 200 мм, 600 п.м. труб	13 609,20	Собственные средства	2,0
10	Перекладку тепловых сетей от Т.34 до ТК-24	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 400 мм, 442 п.м. труб	14 189,10	Собственные средства	2,0
11	Перекладку тепловых сетей от ТК-43 до ТК-44	Повышение надежности и качества теплоснабжения города.	Ду 200 мм, 70 п.м. труб	1 587,74	Собственные средства	0,3
12	Строительство насосной станции (ПНС) в районе ТК-34 (район СМУ-55)	Повышение качества теплоснабжения, связанного с увеличением теплопотребления	1 шт	3 500,00	Собственные средства	0,5
13	Установка теплообменника в МСОШ №1	Переход на закрытую схему теплоснабжения	1 шт	120,00	Местный бюджет	
14	Установка теплообменника в МСОШ №2	Переход на закрытую схему теплоснабжения	1 шт	120,00	Местный бюджет	
15	Установка теплообменников в бюджетных учреждениях города	Переход на закрытую схему теплоснабжения		840,00	Местный бюджет	

Расчет выполнен по укрупненным показателям.

\*Для ЗАО «Инновация» для расчета принята нормативная прибыль 20%.

## 10.2. Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

В расчете срока окупаемости принято, что средства от реконструкции идут из чистой прибыли теплопроизводящих и теплораспределяющих организаций.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
							119

Ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения остаются на прежнем уровне.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			120

## 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

В соответствии с критериями определения единой теплоснабжающей организации, установленной постановлением правительства РФ от 08.08.2012г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации...»

предлагается присвоить статус единой теплоснабжающей организации ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха».

Соответствие критериям определения единой теплоснабжающей организации:

ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха»

- Зоной действия ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» является городской округ муниципальное образование город Белокуриха,

- ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» владеет на законном основании

а) источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью

(120 МВт),

б) тепловыми сетями в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей

организации,

- источники тепловой энергии ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» обеспечены резервным топливом,

- ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» способна обеспечить надежность теплоснабжения в принадлежащей ей сети на основании:

а) наличие квалифицированных и опытных кадров (18 человек на Центральной котельной, 17 человек на Котельной хоззоны).

б) соответствующего технического оснащения эксплуатационных и ремонтных служб.

ЗАО «Инновация»

- Зоной действия ЗАО «Инновация» является городской округ муниципальное образование город Белокуриха,

- ЗАО «Инновация» владеет на законном основании источником тепловой энергии с рабочей тепловой мощностью (16 МВт),

- тепловых сетей в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, принадлежащей ЗАО «Инновация» нет,

- источник тепловой энергии ЗАО «Инновация» не обеспечен резервным топливом,

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		121

- ЗАО «Иновация» не имеет соответствующих эксплуатационных и ремонтных служб для обеспечения надежной эксплуатации тепловых сетей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2			122

## Использованная литература

1. Постановление правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
2. Постановление правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
3. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование;
4. СНиП 41-02-2003 Тепловые сети.
5. СНиП II-35-76\* Котельные установки;
6. ТСН 23-325-2001 Алтайского края. Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий. Энергосберегающая теплозащита зданий. Нормы проектирования;
7. Указания по повышению надежности системы коммунального теплоснабжения, утверждённые Зам. генерального директора ПО "Роскоммунэнерго" Э. Б. Хих 26 июня 1989 г;
8. Генеральный план г. Белокуриха;
9. Муниципальная целевая программа «Комплексное развитие систем коммунальной инфраструктуры г. Белокуриха на 2012-2016 годы». Приложение №1 к решению Белокурихинского городского Совета депутатов от 19.07.2012 г №63;
10. Решение управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 30 ноября 2011 г. № 339 «Об установлении тарифов на тепловую энергию для потребителей г. Белокуриха, поставляемую ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» г. Белокуриха Алтайского края.
11. Технический отчет «Режимная наладка тепловых сетей Центральной котельной ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха», выполненный ООО «ОТЭП» 2012 г.;
12. ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» «Заявка на включение в схему теплоснабжения г. Белокуриха в качестве единой теплоснабжающей организации» от 09.07.2012г.;
13. ЗАО «Инновация» «Заявка на поставку тепловой энергии потребителям г. Белокуриха» от 24.05.2012г.;
14. Технический паспорт котельной №1 (Центральная котельная) г. Белокуриха, 2012г.
15. Технический паспорт котельной №2 (Котельная хозяйственной зоны) г. Белокуриха, 2011 г.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист	
	Подпись и дата						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	12-22-00-СТ.2	123
<p>котельной ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха», выполненный ООО «ОТЭП» 2012 г.;</p> <p>12. ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха» «Заявка на включение в схему теплоснабжения г. Белокуриха в качестве единой теплоснабжающей организации» от 09.07.2012г.;</p> <p>13. ЗАО «Инновация» «Заявка на поставку тепловой энергии потребителям г. Белокуриха» от 24.05.2012г.;</p> <p>14. Технический паспорт котельной №1 (Центральная котельная) г. Белокуриха, 2012г.</p> <p>15. Технический паспорт котельной №2 (Котельная хозяйственной зоны) г. Белокуриха, 2011 г.</p>							

16. Паспорт Генераторная установка Caterpillar G3520C.
17. Положительное заключение государственной экспертизы № 22-1-4-0086-09 Объект: «Газопоршневая ТЭС мощностью 16 МВт в г. Белокурихе Алтайского края» г. Барнаул, 2009г.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							12-22-00-СТ.2	Лист
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		124