



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
«КОМПЛЕКСНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ  
РЕШЕНИЯ»  
г. Москва**



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ  
ИЗЛУЧИНСК  
НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА  
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО  
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ**



**Схема\_ТС\_ОМ.16.2.1**

**Книга 2. Обосновывающие материалы**

**РАЗРАБОТАНО**  
Генеральный директор  
ООО ИТЦ «КЭР»



М.И. Березник

Москва  
2014

## Состав работы

Книга 1	Схема теплоснабжения
Книга 2	Обосновывающие материалы

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b> .....	<b>9</b>
<b>Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" .....</b>	<b>12</b>
<b>Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения" .....</b>	<b>12</b>
<i>а) Зоны действия производственных котельных .....</i>	<i>12</i>
<i>б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения .....</i>	<i>12</i>
<b>Часть 2 "Источники тепловой энергии" .....</b>	<b>15</b>
<i>а) Структура основного оборудования.....</i>	<i>15</i>
<i>б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки .....</i>	<i>16</i>
<i>в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности .....</i>	<i>16</i>
<i>г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто ....</i>	<i>16</i>
<i>д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса .....</i>	<i>17</i>
<i>е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....</i>	<i>18</i>
<i>ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя ....</i>	<i>19</i>
<i>з) Среднегодовая загрузка оборудования .....</i>	<i>20</i>
<i>и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети .....</i>	<i>20</i>
<i>к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии .....</i>	<i>20</i>
<i>л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....</i>	<i>21</i>
<b>Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты" .....</b>	<b>21</b>
<i>а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект .....</i>	<i>21</i>
<i>б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....</i>	<i>22</i>
<i>в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки</i>	<i>22</i>
<i>г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....</i>	<i>28</i>
<i>д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов....</i>	<i>31</i>
<i>е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....</i>	<i>31</i>
<i>ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....</i>	<i>32</i>
<i>з) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....</i>	<i>32</i>
<i>и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.</i>	<i>32</i>
<i>к) Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет .....</i>	<i>32</i>
<i>л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....</i>	<i>32</i>

<i>м) Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей</i> .....	33
<i>н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя</i> .....	33
<i>о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии</i> .....	33
<i>п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения</i> .....	34
<i>р) Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям</i> .....	34
<i>с) Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя</i> .....	35
<i>т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи</i> .....	35
<i>у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций</i> .....	36
<i>ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления</i> .....	36
<i>х) Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию</i> .....	36
<b>Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"</b> .....	<b>36</b>
<b>Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии"</b>	<b>38</b>
<i>а) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха</i> .....	38
<i>б) Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии</i>	38
<i>в) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом</i> .....	38
<i>г) Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии</i> .....	39
<i>д) Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение</i> .....	39
<b>Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии"</b> .....	<b>39</b>
<i>а) Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов</i> .....	39
<i>б) Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии</i>	40
<i>в) Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю</i>	40
<i>г) Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения</i> .....	40
<i>д) Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности</i> .....	40
<b>Часть 7 "Балансы теплоносителя"</b> .....	<b>40</b>

<i>а) Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть</i> .....	40
<i>б) Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения</i> .....	42
<b>Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"</b> .....	<b>42</b>
<i>а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии</i> .....	42
<i>б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями</i> .....	42
<i>в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки</i> .....	43
<i>г) Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха</i> .....	43
<b>Часть 9 "Надёжность теплоснабжения"</b> .....	<b>43</b>
<i>а) описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии</i> .....	43
<i>б) анализ аварийных отключений потребителей</i> .....	43
<i>в) анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений</i> .....	43
<i>г) графический материал (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надёжности и безопасности теплоснабжения)</i> .....	43
<b>Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"</b> .....	<b>44</b>
<b>Часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"</b> .....	<b>46</b>
<i>а) Динамика утверждённых 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 учётом последних 3 лет</i> .....	46
<i>б) Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения</i> .....	46
<i>в) Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности</i> .....	46
<i>г) Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей</i> .....	46
<b>Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа"</b> .....	<b>47</b>
<i>а) Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)</i> .....	47
<i>б) Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)</i> .....	47
<i>в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения</i> .....	47
<i>г) Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения</i> .....	47
<i>д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения</i> .....	47
<b>Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"</b> .....	<b>48</b>
<i>а) Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения</i> .....	48

<i>б) Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчётным 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.....</i>	<i>48</i>
<i>в) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.....</i>	<i>53</i>
<i>г) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.....</i>	<i>56</i>
<i>д) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчётном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....</i>	<i>56</i>
<i>е) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчётных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.....</i>	<i>68</i>
<i>ж) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учётом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) 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.....</i>	<i>71</i>
<i>з) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.....</i>	<i>71</i>
<i>и) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....</i>	<i>71</i>
<i>к) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.....</i>	<i>71</i>

**Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа" ..... 72**

**Глава 4 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки" ..... 74**

<i>а) Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....</i>	<i>74</i>
<i>б) Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединённой тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии.....</i>	<i>78</i>
<i>в) Гидравлический расчёт передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединённых к тепловой сети от каждого магистрального вывода.....</i>	<i>78</i>
<i>г) Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....</i>	<i>78</i>

<b>Глава 5 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах" .....</b>	<b>79</b>
<b>Глава 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" .....</b>	<b>83</b>
<i>а) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....</i>	<i>83</i>
<i>б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....</i>	<i>83</i>
<i>в) Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....</i>	<i>83</i>
<i>г) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок .....</i>	<i>83</i>
<i>д) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путём включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии .....</i>	<i>84</i>
<i>е) Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....</i>	<i>84</i>
<i>ж) Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....</i>	<i>84</i>
<i>з) Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....</i>	<i>85</i>
<i>и) Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....</i>	<i>85</i>
<i>к) Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа .....</i>	<i>88</i>
<i>л) Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии .....</i>	<i>88</i>
<i>м) Расчёт радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе .....</i>	<i>91</i>
<b>Глава 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них" .....</b>	<b>93</b>
<i>а) Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) .....</i>	<i>93</i>
<i>б) Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения .....</i>	<i>93</i>
<i>в) Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения .....</i>	<i>98</i>
<i>г) Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....</i>	<i>98</i>

д) <i>Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения</i> .....	99
е) <i>Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки</i> .....	99
ж) <i>Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса</i> .....	99
з) <i>Строительство и реконструкция насосных станций</i> .....	99
<b>Глава 8 "Перспективные топливные балансы"</b> .....	<b>100</b>
а) <i>Расчёты 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</i> .....	100
б) <i>Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива</i> .....	101
<b>Глава 9 "Оценка надёжности теплоснабжения"</b> .....	<b>102</b>
а) <i>Перспективные показатели надёжности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии</i> .....	102
б) <i>Перспективные показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии</i> .....	102
в) <i>Перспективные показатели, определяемые приведенным объёмом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии</i> .....	103
г) <i>Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии</i> ..	103
<b>Глава 10 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение"</b> .....	<b>105</b>
а) <i>Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей</i> .....	105
б) <i>Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности</i> .....	107
в) <i>Расчёты эффективности инвестиций</i> .....	107
г) <i>Расчёты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения</i> .....	113
<b>Глава 11 "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации"</b> .....	<b>117</b>
<b>Заключение</b> .....	<b>121</b>
<b>Литература</b> .....	<b>124</b>
<b>Термины и сокращения</b> .....	<b>156</b>
<b>Приложение А</b> <b>Схема тепловых сетей г.п. Излучинск</b> .....	<b>124</b>
<b>Приложение Б.1</b> <b>Существующие гидравлические расчеты тепловых сетей</b> .....	<b>126</b>
<b>Приложение Б.2</b> <b>Перспективные гидравлические расчеты тепловых сетей</b> .....	<b>131</b>
<b>Приложение В</b> <b>Расчет надежности</b> .....	<b>138</b>
<b>Приложение Г</b> <b>Прогнозы приростов потребления тепловой энергии каждым общественным зданием с разделением по видам теплопотребления и по микрорайонам по этапам расчетного периода</b> .....	<b>153</b>



## Введение

Настоящая работа выполнена по договору № 54п от 25.10.2013 г. между Автономной некоммерческой организацией «Центр энергосбережения Югры» и Обществом с ограниченной ответственностью Инженерно-технический центр «Комплексные энергетические решения» на основании технического задания, являющегося неотъемлемой частью договора.

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

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом по развитию теплового хозяйства города. Она разрабатывается на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития на 15 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надежности, экономичности.

При выполнении настоящей работы использованы следующие материалы:

- Генеральный план. Проект планировки и межевания городского поселения Излучинск (п.г.т. Излучинск, с. Большетархово), выполненный ООО «Институтом территориального планирования «Град»» в 2006 году;

- Генеральный план поселка городского типа Излучинск, выполненный ООО «Институтом территориального планирования «Град»» в 2008 году;

- Комплексная программа социально-экономического развития городского поселения Излучинск до 2020 года, утвержденная решением №223 Совета депутатов 12.09.2011 года;

- технический отчет построение энергетических характеристик системы транспорта тепловой энергии ЗАО «Нижневартовская ГРЭС», разработанный в 2013 году;

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станциям, тепловым пунктам;

- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);

- материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей;

- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;

- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;

- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуская и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений по приборам контроля режимов отпуска тепла, топлива;

- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР)) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления ТЭР на собственные нужды, потери);

- статистическая отчетность о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

В качестве расчетного года Схемы в соответствии с заданием принят 2028 г., отчетного года - 2012 г. с выделением первого пятилетнего периода и 2023 г.

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с:

- Федеральным законом Российской Федерации от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»;

- Постановлением Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

- «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения», утвержденными приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012.

В границах поселения находятся населённые пункты: посёлок городского типа Излучинск и село Большетархово. Административным центром поселения является поселок городского типа Излучинск. Он расположен в 17 км к юго-востоку от г. Нижневартовска на правом берегу реки Вах, являющегося притоком Оби. Село Большетархово находится в 50 километрах северо-восточнее Излучинска на левом берегу Ваха.

Территория городского поселения Излучинск входит в состав территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области. Своим появлением он обязан решению Правительства СССР о строительстве под Нижневартовском Государственной районной электростанции.

Нижневартовская ГРЭС, вырабатывающая более 9 300 млн. кВт/час электроэнергии в год, сегодня является одним из основных поставщиков электроэнергии в Уральском федеральном округе. Ее по праву называют самой экологически чистой станцией. Она стала последней в России электростанцией, построенной в конце XX века (в 1993 году был запущен первый энергоблок) и первой в XXI веке (в 2003 году был запущен второй энергоблок).

Крупнейшими предприятиями-работодателями кроме Нижневартовской ГРЭС являются ТФ «Мостотряд-95» и ОАО «Излучинское МКХ». В целом на территории поселения зарегистрировано свыше 500 предприятий и организаций различных форм собственности. Большая часть валового продукта территории формируется за счет нефтедобывающих предприятий, в частности, ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Нижневартовское НГДП».

Поселок энергетиков Излучинск расположен в 1,5 км от электростанции. В настоящее время жилищный фонд п.г.т. Излучинск составляет 246 125,2 кв.м. (многоквартирных домов – 53, частных домов - 21).

Село Большетархово расположено в бассейне реки Вах - левого притока Оби. Жилищный фонд с. Большетархово составляет 10 702,9 кв.м. Существующий жилищный фонд поселка представлен индивидуальными жилыми домами, двухквартирными и многоквартирными.

На 1 января 2013 года численность населения городского поселения составила 19 374 человек. Из них в поселке Излучинск проживали 18 888 человек, в селе Большетархово - 486 человек.

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

## **Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения"**

Нижневартовский район отличается суровым климатом, коротким периодом навигации и большой продолжительностью отопительного сезона. Он отнесён к территориям, приравненным к районам Крайнего Севера.

В соответствии со СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология» климатические параметры г.п. Излучинск (ближайший город по СНиП Излучинск) следующие:

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (расчетная для проектирования отопления) – минус 43 °С;
- абсолютная минимальная температура воздуха – минус 55 °С;
- средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (январь) – минус 22 °С;
- средняя температура воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха меньшей или равной 8 °С (средняя за отопительный период) – минус 9,9 °С;
- средняя годовая температура наружного воздуха – минус 3,4 °С;
- продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха меньшей или равной +8°С (продолжительность отопительного периода) – 257 суток (6168 часов).

Теплоисточники и магистральные тепловые сети г.п. Излучинск принадлежат ЗАО «Нижневартовская ГРЭС» (далее ГРЭС). Все ЦТП и квартальные тепловые сети находятся в ведении ОАО «Излучинское многопрофильное хозяйство» (ИМКХ), которое до 1987 года входило в состав ГРЭС.

Котельная и тепловые сети с. Большетархово находятся в ведении МУП «Сельское жилищно-коммунальное хозяйство» (СЖКХ)

### ***а) Зоны действия производственных котельных***

Система теплоснабжения п.г.т. Излучинск централизованная, от трех теплоисточников – ГРЭС, отопительно-пусковая котельная (ОПК) и котельная жилого поселка (КЖП).

Основным источником теплоснабжения является Нижневартовская ГРЭС. Отопительно-пусковая котельная ГРЭС размещается на промплощадке и используется в период низких отрицательных температур. Котельная жилого поселка КЖП расположена на территории п.г.т. Излучинск и включается в работу только в межотопительный период.

Источником централизованного теплоснабжения с. Большетархово является водогрейная котельная Новая, расположенная на территории села.

### ***б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения***

Все индивидуальные жилые дома п.г.т. Излучинск подключены через ЦТП к системе централизованного теплоснабжения. В коттеджах п.г.т. Излучинск для обеспечения нужд горячего водоснабжения в размере 0,067 Гкал/ч используются индивидуальные теплогенераторы.

В с. Большетархово от индивидуальных теплогенераторов осуществляется отопление ряда жилых домов с суммарной тепловой нагрузкой - 0,16 Гкал/ч, и вся нагрузка горячего водоснабжения в размере - 0,12 Гкал/ч.

Сводные данные по зонам централизованного и децентрализованного теплоснабжения приведены в таблице 1.1., на рисунке 1.1 представлена схема размещения теплоисточников г.п. Излучинск

**Таблица 1.1 – Характеристика зон централизованного и децентрализованного теплоснабжения**

Наименование района	Количество теплоисточников, шт.	Годовые показатели		Фактическая приведенная тепловая нагрузка внешних потребителей с потерями, Гкал/час
		фактический расход топлива, тыс. т у. т	фактическая годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	
Централизованное теплоснабжение с выработкой электроэнергии на НГРЭС	4	3247,4*	218,7	64,5
Децентрализованное теплоснабжение	-	0,4	2,8	0,35
<b>Сумма</b>		<b>3247,8</b>	<b>221,5</b>	<b>64,85</b>
*в том числе расход топлива на выработку электроэнергии				

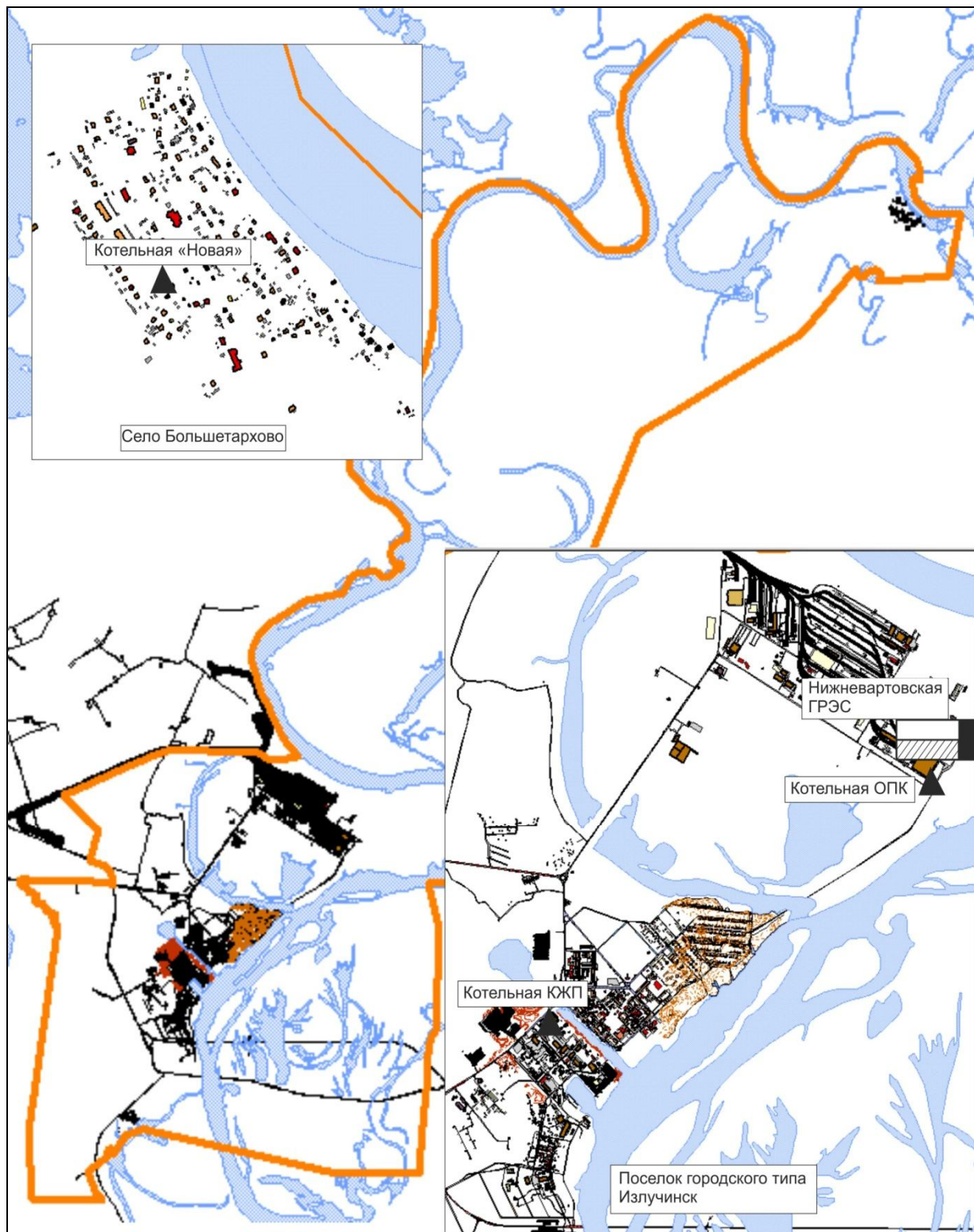


Рисунок 1.1– Схема г.п. Излучинск с указанием места размещения теплоисточников

## Часть 2 "Источники тепловой энергии"

### а) Структура основного оборудования

Основным источником теплоснабжения п.г.т. Излучинск является Нижневартовская ГРЭС.

Нижневартовская ГРЭС является одним из основных поставщиков электроэнергии Уральского федерального округа. Она была построена в первую очередь для нужд нефтегазодобывающих компаний, расположенных в самом большом районе Ханты-Мансийского автономного округа - Югра. Кроме того станция снабжает электричеством и теплом жителей и предприятия поселка Излучинск. Нижневартовская ГРЭС считается одной из самых экологически чистых электростанций, ее технологические процессы имеют высокую степень автоматизации.

После запуска в 1993 г. первого энергоблока строительство ГРЭС было законсервировано и возобновилось в 2000 г. в рамках инвестиционной программы Российской энергосистемы. 13 октября 2003 г. в промышленную эксплуатацию запущен энергоблок № 2.

Пуск энергоблока № 3 запланирован на 2014 г. Энергоблок включен в утвержденный Правительством РФ перечень генерирующих объектов. На 2015 г. планируется запуск еще одного энергоблока аналогичной мощности.

В настоящее время на Нижневартовской ГРЭС установлено 2 конденсационных блока К-800-240-5 электрической мощностью 800 МВт и тепловой 140 Гкал/ч каждый. Суммарная установленная тепловая мощность НГРЭС составляет 280 Гкал/ч, электрическая – 1600 МВт.

Котельные ОПК и КЖП включается в работу в аварийных ситуациях и в межотопительный период во время ремонта оборудования и теплосетей от ГРЭС.

Установленное на ГРЭС теплофикационное оборудование приведено в таблице 1.2, котельное оборудование на теплоисточниках г.п. Излучинск – в таблице 1.3.

**Таблица 1.2-** Установленное теплофикационное оборудование НГРЭС

№ п/п	Подвид оборудования	Дата ввода	Тип и марка оборудования	Завод изготовитель	Установленная мощность, МВт	Установленная тепловая мощность - всего, Гкал/час
1	Турбины паровые конденсационные с нерегулируемым отбором	30.01.1993	К-800-240-5	Ленинградский металлический завод, АО, г. С.-Петербург	800,00	140,00
2		14.11.2003	К-800-240-5	Ленинградский металлический завод, АО, г. С.-Петербург	800,00	140,00

На ГРЭС размещается котельная ОПК, которая тепловыми сетями связана с районной котельной КЖП.

**Таблица 1.3-** Установленное котельное оборудование

Наименование котла	Тип	количество
ТГМП-204ХЛ	паровой	2
Отопительная пусковая котельная		
ГМ-50	паровые	4
КВГМ-100	водогрейный	2
Котельная КЖП		
ДЕ-25-14ГМ	паровой	3
КВГМ-50	водогрейный	2
Котельная Новая с. Большетархово		
ВК-21	водогрейный	1
ТВСА-20	водогрейный	2
Lavart-2000R	водогрейный	1

**б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

Каждый блок 800 МВт состоит из прямоточного газомазутного котла ТГМП-204ХЛ производства Красный котельщик (Таганрогский котельный завод) и паровой турбины К-800-240-5 производства Ленинградский металлический завод (АО, г. С.-Петербург).

Блоки 800 МВт работают с давлением свежего пара 240 ата, температурой – 540 °С, номинальный расход пара 2400 т/ч. Производительность теплофикационной бойлерной каждого блока 140 Гкал/ч.

**в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Сопоставление установленной и располагаемой тепловой мощности котельной приведено в таблице 1.4.

**Таблица 1.4-** Сопоставление установленной и располагаемой тепловой мощности

Наименование котлоагрегата	Тепловая мощность, Гкал/ч		
	установленная	располагаемая	отклонение
Теплофикационной бойлерной	280,0	129,4	-150,6
Отопительная пусковая котельная	336,0	223,0	-113,0
Районной котельной КЖП	142,0	36,0	-106,0
Котельная Новая с. Большетархово	12,8	12,8	0,0
<b>Сумма</b>	<b>770,8</b>	<b>401,2</b>	<b>-369,6</b>

Тепловая мощность котельной КЖП ограничена конструктивными недостатками схемы газоснабжения КЖП, котельной ОПК – конструктивными недостатками схемы ВК №2 и пропускной способностью подогревателя сетевой воды, теплофикационной бойлерной № 2 – конструктивными недостатками схемы обвязки бойлерной установки.

**г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**



Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто приведены в таблице 1.5.

**Таблица 1.5-** Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Наименование теплоисточника	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расход тепла на собственные нужды		Расход тепла на хозяйственные нужды		Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	
ГРЭС и ОПК, КЖП	388,4	61	763	7,2	90,2	320,2
С. Большетархово	12,8	0,2	8,9	0	0	12,6
<b>Сумма</b>	<b>401,2</b>	<b>61,2</b>	<b>771,9</b>	<b>7,2</b>	<b>90,2</b>	<b>332,8</b>

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

В таблице 1.6 приведена информация по наработке теплофикационного оборудования, в таблице 1.7 - котельного.

**Таблица 1.6 -** Основное оборудование и его техническое состояние

№ блока	Наработка с начала эксплуатации, час	Количество пусков с начала эксплуатации, шт.	Назначенный межремонтный ресурс, час	Наработка с последнего капитального ремонта на начало года, час	Год достижения паркового ресурса	Нормативный парковый ресурс, час	Норматив количества пусков, шт.	Назначенный индивидуальный ресурс, час	Количество продлений паркового ресурса, шт.
1	141 751	181	40 800	17 731	2 007	100 000	300	174 000	2
2	65 232	67	40 800	25 885	2 016	100 000	300		

На 2013 и 2015 годы запланирован ввод в эксплуатацию еще двух аналогичных блоков 800 МВт.

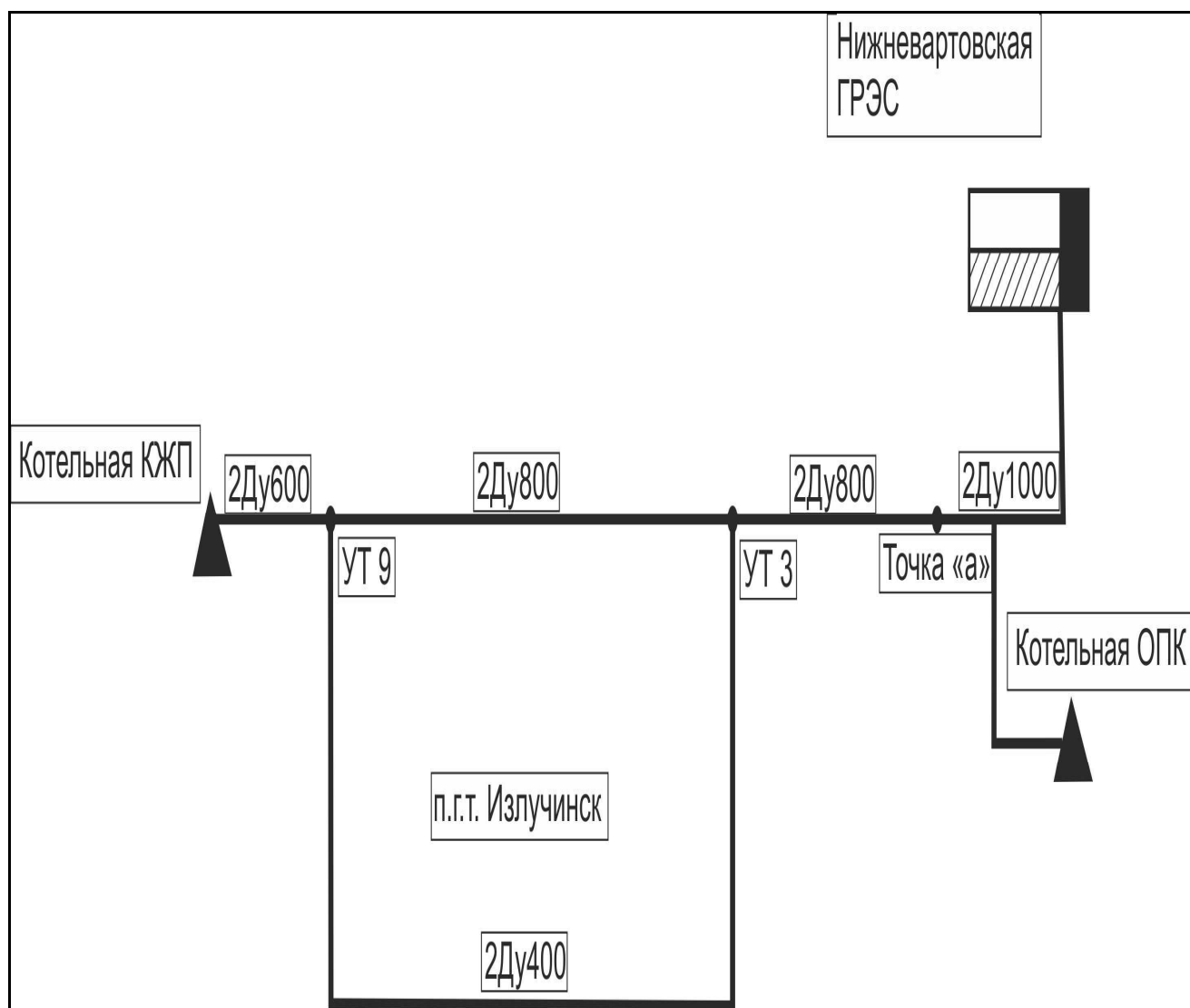
**Таблица 1.7 -** Котельное оборудование и его техническое состояние

Группа оборудования	Тип и марка оборудования	Наработка с начала эксплуатации, час	Год достижения паркового ресурса
Блоки 800 конденсационные	ТГМП-204ХЛ	141 751	2 033
Блоки 800 конденсационные	ТГМП-204ХЛ	65 232	2 043
Отопительная пусковая котельная	ГМ-50	36 265	2 019
	ГМ-50	38 515	2 019
	ГМ-50	34 640	2 020
	ГМ-50	37 226	2 021
	КВГМ-100	25 483	2 010
	КВГМ-100	14 604	2 010
Котельная жилого поселка	ДЕ-25-14ГМ	48 199	2 010
	ДЕ-25-14ГМ	44 389	2 010
	ДЕ-25-14ГМ	39 430	2 012
	КВГМ-50	39 313	2 002
	КВГМ-50	37 464	2 004
Котельная Новая с. Большетархово	ВК-21	49344	2027
	ТВСА-20	12336	2035
	Lavart-2000R	-	2038

Как видно, котельное оборудование котельных ОПК и КЖП выработало свой ресурс.

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

Схема выдачи тепловой мощности от НГРЭС приведена на рисунке 1.2.



**Рисунок 1.2-** Схема выдачи тепловой мощности от НГРЭС

**ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Отпуск тепла от ГРЭС осуществляется качественно-количественным способом по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения по температурному графику 150/70 °С с температурой нижнего излома графика 70 °С.

На ЦТП осуществляется только подогрев воды на нужды горячего водоснабжения. Снижение температурного графика до 95/70 °С осуществляется с помощью элеваторов в абонентских вводах.

Утвержденный температурный график отпуска тепла от НГРЭС приведен в таблице 1.8.

**Таблица 1.8 - Утвержденный температурный график отпуска тепла от НГРЭС**

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
+ 8	70	48
+7	70	47
+ 6	70	46
+5	70	46
+ 4	70	45
+3	70	45
+ 2	70	44
+1	70	44
0	70	43
- 1	70	43
- 2	70	42
- 3	70	42
- 4	71	42
- 5	73	43
- 6	75	44
- 7	77	44
- 8	79	45
- 9	81	46
- 10	84	47
- 11	86	48
- 12	88	48
- 13	90	49
- 14	92	50
- 15	94	51
- 16	96	51
- 17	98	52
- 18	100	53
- 19	102	54
- 20	104	54
- 21	106	55
- 22	108	56
- 23	110	57
- 24	112	57
- 25	114	58
- 26	116	59
- 27	118	59
- 28	120	60
- 29	122	61
- 30	124	61
- 31	126	62
- 32	128	63
- 33	130	63

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
- 34	132	64
- 35	134	65
- 36	136	65
- 37	138	66
- 38	140	67
- 39	142	67
- 40	144	68
- 41	146	69
- 42	148	69
- 43	150	70

Регулирование отпуска тепла от котельной Новая в с. Большетархово осуществляется качественным методом только на нужды отопления по температурному графику 95/70 °С.

### з) Среднегодовая загрузка оборудования

Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой загрузки оборудования и фактической максимально-часовой тепловой нагрузки со среднечасовым ГВС приведено в таблице 1.9.

**Таблица 1.9** - Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой загрузки оборудования и фактической максимально-часовой тепловой нагрузки

Теплоисточник	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Фактическая максимально-часовая тепловая нагрузка со среднечасовым ГВС и тепловыми потерями, Гкал/ч	Коэффициент использования располагаемой мощности при фактическом теплоснабжении
ГРЭС и ОПК, КЖП	388,4	30,5	68,3	18%
Котельная Новая	12,8	1,0	2,1	16,4%
<b>Сумма</b>	<b>401,2</b>	<b>31,5</b>	<b>70,4</b>	<b>18%</b>

*\*только в межотопительный период*

Как видно из таблицы, фактическая максимально-часовая загрузка оборудования составляет 18%.

### и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети

На ГРЭС и котельных ведется коммерческий учет отпуска тепла. На котельной Новая в с. Большетархово коммерческий учет тепла отсутствует.

### к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

**Таблица 1.10** – Статистика отказов и восстановлений источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Оборудование	Количество отказов за год			Время восстановления работоспособности		
			2010	2011	2012	2010	2011	2012
1	Блок № 1	БУ № 1	0	0	1	—	—	с 23.09.12 по 25.09.12
2	Блок № 2	БУ № 2	0	0	1	—	—	с 23.09.12 по 29.09.12
3	ОПК	ПСВ	нет					
ВК-1								
ВК-2								
ПК-3								
ПК-4								
		ПК-5						

№ п/п	Наименование теплоисточника	Оборудование	Количество отказов за год			Время восстановления работоспособности		
			2010	2011	2012	2010	2011	2012
		ПК-6						
4	КЖП	ПК-1						
		ПК-2						
		ПК-3						
		ВК-4						
		ВК-5						

**л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Выданы предписания надзорных органов № 24-К-08 от 23.05.2008 по реконструкции системы газоснабжения горелок котлов ОПК и КЖП согласно требований ПБ 12-529-03. Ремонт запланирован на 2014 год.

**Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты"**

**а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект**

**НГРЭС-ОПК и КЖП**

Тепловые выводы от Нижневартовской ГРЭС:

- 2Ду 800 - от точки А;
- 2Ду 1000 - в сторону ОПК;
- 2Ду 200 – на собственные и хозяйственные нужды.

Все три источника тепла (НГРЭС, ОПК и КЖП) связаны между собой магистральной тепловой сетью 2Ду1000 мм - 2Ду600 мм.

Горячее водоснабжение в п.г.т Излучинск осуществляется по закрытой схеме – посредством водоводяных подогревателей, установленных на ЦТП-1, 2, 3, 13, 47 и 48 и непосредственно в индивидуальных тепловых пунктах зданий и сооружений. Прокладка трубопроводов до центральных тепловых пунктов выполнена двухтрубной в непроходных каналах, после ЦТП – четырёхтрубной, также в непроходных каналах.

В системе теплоснабжения используются трубопроводы различных диаметров от Ду 32 мм до Ду 1000 мм.

Срок службы тепловых сетей зоны действия НГРЭС колеблется в достаточно широком диапазоне (от 24 лет до 1 года).

**с. Большетархово**

Система теплоснабжения закрытая с подачей тепловой энергии только на отопление. Система трубопроводов от котельной двухтрубная.

Прокладка сетей выполнена надземно на низких опорах.

В таблице 1.11 представлена характеристика тепловых сетей п.г.т. Излучинск.

**Таблица 1.11 – Характеристика тепловых сетей зоны действия теплоисточников**

Показатель	Тепловые сети в двухтрубном исчислении, м		
	Магистральные теплосети	Внутриквартальные сети отопления	сумма
п.г.т. Излучинск	9940	19035	28975

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

Схема тепловых сетей п.г.т. Излучинск и с. Большетархово приведена в приложении А.

**в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки**

Основная часть грунтов в г.п. Излучинск представлена песками, супесями, суглинками, глинами и торфом, легко подверженных размыву и переносу или транзиту в паводковый период на нижележащие участки реки.

Компенсация температурных расширений решена с помощью углов поворота теплотрассы и П-образных компенсаторов.

Прокладка магистральных тепловых сетей выполнена по эстакадам и частично подземно. Тепловая изоляция как надземных (эстакада), так и подземных тепловых сетей выполнена из минеральной ваты толщиной 60-100 мм, наружная поверхность которой защищена металлическими кожухами из алюминиевых листов толщиной 0,8 мм.

Параметры магистральных тепловых сетей НГРЭС приведены в таблице 1.12, тепловых сетей в п.г.т. Излучинск – в таблице 1.13.

**Таблица 1.12- Параметры магистральных тепловых сетей НГРЭС**

Участок сети		Наружный диаметр, мм		Длина участка, м		Тип прокладки	Вид теплоизоляционной конструкции	Год проектирования
начало	конец	Подающая	Обратная	Подающая	Обратная			
Точка "А"	УП13+6,5м	820	720	90	90	надземная	Маты минераловатные	1958
УП13+6,5м	УТ-1	820	820	1231	1231	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-1	УТ-1 А	820	820	447	447	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-1А н	УТИ Б»	820	820	94,8	94,8	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-1А п	УТ-1 Б о	820	820	83,1	83,1	Подземная	Маты минераловатные	1958
УТ-1Б П	УТ-2 п	820	820	31,3	31,3	Подземная	Маты минераловатные	1958
УТ-1 Б н	УТ-2 н(ГРС)	820	820	217,9	217,9	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-2 (ГРС)	УТ-2 А	820	320	679,5	679,5	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-2А	УТ-3	820	820	1730,1	1730,1	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-3	УТ-4	820	820	284,3	284,3	Надземная	Маты минераловатные	1958

Участок сети		Наружный диаметр, мм		Длина участка, м		Тип прокладки	Вид теплоизоляционной конструкции	Год проектирования
начало	конец	Подающая	Обратная	Подающая	Обратная			
УТ-4	УТ-5	820	820	403	403	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-5	УТ-6	820	820	321,3	321,3	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-6	УТ-7	630	630	12,3	12,3	Надземная	Пенополиуретан-изолан	1958
УТ-7	УТ-8	630	630	130	130	Подземная	Пенополиуретан-изолан	1958
УТ-8	УТ-9	630	630	102,5	102,5	Подземная	Пенополиуретан-изолан	1958
УТ-9	УТ-10	630	630	197,5	197,5	Подземная	Пенополиуретан-изолан	1950
УТ-10	боксы	630	630	140	140	Надземная	Маты минераловатные	1958
боксы	склад	630	630	2	2	Надземная	Маты минераловатные	1958
склад	УТ-11 (КОС,СОС)	630	630	3	3	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-11(КОС,ВОС)	УП- 23	630	630	56	56	Подземная	Маты минераловатные	1958
Н051	КЖП 1	630	630	12	12	Надземная	Маты минераловатные	1958
УП- 23	Н050	530	530	63	63	Надземная	Маты минераловатные	1958
Н050	Н051	530	530	50,5	50,5	Надземная	Маты минераловатные	1958
Н051	УТ-12	273	273	4	4	Надземная	Маты минераловатные	1958
Н050	КЖП 2	325	325	21	21	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-12	УТ-13	273	273	126.50	126,5	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-1	УП-3	325	325	51	51	Надземная	Маты минераловатные	1958
УП-3	УТ17.1	426	426	32	32	Надземная	Маты минераловатные	1958
УП-3	УТ17.1	325	325	63	63	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.1	УТ-17.9	273	273	264	264	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.9	УТ-17.10	273	273	20	20	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.10	УТ-17.11	273	273	8	8	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.10	УТ-17.11	219	219	266,7	266,7	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.9	УТ-17.13	108	108	10	10	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.9	УТ-17.13	159	159	34,2	34,2	Надземная	Маты минераловатные	1958
УМ 7.1	УТ-17.3 н	273	273	314,5	314.50	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.1	УТ-17.3 п	273	273	окт.30	10,3	Подземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.3	УТ-17.4	219	219	230,6	230,6	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.4	УТ-17.5	219	219	39,6	39,6	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.5	УТ-17.8 н	219	219	49,4	49,4	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТИ 7.5	УТ-17.8 п	219	219	9,2	9,2	Подземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17,8	УП15 н	219	219	397,7	397,7	Надземная	Маты минераловатные	1958

Участок сети		Наружный диаметр, мм		Длина участка, м		Тип прокладки	Вид теплоизоляционной конструкции	Год проектирования
начало	конец	Подающая	Обратная	Подающая	Обратная			
							ватные	
УТ-17,8	УП15 П	219	219	11	11	Подземная	Маты минераловатные	1958
УП15	Пождепо	108	108	25	25	Надземная	Маты минераловатные	1958
УП15	Пождепо	108	108	13,6	13,6	Подземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.6	тдк	57	57	22,8	22,8	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-17.7	Склад пенообраз.	57	57	24,6	24,6	Подземная	Маты минераловатные	1958
Главный корпус	НОЗн	273	273	78,1	78,1	Надземная	Маты минераловатные	1958
НОЗп	УПЗп	273	273	18,6	18,6	Подземная	Маты минераловатные	1958
УПЗн	УТ13.1 Н	273	273	104,1	104,1	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ13.1 п	УП32п	273	273	51,1	51,1	Подземная	Маты минераловатные	1958
УП32 н	УТ-13.1	273	273	292,5	292,5	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-13.1	УТ-13.2	219	219	382	382	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-13.2	УТ-13.4	219	219	45,8	45,8	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-13.4	УТ-13.5	219	219	98,9	98,9	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-13.5	УТ13.6	219	219	64,3	84.30	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ13.2		108	108	39,8	39,8	Надземная	Маты минераловатные	1958
		89	89	29,1	29,1	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТИ 3.6	УТИ 3.8	159	159	63,5	63,5	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТИ 3.8	УТИ 3.8	159	159	58,5	58,5	Надземная	Маты минераловатные	1955
		273	273	3	3	Надземная	Маты минераловатные	1958
		273	273	22	22	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТИ 2 (район КЖП)	Временная котельная	273	273	42	42	Надземная	Маты минераловатные	1958
	(район КЖП)	108	103	23	23	Надземная	Маты минераловатные	1958
		108	108	8	8.00	Подземная	Маты минераловатные	1958
		108	108	16	16	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-12	склад соли КЖП	57	57	36	36	Надземная	Маты минераловатные	1958
УТ-12	МЗН	57	57	12	12	Надземная	Маты минераловатные	1958
Всего по НГРЭС		-	-	9939,1	9939,1	-	-	-
трубопроводов надземной прокладки, спроектированных до 1989 года, вид теплоизоляционной конструкции - маты минераловатные		595,62	594,64	9180	9180	-	-	-
трубопроводов надземной		630	630	12,3	12,3	-	*	-



Участок сети		Наружный диаметр, мм		Длина участка, м		Тип прокладки	Вид теплоизоляционной конструкции	Год проектирования
начало	конец	Подающая	Обратная	Подающая	Обратная			
прокладки, спроектированных до 1989 года, вид теплоизоляционной конструкции - пенополиуретан - изолан								
трубопроводов подземной прокладки, спроектированных до 1989 года, вид теплоизоляционной конструкции - пенополиуретан - изолан		630	630	430	430	-	-	-
трубопроводов подземной прокладки, спроектированных до 1989 года, вид теплоизоляционной конструкции - маты минераловатные		502.17	502.17	316,8	316,8	-	-	-

**Таблица 1.13-** Параметры тепловых сетей г.п. Излучинск

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Длина участка (в 2-х трубном исчислении)	Тип прокладки (надземная, подземная)	Изоляция
Участок от УТ-9 с отпайкой на ЦТП 1,2,3,13,47						
1	УТ-9	УТ-9-1	426	82	подземная	маты минераловатные
2	УТ9-1	УТ9-1а	426	30/75	подземная	маты минераловатные
3	УТ9-1	УТ9-2	426	126/231	подземная	маты минераловатные
4	УТ9-2	УТ9-3	426	224/240	подземная	маты минераловатные
5	УТ9-3	УТ9-4	377	116/100	подземная	маты минераловатные
6	УТ9-4	УТ9-5	325	58	подземная	маты минераловатные
7	УТ9-5	УТ9-5а	219	450	подземная	маты минераловатные
8	УТ9-5а	КДЦ "Арлекино"	159	203/206	подземная	пенополиуретан, фенольный поропласт
9	УТ9-4	УТ9-7	426	296	подземная	маты минераловатные
10	УТ9-7	УТ9-8	426	65	подземная	маты минераловатные
11	УТ9-8	УТ9-10	219	62	подземная	маты минераловатные
12	УТ9-10	ЦТП 47	219/273	100/162	подземная	пенополиуретан, фенольный поропласт
13	УТ9-8	УТ9-12	426	250/300	подземная	маты минераловатные
14	УТ9-12	УТ9-14	273	345	подземная	маты минераловатные
15	УТ9-14	ЦТП 48				
16	УТ9-1	ЦТП 3	219/273	224/168	подземная	маты минераловатные
17	УТ9-1а	ЦТП 13	219	152	подземная	маты минераловатные
18	УТ9-2	ЦТП 1	273	144	подземная	маты минераловатные
19	УТ9-5	УТ9-6	273	325	подземная	маты минераловатные
20	УТ9-6	ЦТП 2	273		подземная	маты минераловатные
21	УТ9-12	ЦТП частного сектора	159	65	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				3452	3252/3248	
Квартальные сети в 1-ом мкр от ЦТП-1						
23	ЦТП 1	1УТ-3	159	38	подземная	маты минераловатные
24	1УТ-3	1УТ-3а	159	30	подземная	маты минераловатные
25	1УТ-3а	1УТ-11	159	33	подземная	маты минераловатные
26	1УТ-11	3УТ-3	159	70	подземная	маты минераловатные
27	1УТ-11	ул. Школьная,2	108	6	подземная	маты минераловатные
28	1УТ-3	ул. Энергетиков,1	57	12	подземная	маты минераловатные
29	1УТ-3а	1УТ-5	159	30	подземная	маты минераловатные
30	1УТ-5	1УТ-7	108	34	подземная	маты минераловатные
31	1УТ-7	ул. Энергетиков,1	108	173	подземная	маты минераловатные
32	1УТ-5	ул. Энергетиков,1	89	16	подземная	маты минераловатные

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Длина участка (в 2-х трубном исчислении)	Тип прокладки (надземная, подземная)	Изоляция
33	1УТ-1	1УТ-4	159	41	подземная	маты минераловатные
34	1УТ-4	1УТ-6	159	68	подземная	маты минераловатные
35	1УТ-6	1УТ-6а	159	22	подземная	маты минераловатные
36	1УТ-6а	2УТ-19	159	120	подземная	маты минераловатные
37	1УТ-4	д/с "Сказка"	25	15	подземная	маты минераловатные
38	1УТ-6	д/с "Сказка"	57	10	подземная	маты минераловатные
39	1УТ-6а	Школа №1	108	72	подземная	маты минераловатные
40	ЦТП 1	1УТ-2	159	81	подземная	маты минераловатные
41	1УТ-2	1УТ-8	159	50	подземная	маты минераловатные
42	1УТ-8	1УТ-12	159	45	подземная	маты минераловатные
43	1УТ-12	1УТ-14	133	39	подземная	маты минераловатные
44	1УТ-14	1УТ-16	89	125	подземная	маты минераловатные
45	1УТ-16	2УТ-5	89	29	подземная	маты минераловатные
46	магазин	магазин	38	15	подземная	маты минераловатные
47	1УТ-8	1УТ-10	108	59	подземная	маты минераловатные
48	1УТ-10	1УТ-10а	108	34	подземная	маты минераловатные
49	1УТ-10а	ул. Энергетиков,5	108	15	подземная	маты минераловатные
50	1УТ-10	ул. Школьная,4	57	6	подземная	маты минераловатные
51	1УТ-10	ул. Школьная,6	57	24	подземная	маты минераловатные
52	1УТ-14	ул. Школьная,8	57	66	подземная	маты минераловатные
53	1УТ-12	КНС-1	45	45	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				1423	1422	
Квартальные сети в 1-ом мкр от ЦТП-2						
54	ЦТП 2	2УТ-1	325	3	подземная	маты минераловатные
55	2УТ-1	2УТ-3	159	110,2	подземная	маты минераловатные
56	2УТ-3	2УТ-3а	159	20	подземная	маты минераловатные
57	2УТ-3а	2УТ-5	159	62,8	подземная	маты минераловатные
58	2УТ-5	2УТ-7	159	143,2	подземная	маты минераловатные
59	2УТ-7	2УТ-9	159	45,1	подземная	маты минераловатные
60	2УТ-9	Набережная,5	89	72	подземная	маты минераловатные
61	2УТ-7	Магазин (Наб.,5)	45	9	подземная	маты минераловатные
62	2УТ-5	Школьная,12	57	69	подземная	маты минераловатные
63	2УТ-3а	Школа №2	159	112	подземная	маты минераловатные
64	Школа№2	КНС-5	57	35	подземная	маты минераловатные
65	2УТ-3	Школьная,14	57	51	подземная	маты минераловатные
66	2УТ-7	2УТ-15	108	29	подземная	маты минераловатные
67	2УТ-15	2УТ-17	108	27	подземная	маты минераловатные
68	2УТ-17	2УТ-19	108	43,2	подземная	маты минераловатные
69	2УТ-19	2УТ-23	89	59,5	подземная	маты минераловатные
70	2УТ-23	2УТ-25	89	12	подземная	маты минераловатные
71	2УТ-23	2УТ-25*	76	29	подземная	маты минераловатные
72	2УТ-25	д/с "Светлячок"	89	67,4	подземная	маты минераловатные
73	2УТ-25	ул. Набережная,4	57	33	подземная	маты минераловатные
74	2УТ-23	ул. Набережная,4	57	9,5	подземная	маты минераловатные
75	2УТ-19	2УТ-21	89	33	подземная	маты минераловатные
76	2УТ-21	ул. Набережная,3	89	89	подземная	маты минераловатные
77	2УТ-21	ул. Набережная,3*	57	7	подземная	маты минераловатные
78	2УТ-17	ул. Набережная,6	57	35	подземная	маты минераловатные
79	2УТ-15	ул. Набережная,6	57	7,4	подземная	маты минераловатные
80	2УТ-11	ул. Набережная,5	108	31	подземная	маты минераловатные
81	2УТ-11	2УТ-13	89	51	подземная	маты минераловатные
82	2УТ-13	2УТ-13а	76	141	подземная	маты минераловатные
83	2УТ-11	ул. Набережная,7	89	85	подземная	маты минераловатные
84	2УТ-13	ул. Набережная,8	57	16	подземная	маты минераловатные
85	2УТ-13	ул. Набережная,8*	57	16	подземная	маты минераловатные
86	2УТ-1	2УТ-2	219	17	подземная	маты минераловатные
87	2УТ-2	2УТ-2а	219	120	подземная	маты минераловатные
88	2УТ-2а	2УТ-4	159	12,4	подземная	маты минераловатные
89	2УТ-4	2УТ-6	159	14,9	подземная	маты минераловатные
90	2УТ-6	2УТ-8	159	27,7	подземная	маты минераловатные
91	2УТ-8	2УТ-10	159	24	подземная	маты минераловатные
92	2УТ-10	2УТ-10а	159	62	подземная	маты минераловатные

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Длина участка (в 2-х трубном исчислении)	Тип прокладки (надземная, подземная)	Изоляция
93	2УТ-10а	пер. Строителей,3	89	37	подземная	маты минераловатные
94	2УТ-10а	пер. Строителей,3-а	89	32	подземная	маты минераловатные
95	2УТ-10	пер. Строителей,1	57	37	подземная	маты минераловатные
96	2УТ-8	пер. Строителей,1	57	24	подземная	маты минераловатные
97	2УТ-6	пер. Строителей,1	57	12	подземная	маты минераловатные
98	2УТ-4	аптека (Стр.1)	57	9	подземная	маты минераловатные
99	2УТ-2а	ул. Школьная,10	57	11	подземная	маты минераловатные
100	2УТ-6	гимназия	89	41	подземная	маты минераловатные
101	2УТ-2	2УТ-12	159	75	подземная	маты минераловатные
102	2УТ-12	2УТ-18	159	96	подземная	маты минераловатные
103	2УТ-18	2УТ-20	159	45	подземная	маты минераловатные
104	2УТ-20	пер. Строителей,7	89	39	подземная	маты минераловатные
105	2УТ-20	ул. Набережная,12	89	9	подземная	маты минераловатные
106	2УТ-18	ул. Набережная,12	89	7	подземная	маты минераловатные
107	2УТ-12	2УТ-14	108	30	подземная	маты минераловатные
108	2УТ-14	2УТ-16	89	31	подземная	маты минераловатные
109	2УТ-16	ул. Набережная,10	89	33	подземная	маты минераловатные
110	2УТ-14	ул. Школьная,16	57	24	подземная	маты минераловатные
111	2УТ-16	ул. Набережная,10*	57	6	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				2429,3		
Квартальные сети 2-й очереди от ЦТП-3						
112	ЦТП 3	ЗУТ-1	219	7	подземная	маты минераловатные
113	ЗУТ-1	ЗУТ-3	108	12	подземная	маты минераловатные
114	ЗУТ-3	ЗУТ-3а	108	79	подземная	маты минераловатные
115	ЗУТ-3а	ЗУТ-5	108	41	подземная	маты минераловатные
116	ЗУТ-5	ул. Набережная,1	76	9	подземная	маты минераловатные
117	ЗУТ-3а	ул. Набережная,2	57	21	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				169		
Второй ввод теплотрассы						
118	УТ-3	ПК 13+32	426	1332	надземная	маты минераловатные
119	ПК 13+32	УТ9-8	426	196	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				1528	1540	
Тепловые сети к домам "Жилище"						
120	УТ9-12	ЦТП 48	273	356	подземная	маты минераловатные
121	ЦТП 48	УТ-1	273	9,2	подземная	маты минераловатные
122	УТ-1	УТ-2	159	58,6	подземная	маты минераловатные
123	УТ-2	УТ-3	108	15	подземная	маты минераловатные
124	УТ-3	Ж/д "Жилище"	89	27	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				465,8	365	
Квартальные сети во 2-ом мкр от ЦТП-13						
125	13УТ-1	13УТ-2	219	12	подземная	маты минераловатные
126	13УТ-2	13УТ-4	159	107	подземная	маты минераловатные
127	13УТ-4	13УТ-8	159	62	подземная	маты минераловатные
128	13УТ-8	13УТ-12	108	88	подземная	маты минераловатные
129	13УТ-12	ул. Таежная,2	108	52	подземная	маты минераловатные
130	13УТ-2	13УТ-7	108	32	подземная	маты минераловатные
131	13УТ-7	Поликлиника	108	73	подземная	маты минераловатные
132	13УТ-8	ул. Пионерная,5	108	83	подземная	маты минераловатные
133	13УТ-8	ул. Таежная,1	108	57	подземная	маты минераловатные
134	Таежная,3	ул. Таежная,1	108	47	подземная	маты минераловатные
135	Таежная,3	ул. Таежная,5	89	50	подземная	маты минераловатные
136	13УТ-4	13УТ-6	108	31	подземная	маты минераловатные
137	13УТ-6	ул. Пионерная,1	57	48	подземная	маты минераловатные
138	13УТ-1	13УТ-3	219	19	подземная	маты минераловатные
139	13УТ-3	13УТ-5	219	44	подземная	маты минераловатные
140	13УТ-5	ул. Энергетиков,4а	76	11	подземная	маты минераловатные
141	13УТ-3	ул. Энергетиков,2а	89	9	подземная	маты минераловатные
142	13УТ-6	ул. Пионерная,3	89	45	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				870		

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Длина участка (в 2-х трубном исчислении)	Тип прокладки (надземная, подземная)	Изоляция
Квартальные сети в 4-ом мкр. от ЦТП-47						
143	ЦТП 47	47УТ-1а	273	2	подземная	маты минераловатные
144	47УТ-1а	47УТ-1	273	25	подземная	маты минераловатные
145	47УТ-1	47УТ-3	159	98	подземная	маты минераловатные
146	47УТ-3	47УТ-5	159	53	подземная	маты минераловатные
147	47УТ-5	47УТ-7	159	16	подземная	маты минераловатные
148	47УТ-7	47УТ-11	159	67	подземная	маты минераловатные
149	47УТ-11	47УТ-13	108	39	подземная	маты минераловатные
150	47УТ-13	ул. Набережная,16	108	19	подземная	маты минераловатные
151	47УТ-11	пер. Строителей,12	108	11	подземная	маты минераловатные
152	47УТ-11	пер. Молодежный,5	89	33	подземная	маты минераловатные
153	47УТ-7	47УТ-9	159	44	подземная	маты минераловатные
154	47УТ-9	пер. Строителей,10	57	11	подземная	маты минераловатные
155	47УТ-5	пер. Строителей,4	108	23	подземная	маты минераловатные
156	47УТ-3	пер. Строителей,6	89	11	подземная	маты минераловатные
157	47УТ-1	47УТ-2	159	38	подземная	маты минераловатные
158	47УТ-2	пер. Строителей,2	108	12	подземная	маты минераловатные
159	ЦТП 47	ул. Энергетиков,11	108	26	подземная	маты минераловатные
160	47УТ-1а	ул. Энергетиков,19	108	304	подземная	маты минераловатные
161	47УТ-4	УТ9-10	108	88	подземная	маты минераловатные
162	47УТ-6	47УТ-4	108	48	подземная	маты минераловатные
163	47УТ-6	47УТ-8	108	50	подземная	маты минераловатные
164	47УТ-8	ул. Энергетиков,17	108	7	подземная	маты минераловатные
165	47УТ-6	ул. Энергетиков,15	108	7	подземная	маты минераловатные
166	47УТ-4	ул. Энергетиков,13	108	7	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				1039	905	
Магистральная тепловая сеть УТ-11-ВОС-КОС-Савкино						
167	УТ-14	УТ-13	219	1430	надземная	маты минераловатные
168	УТ-13	УТ-12	273	574	надземная	маты минераловатные
169	УТ-12	УТ-11	426	742	надземная	маты минераловатные
170	УТ-12	ПК 13+73	325	1373	надземная	маты минераловатные
171	Откуда?	и куда?	159	144	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				4263	4263	
Тепловые сети к 72-х квартирному жилому дому во 2-ом микрорайоне						
172	13УТ-5а	ул. Энергетиков,7	57	44,85	подземная	маты минераловатные
Общая протяженность трассы:				44,85		
Пионерная база						
173	Пионерная база		273	434	надземная	маты минераловатные
174			159	491	надземная	маты минераловатные
175			108	730	надземная	маты минераловатные
176			89	95	надземная	маты минераловатные
				1750		
п.Савкино						
177	п. Савкино		108	1601	надземная	маты минераловатные
				1601		
	Сумма по п.г.т. Излучинск			19035		

**2) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

**Таблица 1.14-** Описание магистральных камер и установленной на них арматуры

Название ТК, ТП, ЦТП, павильонов	Тип камеры	Тип и количество арматуры	
		секционирующей	регулирующей
УТ1	павильон	Ду800 – 2 шт.	нет
УТ2	павильон	Ду800 – 2 шт.	
УТ3	павильон	Ду800 – 2 шт. 2 ввод на п. Излучинск Ду400 – 2 шт	
УТ6	камера из ж/б		
УТ6А	открытая площадка	Ду600 – 2 шт.	
УТ7	камера из ж/б		
УТ9	камера из ж/б	1 ввод на п. Излучинск Ду400 – 2 шт	
УТ10	камера из ж/б		
УТ11	павильон	Ду600 – 2 шт.	
УТ9-1	Не определено	ДУ-400 2 шт. ДУ-150 2 шт. ДУ-50 2 шт.	
УТ9-1а	Не определено	ДУ-200 2 шт.	
УТ9-2	Не определено	ДУ-250 2 шт. ДУ-50 2 шт. ДУ-25 3 шт.	
УТ9-4	Не определено	ДУ-400 4 шт. ДУ-50 4 шт. ДУ-25 2 шт. ДУ-15 2 шт.	
УТ9-4а	Не определено	ДУ-50 2 шт. ДУ-20 2 шт.	
УТ9-5	Не определено	ДУ-200 2 шт. ДУ-250 2 шт. ДУ-100 2 шт. ДУ-32 2 шт. ДУ-20 2 шт.	
УТ9-5в на храм	Не определено	ДУ-150 2 шт. ДУ-100 2 шт.	
УТ9-5а	Не определено	ДУ-50 2 шт. ДУ-40 1 шт.	
УТ9-6	Не определено	ДУ-50 2 шт.	
УТ9-7	Не определено	ДУ-400 2 шт. ДУ-200 2 шт. ДУ-150 2 шт. ДУ-100 2 шт.	
	Не определено	ДУ-40 3 шт. ДУ-20 1 шт.	
УТ9-8	Не определено	ДУ-400 4 шт. ДУ-150 2 шт. ДУ-100 4 шт. ДУ-20 2 шт.	
УТ9-12	Не определено	ДУ-250 2 шт. ДУ-150 2 шт.	
УТ-7	Не определено	ДУ-100 2 шт.	
УТ-3	Не определено	ДУ-150 2 шт. ДУ-15 2 шт.	
УТ-2	Не определено	ДУ-150 2 шт.	
ЦТП-1	Не определено	ДУ-150 17 шт. ДУ-100 1 шт. ДУ-80 2 шт. ДУ-50 1 шт. ДУ-20 8 шт. ДУ-15 25 шт.	ДУ-50 1 шт.
ЦТП-2	Не определено	ДУ-200 8 шт. ДУ-150 9 шт. ДУ-100 5 шт. ДУ-80 4 шт.	ДУ-50 1 шт.

Название ТК, ТП, ЦТП, павильонов	Тип камеры	Тип и количество арматуры	
		секционирующей	регулирующей
		ДУ-50 1 шт.	
		ДУ-20 5 шт.	
		ДУ-15 23 шт.	
ЦТП-3	Не определено	ДУ-200 12 шт.	
		ДУ-150 15 шт.	
		ДУ-100 9 шт.	
		ДУ-80 4 шт.	
		ДУ-25 9 шт.	
		ДУ-20 1 шт.	
		ДУ-15 11 шт.	
ЦТП-13	Не определено	ДУ-200 15 шт.	
		ДУ-150 10 шт.	
		ДУ-100 4 шт.	
		ДУ-50 2 шт.	
		ДУ-25 5 шт.	
		ДУ-20 10 шт.	
ЦТП-47	Не определено	ДУ-250 5 шт.	ДУ-100 1 шт.
		ДУ-200 24 шт.	ДУ-40 1 шт.
		ДУ-150 4 шт.	
		ДУ-100 7 шт.	
		ДУ-80 14 шт.	
		ДУ-32 1 шт.	
		ДУ-25 5 шт.	
		ДУ-20 10 шт.	
ЦТП-48	Не определено	ДУ-250 7 шт.	ДУ-50 1 шт.
		ДУ-200 5 шт.	ДУ-32 1 шт.
		ДУ-150 28 шт.	
		ДУ-100 6 шт.	
		ДУ-50 3 шт.	
		ДУ-40 1 шт.	
		ДУ-25 6 шт.	
		ДУ-15 53 шт.	
ЦТП частный сектор	Не определено	ДУ-150 12 шт.	
		ДУ-100 1 шт.	
		ДУ-80 9 шт.	
		ДУ-50 9 шт.	ДУ-25 1 шт.
		ДУ-40 4 шт.	
		ДУ-15 22 шт.	
НПС Савкино	Не определено	ДУ-150 2 шт.	
		ДУ-100 1 шт.	
		ДУ-50 5 шт.	
		ДУ-20 2 шт.	ДУ-50 1 шт.
		ДУ-15 2 шт.	

**д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов**

Информация дана в таблице 1.14.

**е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Центральное регулирование отпуска тепла на ГРЭС и котельных ОПК и КЖП осуществляется по температурному графику качественно-количественного регулирования 150/70 °С и в с. Большетархово – 95/70 °С.

В соответствии с ПТЭ ЭТЭ РФ, пункт 6.2.59, отклонения от заданного теплового режима за головными задвижками, при условии работы в расчетных гидравлических и тепловых режимах, должны быть не более:

- температура воды, поступающей в тепловую сеть -  $\pm 3$  %;
- по давлению в подающих трубопроводах -  $\pm 5$  %;
- по давлению в обратных трубопроводах -  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>;
- подпитка теплосети не более 35т/ч.

Снижение температуры обратной воды против графика не лимитируется.

Температура теплоносителя задается по температурному графику, в зависимости от температуры наружного воздуха постоянно.

Минимальная температура прямой сетевой воды при работе теплосети не должна быть ниже 70 °С (для обеспечения горячего водоснабжения).

Корректировка температуры прямой сетевой воды осуществляется по распоряжению НСС 4 раза в сутки в 0:00, 6:00, 12:00, 18:00 согласно прогнозам температуры наружного воздуха и скорости ветра по данным метеослужбы.

Отпуск тепла на нужды горячего водоснабжения осуществляется с параметрами 65-43 °С.

Давление в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов должно быть таким, чтобы не происходило кипения воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника теплоты и в приборах систем теплопотребителей с запасом не менее 0,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Изменение температуры воды на выходе из сетевых подогревателей на выводах теплосети должно быть равномерным со скоростью, не превышающей 30 °С в час.

**ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

По данным предприятия фактическая температура отпуска тепла в тепловые сети от НГРЭС соответствует утвержденному температурному графику 150/70 °С, от котельной Новая и ЦТП частного сектора п.г.т Излучинск – 95/70 °С.

**з) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики**

Гидравлический расчет существующих тепловых сетей приведен в приложении Б.

В таблице 1.15 приведены исходные данные для гидравлического расчета. Расчетный (максимальный) расход сетевой воды принят для режима в точке излома температурного графика.

**Таблица 1.15 - Исходные данные для гидравлического расчета тепловых сетей**

Наименование теплоисточника (по каждому тепловому выводу, до и после насосных, в контрольных точках)	Отопительный период			Межотопительный период		
	Расход сетевой воды, т/ч	Давление в прямой магистрали, м	Давление в обратной магистрали, м	Расход сетевой воды, т/ч	Давление в прямой магистрали, м	Давление в обратной магистрали, м
энергоблоки № 1,2 + ОПК	2800	70±5%	32±2	—	—	—
КЖП	—	—	—	400	70±5%	32±2

**и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет**

За анализируемый период отказы тепловых сетей не зафиксированы.

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

**Таблица 1.16 – Время восстановления тепловых сетей в зависимости от диаметра**

Диаметр трубопровода	Время восстановления, ч
до 400 мм (до 2м)	10
до 400 мм (более 2м)	15
от 400 до 1000 мм (до 2м)	15
от 400 до 1000 мм (более 2м)	22,5

**л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**



**Таблица 1.17-** Описание процедур диагностики тепловых сетей

Наименование теплоисточника	Применяемые методы диагностики тепловых сетей	Методы испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери)	Периодичность проведения испытаний
ГК; ОПК; КЖП.	Неразрушающий контроль, наружный осмотр	Температурные	1 раз в 5 лет.
ГК; ОПК; КЖП.	Неразрушающий контроль, наружный осмотр	Гидравлические	2 раза в год.
ГК; ОПК; КЖП.	Неразрушающий контроль, наружный осмотр	Определение фактических потерь тепла через изоляцию	1 раз в 5 лет.
ГК; ОПК; КЖП.	Неразрушающий контроль, наружный осмотр	Определение фактических гидравлических потерь.	1 раз в 5 лет.

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

В соответствии с действующими техническими и нормативными документами планирование летних ремонтов осуществляется с учетом результатов испытаний: ежегодных на гидравлическую плотность, раз в пять лет на расчетную температуру и гидравлические потери, количество повреждений трубопроводов в период эксплуатации, срок эксплуатации.

***н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя***

В нормативы при транспортировке тепловой энергии входят - потери теплоносителя с утечкой, нормативные значения годовых тепловых потерь с утечкой теплоносителя, затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, нормативные технологические затраты на заполнение, годовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции трубопроводов отопления и горячего водоснабжения.

***о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии***

Потери тепловой энергии в тепловых сетях в зоне действия теплоисточников складываются из потерь через изоляцию и с утечками.

В таблице 1.18 и 1.19 представлены потери тепловой энергии в сетях п.г.т. Излучинск.

**Таблица 1.18-** Потери тепловой энергии в теплосетях п.г.т. Излучинск

Показатель	Технологические потери		
	2010	2011	2012
Нормативы технологических потерь во всей системе теплоснабжения, Гкал/ч	4,78	4,78	4,78
Максимально-часовые тепловые потери, Гкал/ч	5,43	4,34	4,53
Тепловые потери за межотопительный период, Гкал/ч	1,91	1,55	1,68
Суммарные нормативные годовые тепловые потери, Гкал	40 723	34 040	36 206

Показатель	Технологические потери		
	2010	2011	2012
в т.ч. за отопительный период, Гкал	36503	30621	32503
за межотопительный период, Гкал	4220	3419	3703
Значения годовых нормативных потерь теплоносителя с утечкой, м <sup>3</sup>			250 699

**Таблица 1.19-** Анализ тепловых потерь в теплосетях п.г.т. Излучинск

Месяц	Среднемесячные тепловые потери через изоляцию	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды	Суммарные месячные тепловые потери	Отпуск тепла от источника		Отношение тепловых потерь к отпуску тепла
	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал/ч	Гкал	
Январь	3256,68	745,89	4002,58	43,89	32651,67	12,26
Февраль	2788,7	642,73	3431,43	38,69	26002,96	13,2
Март	2200,64	528,31	2728,95	31,1	23136,09	11,8
Апрель	1764,86	453,97	2218,82	22,5	16202,74	13,69
Май	1695,2	439,8	2135	16,81	12505,28	17,07
Июнь	1354,61	391,86	1746,48	6,18	4452,04	39,23
Июль	1000,62	474,85	1475,47	5,93	3272,68	45,08
Август	1217,96	577,47	1795,42	5,93	3699,55	48,53
Сентябрь	1558,26	434,7	1992,96	10,69	7699,09	25,89
Октябрь	1784,53	472,39	2266,92	24,12	17943,65	12,58
Ноябрь	2456,79	581,18	3037,97	39,44	28394,15	10,7
Декабрь	2447,17	581,03	3028,19	47,45	35300,68	8,58
Год	23526	6324,18	29850,18	25,01	211260,6	14,13

\* Часовой отпуск тепла от источника принят по данным месячных отчетов Нижневартонской ГРЭС "О потреблении тепловой энергии и теплоносителя в точке «А»

Как видно, в максимальном режиме тепловые потери в теплосетях п.г.т. Излучинск составляют около 14%.

В с. Большетархово среднегодовые тепловые потери составили около 12%.

***п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения***

Предписанием надзорных органов отсутствуют.

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

**п.г.т. Излучинск**

Потребители тепла в п.г.т. Излучинск подключаются к тепловым сетям по элеваторной схеме, что учитывая удаленность НГРЭС от Излучинска, потребовало применения на ГРЭС температурного графика отпуска тепла 150/70 °С.

Снижение температуры теплоносителя до графика 95/70 °С осуществляется в ИТП с использованием элеваторных узлов.

Подготовка воды на нужды горячего водоснабжения осуществляется на ЦТП, после которых по отдельным трубопроводам горячая вода подается с помощью насосов ХВС. Системы горячего водоснабжения подключены по параллельной схеме.

В зоне теплоснабжения НГРЭС работают 6 горячеводных ЦТП: 1, 2, 3, 13, 47, 48 и ЦТП частного сектора с НПС Савкин.

### **с. Большетархово**

Централизованное горячее водоснабжение в селе не осуществляется. Системы отопления подключены по безэлеваторной схеме. Что определило применение температурного графика отпуска тепла от котельной 95/70 °С.

Наладка отопительных систем производится путем установка дросселирующих шайб или балансировочных клапанов в тепловых узлах зданий.

Возможность регулирования и поддержания постоянного расхода в тепловых узлах зданий всех абонентов отсутствует.

### ***с) Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя***

Приборы учета на ЦТП не установлены. В настоящее время общедомовые узлы учета ХВС, ГВС и теплоэнергии установлены в 25-ти многоквартирных жилых домах, что составляет 26% от общей численности домов. Индивидуальными приборами учета оснащены:

- ХВС – 2412 (93% квартир)
- ГВС – 2412 (93% квартир)
- теплоэнергии – 1814 (70% квартир)
- электроэнергии – 2594 (100% квартир)

В 2013 году администрацией будут приниматься меры к тому, чтобы все собственники приобрели индивидуальные приборы учета.

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

Функции диспетчера на НВ ГРЭС исполняет начальник смены станции (НСС, работа вахтовым методом – с 08-00 до 20-00 и с 20-00 до 08-00). НСС отвечает за ведение режима теплоснабжения (переключения и т.п.) согласно утверждаемого главным инженером на каждый отопительный сезон «Гидравлического режима тепловых сетей и Графика тепловых нагрузок». Обо всех планируемых, аварийных и прочих переключениях НСС телефонограммой или по телефону уведомляет начальника смены ОАО «ИМКХ» в г.п. Излучинск.

Переключения осуществляет оперативный персонал по команде НСС: на ОПК и КЖП персонал цеха теплогазоснабжения, на главном корпусе – котлотурбинного цеха, на общестанционном оборудовании – цех тепловых и подземных коммуникаций.

Диспетчерская служба и система автоматики отпуска тепла справляются с поставленными задачами.

**у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Перечень и характеристика сетевых насосов, установленных на теплоисточниках, приведен в таблице 1.20.

**Таблица 1.20** - Перечень и характеристика сетевых насосов, установленных на теплоисточниках

Название теплоисточника	Сетевые насосы				Наличие регуляторов частоты насосов
	Производительность, т/ч	Мощность двигателя, кВт	тип	Количество	
энергоблоки №1,2	2500	500	СЭ-2500-60-11	3	нет
	1250	320	СЭ-1250-70-11	3	
ОПК	800	320	СЭ-800-100-11	4	
КЖП	1250	600	Д-1250-125	3	
	400	200	ЦН-400-105	2	

**ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Для защиты обратных трубопроводов от внезапного повышения давления используется предохранительный сбросной клапан Raphael G DN300, который обеспечивает защиту оборудования, тепловых сетей и систем теплоиспользования потребителей от недопустимых изменений давления при аварийном отключении сетевых, подпиточных насосов, закрытии (открытии) автоматических регуляторов и быстродействующей запорной арматуры.

Защита от вскипания сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения предусматривается соблюдением утвержденного «Гидравлического режима работы теплосети» (поддержание требуемых давления и температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах).

На ЦТП установлены предохранительные клапана.

**х) Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Бесхозяйные сети отсутствуют.

**Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"**

Зоны действия теплоисточников г.п. Излучинск представлены на рисунке 1.3.

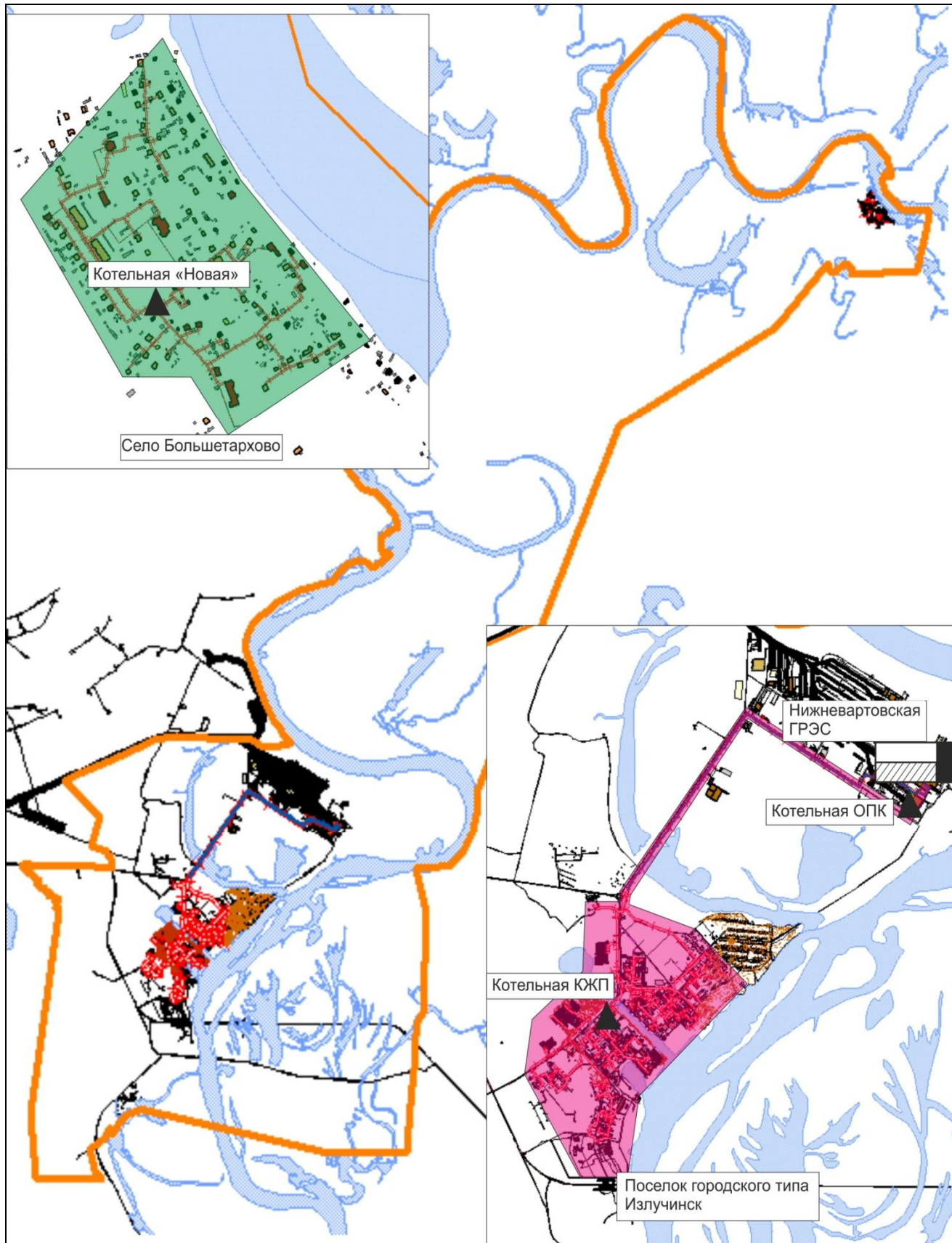


Рисунок 1.3 – Зоны теплоснабжения теплоисточников г.п. Излучинск

**Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии"**

**а) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха**

На основе данных, предоставленных ОАО НГРЭС за 2012 год, были определены фактические и договорные тепловые нагрузки в г.п. Излучинск.

Распределение договорных и фактических тепловых нагрузок 2012 года по видам теплоснабжения в г.п. Излучинск представлено в таблице 1.21.

**Таблица 1.21** - Договорная и фактическая, приведенная к расчетным условиям, тепловая нагрузка по элементам территориального деления

Наименование территориальной единицы	Договорная тепловая нагрузка без тепловых потерь, Гкал/ч			Фактическое теплоснабжение, приведенное к расчетным условиям без тепловых потерь, Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	средне-сочная ГВС	Суммарная нагрузка	Отопление и вентиляция	средне-сочная ГВС	Суммарная нагрузка
п.г.т. Излучинск	45,2	10,6	55,8	35,9	3,1	39
промзона	28,3	0,8	29,1	21,9	0,1	22,0
с. Большетархово	2,25	-	2,25	1,87	-	1,87
<b>Сумма</b>	<b>75,8</b>	<b>11,4</b>	<b>87,2</b>	<b>59,7</b>	<b>3,2</b>	<b>62,9</b>

Потребителями тепла являются жилые, производственные и административные здания.

**б) Случай (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Поквартирное отопление в г.п. Излучинск не применяется.

**в) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

В таблице 1.22 представлены значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального за отопительный период и за год в целом.

**Таблица 1.22**– Теплоснабжение в г.п. Излучинск по элементам территориального деления

Наименование (номер) микрорайона (поселения)	Потребление тепловой энергии, Гкал	
	Годовое	в т.ч. отопительный период
п.г.т. Излучинск	166 537	111 424
промзона	46 877	44 880
с. Большетархово	5 286	5 286
<b>Сумма</b>	<b>218 700</b>	<b>161 590</b>

**г) Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии**

Фактический и договорной максимально-часовой отпуск тепловой энергии от теплоисточников приведен в таблице 1.23.

**Таблица 1.23-** Фактический и договорной максимально-часовой отпуск тепловой энергии от теплоисточников

теплоисточник	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Отклонение фактического отпуска тепла от договорных нагрузок, %
	договорная с тепловыми потерями	фактическая, приведенная к расчетным условиям, с учетом тепловых потерь	
НГРЭС	92,2	68,3	74%
Котельная Новая	2,1	2,1	100%
Сумма	<b>94,3</b>	<b>70,4</b>	75%

Как видно, фактическая нагрузка в г.п. Излучинск меньше договорной величины на 25%.

**д) Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

**Таблица 1.24** – Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Вид нагрузки	Существующие нормативы, Гкал/ч		
	Отопление	вентиляция	горячее водоснабжение
1-2-этажные в некапитальном исполнении	0,036	-	0,228
1-2-этажные в капитальном исполнении	0,034	-	0,228
5-12-этажные в капитальном исполнении со всеми видами благоустройства	0,021	-	0,228

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

**а) Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов**

Баланс тепловой мощности теплоисточников г.п. Излучинск приведен в таблице 1.25.

**Таблица 1.25-** Баланс тепловой мощности теплоисточников г.п. Излучинск

Теплоисточник	Тепловая мощность, Гкал/ч		Расход тепла на собственные нужды		Расход тепла на хозяйственные нужды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Договорные нагрузки потребителей с тепловыми потерями, Гкал/ч	Фактическое теплопотребление с тепловыми потерями, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч				При договорной нагрузке	При фактическом теплопотреблении
НГРЭС, ОПК, КЖП	758	388,4	61	763	7,2	90,2	320,2	84,9	68,3	235,3	251,9
Котельная с. Большетархово	12,8	12,8	0,2	8,9	0	0	12,6	2,1	2,1	10,5	10,5
<b>Сумма</b>	<b>770,8</b>	<b>401,2</b>	<b>61,2</b>	<b>771,9</b>	<b>7,2</b>	<b>90,2</b>	<b>332,8</b>	<b>87,0</b>	<b>70,4</b>	<b>245,8</b>	<b>262,4</b>

**б) Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии**

Приведены в таблице 1.25.

**в) Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

Гидравлический расчет тепловых сетей приведенные в приложении Б показали, что при существующих теплогидравлических режимах располагаемых перепадов даже у самых удаленных потребителей достаточно для обеспечения их качественного теплоснабжения.

**г) Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицита тепловой мощности в зоне действия теплоисточников нет.

**д) Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

В целом по г.п. Излучинск резерв тепловой мощности при учете фактического теплопотребления составляет 262,4 Гкал/ч.

#### **Часть 7 "Балансы теплоносителя"**

**а) Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих**



## на единую тепловую сеть

Для подпитки теплосети вода обрабатывается по схеме одноступенчатого натрий – катионирования. Проектная производительность НКУ по одноступенчатой схеме натрий - катионирования - 1180 м<sup>3</sup>/ч, в том числе на подпитку теплосети – 600 м<sup>3</sup>. Для обеспечения постоянной готовности НКУ к растопке паровых котлов ОПК и во избежание потерь времени на отмывку трубопроводов ХОВ до ОПК с обменом химически очищенной воды, установка эксплуатируется по двухступенчатой схеме умягчения. Осветленная вода после механических фильтров (МФ-4 шт., двухкамерные, загружены антрацитом), поступает на НКУ по двум трубопроводам.

По трубопроводу 1 вода подаётся на первую группу фильтров (1-3) NaIст→1,2NaIIст,

по трубопроводу 2 вода подаётся на вторую группу фильтров (5-8) NaIст→3,4NaIIст.

В эксплуатации натрий - катионитовые фильтры 1-й степени – 4 шт. производительность по 200 м<sup>3</sup> (на консервации – 3 шт.), и 4 фильтра 2-й степени (производительность по 320 м<sup>3</sup>).

Регенерация натрий – катионитовых фильтров производится 8-10% раствором технической поваренной соли. Фильтры загружены катионитом КУ-2-8.

Для предупреждения углекислотной коррозии перекачивающих насосов, а также трубопроводов подачи ХОВ на ОПК производится дозировка едкого натра с концентрацией рабочего раствора 2-4% с целью связывания свободной углекислоты.

Подпитка теплосети осуществляется насосами НПТС-1, 2, 3. производительностью 320 м<sup>3</sup>/ч каждый.

Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя, установленных на теплоисточниках, и максимально-часовой подпитки тепловых сетей приведен в таблице 1.26.

**Таблица 1.26-** Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей

Параметры	Размерность	Значения
Производительность ВПУ	тонн/ч	600
Средневзвешенный срок службы	Лет	20
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	600
Потери располагаемой производительности	%	нет
Собственные нужды	тонн/ч	30 (6.5% от производительности)
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	2*1
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	22(в 2012г)
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	31(в 2012г)
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	нет
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	—
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	130
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	случаев не зафиксировано
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/час	—

Параметры	Размерность	Значения
Доля резерва	%	—
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	118,5 (в 2012г)
- нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	145,5(в 2012г)
- сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	нет
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	—

На котельной Новая ВПУ отсутствует.

**б) Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (п.6.17) в закрытых системах теплоснабжения аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой и не влияет на производительность ВПУ.

Аварийная подпитка теплосети может осуществляться:

- подачей конденсата из БГК (бак «грязного» конденсата) насосами грязного конденсата (НГК-1,2);
- подачей технической воды с напора насосов технической воды (НТВ-1,2).

Согласно графика профмероприятий проводится опробование узла аварийной подпитки теплосети 2 раза в месяц (уставка срабатывания по понижению  $P = 3 \text{ кгс/см}^2$ )

**Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"**

**а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии**

Описание вида и количества используемого на теплоисточниках топлива приведено в таблице 1.27.

**Таблица 1.27 – Описание видов и количества топлива**

	Вид топлива			Количество использованного топлива за 2012 год, тыс. т у. т.		
	основное	резервное	аварийное	основное	резервное	аварийное
ГРЭС	Попутный газ	-	-	3237,0	-	-
ОПК	Попутный газ	-	мазут	9,3	-	-
КЖП	Попутный газ	-	-	1,1	-	-
Котельная Новая	нефть	-	-	0,931	-	-
<b>Сумма</b>	-	-	-	<b>3248,3</b>	-	-

**б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

На ГРЭС и котельной КЖП резервное и аварийное топливо отсутствует, на котельной ОПК в качестве аварийного топливо – мазут, резервное топливо отсутствует В с. Большетархово основное топливо нефть, резервное и аварийное – отсутствует.

**в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки**

Попутный газ поставляется с Белозерского и Нижневартковского ГПК

**г) Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха**

Сложности с обеспечением теплоисточника топливом в периоды расчетных температур наружного воздуха отсутствуют.

**Часть 9 "Надёжность теплоснабжения"**

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

Надежность работы действующих теплосетей для каждой зоны определяется в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» по трём критериям:

- вероятность безотказной работы (Р) - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданиях ниже +12°С, в промышленных зданиях ниже 8 °С, более числа раз, установленных нормативами. Нормативная величина для тепловых сетей 0,9;

- живучесть системы (Ж) – способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных условиях, а также более длительных остановов (более 54 ч);

- коэффициент готовности (качества) системы (Кг) – вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.

**б) анализ аварийных отключений потребителей**

Ограничений в подаче тепла не отмечено.

**в) анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения, не превысило 36 часов.

**г) графический материал (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**

Подробный расчет надежности системы теплоснабжения приведен в приложении В.

## **Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"**

Технико-экономические показатели работы теплоисточников г.п. Излучинск приведены в таблице 1.28.

**Таблица 1.28–** Техничко-экономические показатели работы теплоисточников г.п. Излучинск в 2012 году

Теплоисточник	Выработка электроэнергии, млн. кВтч	в том числе по теплофикационному циклу, млн. кВтч	Удельный расход на отпуск электроэнергии, г у. т./кВтч	Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	Отпуск тепловой энергии с учетом тепловых потерь в сетях, тыс. Гкал/год	Годовой расход топлива, тыс. т у. т.	Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг у. т./ Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, тыс.Гкал/год
ГРЭС	10869,3	164,7	303,1	1165,2	164,7	3246,3	167,2	953,5
ОПК					47,0		158,4	
КЖП					7,0	1,1	167,1	
Котельная Новая				5,9	5,3	0,9	169,8	0,1
<b>Сумма</b>	<b>10869,3</b>	<b>164,7</b>	<b>303,1</b>	<b>1171,1</b>	<b>224,0</b>	<b>3248,3</b>		<b>953,6</b>

## Часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"

**а) Динамика утверждённых 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 учётом последних 3 лет**

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию за последние три года приведена в таблице 1.29.

**Таблица 1.29**– Сведения по тарифам на тепловую энергию за последние три года

Наименование теплоисточника	Утвержденный тариф, устанавливаемых органами исполнительной власти, руб/Гкал				
	2010	2011	2012 год (с 01.01.12г. по 31.06.12г.)	2012 год (с 01.07.12г. по 31.08.12г.)	2012 год (с 01.09.12г. по 31.12.12г.)
ЗАО "Нижневартовская ГРЭС" (покупка тепловой энергии)	688,06	767,64	767,64	813,70	827,26
ОАО "ИМКХ" (передача тепловой энергии)	179,12	211,48	211,48	224,17	268,37
Итого	867,18	979,12	979,12	1 037,87	1 095,63

**б) Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

**Таблица 1.30**– Структура цен и тарифов

Наименование теплоисточника или теплоснабжающей организации	Итого производственные расходы (млн. руб.)	Материальные затраты (млн. руб.)	Затраты на оплату труда (млн. руб.)	Страховые взносы (млн. руб.)	Амортизация (млн. руб.)	Прочие затраты (млн. руб.)	Прибыль (млн. руб.)	НВВ (млн. руб.)
2010 год	22,32	12,47	3,00	0,78	3,89	2,18	1,37	23,68
2011 год	28,41	14,67	3,23	1,10	4,05	5,37	1,13	29,54
2012 год	136,41	119,96	4,13	1,41	5,21	5,70	1,37	137,78

**в) Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности**

Плата с потребителей тепловой энергии за подключение к системе теплоснабжения не взимается.

**г) Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности с потребителей тепловой энергии не взимается.

**Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа"**

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

Необходимость модернизации схемы "обвязки" БУ №1 (трассировка трубопроводов, установка регулирующей арматуры).

Котельное оборудование котельных ОПК и КЖП выработало свой ресурс.

***б) Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)***

Не выявлены.

***в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения***

Не выявлены.

***г) Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения***

Необходима модернизация системы газоснабжения котельных КЖП и ОПК.

***д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения***

Предписанием № 24-К-08 от 23.05.2008 о реконструкции системы газоснабжения горелок котлов согласно требований ПБ 12-529-03. Ремонт запланирован на 2014 год.

## Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"

### **а) Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения**

Расчет тепловых нагрузок г.п. Излучинск выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения», утвержденными приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012, и регламентирующими, что в качестве базового уровня теплоснабжения на цели теплоснабжения должны быть приняты нагрузки, определенные на стадии существующего положения;

- СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» актуализированная редакция, СП 124.13330.2012, регламентирующим, что расчет оборудования и диаметров тепловых сетей осуществляется с учетом среднечасовой нагрузки горячего водоснабжения.

С учетом вышесказанного, в качестве базового уровня теплоснабжения приняты фактические, приведенные к расчетным условиям для систем отопления (минус 43 °С), тепловые нагрузки системы централизованного теплоснабжения со среднечасовой нагрузкой горячего водоснабжения, приведенные в таблице 2.1.

**Таблица 2.1** – Базовые тепловые нагрузки г.п. Излучинск

Зона теплоснабжения	Фактическое теплоснабжение, приведенное к расчетным условиям без тепловых потерь, Гкал/ч		
	отопление и вентиляция	среднечасовая ГВС	суммарная нагрузка
п.г.т Излучинск	35,9	3,1	39,0
промзона	21,9	0,1	22,0
С. Большетархово	1,9	-	1,9
<b>Сумма</b>	<b>59,7</b>	<b>3,2</b>	<b>62,9</b>

**б) Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчётным 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**

#### **1) Поселок городского типа Излучинск**

Генеральный план посёлка городского типа Излучинск был разработан в 2008 году. Им определены перспективы развития п.г.т. Излучинск путем развития многоквартирного и индивидуального жилищного строительства. Также запланировано строительство ряда общественно-социальных объектов.

Исходный год проектирования – 2007 год, 1 очередь (2007 - 2011 годы), 2 очередь (2012 - 2016 годы), 3 очередь (2017 - 2026 годы).



В соответствии с Генеральным планом численность населения на 2016 год составит 19,3 тыс. человек, на 2026 год 21,3 тыс. человек.

На 1.01.2013 г. жилищный фонд п.г.т. Излучинск составляет 246 125,2 м<sup>2</sup> (многоквартирных домов – 53, частных домов - 21), с. Большетархово - 10 702,9 м<sup>2</sup>. и состоит из 96 домов (многоквартирных домов – 17, частных домов - 79).

В соответствии с генпланом п.г.т. Излучинск объем ликвидируемого жилищного фонда составляет 2,4 тыс.м<sup>2</sup> общей площади (22 дома) или 1% от существующего жилого фонда.

На момент разработки Схемы весь объем ветхого жилья был ликвидирован. Дальнейшего сноса по п.г.т. Излучинск не планируется.

В генплане предусмотрено строительство около 113,6 тыс. м<sup>2</sup> жилой площади, в том числе по очередям строительства:

1 очередь -19% от объема проектируемого жилья (21,8 тыс. м<sup>2</sup> общей площади);

2 очередь - 28% (32,0 тыс. м<sup>2</sup>);

3 очередь - 53% (59,8 тыс. м<sup>2</sup>).

На момент разработки Схемы теплоснабжения 1 очередь строительства в соответствии с генпланом была полностью выполнена. В схеме прирост жилой площади принят 91,8 тыс. м<sup>2</sup>, что соответствует второй и третьей очереди строительства.

## *2) село Большетархово*

Генеральный план городского поселения Излучинск был разработан в 2006 году. Им определены перспективы его развития путем развития многоквартирного и индивидуального жилищного строительства. Также запланировано строительство ряда общественно-социальных объектов.

Основной вид существующей жилой застройки с. Большетархово – деревянные дома усадебного типа. В последние годы были построены три двухэтажных жилых многоквартирных дома.

Исходный год проектирования – 2006 год, 1 очередь - 2006 - 2011 годы, 2 очередь - 2012 - 2016 годы, 3 очередь - 2017 - 2026 годы.

Генеральным планом принято решение о ликвидации 1,576 тыс. кв.м. общей площади жилья (в т.ч. полная ликвидация жилищного фонда из прибрежной защитной полосы р.Вах).

Для выполнения Схемы теплоснабжения численность населения на 2028 год принята равной численности, запланированной генпланом на расчетный срок. При этом данные генплана по жилищному строительству были скорректированы администрацией Нижневартковского района (письмо №421 от 22.01.2014 года) с учетом уже построенных объектов.

Размещение перспективного жилого фонда городского поселения Излучинск, определенное на основании представленных исходных данных, приведено в таблице 2.2, а сводные данные по изменению численности населения, объемам нового жилищного строительства и сносу жилья по этапам Схемы представлено в таблице 2.3.

**Таблица 2.2-** Размещение перспективного жилого фонда г.п. Излучинск

Наименование планировочного района	всего за период 2014-2028 гг.				2014 г.				2015 г.				2016 г.			
	снос	ВВОД			снос	ВВОД			снос	ВВОД			снос	ВВОД		
		жи- лые дома	много- квартир- ные до- ма	всего		жи- лые дома	много- квар- тирные дома	все- го		жи- лые дома	много- квар- тирные дома	все- го		жи- лые дома	много- квар- тирные дома	всего
Городское по- селение излу- чинск	1576	11000	105993	116993	137	200	1718	1918	137	200	5578	5778	137	200	12397	12597
из них:																
Посёлок город- ского типа Из- лучинск	0	11000	103993	114993	0	200	1718	1918	0	200	5578	5778	0	200	12397	12597
01:02:01	0	0	26512	26512	0	0	1718	1718	0	0	0	0	0	0	12397	12397
01:05:01	0	0	58712	58712	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:05:02	0	0	3519	3519	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:07:01	0	0	15250	15250	0	0	0	0	0	0	5578	5578	0	0	0	0
01:06:01	0	1350	0	1350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:06:02	0	1350	0	1350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:06:03	0	1300	0	1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:06:04	0	3000	0	3000	0	200	0	200	0	200	0	200	0	200	0	200
01:03:01	0	1350	0	1350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:03:02	0	1350	0	1350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:03:03	0	1300	0	1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Село Большо- тархово	1576	0	2000	2000	137	0	0	0	137	0	0	0	137	0	0	0
02:01:01	0	0	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:02:01	0	0	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:04:01	1576	0	0	0	137	0	0	0	137	0	0	0	137	0	0	0

Окончание таблицы 2.2

Наименование планировочного района	2017 г.				2018 г.				2019-2023 гг.				2024-2028 гг.			
	снос	ВВОД			сно с	ВВОД			снос	ВВОД			снос	ВВОД		
		жи- лые до- ма	много- квар- тирные дома	всего		жи- лые дома	много- квар- тирные дома	всего		жилые дома	много- квартир- ные до- ма	всего		жилые дома	много- квар- тирные дома	всего
Городское посе- ление Излучинск	137	200	20711	20911	137	200	7501	7701	445	2000	28088	30088	446	8000	30000	38000
из них:																
Посёлок город- ского типа Излу- чинск	0	200	19711	19911	0	200	7501	7701	0	2000	27088	29088	0	8000	30000	38000
01:02:01	0	0	12397	12397	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:05:01	0	0		0	0	0	5742	5742	0	0	22970	22970	0	0	30000	30000
01:05:02	0	0	1760	1760	0	0	1759	1759	0	0	0	0	0	0	0	0
01:07:01	0	0	5554	5554	0	0	0	0	0	0	4118	4118	0	0	0	0
01:06:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1350	0	1350
01:06:02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1350	0	1350
01:06:03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1300	0	1300
01:06:04	0	200	0	200	0	200	0	200	0	2000	0	2000	0	0	0	0
01:03:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1350	0	1350
01:03:02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1350	0	1350
01:03:03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1300	0	1300
Село Большо- тархово	137	0	1000	1000	137	0	0	0	445	0	1000	1000	446	0	0	0
02:01:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	0	0	0	0
02:02:01	0	0	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:04:01	137	0	0	0	137	0	0	0	445	0	0	0	446	0	0	0

**Таблица 2.3** – Сводные данные по изменению численности населения, объемам нового жилищного строительства и сносу жилья

Наименование показателей	Периоды			
	Существующее состояние на 01.01.2013	2014-2018 гг.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Численность населения к концу периода, чел.	19 374	19 827	20 300	21 863
в т.ч. село Большетархово	486	527	545	563
Жилой фонд к концу периода, м <sup>2</sup> общей площади	258 745	305 045	334 688	372 244
в т.ч. село Большетархово	10 702	11 015	11 570	11 126
Обеспеченность жил. фондом к концу периода, м <sup>2</sup> /чел.	13.4	15.4	16.5	17.0
в т.ч. село Большетархово	22.0	22.0	23.0	24.0
Объем нового жилищного строительства, м <sup>2</sup> , всего,	-	48 905	30 088	38 000
в том числе:				
- многоквартирные дома	-	47 905	28 088	30 000
в т.ч. село Большетархово	-	1000	1000	0
- индивидуальные жилые дома	-	1 000	2 000	8 000
в т.ч. село Большетархово	-	0	0	0
Среднегодовой объем жилищного строительства, м <sup>2</sup> /год	-	9 781	6 018	7 600
Снос ветхого жилья, м <sup>2</sup>	-	687	445	444
в т.ч. село Большетархово	-	687	445	444

Также на территории г.п. Излучинск генпланом предполагается разместить ряд общественных объектов (таблица 2.4).

**Таблица 2.4** – Перечень запланированных к строительству общественных объектов городского поселения Излучинск

№ объекта	Наименование	Единица измерения	Мощность	Квартал	Год ввода в эксплуатацию
Поселок городского типа Излучинск					
1	Баня	мест	60	01:05:02	2018-2027
2	Гостиница	мест	100	01:05:02	2018-2027
3	Детский сад	мест	100	01:04:01	2018-2027
4	Детский сад	мест	180	01:07:01	2018-2027
5	Детский сад	мест	150	01:07:01	2018-2027
6	Детский сад, ул. Молодежная	мест	260	01:04:01	2014
7	Школа	учащихся	300	01:05:01	2018-2027
8	корпус МНОУ Детский дом-школа "Надежда"	мест	70	01:11:04	2014
9	Комбинат бытового обслуживания	рабочих мест	50	01:05:02	2018-2027
10	Магазин смешанных товаров	кв.м. торг. пл.	400	01:05:02	2018-2027
11	Магазин смешанных товаров	кв.м. торг. пл.	50	01:05:02	2018-2027
12	Магазин смешанных товаров	кв.м. торг. пл.	50	01:05:02	2018-2027
13	Магазин смешанных товаров	кв.м. торг. пл.	150	01:04:01	2018-2027
14	Магазин смешанных товаров	кв.м. торг. пл.	150	01:04:01	2018-2027

№ объ-екта	Наименование	Единица измерения	Мощность	Квартал	Год ввода в эксплуата-цию
Поселок городского типа Излучинск					
15	Магазин смешанных товаров	кв.м. торг. пл.	50	01:02:01	2018-2027
16	Рынок с мини-цехом по переработки мяса	кв.м. торг. пл.	1000	01:01:01	2018-2027
17	Комплекс "Центральная районная библиотека. Центральная районная детская библиотека"	тыс.ед. эк-земпляров	85,2	01:05:01	2018-2027
18	Досуговый центр	мест	300	01:04:02	2018-2027
19	Мечеть соборная	объект	1	01:05:02	2013-2017
20	Многофункциональный спортивный комплекс (крытый каток-корт)	зрителей	370	01:05:02	2018-2027
21	Лыжная база (комплекс лыжного спорта)	объект	1	01:17:01	2018-2027
22	База отдыха	мест	100	01:12:01	2018-2027
23	Специальный дом для одиноких престарелых	койко-мест/жилых квартир	50/45	01:15:01	2013-2017
24	Жилой корпус окружного психоневрологического интерната	мест	240	01:17:01	2014
Село Большетархово					
25	Детский сад	мест	50	02:01:03	2018-2027
26	Спортивный зал	кв.м.	540	02:02:11	2018-2027
27	Фельдшерско-акушерский пункт	посещений	25	02:04:01	2014
28	Пожарное депо, Новая, 38	машин	1		введен
29	Ветлечебница (Приемный пункт прачечной и химчистки)	объект	1	02:02:07	2018-2027

**в) 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**

Прогноз перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение по расчетным этапам Схемы выполнен с учетом требований к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для расчета перспективных тепловых нагрузок жилищно-коммунального сектора в соответствии со СНиП 41-02-2003 Тепловые сети, актуализированная редакция (СП 124.13330.2012) приняты следующие удельные расходы тепловой энергии:

1) нормативный расход тепловой энергии на отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов при расчетной температуре наружного воздуха  $-43\text{ }^{\circ}\text{C}$  для г.п. Излучинск в соответствии с приложением В СНиП 41-02-2003 (СП 124.13330.2012), представлен в таблице 2.5.

**Таблица 2.5 - Удельный расход тепловой энергии на отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов**

Этажность жилых зданий	Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки, ккал/(ч·м <sup>2</sup> ) для зданий строительством	
	после 2010 г.	после 2015 г.
1-3-этажные многоквартирные отдельносто-	76,9	71,2

Этажность жилых зданий	Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки, ккал/(ч·м <sup>2</sup> ) для зданий строительством	
	после 2010 г.	после 2015 г.
ящие		
2-3-этажные многоквартирные блокированные	64,8	59,7
4-6-этажные	56,6	53,3
7-10-этажные	50,6	46,8
11-14-этажные	47,1	43,7
Более 15 этажей	44,5	42,0

Нормируемая удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию общественных зданий определена в соответствии с таблицей 14 СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» для условий г.п. Излучинск и представлена в таблице 2.6.

**Таблица 2.6** - Удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию общественных зданий, ккал/(ч·м<sup>3</sup>)

Типы зданий	Этажность							
	1	2	3	4,5	6,7	8,9	10, 11	12 и выше
1 Общественные, кроме перечисленных в поз. 2,3 и 4	26,39	23,84	22,59	20,10	19,45	18,53	17,55	16,85
2 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	21,35	20,70	20,10	19,45	18,85	18,20	17,55	16,85
3 Дошкольные учреждения	28,23	28,23	28,23	-	-	-	-	-
4 Сервисного обслуживания	14,41	13,82	13,17	12,57	12,57	-	-	-
5 Административного назначения (офисы)	-	-	-	-	-	-	-	-
	22,59	21,35	20,70	16,96	15,06	13,82	12,57	12,57

2) норма расхода горячей воды на одного человека в жилых и общественных зданиях принята по приложению Г СНиП 41-02-2003 (СП 124.13330.2012) и представлена в таблице 2.7.

**Таблица 2.7** – Норма расхода горячей воды на одного человека в жилых и общественных зданиях и удельный расход тепловой энергии на горячее водоснабжение

Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды а, л/сут	Норма общей/ полезной площади на 1 измеритель, S <sub>в</sub> , м <sup>2</sup> /чел	Удельная величина тепловой энергии, Q <sub>hw</sub> Вт/м <sup>2</sup>	Удельный расход тепловой энергии на 1 человека, ккал/(ч·чел)
1 Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2	312,0
То же, с заселенностью 20 м <sup>2</sup> /чел	1 житель	105	20	15,3	
2 То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8	41,0
3 Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных камерах	1 проживающий	70	12	17,0	50,5
4 Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5	52,0
5 Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5	4,5
6 Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1	9,2
7 Административные здания	1 работающий	5	10	1,3	3,9
8 Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8	2,4
9 Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5	52,0
10 Предприятия общественного питания для приготовления пищи реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2	9,5
11 Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1	3,3
12 Магазины промтоварные	То же	8	30	0,7	2,1

Удельный расход тепловой энергии на горячее водоснабжение на одного человека в жилых зданиях без учета общественных зданий в соответствии с Приказом Минрегионразвития РФ от 15 февраля 2011 г. N 47 "Об утверждении методических указаний по расчету тарифов и надбавок в сфере деятельности организаций коммунального комплекса" (с изменениями от 29.06. 2012 № ВАС4747/12) рассчитывается по формуле

$$q_{гвс} = N_{гвс}/24 \times \rho_0 \times C \times (t_h - t_c) \times (1 + K_n) / 10^{-3}, \text{ ккал}/(\text{ч}\cdot\text{чел}) \quad (2.1)$$

где  $N_{гвс}$  - суточный расход воды на нужды горячего водоснабжения, 105 л/(сут.·чел.);

$\rho_0$  - объемный вес воды, кг/м<sup>3</sup>, равный 983,2 кг/м<sup>3</sup> при температуре  $t_h = 60$  °С;

$C$  - теплоемкость воды, ккал/(кг · °С), равная 1 ккал/(кг · °С);

$t_h$  - температура горячей воды в местах водоразбора в соответствии с СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация», °С (60 °С);

$t_c$  - средняя температура холодной воды в сети водопровода в отопительный период, °С (2 °С);

$k_n$  - коэффициент, учитывающий тепловые потери трубопроводами систем горячего водоснабжения и затраты тепловой энергии на отопление ванных комнат (для изолированных трубопроводов – 0,25).

В результате удельный расход тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения на одного человека в жилых зданиях составит 312 ккал/(ч·чел.).

Аналогично был рассчитан удельный расход тепловой энергии на горячее водоснабжение на одного человека в общественных зданиях, представленный в таблице 2.7.

### ***г) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов***

Увеличение расхода тепла на технологические нужды в г.п. Излучинске в перспективе не прогнозируется.

### ***д) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчётном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе***

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными домами и индивидуальными жилыми домами с разделением по видам теплопотребления и по микрорайонам по этапам расчетного периода представлены в таблице 2.8, общественными и производственными зданиями – в таблице 2.9, а сводные данные – в таблице 2.10.

В приложении Г представлены прогнозы приростов потребления тепловой энергии каждым общественным зданием с разделением по видам теплопотребления и по микрорайонам по этапам расчетного периода.

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по потребителям и видам теплопотребления в зонах действия существующих теплоисточников с нарастающим итогом представлены в таблице 2.11.



**Таблица 2.8** – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными домами и индивидуальными жилыми домами с разделением по видам теплопотребления и по кварталам по этапам расчетного периода

Наименование планировочных районов	Тип застройки	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода, Гкал/ч											
		2014 год			2015 год			2016 год			2017 год		
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
г.п. Излучинск		0,102	0,046	0,148	0,400	0,180	0,580	0,995	0,462	1,458	1,979	0,893	2,872
из них:							-			-			-
п.г.т. Излучинск		0,102	0,046	0,148	0,400	0,180	0,580	0,995	0,462	1,458	1,932	0,879	2,811
1:02:01	Многоквартирные дома	0,087	0,041	0,128	0,087	0,041	0,128	0,667	0,318	0,985	1,247	0,577	1,825
1:05:01	Многоквартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:05:02	Многоквартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,082	0,037	0,119
1:07:01	Многоквартирные дома	-	-	-	0,282	0,130	0,412	0,282	0,130	0,412	0,542	0,246	0,789
1:06:01	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:02	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:03	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:04	Жилые дома	0,015	0,005	0,020	0,031	0,009	0,040	0,046	0,014	0,060	0,060	0,018	0,078
1:03:01	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:03:02	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:03:03	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
с. Больше-тархово		-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,047	0,014	0,061
2:01:01	Многоквартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:01	Многоквартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,047	0,014	0,061

Окончание таблицы 2.8

Наименование планировочных районов	Тип застройки	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода, Гкал/ч								
		2018 год			2019 - 2023 годы			2024 - 2028 годы		
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
г.п. Излучинск		2,344	1,051	3,395	3,801	1,634	5,435	5,775	2,334	8,108
из них:		-	-	-	-	-	-	-	-	-
п.г.т. Излучинск		2,297	1,036	3,334	3,708	1,607	5,314	5,681	2,306	7,987
1:02:01	Многоквартирные дома	1,247	0,577	1,825	1,247	0,577	1,825	1,247	0,577	1,825
1:05:01	Многоквартирные дома	0,269	0,118	0,386	1,344	0,568	1,912	2,748	1,120	3,868
1:05:02	Многоквартирные дома	0,165	0,073	0,238	0,165	0,073	0,238	0,165	0,073	0,238
1:07:01	Многоквартирные дома	0,542	0,246	0,789	0,735	0,327	1,062	0,735	0,327	1,062
1:06:01	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	0,096	0,025	0,121
1:06:02	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	0,096	0,025	0,121
1:06:03	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	0,093	0,024	0,116
1:06:04	Жилые дома	0,075	0,022	0,097	0,217	0,061	0,278	0,217	0,061	0,278
1:03:01	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	0,096	0,025	0,121
1:03:02	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	0,096	0,025	0,121
1:03:03	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	0,093	0,024	0,116
с. Большетархово		0,047	0,014	0,061	0,094	0,028	0,121	0,094	0,028	0,121
2:01:01	Многоквартирные дома	-	-	-	0,047	0,014	0,060	0,047	0,014	0,060
2:02:01	Многоквартирные дома	0,047	0,014	0,061	0,047	0,014	0,061	0,047	0,014	0,061

**Таблица 2.9** – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми общественными и производственными зданиями с разделением по видам теплотребления и по кварталам по этапам расчетного периода

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде по расчетным этапам, Гкал/ч											
	Всего за 2014-2028 гг., в том числе по годам			2014 год			2015 год			2016 год		
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
<b>г.п. Излучинск</b>	<b>2,281</b>	<b>0,182</b>	<b>2,463</b>	<b>0,515</b>	<b>0,015</b>	<b>0,530</b>	-	-	-	-	-	-
из них												
<b>п.г.т. Излучинск</b>	<b>2,168</b>	<b>0,152</b>	<b>2,320</b>	<b>0,495</b>	<b>0,015</b>	<b>0,510</b>	-	-	-	-	-	-
1:01:01	0,073	0,003	0,076	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:02:01	0,004	0,0002	0,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:04:01	0,327	0,004	0,331	0,220	0,002	0,223	-	-	-	-	-	-
1:04:02	0,109	0,016	0,125	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:05:01	0,342	0,055	0,397	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:05:02	0,623	0,050	0,673	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:07:01	0,279	0,003	0,283	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:11:04	0,051	0,0002	0,051	0,051	0,0002	0,051	-	-	-	-	-	-
1:12:01	0,087	0,005	0,092	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:15:01	0,047	0,003	0,049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:17:01	0,226	0,012	0,238	0,224	0,012	0,236	-	-	-	-	-	-
<b>с. Больше-тархово</b>	<b>0,113</b>	<b>0,030</b>	<b>0,143</b>	<b>0,020</b>	<b>0,000</b>	<b>0,020</b>	-	-	-	-	-	-
2:01:03	0,042	0,000	0,043	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:07	0,011	0,024	0,035	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:11	0,039	0,006	0,045	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:04:01	0,020	0,0001	0,020	0,020	0	0,020	-	-	-	-	-	-

Окончание таблицы 2.9

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде по расчетным этапам, Гкал/ч											
	2017 год			2018 год			2019-2023 годы			2024-2028 годы		
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
<b>г. п. Излучинск</b>	<b>0,327</b>	<b>0,003</b>	<b>0,329</b>	-	-	-	-	-	-	<b>1,439</b>	<b>0,164</b>	<b>1,603</b>
из них				-	-	-	-	-	-			
<b>п.г.т. Излучинск</b>	<b>0,327</b>	<b>0,003</b>	<b>0,329</b>	-	-	-	-	-	-	<b>1,347</b>	<b>0,134</b>	<b>1,481</b>
1:01:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,073	0,003	0,076
1:02:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,004	0,0002	0,004
1:04:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,107	0,002	0,108
1:04:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,109	0,016	0,125
1:05:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,342	0,055	0,397
1:05:02	0,28	-	0,28	-	-	-	-	-	-	0,343	0,050	0,393
1:07:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,279	0,003	0,283
1:11:04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:12:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,087	0,005	0,092
1:15:01	0,047	0,003	0,049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:17:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,002	-	0,002
<b>с. Большетархово</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,093</b>	<b>0,030</b>	<b>0,123</b>
2:01:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,042	0,0001	0,043
2:02:07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,011	0,024	0,035
2:02:11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,039	0,006	0,045
2:04:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Таблица 2.10 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными, жилыми домами, общественными и производственными зданиями с разделением по видам теплоснабжения и по кварталам по этапам расчетного периода**

Наименование планировочных районов		Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода, Гкал/ч																				
		2014 год			2015 год			2016 год			2017 год			2018 год			2019 - 2023 годы			2024 - 2028 годы		
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
г.п. Излучинск	Всего, в т.ч.	0,617	0,061	0,678	0,915	0,196	1,111	1,511	0,477	1,988	2,821	0,911	3,731	3,186	1,068	4,254	4,643	1,652	6,295	8,056	2,515	10,571
	Многokвартирные дома	0,087	0,041	0,128	0,369	0,171	0,540	0,949	0,448	1,398	1,919	0,875	2,793	2,270	1,028	3,298	3,584	1,573	5,157	4,988	2,125	7,113
	Жилые дома	0,015	0,005	0,020	0,031	0,009	0,040	0,046	0,014	0,060	0,060	0,018	0,078	0,075	0,022	0,097	0,217	0,061	0,278	0,787	0,209	0,995
	Общественные здания	0,515	0,015	0,530	0,515	0,015	0,530	0,515	0,015	0,530	0,842	0,018	0,859	0,842	0,018	0,859	0,842	0,018	0,859	2,281	0,182	2,463
из них																						
п.г.т. Излучинск	Всего, в т.ч.	0,597	0,061	0,658	0,895	0,195	1,090	1,490	0,477	1,968	2,754	0,896	3,650	3,119	1,054	4,173	4,529	1,624	6,153	7,849	2,457	10,307
	Многokвартирные дома	0,087	0,041	0,128	0,369	0,171	0,540	0,949	0,448	1,398	1,872	0,861	2,732	2,223	1,014	3,237	3,491	1,545	5,036	4,895	2,097	6,992
	Жилые дома	0,015	0,005	0,020	0,031	0,009	0,040	0,046	0,014	0,060	0,060	0,018	0,078	0,075	0,022	0,097	0,217	0,061	0,278	0,787	0,209	0,995
	Общественные здания	0,495	0,015	0,510	0,495	0,015	0,510	0,495	0,015	0,510	0,822	0,018	0,839	0,822	0,018	0,839	0,822	0,018	0,839	2,168	0,152	2,320
1:01:01	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,073	0,003	0,076
1:02:01	Всего, в т.ч.	0,087	0,041	0,128	0,087	0,041	0,128	0,667	0,318	0,985	1,247	0,577	1,825	1,247	0,577	1,825	1,247	0,577	1,825	1,251	0,578	1,828
1:02:01	Многokвартирные дома	0,087	0,041	0,128	0,087	0,041	0,128	0,667	0,318	0,985	1,247	0,577	1,825	1,247	0,577	1,825	1,247	0,577	1,825	1,247	0,577	1,825
1:02:01	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,004	0,0002	0,004
1:03:01	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,096	0,025	0,121
1:03:02	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,096	0,025	0,121
1:03:03	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,093	0,024	0,116
1:04:01	Общественные здания	0,220	0,002	0,223	0,220	0,002	0,223	0,220	0,002	0,223	0,220	0,002	0,223	0,220	0,002	0,223	0,220	0,002	0,223	0,327	0,004	0,331
1:04:02	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,109	0,016	0,125
1:05:01	Всего, в т.ч.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,269	0,118	0,386	1,344	0,568	1,912	3,090	1,175	4,265
1:05:01	Многokвартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,269	0,118	0,386	1,344	0,568	1,912	2,748	1,120	3,868
1:05:01	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,342	0,055	0,397
1:05:02	Всего, в т.ч.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,362	0,037	0,399	0,445	0,073	0,518	0,445	0,073	0,518	0,788	0,123	0,911
1:05:02	Многokвартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,082	0,037	0,119	0,165	0,073	0,238	0,165	0,073	0,238	0,165	0,073	0,238
1:05:02	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,28	-	0,28	0,280	-	0,280	0,280	-	0,280	0,623	0,050	0,673
1:06:01	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,096	0,025	0,121
1:06:02	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,096	0,025	0,121
1:06:03	Жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,093	0,024	0,116
1:06:04	Жилые дома	0,015	0,005	0,020	0,031	0,009	0,040	0,046	0,014	0,060	0,060	0,018	0,078	0,075	0,022	0,097	0,217	0,061	0,278	0,217	0,061	0,278
1:07:01	Всего, в т.ч.	-	-	-	0,282	0,130	0,412	0,282	0,130	0,412	0,542	0,246	0,789	0,542	0,246	0,789	0,735	0,327	1,062	1,014	0,330	1,345
1:07:01	Многokвартирные дома	-	-	-	0,282	0,130	0,412	0,282	0,130	0,412	0,542	0,246	0,789	0,542	0,246	0,789	0,735	0,327	1,062	0,735	0,327	1,062
1:07:01	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,279	0,003	0,283
1:11:04	Общественные здания	0,051	0,0002	0,051	0,051	0,000	0,051	0,051	0,000	0,051	0,051	0,000	0,051	0,051	0,000	0,051	0,051	0,000	0,051	0,051	0,000	0,051
1:12:01	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,087	0,005	0,092
1:15:01	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,047	0,003	0,049	0,047	0,003	0,049	0,047	0,003	0,049	0,047	0,003	0,049
1:17:01	Общественные здания	0,224	0,012	0,236	0,224	0,012	0,236	0,224	0,012	0,236	0,224	0,012	0,236	0,224	0,012	0,236	0,224	0,012	0,236	0,226	0,012	0,238
с. Большетархово	Всего, в т.ч.	0,020	0,000	0,020	0,020	0,000	0,020	0,020	0,000	0,020	0,067	0,0143	0,081	0,067	0,0143	0,081	0,114	0,0279	0,142	0,206	0,058	0,264
	Многokвартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,047	0,0142	0,061	0,047	0,0142	0,061	0,094	0,0277	0,121	0,094	0,028	0,121
	Общественные здания	0,020	0,000	0,020	0,020	0,000	0,020	0,020	0,000	0,020	0,020	0,0001	0,020	0,020	0,0001	0,020	0,020	0,0001	0,020	0,113	0,030	0,143
2:01:01	Многokвартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,047	0,014	0,060	0,047	0,014	0,060
2:02:01	Многokвартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,047	0,014	0,061	0,047	0,014	0,061	0,047	0,014	0,061	0,047	0,014	0,061
2:01:03	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,042	0,000	0,043
2:02:07	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,011	0,024	0,035
2:02:11	Общественные здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,039	0,006	0,045
2:04:01	Общественные здания	0,020	0	0,020	0,020	0,000	0,020	0,020	0,000	0,020	0,020	0,0001	0,020	0,020	0,0001	0,020	0,020	0,0001	0,020	0,020	0,0001	0,020

**Таблица 2.11** – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по потребителям и видам теплотребления в зонах действия существующих и предлагаемых к строительству теплоисточников с нарастающим итогом

Наименование теплоисточника	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч								
	2014 год			2015 год			2016 год		
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
<i>НГРЭС, всего, в т,ч,</i>	0,597	0,056	0,653	0,895	0,186	1,081	1,490	0,463	1,954
- многоквартирные дома	0,087	0,041	0,128	0,369	0,171	0,540	0,949	0,448	1,398
- жилые дома	0,015	-	0,015	0,031	-	0,031	0,046	-	0,046
- общественные здания	0,495	0,015	0,510	0,495	0,015	0,510	0,495	0,015	0,510
<i>ИТГ (жилые дома, нагрузка ГВС)</i>	-	0,005	0,005	-	0,009	0,009	-	0,014	0,014
<b>Всего по г.п.т. Излучинск</b>	0,597	0,061	0,658	0,895	0,195	1,090	1,490	0,477	1,968
<i>Котельная Новая, всего, в т,ч,</i>	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020
- многоквартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- общественные здания	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020
<i>ИТГ (нагрузка ГВС)</i>	-	0,0001	0,000	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001
- многоквартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- общественные здания	-	0,0001	0,000	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001
<b>Всего по с. Большетархово</b>	0,020	0,0001	0,020	0,020	0,0001	0,020	0,020	0,0001	0,020
<b>Всего по г.п. Излучинск</b>	0,617	0,061	0,678	0,915	0,196	1,111	1,511	0,477	1,988

Окончание таблицы 2.11

Наименование теплоисточника	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
	2017 год			2018 год			2019 - 2023 годы			2024 - 2028 годы		
	отопле- ние и вентиля- ция	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>	отопле- ние и венти- ляция	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>	отопле- ние и венти- ляция	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>	отопле- ние и венти- ляция	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>
<i>НГРЭС, всего, в т,ч,</i>	2,754	0,878	3,632	3,119	1,032	4,151	4,529	1,563	6,092	7,849	2,249	10,098
- многоквартирные дома	1,872	0,861	2,732	2,223	1,014	3,237	3,491	1,545	5,036	4,895	2,097	6,992
- жилые дома	0,060	-	0,060	0,075	-	0,075	0,217	-	0,217	0,787	-	0,787
- общественные здания	0,822	0,018	0,839	0,822	0,018	0,839	0,822	0,018	0,839	2,168	0,152	2,320
<i>ИТГ (жилые дома, нагрузка ГВС)</i>	-	0,018	0,018	-	0,022	0,022	-	0,061	0,061	-	0,209	0,209
<b>Всего по г.п.т. Излучинск</b>	2,754	0,896	3,650	3,119	1,054	4,173	4,529	1,624	6,153	7,849	2,457	10,307
<i>Котельная Новая, всего, в т,ч,</i>	0,067	-	0,067	0,067	-	0,067	0,114	-	0,114	0,206	-	0,206
- многоквартирные дома	0,047	-	0,047	0,047	-	0,047	0,094	-	0,094	0,094	-	0,094
- общественные здания	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020	0,113	-	0,113
<i>ИТГ (нагрузка ГВС)</i>	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014	-	0,028	0,028	-	0,058	0,058
- многоквартирные дома	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014	-	0,028	0,028	-	0,028	0,028
- общественные здания	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,030	0,030
<b>Всего по с. Большетархово</b>	0,067	0,014	0,081	0,067	0,014	0,081	0,114	0,028	0,142	0,206	0,058	0,264
<b>Всего по г.п. Излучинск</b>	2,821	0,911	3,731	3,186	1,068	4,254	4,643	1,652	6,295	8,056	2,515	10,571

### **Снижение тепловой нагрузки жилищно-коммунального сектора за счет сноса жилого фонда**

Кроме планируемого нового строительства в с. Большетархово намечается снос существующего жилого фонда в объеме 1576 м<sup>2</sup> общей площади (см. таблицу 2.3).

Три дома из намечаемых к сносу домов (общей площадью 239,2 м<sup>2</sup>) в настоящее время обеспечиваются теплом от системы централизованного теплоснабжения (котельная Новая).

Снижение тепловой нагрузки жилищно-коммунального сектора городского поселения в сетевой воде за счет сноса жилого фонда с разделением по видам теплopotребления и по кварталам на конец этапа расчетного периода представлено в таблице 2.12.

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по потребителям и видам теплopotребления в зонах действия существующих теплоисточников с нарастающим итогом с учетом сноса ветхого жилья представлены в таблице 2.13.

Картограмма приростов тепловых нагрузок многоквартирных домов и общественных и производственных зданий с учетом сноса представлена на рисунке 2.1.



**Таблица 2.12 – Снижение тепловой нагрузки в сетевой воде жилищно-коммунального сектора за счет сноса с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам на конец этапа расчетного периода**

Элемент территориального деления	Снижение тепловой нагрузки в сетевой воде за счет сноса жилого фонда (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
	2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.		
	отопле- ние	горячее водо- снабжение	всего	отопле- ние	горячее водо- снабжение	всего	отопле- ние	горячее водо- снабжение	всего	отопле- ние	горячее водо- снабжение	всего
02:04:01	0.026	0.001	0.028	0.053	0.003	0.055	0.079	0.004	0.083	0.106	0.005	0.111
Всего по с. Большетархово	0.026	0.001	0.028	0.053	0.003	0.055	0.079	0.004	0.083	0.106	0.005	0.111
в т ч - котельная Новая	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- ИТГ	0.026	0.001	0.028	0.053	0.003	0.055	0.079	0.004	0.083	0.106	0.005	0.111

Продолжение таблицы 2.12

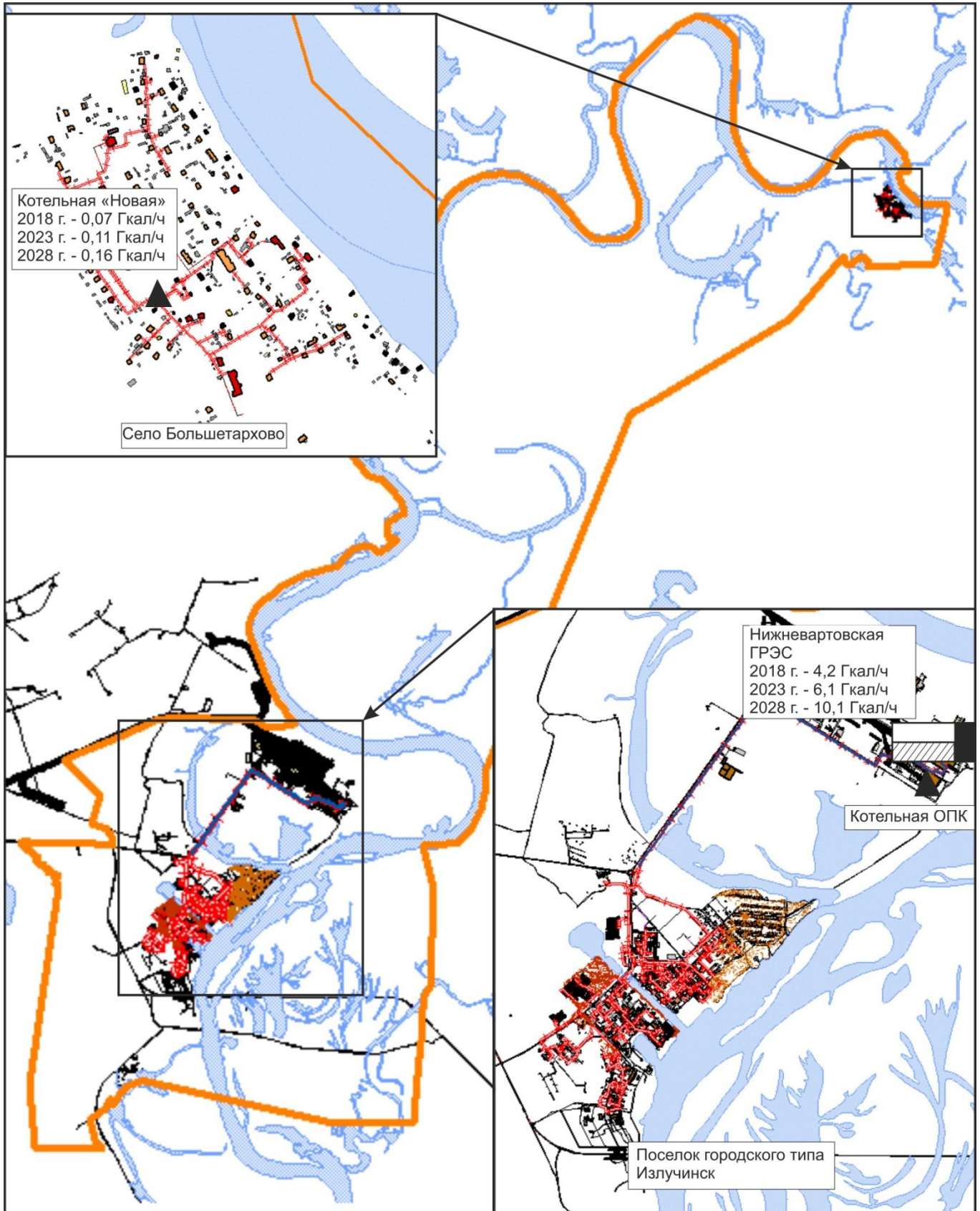
Элемент территориального деления	Снижение тепловой нагрузки в сетевой воде за счет сноса жилого фонда (без учета тепловых потерь), Гкал/ч								
	2018 г.			2019 -2023 гг.			2024 - 2028 гг.		
	отопле- ние	горячее водо- снабжение	всего	отопле- ние	горячее водо- снабжение	всего	отопле- ние	горячее водо- снабжение	всего
02:04:01	0.132	0.007	0.139	0.218	0.011	0.229	0.304	0.014	0.319
Всего по с. Большетархово	0.132	0.007	0.139	0.218	0.011	0.229	0.304	0.014	0.319
в т ч - котельная Новая	-	-	-	-	-	-	0.046	-	0.046
- ИТГ	0.132	0.007	0.139	0.218	0.011	0.229	0.258	0.014	0.272

**Таблица 2.13** – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по потребителям и видам теплотребления в зонах действия существующих теплоисточников с нарастающим итогом с учетом сноса ветхого жилья

Наименование теплоисточника	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч								
	2014 год			2015 год			2016 год		
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
<i>НГРЭС, всего, в т,ч,</i>	0,597	0,056	0,653	0,895	0,186	1,081	1,490	0,463	1,954
- многоквартирные дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- жилые здания	0,015	-	0,015	0,031	-	0,031	0,046	-	0,046
- общественные здания	0,495	0,015	0,510	0,495	0,015	0,510	0,495	0,015	0,510
<i>Котельная Новая, всего, в т,ч,</i>	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020
- жилые здания	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- общественные здания	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020

Окончание таблицы 2.13

Наименование теплоисточника	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
	2017 год			2018 год			2019 - 2023 годы			2024 - 2028 годы		
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
<i>НГРЭС, всего, в т,ч,</i>	2,754	0,878	3,632	3,119	1,032	4,151	4,529	1,563	6,092	7,849	2,249	10,098
- многоквартирные дома	1,872	0,861	2,732	2,223	1,014	3,237	3,491	1,545	5,036	4,895	2,097	6,992
- жилые дома	0,060	-	0,060	0,075	-	0,075	0,217	-	0,217	0,787	-	0,787
- общественные здания	0,822	0,018	0,839	0,822	0,018	0,839	0,822	0,018	0,839	2,168	0,152	2,320
<i>Котельная Новая, всего, в т,ч,</i>	0,067	-	0,067	0,067	-	0,067	0,114	-	0,114	0,160	-	0,160
- многоквартирные дома	0,047	-	0,047	0,047	-	0,047	0,094	-	0,094	0,047	-	0,047
- общественные здания	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020	0,020	-	0,020	0,113	-	0,113



**Рисунок 2.1-** Картограмма приростов тепловых нагрузок многоквартирных домов и общественных и производственных зданий

***е) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчётных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе***

Индивидуальные жилые дома намечаются к строительству в семи кварталах п.г.т. Излучинск: 01:06:01-01:06:04 и 01:03:01-01:03:03 (подробно размещение новых жилых домов по этапам расчетного периода представлено в таблице 2.3).

Нагрузку отопления новых индивидуальных жилых домов в п.г.т. Излучинск планируется обеспечивать от Нижневартовской ГРЭС, нагрузку горячего водоснабжения - от ИТГ (электроводонагревателей).

Нагрузка горячего водоснабжения многоквартирных жилых домов и общественных зданий в с. Большетархово планируется обеспечивать от ИТГ (электроводонагревателей).

Распределение приростов тепловых нагрузок в сетевой воде, обеспечиваемых в перспективе от ИТГ, по планировочным районам городского поселения Излучинск и этапам расчетного периода представлено в таблице 2.14.

**Таблица 2.14 – Прогнозы приростов тепловых нагрузок в сетевой воде, обеспечиваемых в перспективе от ИТГ, по планировочным районам и этапам расчетного периода**

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде новых индивидуальных жилых домов с нарастающим итогом, Гкал/ч								
	2014 год			2015 год			2016 год		
	отопление	горячее водоснабжение	всего	отопление	горячее водоснабжение	всего	отопление	горячее водоснабжение	всего
г.п. Излучинск	-	0,005	0,005	-	0,01	0,01	-	0,01	0,01
п.г.т. Излучинск	-	0,005	0,005	-	0,01	0,01	-	0,014	0,014
1:03:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:03:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:03:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:04	-	0,005	0,005	-	0,01	0,01	-	0,014	0,014
с. Большетархово	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001
2:01:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:01:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:07	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:04:01	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001

Окончание таблицы 2.14

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде новых индивидуальных жилых домов с нарастающим итогом, Гкал/ч											
	2017 год			2018 год			2019 - 2023 годы			2024 - 2028 годы		
	отопле- ние	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>	отопле- ние	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>	отопле- ние	горячее во- доснабже- ние	<b>всего</b>	отопле- ние	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>
г.п. Излучинск	-	0,03	0,03	-	0,04	0,04	-	0,09	0,09	-	0,27	0,27
п.г.т. Излучинск	-	0,018	0,018	-	0,022	0,022	-	0,061	0,061	-	0,209	0,209
1:03:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025	0,025
1:03:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025	0,025
1:03:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,024	0,024
1:06:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025	0,025
1:06:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025	0,025
1:06:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,024	0,024
1:06:04	-	0,018	0,018	-	0,022	0,022	-	0,061	0,061	-	0,061	0,061
с. Большетархово	-	0,01	0,01	-	0,01	0,01	-	0,03	0,03	-	0,058	0,058
2:01:01	-	-	-	-	-	-	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014
2:02:01	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014
2:01:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0005	0,0005
2:02:07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,024	0,024
2:02:11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,006	0,006
2:04:01	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001

**ж) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учётом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) 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**

Промышленные объекты г.п. Излучинск расположены, в основном, в промышленной зоне и потребляют тепловую энергию в сетевой воде. По предоставленным исходным данным количественного развития существующих промышленных предприятий в промышленных районах в рассматриваемой перспективе не планируется. Их потребление тепловой энергии сохраняется на существующем уровне.

**з) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель**

На момент разработки Схемы в г.п. Излучинск льготные тарифы на тепловую энергию не устанавливались.

**и) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения**

На момент разработки Схемы в г.п. Излучинск свободные долгосрочные договоры теплоснабжения не заключены и к заключению не планируются.

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

На момент разработки Схемы в г.п. Излучинск свободные долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене не заключены и к заключению не планируются.

### **Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа"**

В рамках схемы теплоснабжения г.п. Излучинск была разработана электронная модель схемы теплоснабжения.

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- показания приборов учета тепла и теплоносителя на теплоисточниках и у потребителей;
- материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей;
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.

Электронная модель схемы теплоснабжения г.п. Излучинск разработана с использованием программы ГИС «Zulu-Thermo».

Электронная модель схемы теплоснабжения содержит:

- графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов
- паспортизацию объектов системы теплоснабжения;
- паспортизацию и описание расчётных единиц территориального деления, включая административное;
- гидравлический расчёт тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчёт при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;
- возможность моделирования всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- расчёт балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;
- расчёт потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;
- расчёт показателей надёжности теплоснабжения;
- возможность групповых изменений характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения
- сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей



С использованием разработанной электронной модели схемы теплоснабжения г. п. Излучинска выполнены:

а) гидравлический расчет тепловых сетей различной степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

б) моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;

в) расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;

г) расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;

д) групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

Электронная модель была откалибрована по фактическим режимам работы системы теплоснабжения г. п. Излучинск.

Калибровка электронной модели выполнена в соответствии с данными по расходам и давлениям теплоносителя на Нижневартовской ГРЭС, тепловых камерах и ЦТП.

Сопоставление данных фактических гидравлических режимов в отопительный период 2012/2013 годы и расчетных данных из электронной модели приведено в таблице 3.1.

**Таблица 3.1-** Сопоставление данных фактических гидравлических режимов в отопительный период 2012/2013 годы и расчетных данных из электронной модели

Контрольные точки	Показания счетчиков			Расчетные данные из электронной модели		
	давление в прямой магистрали, кгс/см <sup>2</sup>	давление в обратной магистрали, кгс/см <sup>2</sup>	расход сетевой воды, т/ч	давление в прямой магистрали, кгс/см <sup>2</sup>	давление в обратной магистрали, кгс/см <sup>2</sup>	расход сетевой воды, т/ч
Т.а	70	30	1000	70	30	1000
УТЗ (2 ввод)	68	34	-	68	30	-
ЦТП-1	60	42	-	62	39	-
ЦТП-2	64	40	-	61	41	-
ЦТП-3	62	40	-	62	34	-
ЦТП-13	62	38	-	62	39	-
ЦТП-47	62	38	-	62	36	-
ЦТП-48	64	38	-	64	37	-

Как видно, данные контрольных точек в электронной модели достаточно точно соответствуют фактическим показаниям счетчиков, что позволяет использовать разработанную электронную модель для разработки перспективных режимов теплоснабжения, а также использовать ее для оперативной работы.

Электронная модель схемы теплоснабжения г.п. Излучинск, руководство пользователя прилагаются на компакт-диске.

## **Глава 4 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки"**

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

Существующие и перспективные тепловые нагрузки г.п. Излучинск в сетевой воде, распределенные по зонам теплоснабжения существующих теплоисточников, представлены в таблице 4.1.

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в сетевой воде в каждой из выделенных зон действия существующих теплоисточников с определением резервов (дефицитов) представлены в таблице 4.2.

Как видно из таблицы 4.2, на перспективу дефицит тепловой мощности теплоисточников отсутствует.

**Таблица 4.1-** Существующие и перспективные тепловые нагрузки г.п. Излучинск в сетевой воде по зонам теплоснабжения источников тепловой энергии

Наименование теплоисточника	2012 г. (базовая)		2013 г.		Тепловая нагрузка в сетевой воде на конец расчетного периода (с учетом тепловых потерь), Гкал/ч													
					2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019-2023 г.г.		2024- 2028 г.г.	
	всего	в том числе ГВС	всего	в том числе ГВС	всего	в том числе ГВС	всего	в том числе ГВС	всего	в том числе ГВС	всего	в том числе ГВС	всего	в том числе ГВС	всего	в том числе ГВС	всего	в том числе ГВС
Нижневартовская ГРЭС	68,299	3,200	68,299	3,200	69,031	3,256	69,510	3,386	70,487	3,663	72,367	4,078	72,948	4,232	75,122	4,763	79,609	5,449
Котельная Новая	2,100	-	2,100	-	2,123	-	2,123	-	2,123	-	2,175	-	2,175	-	2,228	-	2,280	-
ИТГ Излучинск, всего, в т.ч.	0,067	0,067	0,067	0,067	0,072	0,072	0,075	0,075	0,077	0,077	0,077	0,077	0,080	0,080	0,117	0,117	0,260	0,260
- существующие	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,066	0,066	0,063	0,063	0,059	0,059	0,058	0,058	0,055	0,055	0,052	0,052
- новые (нагрузка ГВС)	-	-	-	-	0,005	0,005	0,009	0,01	0,014	0,01	0,018	0,02	0,022	0,02	0,061	0,06	0,209	0,21
ИТГ Большетархово, всего, в т.ч.	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,294	0,134	0,294	0,134	0,308	0,148	0,338	0,178
- существующие	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120	0,280	0,120
- новые (нагрузка ГВС)	-	-	-	-	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,014	0,014	0,014	0,014	0,028	0,028	0,058	0,058
<b>Всего по г.п. Излучинск</b>	<b>70,746</b>	<b>3,387</b>	<b>70,746</b>	<b>3,387</b>	<b>71,505</b>	<b>3,448</b>	<b>71,988</b>	<b>3,581</b>	<b>72,967</b>	<b>3,860</b>	<b>74,914</b>	<b>4,289</b>	<b>75,498</b>	<b>4,446</b>	<b>77,774</b>	<b>5,027</b>	<b>82,488</b>	<b>5,887</b>

**Таблица 4.2** - Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в сетевой воде в зоне действия Нижневарттовской ГРЭС с определением резерва (дефицита) ее тепловой мощности

Зона действия НГРЭС	Базовый 2012 г.	2013 г.	Этапы расчетного периода						
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024- 2028 гг.
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	758	758	758	758	758	758	758	758	758
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4
Потери тепловой мощности, %	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%
Собственные нужды, Гкал/ч	61,00	61,00	61,01	61,02	61,04	61,07	61,08	61,12	61,20
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	320,2	320,2	320,2	320,2	320,2	320,1	320,1	320,1	320,0
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	7,3	7,3	7,4	7,4	7,6	7,8	7,8	8,0	8,5
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	60,98	60,98	61,63	62,06	62,94	64,61	65,13	67,07	71,08
- отопление и вентиляция	57,78	57,78	58,38	58,68	59,27	60,54	60,90	62,31	65,63
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	3,20	3,20	3,26	3,39	3,66	4,08	4,23	4,76	5,45
из них:									
- жилые здания	31,20	31,20	31,34	31,77	32,64	33,99	34,51	36,45	38,98
- общественные здания	7,80	7,80	8,31	8,31	8,31	8,64	8,64	8,64	10,12
- промышленные здания	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	251,9	251,9	251,2	250,7	249,7	247,8	247,2	245,0	240,4
Доля резерва, %	79%	79%	78%	78%	78%	77%	77%	77%	75%

**Таблица 4.3** - Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в сетевой воде в зоне действия котельной Новая с определением резерва (дефицита) ее тепловой мощности

Зона действия котельной Новая	Базовый 2012 г.	2013 г.	Этапы расчетного периода						
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024- 2028 гг.
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Потери тепловой мощности, %	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Собственные нужды, Гкал/ч	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21	0,22
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,25
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	1,87	1,87	1,89	1,89	1,89	1,94	1,94	1,98	2,03
- отопление и вентиляция	1,87	1,87	1,89	1,89	1,89	1,94	1,94	1,98	2,03
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
из них:									
- жилые здания	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,24	1,24	1,29	1,24
- общественные здания	0,67	0,67	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,79
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4	10,3
Доля резерва, %	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	82%	82%

**б) Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединённой тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии**

Отпуск тепловой энергии от Нижневартовской ГРЭС осуществляется по одному магистральному выводу. Баланс тепловой энергии по НГРЭС приведен в таблице 4.2.

**в) Гидравлический расчёт передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединённых к тепловой сети от каждого магистрального вывода**

Гидравлические расчеты выполнены для определения возможности подключения новых тепловых потребителей к ближайшим тепловым сетям.

В приложении Б приведены результаты гидравлических расчетов существующих магистральных трубопроводов теплоисточников г.п. Излучинск, в зоне теплоснабжения которых ожидается прирост тепловых нагрузок.

Расчет выполнен с использованием разработанной в рамках настоящей работы электронной модели схемы теплоснабжения г.п. Излучинск, откалиброванной под фактические гидравлические режимы.

**г) Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

Расчеты балансов существующей тепловой мощности нетто теплоисточников и перспективных тепловых нагрузок г.п. Излучинск показали, что при подключении новых потребителей к ближайшим тепловым камерам существующих тепловых сетей не возникает дефицита тепловой мощности.

Результаты расчета резерва пропускной способности тепловых сетей показали, что при существующих теплогидравлических режимах (работа по одному вводу 2Ду 400мм) возникает дефицит по пропускной способности тепловых сетей в зоне ЦТП 13 (рисунок Б.2.1).

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

На основании информации о перспективной застройке, предоставленной управлением архитектуры и градостроительства Администрации Нижневартковского района (письмо № 421 от 22.01.2014), в Схеме определены объемы перспективного потребления тепловой энергии и балансы тепла на теплоисточниках. С учетом этих данных в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» рассчитана величина перспективной подпитки тепловых сетей в номинальном и аварийном режимах на теплоисточниках, а также требуемая производительность ВПУ.

Существующая производительность ВПУ, а также результаты расчетов перспективных балансов ее производительности и расхода теплоносителя для подпитки теплосети в номинальном и аварийном режимах на 2028 год приведены в таблицах 5.1-5.2.

**Таблица 5.1-** Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей Нижневартовской ГРЭС

Зона действия источников тепловой энергии НГРЭС	Размерность	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
Производительность ВПУ	т/ч	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Средневзвешенный срок службы	лет	20	21	22	23	24	25	26	31	36
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч	30	30	30	30	30	30	30	30	31
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов	м <sup>3</sup>	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Требуемая вместимость баков запаса химически обработанной и деаэрированной воды (для теплоисточников мощностью более 100 МВт)	м <sup>3</sup>	124,0	124,0	125,5	126,5	128,5	132,3	133,4	137,8	146,9
Резерв (+)/дефицит (-) баков-аккумуляторов	м <sup>3</sup>	1 876,0	1 876,0	1 874,5	1 873,5	1 871,5	1 867,7	1 866,6	1 862,2	1 853,1
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м <sup>3</sup> /ч	31,0	31,0	31,1	31,3	31,7	32,4	33,2	34,3	36,2
- нормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	31,0	31,0	31,1	31,3	31,7	32,4	33,2	34,3	36,2
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м <sup>3</sup> /ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м <sup>3</sup> /ч	130	130,0	130,1	130,3	130,7	131,4	132,2	133,3	135,2
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м <sup>3</sup> /ч	260	260,0	260,1	260,3	260,7	261,4	262,2	263,3	265,2
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м <sup>3</sup> /ч	470	470	470	470	469	469	468	467	465
Доля резерва	%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	77%
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м <sup>3</sup> /год	145500	260400	261437	263152	266253	272018	278606	288275	304303
- нормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /год	145500	260400	261437	263152	266253	272018	278606	288275	304303
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /год		0	0	0	0	0	0	0	0
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс.т/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0



**Таблица 5.2-** Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной Новая

Зона действия источника тепловой энергии (котельная Новая)	Размерность	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	1	2	3	8	12
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м <sup>3</sup> /ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
- нормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м <sup>3</sup> /ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м <sup>3</sup> /ч	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,1
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м <sup>3</sup> /ч	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
Доля резерва	%					52%	51%	51%	50%	47%
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м <sup>3</sup> /год	2179	2179	2203	2203	2203	2258	2258	2312	2366
- нормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /год	2179	2179	2203	2203	2203	2258	2258	2312	2366
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс.т/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Расчеты выполнены при условии приведения тепловых сетей городского поселения в нормативное техническое состояние путем замены ненадежных участков и узлов тепловых сетей, а также проведения мероприятий по предотвращению слива сетевой воды потребителями, что приведет к снижению величины утечек в перспективе до нормативной величины.

Как видно из таблицы 5.1, производительности ВПУ Нижневартовской ГРЭС достаточно для компенсации утечек из тепловой сети в номинальном режиме на рассматриваемую перспективу.

Так как в настоящее время на котельной Новая химводоподготовка отсутствует, Схемой рекомендуется строительство на ней системы ХВО в составе:

- подогреватели исходной воды;
- На-катионитовые фильтры;
- подогреватели химочищенной воды;
- вакуумный деаэрактор.

Ориентировочные капиталовложения в строительство ВПУ на котельной Новая составят 1,73 млн. руб.

## **Глава 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии"**

### ***а) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления***

Главным условием при организации централизованного теплоснабжения является расположение источника теплоснабжения в центре тепловых нагрузок с оптимальным радиусом передачи тепла, наличие на источнике современного основного оборудования, а также тепловых сетей от него.

Зоны теплоснабжения существующих централизованных теплоисточников расширяются за счет подключения новых многоквартирных домов и общественных объектов, строящихся в пределах радиуса их эффективного теплоснабжения НГРЭС.

В связи с малой величиной тепловой нагрузки горячего водоснабжения в новой коттеджной застройке в п.г.т. Излучинск и новых общественных и многоквартирных жилых домов в с. Большетархово, а также отсутствием в этих зонах сетей горячего водоснабжения, нагрузка горячего водоснабжения этих домов предусматривается от электрических водонагревателей.

Поквартирное теплоснабжение новых многоквартирных домов Схемой не предусматривается.

### ***б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок***

Учитывая то, что Нижневартровский район является избыточным по электрической энергии, строительство новых источников тепловой энергии с электрогенерирующим оборудованием Схемой не предусматривается.

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

В г.п. Излучинск сложилась и действует эффективная система централизованного теплоснабжения на базе комбинированного производства тепловой и электрической энергии на Нижневартовской ГРЭС, которая работает совместно с котельными ОПК и КЖП.

Для повышения энергоэффективности сжигания топлива на котельной Новая к 2018 году планируется перевод ее на сжигание природного газа. Данное мероприятие требует строительство газопровода к котельной, ГРП и замену горелок существующих котлов.

Ориентировочные капиталовложения в газификацию котельной Новая составят 30 млн. руб.

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

Учитывая отсутствие дефицита электрической мощности в Нижневартовском районе, реконструкция котельных с установкой на них электрогенерирующего оборудования Схемой не предусматривается.

***д) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путём включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии***

На рассматриваемую перспективу расширение зоны теплоснабжения Нижневартовской ГРЭС не планируется, в связи с тем, что в непосредственной близости от ее зоны теплоснабжения другие котельные, кроме пуско-резервных котельных ОПК И КЖП, отсутствуют.

Для повышения надежности топливоснабжения котельных ОПК и КЖП Схемой предусматривается в 2014 году модернизация системы газоснабжения.

Ориентировочные капиталовложения в вышеуказанные мероприятия составят 15 млн. рублей.

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» на теплоисточниках г.п. Излучинск аварийный резерв тепловой мощности должен составлять 89,6 % тепловой нагрузки потребителей при выходе из работы котла с наибольшей тепловой мощностью.

Выполненные расчеты перспективных балансов тепловой энергии по теплоисточникам г.п. Излучинск показали достаточность установленного оборудования для прохождения аварийных режимов.

Для повышения эффективности и надежности работы системы теплоснабжения г.п. Излучинск предлагается:

- установка на котельной Новой коммерческих счетчиков учета тепловой энергии и строительство ВПУ;
- выполнение автоматизации тепловых пунктов потребителей п.г.т Излучинск с установкой корректирующих насосов и счетчиков коммерческого учета.

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

Нижневартовская ГРЭС работает совместно с пусковой котельной ОПК и резервной котельной КЖП, перевод котельных в пиковый режим не планируется.

***ж) Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии***

На рассматриваемую перспективу расширение зоны теплоснабжения Нижневартовской ГРЭС не планируется, в связи с тем, что в непосредственной близости от ее зоны теплоснабжения котельные, кроме пуско-резервных котельных ОПК И КЖП, отсутствуют. Тепловая нагрузка НГРЭС увеличивается за счет строительства в ее зоне теплоснабжения многоквартирных и жилых домов и общественных зданий.

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

Вывод из работы котельного оборудования Схемой не предусматривается.

**и) Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями**

В связи с малой величиной тепловой нагрузки горячего водоснабжения в новой коттеджной застройке в п.г.т. Излучинск и новых общественных и многоквартирных жилых домов в с. Большетархово, а также отсутствием в этих зонах сетей горячего водоснабжения, нагрузка горячего водоснабжения этих домов предусматривается от электрических водонагревателей.

Тепловая нагрузка в сетевой воде потребителей городского поселения, обеспечиваемая от ИТГ, по этапам Схемы и по районам представлена в таблице 6.1.

**Таблица 6.1 - Тепловая нагрузка в сетевой воде потребителей, обеспечиваемая от ИТГ**

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде новых индивидуальных жилых домов с нарастающим итогом, Гкал/ч								
	2014 год			2015 год			2016 год		
	отопление	горячее водоснабжение	всего	отопление	горячее водоснабжение	всего	отопление	горячее водоснабжение	всего
г.п. Излучинск	-	0,005	0,005	-	0,01	0,01	-	0,01	0,01
п.г.т. Излучинск	-	0,005	0,005	-	0,01	0,01	-	0,014	0,014
1:03:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:03:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:03:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:06:04	-	0,005	0,005	-	0,01	0,01	-	0,014	0,014
с. Большетархово	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001
2:01:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:01:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:07	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:02:11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:04:01	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001

## Окончание таблицы 6.1

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде новых индивидуальных жилых домов с нарастающим итогом, Гкал/ч											
	2017 год			2018 год			2019 - 2023 годы			2024 - 2028 годы		
	отопле- ние	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>	отопле- ние	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>	отопле- ние	горячее во- доснабже- ние	<b>всего</b>	отопле- ние	горячее водо- снабжение	<b>всего</b>
г.п. Излучинск	-	0,03	0,03	-	0,04	0,04	-	0,09	0,09	-	0,27	0,27
п.г.т. Излучинск	-	0,018	0,018	-	0,022	0,022	-	0,061	0,061	-	0,209	0,209
1:03:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025	0,025
1:03:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025	0,025
1:03:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,024	0,024
1:06:01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025	0,025
1:06:02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,025	0,025
1:06:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,024	0,024
1:06:04	-	0,018	0,018	-	0,022	0,022	-	0,061	0,061	-	0,061	0,061
с. Большетархово	-	0,01	0,01	-	0,01	0,01	-	0,03	0,03	-	0,058	0,058
2:01:01	-	-	-	-	-	-	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014
2:02:01	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014	-	0,014	0,014
2:01:03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0005	0,0005
2:02:07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,024	0,024
2:02:11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,006	0,006
2:04:01	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001	-	0,0001	0,0001

**к) Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа**

Производственные зоны в г.п. Излучинск находятся возле Нижневартовской ГРЭС и котельной КЖП и получают тепло в сетевой воде от НГРЭС.

Распределение тепловой нагрузки в сетевой воде в производственных зонах в 2012 году представлено в таблице 6.2.

**Таблица 6.2** - Тепловая нагрузка в сетевой воде и паре в производственной зоне (без учета тепловых потерь) в 2012 году

Наименование котельной	Тепловая нагрузка в сетевой воде (без учета тепловых потерь), Гкал/ч		
	отопление и вентиляция	ГВС	всего
НГРЭС	21,9	0,1	22

По предоставленным исходным данным количественного развития существующих промышленных предприятий не планируется, а уровень их теплоснабжения сохранится примерно на существующем уровне.

**л) Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

Подробные балансы тепловой мощности и присоединённой тепловой нагрузки в сетевой воде в зонах действия централизованных источников тепловой энергии с ежегодным распределением тепловой нагрузки представлены в таблицах 6.3 – 6.4.



**Таблица 6.3 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия Нижневартовской ГРЭС**

Зона действия НГРЭС	Базовый 2012 г.	2013 г.	Этапы расчетного периода						
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024- 2028 гг.
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	758	758	758	758	758	758	758	758	758
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4	388,4
Потери тепловой мощности, %	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%
Собственные нужды, Гкал/ч	61,00	61,00	61,01	61,02	61,04	61,07	61,08	61,12	61,20
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	320,2	320,2	320,2	320,2	320,2	320,1	320,1	320,1	320,0
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	7,3	7,3	7,4	7,4	7,6	7,8	7,8	8,0	8,5
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	60,98	60,98	61,63	62,06	62,94	64,61	65,13	67,07	71,08
- отопление и вентиляция	57,78	57,78	58,38	58,68	59,27	60,54	60,90	62,31	65,63
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	3,20	3,20	3,26	3,39	3,66	4,08	4,23	4,76	5,45
из них:									
- жилые здания	31,20	31,20	31,34	31,77	32,64	33,99	34,51	36,45	38,98
- общественные здания	7,80	7,80	8,31	8,31	8,31	8,64	8,64	8,64	10,12
промышленные	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	251,9	251,9	251,2	250,7	249,7	247,8	247,2	245,0	240,4
Доля резерва, %	79%	79%	78%	78%	78%	77%	77%	77%	75%

**Таблица 6.4 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной Новая**

Зона действия котельной Новая	Базовый 2012 г.	2013 г.	Этапы расчетного периода						
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 гг.	2024- 2028 гг.
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Потери тепловой мощности, %	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Собственные нужды, Гкал/ч	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21	0,22
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,25
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	1,87	1,87	1,89	1,89	1,89	1,94	1,94	1,98	2,03
- отопление и вентиляция	1,87	1,87	1,89	1,89	1,89	1,94	1,94	1,98	2,03
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
из них:									
- жилые здания	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,24	1,24	1,29	1,24
- общественные здания	0,67	0,67	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,79
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4	10,3
Доля резерва, %	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	82%	82%

**м) Расчёт 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**

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения г.п. Излучинск выполнен в соответствии с имеющимися рекомендациями специалистов, приведенными в изданиях по данной тематике и в книге Соколова Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети» с использованием электронной модели Схемы теплоснабжения г.п. Излучинска, выполненной в рамках настоящей работы.

Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения г.п. Излучинска приведены в таблице 6.5, результаты расчета - в таблице 6.6.

**Таблица 6.5-** Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения

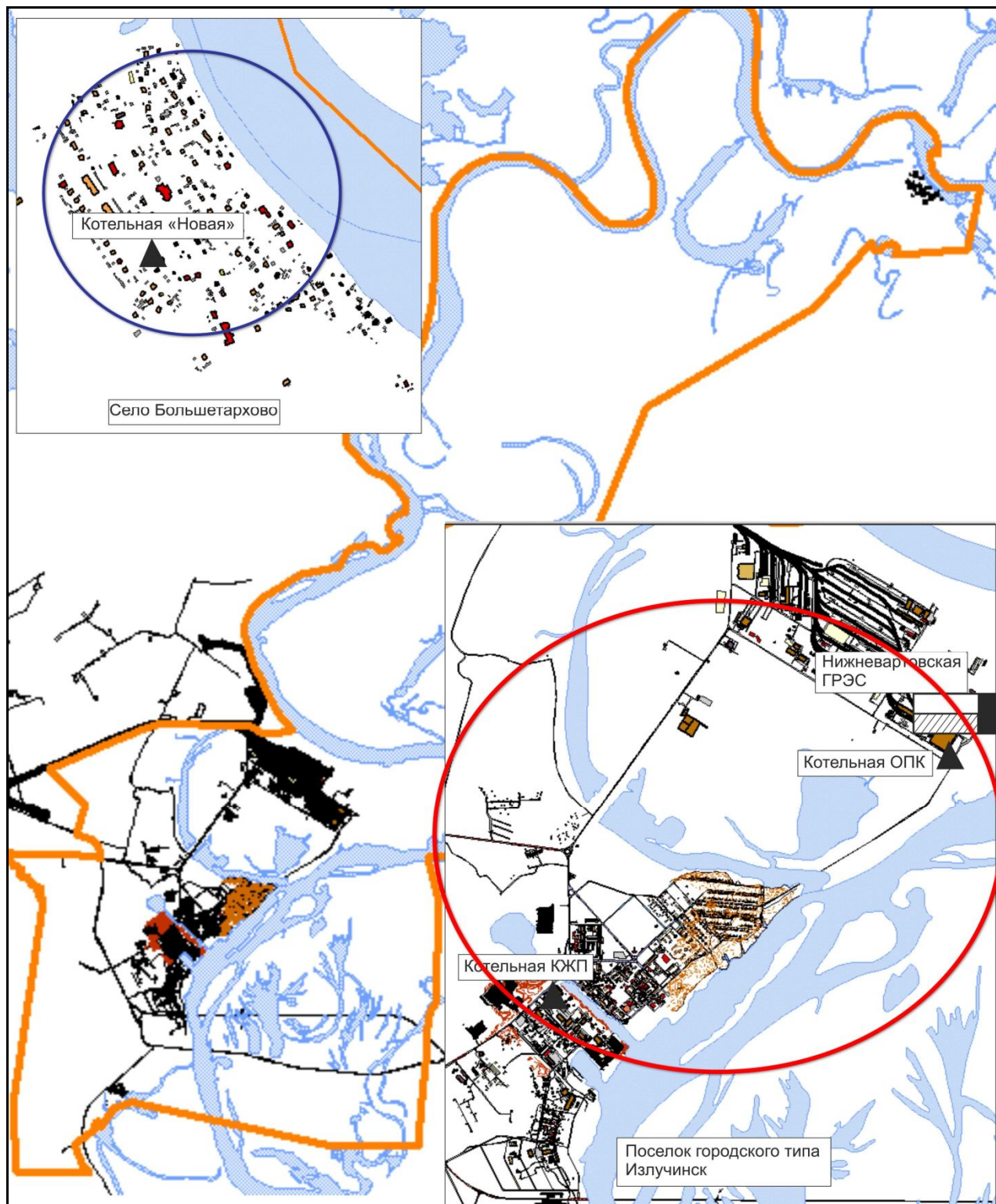
Параметр	Ед. изм.	НГРЭС	Котельная Новая
Площадь зоны действия источника	км <sup>2</sup>	1,2	0,3
Количество абонентов в зоне действия источника	-	153	40
Суммарная присоединенная нагрузка всех потребителей	Гкал/ч	53,6	1,8
Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали	км	7	1,5
Расчетная температура в подающем трубопроводе	°С	150	95
Расчетная температура в обратном трубопроводе	°С	70	70
Потери давления в тепловой сети	м вод. ст.	40	10
Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника	1/км <sup>2</sup>	127,5	133,3
Теплоплотность района	Гкал/ч·км <sup>2</sup>	45	6
Удельная стоимость материальной характеристики тепловых сетей	тыс.руб./м <sup>2</sup>	169000	105000
Поправочный коэффициент		1,3	1

**Таблица 6.6 –** Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения

Теплоисточник	Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км	Отклонение радиуса эффективного теплоснабжения от расстояния до наиболее удаленного потребителя, км
НГРЭС	7	8,2	1,2
Котельная Новая	0,9	0,9	0

Результаты расчетов показали, что существующая зона теплоснабжения НГРЭС по размеру меньше территории, определяемой её радиусом эффективного теплоснабжения. Следовательно, при необходимости, возможно расширение её зоны теплоснабжения за счет подключения новых потребителей;

Схема радиусов эффективного теплоснабжения теплоисточников г.п. Излучинск приведена на рисунке 6.1.



**Рисунок 6.1** - Схема радиусов эффективного теплоснабжения теплоисточников г.п. Излучинск

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

Гидравлические расчеты тепловых сетей выполнены с помощью инструментальных средств ГИС "Zulu-Thermo".

Удельные расходы воды для проведения гидравлических расчетов определены по формуле

$$q_{уд} = 1000 / (t_{пр} - t_{об}), \text{ м}^3/\text{Гкал}$$

- при температурном графике 150/70 °С - 12,5 м<sup>3</sup>/Гкал;
- при температурном графике 95/70 °С - 40,0 м<sup>3</sup>/Гкал;

Удельные расходы воды на горячее водоснабжение приняты:

- для параллельной схемы - 25 м<sup>3</sup>/Гкал;
- для смешанной схемы - 20 м<sup>3</sup>/Гкал.

При выборе диаметра труб принималось ограничение максимального давления в обратных трубопроводах не выше 0,6 МПа, исходя из условия эксплуатации чугунных отопительных приборов.

При расчетах учитывается, что в зонах теплоснабжения всех теплоисточников выполнена наладка систем отопления, установка регуляторов горячего водоснабжения и корректирующих насосов.

Строительство новых и реконструкция существующих подземных тепловых сетей должно осуществляться с использованием стальных труб в изоляции ППУ ТГИ, ППМИ и других современных технологий согласно технических условий на применяемые материалы и арматуру, согласованных с энергоснабжающей (теплоснабжающей) организацией в соответствии с действующими НТД до начала проектирования тепловых сетей.

Проведенные расчеты показали, что перспективные тепловые нагрузки могут быть обеспечены при отпуске тепла от теплоисточников по существующим температурным графикам:

- НГРЭС - 150/70 °С
- котельная Новая - 95/70 °С.

От НГРЭС осуществляющих отпуск тепла по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, температура прямой сетевой воды в зоне нижней «срезки» температурного графика составляет 70°С.

По всем зонам теплоснабжения были выполнены гидравлические расчеты с учетом подключения новых потребителей.

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

В г.п. Излучинск зоны с дефицитом тепловой мощности отсутствуют.

**б) Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную**

***или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения***

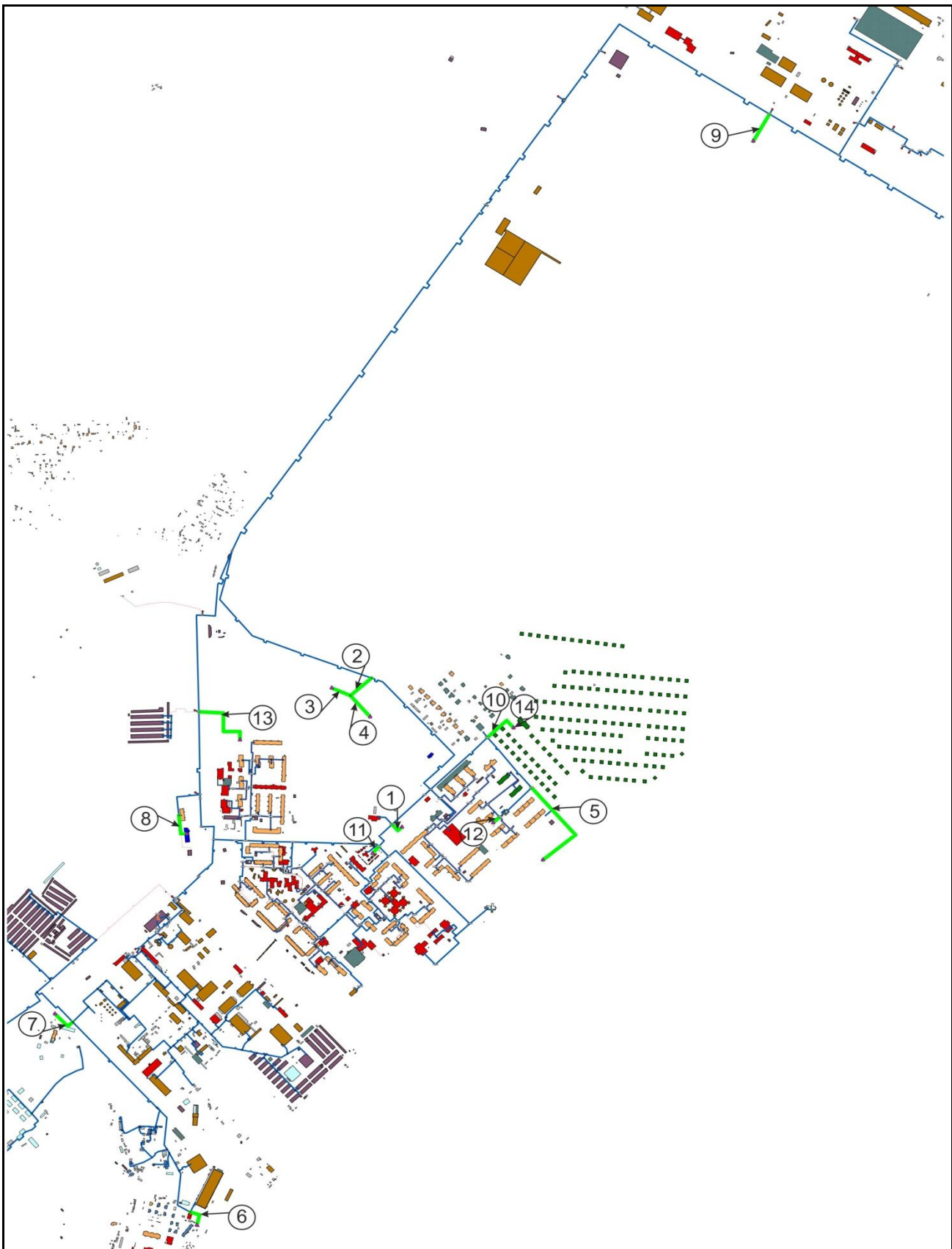
Схемой предусматривается строительство квартальных тепловых сетей для подключения новых жилых и общественных объектов.

Результаты расчета резерва пропускной способности тепловых сетей показали, что при существующих теплогидравлических режимах дефицит по пропускной способности тепловых сетей возникает в зонах ЦТП 13 и ЦТП 3 (рисунок В.1-В.2.). Так как по данным НГРЭС увеличение располагаемого напора на станции до 53 м.в.ст. невозможно из-за подключения части потребителей по прямым врезкам, для обеспечения качественного теплоснабжения указанных ЦТП предлагается включить в работу второй ввод на поселок (от УТ9).

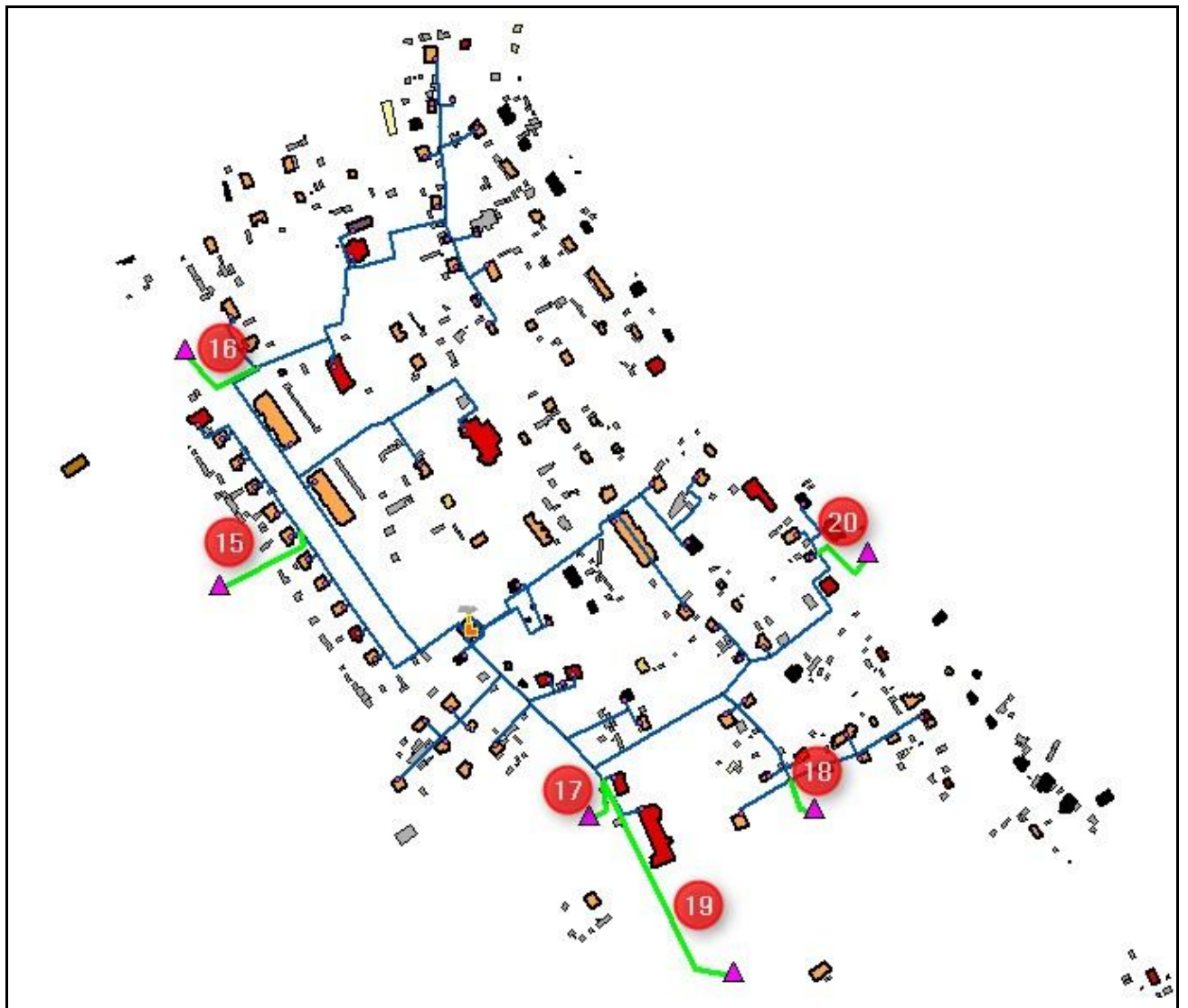
На рисунке 7.1 представлена схема новых теплосетей п.г.т. Излучинск для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, в таблице 7.1 приведена их характеристика и ориентировочные капиталовложения в их строительство.

На рисунке 7.2 представлена схема новых теплосетей с. Большетархово для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, в таблице 7.2 приведена их характеристика и ориентировочные капиталовложения в их строительство.

Капиталовложения в тепловые сети определены по укрупненным показателям и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.



**Рисунок 7.1** - Схема новых теплосетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в п.г.т. Излучинск



**Рисунок 7.2** - Схема новых теплосетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в с. Большетархово



**Таблица 7.1 - Характеристика новых участков тепловых сетей, требуемых для подключения новых потребителей в п.г.т. Излучинск**

Наименование магистрали (участка)	Тип прокладки	Диаметр трубопровода, мм	Длина участка, км	Стоимость строительства, млн. руб.		Номер по схеме (рис. 7.1)
				1 км	общая	
<b>2014 г.</b>						
От УТ5 до квартала 01:02:01	ППУ, подземно	150	0.2	41.93	8.4	13
От УТ9-12 до ЦТП кварталов малоэтажной застройки 01:03:01-01:03:03, 01:06:01-01:06:04	ППУ, подземно	80	0.15	30.36	4.6	10
ЦТП кварталов малоэтажной застройки 01:03:01-01:03:03, 01:06:01-01:06:04	-	-	-	10	10.0	14
От 48УТ-1 до квартала 01:04:01	ППУ, подземно	70	0.05	29.55	1.5	12
От существующей тепловой сети до квартала 01:11:04	ППУ, подземно	50	0.04	27.93	1.1	6
От существующей тепловой сети до квартала 01:17:01	ППУ, подземно	50	0.12	27.93	3.4	9
<b>2015 г.</b>						
От УТ9-14 до квартала 01:07:01	ППУ, подземно	100	0.4	31.98	12.8	5
<b>2017 г.</b>						
От первого ввода до новой камеры	ППУ, подземно	150	0.1	36.62	3.7	2
От новой камеры до квартала 01:05:02	ППУ, подземно	100	0.1	31.98	3.2	4
От тепловой сети Пионерная, 2 до квартала 01:15:01	ППУ, подземно	50	0.1	27.93	2.8	8
<b>2018 г.</b>						
От новой камеры до квартала 01:05:01	ППУ, подземно	150	0.1	36.62	3.7	3
<b>2028 г.</b>						
От УТ9-4 до квартала 1:01:01	ППУ, подземно	50	0.04	27.93	1.1	11
От УТ9-4а до квартала 01:04:02	ППУ, подземно	50	0.1	27.93	2.8	1
От существующей тепловой сети до квартала 01:12:01	ППУ, подземно	50	0.1	27.93	2.8	7
Всего					61.7	

**Таблица 7.2-** Характеристика новых участков тепловых сетей, требуемых для подключения новых потребителей в с.Большетархово

Наименование магистрали (участка)	Тип прокладки	Диаметр трубопровода, мм	Длина участка, км	Стоимость строительства, млн. руб.		Номер по схеме (рис. 7.1)
				1 км	общая	
<b>2014 г.</b>						
От существующей тепловой сети до квартала 02:02:11	ППУ, подземно	50	0.07	27.93	2.0	20
<b>2017 г.</b>						
От существующей тепловой сети до квартала 02:02:01	ППУ, подземно	50	0.09	27.93	2.5	16
<b>2023 г.</b>						
От существующей тепловой сети до квартала 02:01:01	ППУ, подземно	50	0.1	27.93	2.8	15
<b>2028 г.</b>						
От существующей тепловой сети до квартала 02:01:03	ППУ, подземно	50	0.05	27.93	1.4	17
От существующей тепловой сети до квартала 02:02:07	ППУ, подземно	32	0.05	25.67	1.3	18
От существующей тепловой сети до квартала 02:02:11	ППУ, подземно	50	0.25	27.93	7.0	19
Всего					16.9	

**в) Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения**

В п.г.т. Излучинск и с. Большетархово действует по одному источнику централизованного теплоснабжения. Подключение к тепловым сетям НГРЭС пиковой котельной ОПК и резервной КЖП обеспечивает высокую надежность системы теплоснабжения г.п. Излучинск.

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

Перевод котельных в пиковый режим работы и ликвидация котельных Схемой не предусматривается.

**д) Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения**

Проведенные расчеты перспективной надежности теплоснабжения (глава 9) показали высокую надежность существующей системы теплоснабжения г.п. Излучинск.

**е) Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Проведенные расчеты перспективных гидравлических режимов не выявили необходимость увеличения диаметра для подключения новых потребителей

**ж) Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Проведенные расчеты перспективной надежности теплоснабжения (приложение В) не выявили необходимость замены участков тепловых сетей и строительство новых резервирующих перемычек.

**з) Строительство и реконструкция насосных станций**

Строительство насосных станций Схемой не предусматривается.

## Глава 8 "Перспективные топливные балансы"

**а) Расчёты 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**

Перспективные топливные балансы по централизованным теплоисточникам г.п. Излучинска представлены в таблице 8.1.

Расчет принят при условии сохранения выработки электроэнергии на Нижневартовской ГРЭС на существующем уровне.

Для Нижневартовской ГРЭС основным и резервным топливом является природный газ, также подаваемый по отдельным газопроводам, аварийное топливо (мазут) предусмотрено для котельной ОПК.

Для котельной Новая в с. Большетархово основным топливом является сырая нефть, с 2018 года Схемой предусмотрен перевод котельной на использование на попутного газа, путем строительства газопровода, ГРП и заменой горелок существующих котлоагрегатов.

**Таблица 8.1–** Перспективные топливные балансы по теплоисточникам г.п. Излучинска

Источники	Максимально - часового расход топлива, кг у. т./ч	Вид основного топлива	Годовой расход топлива, тыс. т у. т.			Вид резервного топлива	Запас резервного топлива	
			всего	в т.ч. по периодам			в условном эквиваленте, т у. т.	натуральное, тонн
				отопительный	неотопительный			
<b>2013 г.</b>								
НГРЭС с ОПК и КЖП	487520	Попутный газ	3246,25	2285,72	960,54	Попутный газ	-	-
Котельная Новая	318	Нефть	0,983	0,983	-	-	-	-
<b>2014 г.</b>								
НГРЭС с ОПК и КЖП	487520	Попутный газ	3245,88	2285,45	960,42	Попутный газ	-	-
Котельная Новая	321	Нефть	0,993	0,993	-	-	-	-
<b>2015 г.</b>								
НГРЭС с ОПК и КЖП	487520	Попутный газ	3245,54	2285,22	960,32	Попутный газ	-	-
Котельная Новая	321	Нефть	0,993	0,993	-	-	-	-
<b>2016 г.</b>								
НГРЭС с ОПК и КЖП	487520	Попутный газ	3244,85	2284,73	960,12	Попутный газ	-	-
Котельная Новая	321	Нефть	0,993	0,993	-	-	-	-
<b>2017 г.</b>								
НГРЭС с ОПК и КЖП	487520	Попутный газ	3243,62	2283,86	959,76	Попутный газ	-	-
Котельная Новая	329	Нефть	1,018	1,018	-	-	-	-
<b>2018 г.</b>								
НГРЭС с ОПК и КЖП	487520	Попутный газ	3243,22	2283,58	959,64	Попутный газ	-	-

Источники	Максимально - часовая расход топлива, кг у. т./ч	Вид основного топлива	Годовой расход топлива, тыс. т у. т.			Вид резервного топлива	Запас резервного топлива	
			всего	в т.ч. по периодам			в условном эквиваленте, т у. т.	натуральное, тонн
				отопительный	неотопительный			
Котельная Новая	300	Попутный газ	0,928	0,928	-	Нефть	40	56
<b>2023 г.</b>								
НГРЭС с ОПК и КЖП	487520	Попутный газ	3241,75	2282,55	959,20	Попутный газ	-	-
Котельная Новая	307	Попутный газ	0,951	0,951	-	Нефть	40	56
<b>2028 г.</b>								
НГРЭС с ОПК и КЖП	487520	Попутный газ	3239,11	2280,69	958,42	Попутный газ	-	-
Котельная Новая	315	Попутный газ	0,973	0,973	-	Нефть	41	59

**б) Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива**

Для котельной ОПК в г.п. Излучинск аварийным топливом является мазут, емкость баков запаса должна быть не менее 10 тыс м<sup>3</sup>, для других источников аварийное топливо не предусмотрено.

## Глава 9 "Оценка надёжности теплоснабжения"

### **а) Перспективные показатели надёжности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии**

Проведенные расчеты перспективной надёжности теплоснабжения не выявили необходимость замены участков тепловых сетей и строительство новых резервирующих перемычек.

Схемой предусматриваются следующие решения для повышения надёжности, безотказности и живучести системы теплоснабжения г.п. Излучинск:

- применение наиболее прогрессивных конструкций тепловых сетей – стальных труб в изоляции ППУ ТГИ, ППМИ и других современных технологий;
- использование передвижных источников теплоты тепловой мощностью не менее 3 МВт;
- при планировании капитальных ремонтов (перекладок) тепловых сетей использовать статистические данные по условиям прокладки, срокам службы трубопроводов;
- увеличение объемов замены трубопроводов до 5 % в год от оставшегося объема нереконструированных трубопроводов.

### **б) Перспективные показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии**

Время восстановления трубопроводов по типам прокладки приведены в таблице 9.1.

**Таблица 9.1** – Время восстановления трубопроводов по типам прокладки

Диаметр условный, мм	Время восстановления трубопроводов по типам прокладки, ч	
	канальная, бесканальная	надземная
20	10,2	6,1
50	10,5	6,2
65	10,8	6,2
80	11	6,3
100	11,3	6,4
125	11,6	6,5
150	12,1	6,6
200	12,9	6,9
250	13,8	7,2
300	14,7	7,5
350	15,7	7,8
400	16,7	8,1
450	17,7	8,4
500	18,7	8,7
600	20,8	9,4
700	23	10,1
800	25,3	10,8
900	27,6	11,6
1000	30,0	12,3

Диаметр условный, мм	Время восстановления трубопроводов по типам прокладки, ч	
	канальная, бесканальная	надземная
1200	34,9	13,8
1400	39,9	15,4

Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +20 °С до +12 °С) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период приведено в таблице 9.2

**Таблица 9.2** - Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +20°С до +12°С) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период

Температура наружного воздуха	Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения, ч
-45	5,25
-40	5,72
-35	6,29
-30	6,97
-25	7,83
-20	8,93
-15	10,38
-10	12,41
-5	15,43
0	20,43
5	30,49
10	64,38

Как видно, при расчетной температуре наружного воздуха период восстановления теплоснабжения не должен превышать 5,25 часов.

***в) Перспективные показатели, определяемые приведенным объёмом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии***

Расчет перспективного недоотпуска тепла в г.п. Излучинск из-за нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период приведен в таблице 9.3.

**Таблица 9.3-** Расчет перспективного недоотпуска тепла в г.п. Излучинск из-за нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период

Наименование теплоисточника/ вывода тепломагистрали	Суммарная среднеотопительная нагрузка, Гкал/ч	Продолжительность отопительного периода, ч	Средневзвешенная вероятность отказа тепловой сети	Недоотпуск тепловой энергии, в результате нарушений в подаче тепла, Гкал
НГРЭС с КЖП и ОПК	27,4	6168	0,002	264
Котельная Новая	0,9	6168	0,004	23

***г) Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии***

Расчет отклонения параметров теплоносителя в результате ограничения тепловой нагрузки выполняется в предположении, что ограничение подачи тепла осуществляется за счет снижения циркуляции теплоносителя в тепловых сетях при сохранении температуры прямой сетевой воды на уровне, соответствующем температурному графику.

Время восстановления трубопровода для наиболее трудозатратного трубопровода Ду 800 мм подземной прокладки составляет 25 ч (см. таблицу 9.2).

Коэффициент лимита тепла для трубопровода Ду 800 мм составляет 0,73.

Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии, приведен в таблице 9.4.

**Таблица 9.4 – Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя**

Время z, ч	Температура внутри помещения через z часов, °С	Температура обратной сетевой воды, $t_{обр}$ , °С
0	20,0	63,6
1	19,6	63,1
2	19,2	62,7
3	18,8	62,3
4	18,4	61,9
5	18,0	61,5
6	17,6	61,2
7	17,2	60,8
8	16,9	60,5
9	16,5	60,1
10	16,2	59,8
11	15,9	59,4
12	15,5	59,1
13	15,2	58,8
14	14,9	58,5
15	14,6	58,2
16	14,3	57,9
17	14,0	57,6
18	13,8	57,3
19	13,5	57,1
20	13,2	56,8
21	13,0	56,5
22	12,7	56,3
23	12,5	56,0
24	12,2	55,8
25	12,0	55,6
Средневзвешенная величина	<b>15,6</b>	<b>59,2</b>

Таким образом, средневзвешенная величина температуры обратной сетевой воды в результате нарушения подачи тепловой энергии составит 59,2 °С, отклонение от расчетной величины составит  $70-59,2=10,8$  °С.



## **Глава 10 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение"**

### ***а) Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей***

Предложения по величине необходимых инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепла на каждом этапе планируемого периода представлено в таблице 10.1, тепловых сетей – в таблице 10.2, а сводные данные - в таблице 10.3.

Объемы инвестиций в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

**Таблица 10.1** - Объемы инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепла

Наименование источника	Планируемые мероприятия	всего	Ориентировочный объем инвестиций* в ценах 2013 года, млн. руб.						
			в том числе по годам						
			2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
НГРЭС с ОПК и КЖП	модернизации системы газоснабжения ОПК и КЖП	15	15	-	-	-	-	-	-
Котельная Новая	перевод котельной на газ	30	-	-	-	15	15	-	-
	строительство ВПУ	1,73	-	-	1,73	-	-	-	-

**Таблица 10.2** - Объемы инвестиций в строительство, реконструкцию тепловых сетей

Наименование источника	Планируемые мероприятия	всего	Ориентировочный объем инвестиций* в ценах 2013 года, млн. руб.						
			в том числе по годам						
			2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
НГРЭС с ОПК и КЖП	Подключение новых потребителей	61,7	28,9	12,8	-	9,7	3,7	-	6,7
Котельная Новая	Подключение новых потребителей	17	2	-	-	2,5	-	2,8	9,7

**Таблица 10.3** – Суммарные объемы инвестиций в теплоисточники и тепловые сети

Наименование источника	всего	Ориентировочный объем инвестиций* в ценах 2013 года, млн. руб.						
		в том числе по годам						
		2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
НГРЭС с ОПК и КЖП	76,7	43,9	12,8	-	9,7	3,7	-	6,7
Котельная Новая	48,73	2	-	1,73	17,5	15	2,8	9,7

## **б) Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

В настоящее время потребители тепловой энергии п.г.т. Излучинска приобретают тепловую энергию и теплоноситель у теплоснабжающих организаций ОАО «ИМКХ» и по заключенным договорам на теплоснабжение.

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения;

- потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности;

- потребители могут заключать с теплоснабжающей организацией долгосрочные договоры теплоснабжения (на срок более чем один год) с условием оплаты потребленной энергии как по долгосрочному тарифу, устанавливаемому органом регулирования, так и по ценам, определенным соглашением сторон.

В г.п. Излучинске на момент разработки Схемы договоры на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочные договоры теплоснабжения, по которым цена определяется по соглашению сторон, и долгосрочные договоры, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, не заключались.

Так как реконструкция теплоисточников и тепловых сетей является необходимой с точки зрения повышения экономичности и надежности системы теплоснабжения, а величина подключаемых тепловых нагрузок не приведет к существенному изменению тепловой мощности теплоисточников, затраты на проведение этих работ не могут быть переложены на застройщиков или организации, подавшие заявки на подключение.

Для реализации проектов должны использоваться все возможные источники финансирования: бюджетные средства, собственные средства ресурсоснабжающих организаций, кредитные средства.

## **в) Расчёты эффективности инвестиций**

В данном разделе приведены результаты выполненной оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов на реализацию схемы теплоснабжения г.п.Излучинск.

Оценка эффективности схемы теплоснабжения рассматривается с учетом действующих на территории РФ нормативно-правовых актов и методических рекомендаций<sup>1,2</sup>. В соответствии с методическими положениями по проведению обоснования эффективности реализации инвестиционных проектов основным критерием для принятия решения о финансировании является получение прибыли инвестора.

---

<sup>1</sup>Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»

<sup>2</sup>«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», Утв. приказом ОАО «РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. №155

Поскольку инвестиции представляют собой долгосрочное вложение финансовых ресурсов с целью создания и получения прибыли в будущем, для оценки инвестиций необходимо все требуемые вложения и отдачу по проектам оценить с учетом временной ценности денег. Т.е. с учетом того обстоятельства, что сумма денег, находящаяся в распоряжении в настоящее время, обладает большей ценностью, чем такая же сумма в будущем. Поэтому при оценке эффективности вариантов целесообразно использовать концепцию дисконтирования потока реальных денег.

Критериями эффективности вариантов являются минимум приведенных затрат<sup>3</sup> и максимум чистого дисконтированного дохода от реализации продукции.

Приведенные затраты отражают экономическую эффективность вариантов теплоснабжения потребителей и служат для выбора оптимального направления развития энергетических систем. Для расчета приведенных затрат предлагается использовать следующую формулу:

$$Z_{T,i} = \left( \sum_{t=1}^T (K_{t,i} + I_{t,i}) \times (1 + p_t)^{-t} \right)$$

где:  $Z_{T,i}$  - приведенные затраты на производство продукции за расчетный период по варианту  $i$ ;  $T$  - длительность расчетного периода (лет);  $K_{t,i}$  - капиталовложения по варианту  $i$  в год  $t$ ;  $I_{t,i}$  - суммарные годовые издержки на производство продукции (руб./год) по варианту  $i$  в год  $t$ ;  $p_t$  - ставка дисконтирования.

Данный критерий служит для определения оптимального с экономической точки зрения направления развития энергосистем, однако не позволяет оценить возможность их практической реализации в реальных условиях. С целью оценки возможности практической реализации используются критерии, основанные на сравнении расходной и доходной части проектов, которые в настоящее время рекомендованы для применения действующими нормативными документами.

Основными показателями эффективности использования инвестиционных ресурсов являются: чистый дисконтированный доход (NPV), внутренняя норма рентабельности (IRR) и срок окупаемости проекта. Критериями принятия решения являются:

- NPV > 0;
- IRR > ставки дисконтирования;
- Дисконтированный срок окупаемости < срока службы основного оборудования.

При сравнении вариантов - максимум NPV и IRR, минимум дисконтированного срока окупаемости.

Чистый дисконтированный доход (NPV) характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта расчета проекта:

$$NPV = \left( \sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1 + p)^t} \right) + \frac{L_T}{(1 + p)^T},$$

<sup>3</sup>«Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook», IAEA, 1984

где  $B_{t,i}$  и  $C_{t,i}$  - суммарные доход и затраты по варианту  $i$  в год  $t$ ,  $p$  - ставка дисконтирования;  $L_T$  – ликвидационная стоимость на конец расчетного периода,  $T$  – длительность расчетного периода.

Внутренняя норма рентабельности (IRR) - это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Другими словами, это ставка дисконтирования, при которой  $NPV=0$ , т.е. норма прибыли на располагаемые инвестиционные ресурсы. Расчетная формула имеет вид - найти  $p$  такое, чтобы

$$\left( \sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1+p)^t} \right) + \frac{L_T}{(1+p)^T} = 0$$

Внутренняя норма рентабельности является удельной характеристикой эффективности вложения средств в конкретный проект.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и дисконтированный. Простой срок окупаемости проекта - это период времени, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное. Расчет дисконтированного срока окупаемости проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала и показывает реальный период окупаемости.

Расчеты выполнены по состоянию на 01.01.2014 г. в текущих ценах (т.е. с учетом инфляции) в соответствии с действующим на территории РФ на указанную дату налоговым и хозяйственным законодательством. Кроме того, выполнены расчеты в прогнозных (дефлированных) ценах, сравнение результатов дало почти полное совпадение показателей эффективности использования инвестиционных ресурсов. Следует отметить, что использование расчетных цен делает расчеты более информативными и их легче анализировать.

Годовые индексы роста потребительских цен и цепной индекс роста к ценам 2011 года приведены на рисунке 10.1.

Задача определения показателей экономической и финансово-экономической эффективности реализации проекта решалась в динамической постановке с учетом прогнозируемого роста стоимости топлива и, соответственно, тепла и электроэнергии<sup>4</sup>. Прогнозы роста стоимости топлива и электроэнергии приведены на рисунках 10.2-10.5.

Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года (далее – Сценарные условия) разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России. Целевые ориентиры и приоритеты развития электроэнергетики, представленные в Сценарных условиях, соответствуют базовому варианту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года. Сценарные условия предназначены для формирования энергетическими компаниями уточненных предложений по развитию энергетических объектов в период до 2020 года с оценкой пер-

---

<sup>4</sup>«Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030г» Министерство энергетики РФ, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, Москва, 2011

спективы до 2030 года на основе единого для всех энергокомпаний сценария развития электроэнергетики, в том числе, для оценки эффективности инвестпроектов.

При проведении расчетов по оценке вариантов развития системы теплоснабжения г.п. Излучинск использовалась ставка дисконтирования на уровне 11% в год. Данная ставка использовалась при разработке упомянутых сценарных условий.

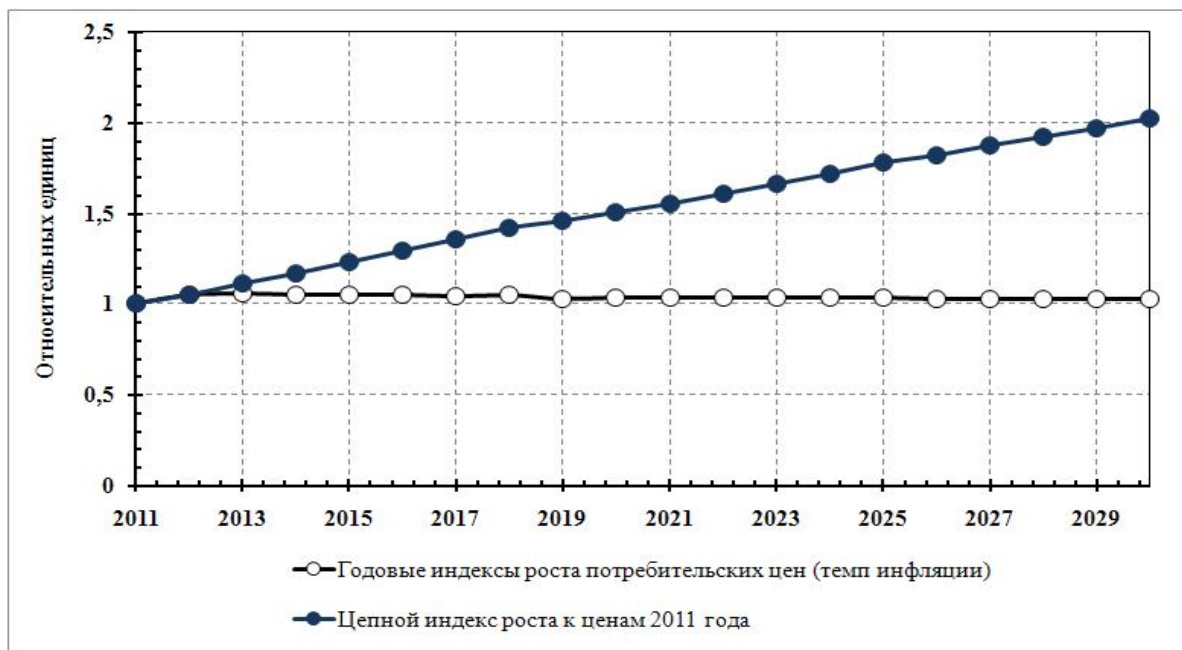


Рисунок 10.1- Годовые индексы роста потребительских цен

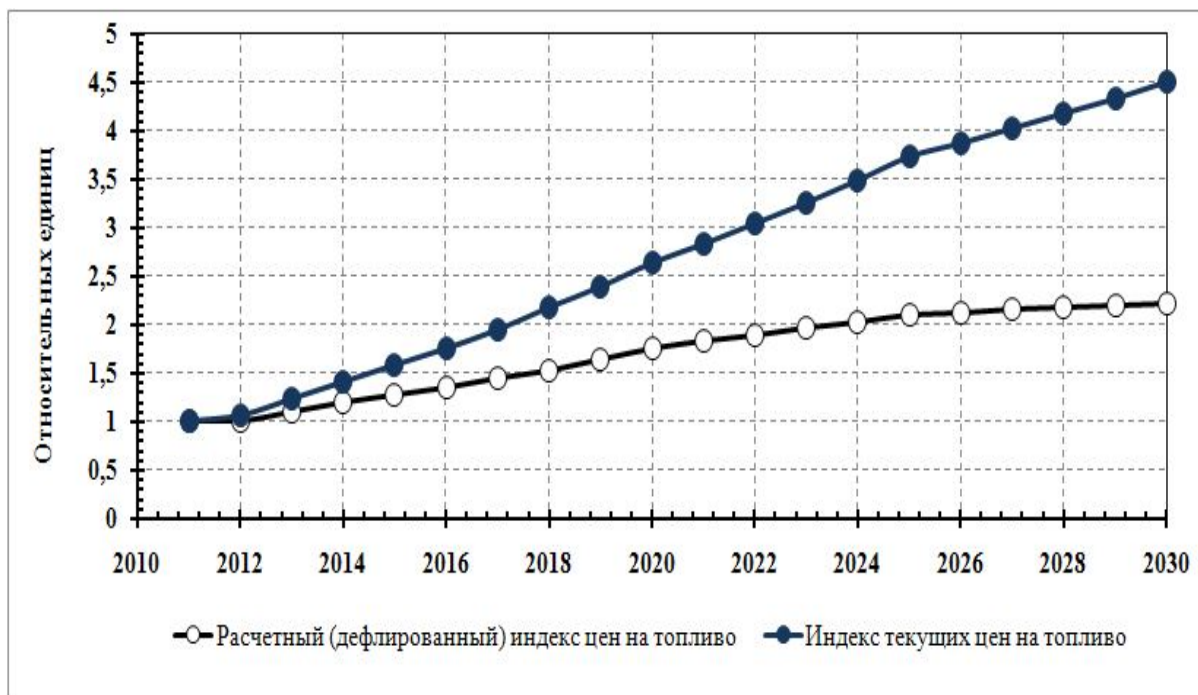


Рисунок 10.2- Индекс текущих цен на природный газ

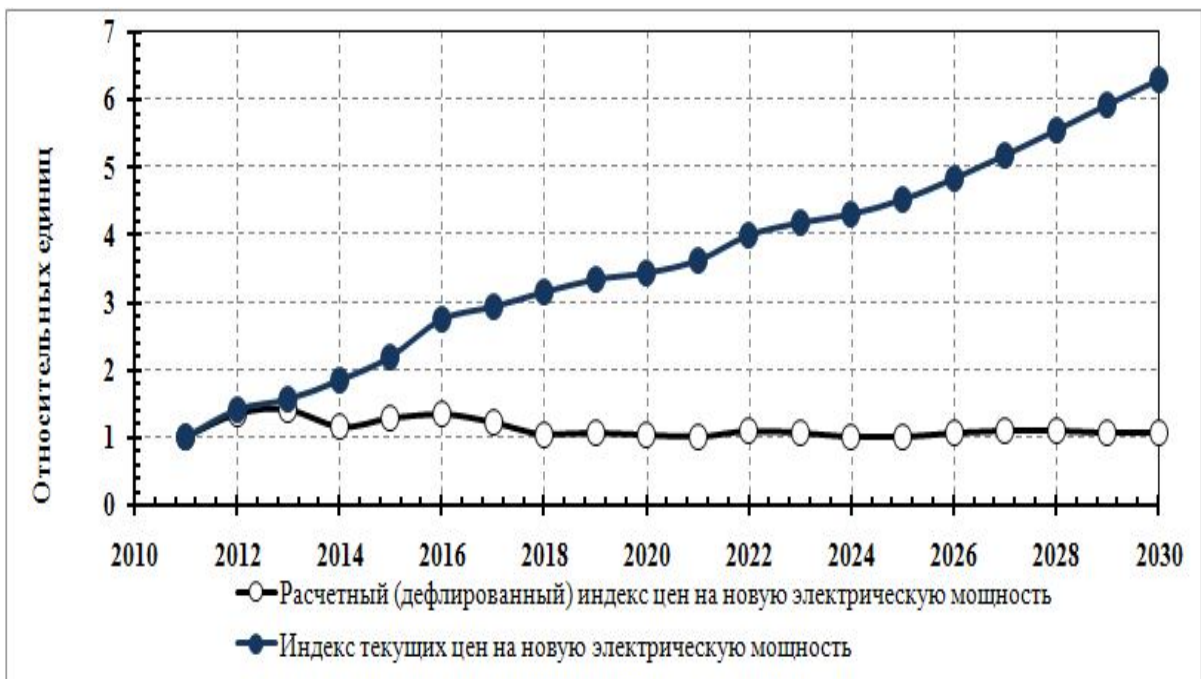


Рисунок 10.3- Индекс текущих цен на новую электрическую мощность

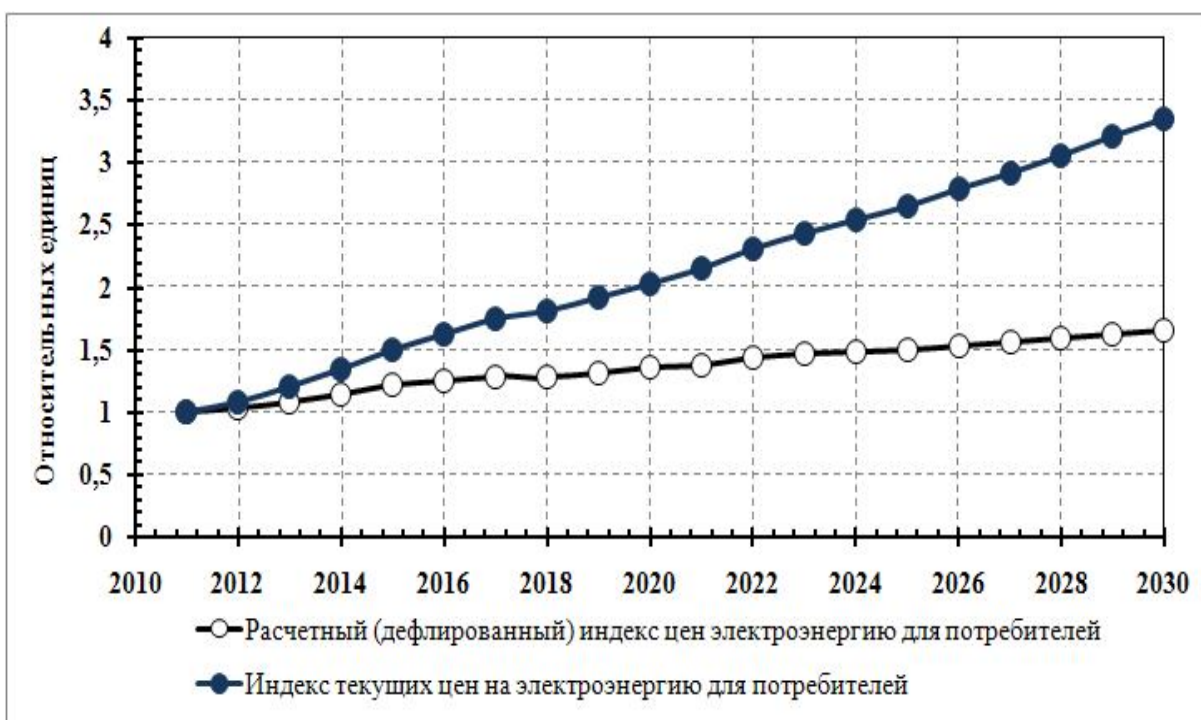
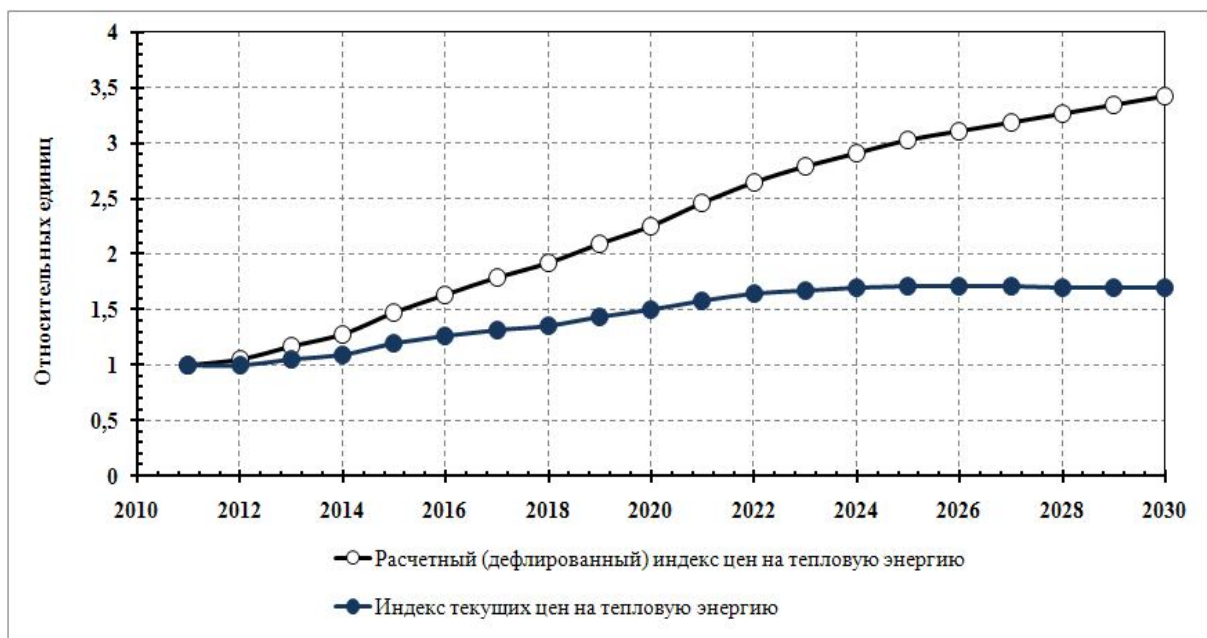


Рисунок 10.4- Индекс текущих цен на электроэнергию для потребителей



**Рисунок 10.5-** Индекс текущих цен на тепловую энергию

Расчет себестоимости продукции, отпускаемой от энергоисточников, выполнен с использованием действующих нормативных и методических материалов<sup>5,6,7</sup>. В составе затрат на производство и реализацию продукции (услуг), включаемых в себестоимость, учитываются:

- материальные затраты (затраты на топливо, покупка электроэнергии и тепла, смазочные материалы и др. расходы);
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных производственных фондов;
- прочие расходы (в том числе затраты на ремонты и обслуживание<sup>8</sup>, налоги<sup>9</sup> и др.)

Затраты на амортизацию принимались на основе<sup>10,11</sup> по группам вводимых основных производственных фондов.

Исходные данные получены из других разделов рассматриваемой работы и приведены в таблице 10.4, результаты расчетов – в 10.5.

<sup>5</sup> Методика расчета проектной себестоимости электрической и тепловой энергии на вновь строящихся, расширяемых и реконструируемых тепловых электростанциях, Москва, ГПИО, Энергопроект

<sup>6</sup> Состав себестоимости для целей налогообложения определяется в соответствии с главой 25 второй части налогового кодекса Российской Федерации

<sup>7</sup> «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» Утв. Приказом ФСТ РФ от 6 августа 2004 года №20-э/2

<sup>8</sup> Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций ПАО «ЕЭС России» СО 34.20.611-2003

<sup>9</sup> В соответствии с действующим законодательством

<sup>10</sup> «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», утв. Постановлением Правительства РФ от 1.01.2002 №1с последующими изменениями

<sup>11</sup> Налоговый кодекс РФ, кл.2



**Таблица 10.4 - Исходные данные для расчета финансовой эффективности**

Показатель на 2028 год	Размерность	п.г.т Излучинск	с. Большепетархово
Годовой отпуск тепла (с учетом тепловых потерь)	тыс. Гкал	271,2	6,3
Годовой расход электроэнергии на собственные нужды	млн. кВт*ч	0,0	0,2
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	0,0	1,0
Капиталовложения	млн. руб.	15,0	48,7
Средняя заработная плата (по состоянию на 1.01.2014)	руб./чел.мес.	17 229	
Цена природного газа (по состоянию на 1.01.2014)	руб/ т у.т.	2 179	
Цена нефти (по состоянию на 01.01.14)	руб/ т у.т.	6 244	
Тариф на электроэнергию (по состоянию на 1.01.2014)	руб/кВт*ч	3,15	
Тариф на теплоэнергию (по состоянию на 1.01.2014)	тыс.руб/Гкал	1,35	
Коэффициент дисконтирования	отн. ед.	0,11	
Налоговое окружение	По состоянию на 01.01.14 г.		

**Таблица 10.5 - Результаты расчетов финансовой эффективности**

Показатель на 2028 год	Размерность	п.г.т Излучинск	с. Большепетархово
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	0,0	1,0
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	271,2	6,3
	млн.руб	420,5	9,7
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт*ч	0,0	0,0
Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт*ч	0,0	0,0
	млн.руб	0,0	0,0
Суммарная годовая выручка	млн.руб	420,5	9,7
Капиталовложения	млн. руб.	15,0	48,7
<b>Приведенные затраты</b>	млн.руб	<b>2519</b>	<b>114</b>
Годовые затраты на отпуск продукции	млн. руб	1586,5	1 691,9
Годовая балансовая прибыль	млн. руб	1,5	0,1
Годовая чистая прибыль	млн. руб	1,2	0,1
<b>Показатели эффективности проекта</b>			
Простой срок окупаемости проекта	лет	0,0	12
Динамический срок окупаемости проекта	лет	0,0	12
Дополнительный чистый дисконтированный доход по состоянию на 2035г.	млн.руб	101,2	0,4
Внутренняя норма рентабельности	%	20%	11%

Результаты расчетов показали, что предлагаемые Схемой мероприятия являются окупаемыми в течение не более 12 лет.

**г) Расчёты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического**

### ***первооружения систем теплоснабжения***

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий, предлагаемых Схемой для п.г.т. Излучинск и с. Большетархово приведены в таблицах 10.6-10.7.

**Таблица 10.6 - Расчет ценовых последствий для п.г.т Излучинск при реализации предлагаемых Схемой мероприятий**

Наименование показателей	Годы реализации															
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Технико-экономические показатели работы системы централизованного теплоснабжения п.г.т. Излучинск</b>																
Годовой отпуск тепла (с учетом тепловых потерь) всего, тыс. Гкал	223,5	226,0	228,2	232,9	241,1	243,8	245,7	247,7	249,6	251,6	253,6	257,1	260,6	264,1	267,7	271,2
Годовой расход тепла на собственные и хозяйственные нужды тыс. Гкал	8,9	9,0	9,1	9,3	9,6	9,8	9,8	9,9	10,0	10,1	10,1	10,3	10,4	10,6	10,7	10,8
Годовая выработка тепла тыс. Гкал	232,4	235,0	237,4	242,2	250,7	253,5	255,5	257,6	259,6	261,7	263,7	267,4	271,0	274,7	278,4	282,0
Расход воды на производственные нужды тыс. м <sup>3</sup>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Покупка электроэнергии, млн. кВт.ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
<b>Расчет себестоимости</b>																
Покупка топлива, млн. руб.	148,8	154,4	160,0	167,5	177,9	184,6	190,9	197,4	204,2	211,1	218,3	227,1	236,2	245,6	255,4	265,5
Электрическая энергия на технологические нужды, млн. руб.	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
Заработная плата и отчисления ОПР, млн. руб.	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Вода на технологические цели, млн. руб.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Амортизация производственного оборудования, млн. руб.	5,2	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Прочие расходы, млн. руб., в том числе	86,7	89,9	92,9	97,0	102,7	106,3	109,7	113,3	116,9	120,7	124,6	129,4	134,3	139,4	144,7	150,2
цеховые расходы	6,1	6,3	6,5	6,8	7,2	7,4	7,7	7,9	8,2	8,4	8,7	9,1	9,4	9,8	10,1	10,5
общехозяйственные расходы	8,7	9,0	9,3	9,7	10,3	10,6	11,0	11,3	11,7	12,1	12,5	12,9	13,4	13,9	14,5	15,0
прочие расходы	71,9	74,6	77,1	80,5	85,2	88,2	91,1	94,0	97,0	100,2	103,4	107,4	111,5	115,7	120,1	124,6
Итого производственные расходы (себестоимость), млн.руб.	246,7	256,0	264,6	276,2	292,2	302,5	312,3	322,4	332,8	343,6	354,6	368,2	382,3	396,9	411,9	427,5
расходы из прибыли, млн. руб.	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Рентабельность, млн. руб.	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8
<b>Тариф, руб/Гкал</b>	<b>1111</b>	<b>1140</b>	<b>1167</b>	<b>1194</b>	<b>1220</b>	<b>1249</b>	<b>1279</b>	<b>1310</b>	<b>1342</b>	<b>1374</b>	<b>1408</b>	<b>1442</b>	<b>1476</b>	<b>1512</b>	<b>1549</b>	<b>1587</b>

**Таблица 10.7 – Расчет ценовых последствий для с. Большетархово при реализации предлагаемых Схемой мероприятий**

Наименование показателей	Годы реализации															
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Технико-экономические показатели работы системы централизованного теплоснабжения с.Большетархово																
Годовой отпуск тепла (с учетом тепловых потерь)- тыс. Гкал	5,781	5,843	5,843	5,843	5,988	5,988	6,017	6,046	6,075	6,104	6,132	6,161	6,190	6,219	6,248	6,276
Годовой расход тепла на собственные и хозяйственные нужды, тыс. Гкал	0,619	0,625	0,625	0,625	0,641	0,641	0,644	0,647	0,650	0,653	0,656	0,659	0,662	0,665	0,668	0,672
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал	6,399	6,468	6,468	6,468	6,629	6,629	6,661	6,693	6,725	6,757	6,789	6,821	6,852	6,884	6,916	6,948
Годовой расход топлива на отпуск тепла, тыс. т у.т.	0,98	0,99	0,99	0,99	1,02	0,93	0,93	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97
Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, млн. кВт.ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Расход воды на производственные нужды, тыс. м3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Расчет себестоимости																
Покупка топлива, млн. руб.	6,1	6,4	6,5	6,7	7,0	6,6	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,3
Электрическая энергия на технологические нужды, млн. руб.	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Заработная плата и отчисления ОПР, млн. руб.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Вода на технологические цели, млн. руб.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Амортизация производственного оборудования, млн. руб.	1,0	1,0	1,0	1,1	1,5	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1
Прочие расходы, млн. руб., в том числе	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
цеховые расходы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
общехозяйственные расходы	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие расходы	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Итого производственные расходы (себестоимость), млн. руб.	11,0	11,3	11,5	11,7	12,5	12,5	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,5	9,7	10,0	10,3	10,6
расходы из прибыли, млн. руб.	0,0	2,0	0,0	1,7	17,5	15,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Рентабельность, млн. руб.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Тариф, руб/Гкал</b>	<b>1912</b>	<b>1943</b>	<b>1976</b>	<b>2014</b>	<b>2108</b>	<b>2100</b>	<b>1412</b>	<b>1436</b>	<b>1461</b>	<b>1487</b>	<b>1515</b>	<b>1547</b>	<b>1581</b>	<b>1616</b>	<b>1653</b>	<b>1692</b>

## **Глава 11 "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации"**

В соответствии со статьей 2 п. 28 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

Порядок определения единой теплоснабжающей организации:

- статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения;

- в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепла и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;

3) в случае наличия двух претендентов статус присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технической возможности и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, что обосновывается в схеме теплоснабжения.

В системе теплоснабжения п.г.т. Излучинск установлены две зоны действия теплоснабжающих организаций, которые в настоящее время обслуживаются следующими теплоснабжающими организациями:

- 1) ОАО «ИМКХ»;
- 2) ЗАО «Нишневартовская ГРЭС»

Установленная и располагаемая тепловая мощность теплоисточников, а также материальная характеристика тепловых сетей в зонах действия теплоснабжающих организаций приведена в таблице 11.1.

**Таблица 11.1-** Установленная и располагаемая тепловая мощность теплоисточников, а также материальная характеристика тепловых сетей в зонах действия теплоснабжающих организаций

Теплоснабжающая организация	Количество теплоисточников	Тепловая мощность, Гкал/ч		Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>
		установленная	располагаемая	
ОАО «ИМКХ»	-	-	-	8 657
ЗАО «Нишневартовская ГРЭС»	3	758	388,4	12 414

В настоящее время ЗАО «Нишневартовская ГРЭС» осуществляет подачу тепловой энергии от ГРЭС, ОПК и КЖП в зону теплоснабжения, которая составляет 100 % всей системы теплоснабжения п.г.т. Излучинск. Транспорт тепловой энергии от вышеуказанных источников тепла осуществляется по технологически связанным магистральным тепловым сетям ЗАО «Нишневартовская ГРЭС» и далее по квартальным тепловым сетям ОАО «ИМКХ» до конечных потребителей.

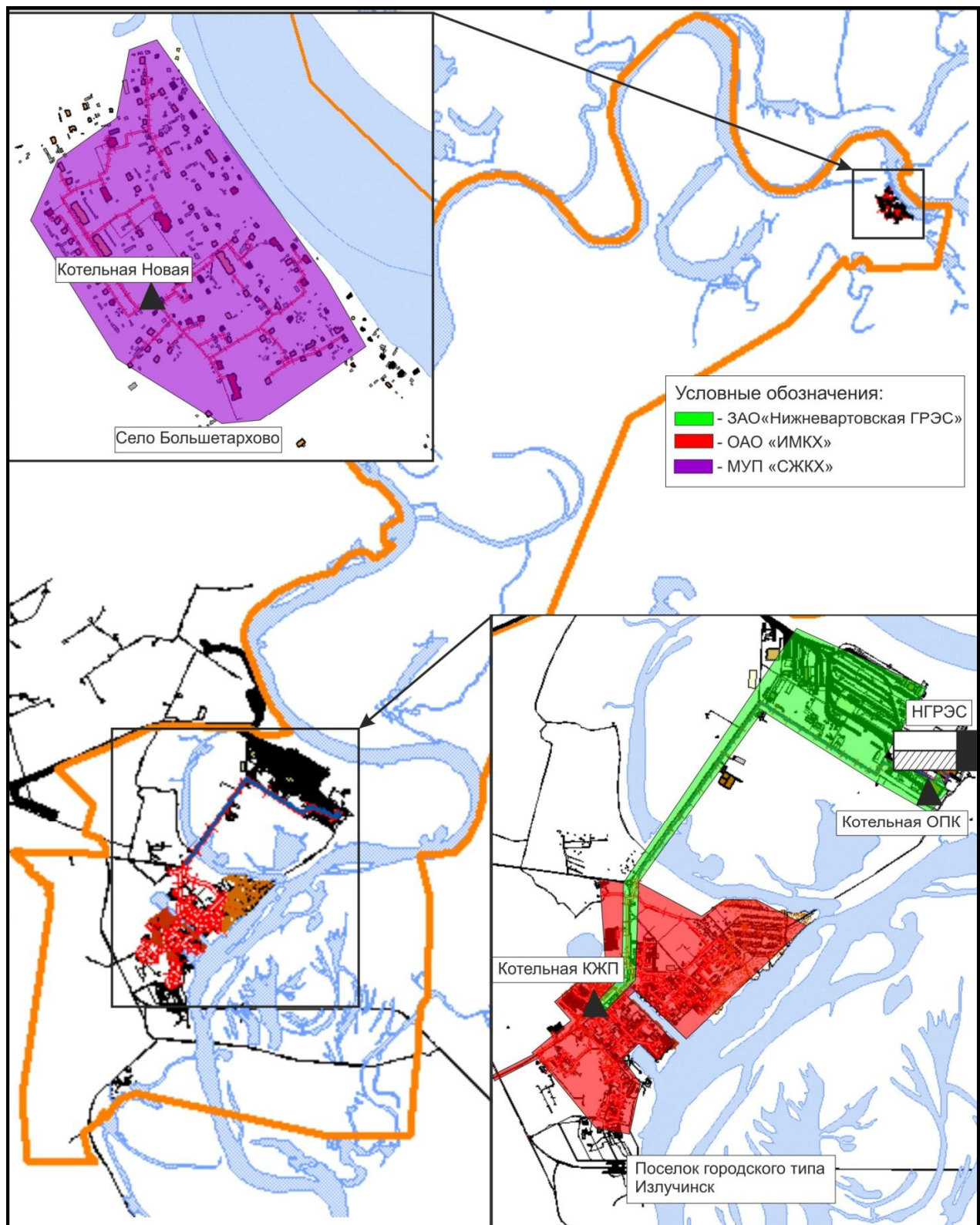
В соответствии с первым критерием выбора единой теплоснабжающей организации, так как в ведении ЗАО «Нишневартовская ГРЭС» находятся тепловые сети от ГРЭС, ОПК и КЖП, ЗАО «Нишневартовская ГРЭС» может быть определена единой теплоснабжающей организацией в следующей зоне теплоснабжения:

- от ГРЭС до КЖП (2Ду 1000 до т.А, 2Ду 800 от т.А до УТ6, 2Ду 600 от УТ6 до УП23, 2Ду 500 от УП23 до КЖП);

Так как в ведении ОАО «ИМКХ» находятся магистральные сети от УТ 3 и УТ 9 и квартальные тепловые сети после ЦТП, ОАО «ИМКХ» может быть определена единой теплоснабжающей организацией в зоне действия квартальных тепловых сетей.

Так как в селе Большетархово действует один теплоисточник, который вместе со всеми тепловыми сетями находятся на балансе МУП "Сельское Жилищно-Коммунальное Хозяйство", предлагается определить МУП «СЖКХ» единой теплоснабжающей организацией.

Зоны действия предлагаемых единых теплоснабжающих организации в г.п. Излучинск приведены на рисунке 11.1.



**Рисунок 11.1 - Зоны действия предлагаемых единых теплоснабжающих организации в г.п.Излучинск**

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение, теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности в соответствии с ч. 6 ст. 6 Федерального закона № 190 «О теплоснабжении» принимает орган местного самоуправления городского округа.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии, должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Единая теплоснабжающая организация обязана:

- заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;
- осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы;
- надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;
- осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключения к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключения от системы теплоснабжения;
  - технологического объединения или разделения систем теплоснабжения.
- Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.



## Заключение

В государственной стратегии Российской Федерации развития систем теплоснабжения поселений, городских округов определено, что в городах с высокой плотностью застройки следует модернизировать и развивать системы централизованного теплоснабжения от крупных котельных и теплоэлектроцентралей.

Требованиями пункта 8 статьи 23 Федерального закона Российской Федерации от 27.07.2010 «О теплоснабжении» обязательными критериями принятия решения в отношении развития системы теплоснабжения являются:

- обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учетом экономической обоснованности;
- учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности указанных организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Возможные и оптимальные пути решения этих задач в системе теплоснабжения отражены в разработанном документе «Схема теплоснабжения городского поселения Излучинск».

Суммарная фактическая приведенная тепловая нагрузка г.п. Излучинск на 01.01.2013 определена в размере 63,2 Гкал/ч (без учета тепловых потерь), в том числе в зоне централизованного теплоснабжения – 62,9 Гкал/ч (70,4 Гкал/ч с учетом тепловых потерь).

Все индивидуальные жилые дома п.г.т. Излучинск подключены через ЦТП к системе централизованного теплоснабжения. В коттеджах п.г.т. Излучинск для обеспечения нужд горячего водоснабжения в размере 0,067 Гкал/ч используются индивидуальные теплогенераторы.

В с. Большетархово от индивидуальных теплогенераторов осуществляется отопление ряда жилых домов с суммарной тепловой нагрузкой - 0,16 Гкал/ч, и вся нагрузка горячего водоснабжения в размере - 0,12 Гкал/ч

Система теплоснабжения п.г.т. Излучинск централизованная, от трех теплоисточников – Нижневартовская ГРЭС, отопительно-пусковая котельная (ОПК), находящаяся на территории ГРЭС и котельная жилого поселка (КЖП). Все источники связаны между собой магистральной тепловой сетью 2Ду1000 мм - 2Ду600 мм.

Источником централизованного теплоснабжения с. Большетархово является водогрейная котельная Новая, расположенная на территории села.

В качестве теплоносителя в системе централизованного теплоснабжения в городском поселении используется сетевая вода.

В целом система теплоснабжения г.п. Излучинск находится в хорошем состоянии и может обеспечивать надежное теплоснабжение всех подключенных к ней потребителей. В последние годы была выполнена ее частичная реконструкция, вложены значительные средства с целью повышения энергоэффективности и улучшения технического состояния системы.

Вместе с тем, в системе теплоснабжения г.п. Излучинск имеются следующие проблемы:

- необходимость модернизации системы газоснабжения котельных КЖП и ОПК. Запланировано на 2014 год;

- перевод на сжигание попутного газа котельной Новая в с. Большетархово, запланировано на 2018 г;

- при разработке режимов теплоснабжения требуется учет условий работы тепловых сетей в тяжелых климатических условий при наличии постоянных грунтовых вод и резких смен температуры наружного воздуха в отопительный период.

В период до 2028 года в г.п. Излучинск ожидается масштабное новое строительство общей площадью порядка 117 тыс. м<sup>2</sup>, в том числе:

- многоквартирных домов – 106 тыс. м<sup>2</sup>;

- индивидуальных жилых домов - 11 тыс. м<sup>2</sup>;

- снос ветхого жилья запланирован в размере 1,6 тыс. м<sup>2</sup> (снос только в с. Большетархово).

Строительство производственных зданий на территории г.п. Излучинск на рассматриваемый период не предусматривается.

При этом за период реализации Схемы ожидается прирост тепловых нагрузок в размере 10,3 Гкал/ч, из них:

1) прирост тепловых нагрузок в размере 10,6 Гкал/ч, в том числе:

- многоквартирных домов - 7,1 Гкал/ч;

- индивидуальных жилых домов - 1 Гкал/ч;

- общественных зданий - 2,5 Гкал/ч;

2) снижение тепловой нагрузки за счет сноса жилья в размере 0,3 Гкал/ч;

В результате на конец расчетного периода тепловая нагрузка г.п. Излучинск с учетом системы децентрализованного теплоснабжения увеличится в 1,16 раза от существующего теплотребления и составит 73,4 Гкал/ч (без учета тепловых потерь), или 82,5 Гкал/ч с учетом тепловых потерь.

Зоны теплоснабжения существующих централизованных теплоисточников расширяются за счет подключения новых многоквартирных домов и общественных объектов, строящихся в пределах радиуса их эффективного теплоснабжения.

Развитие централизованной системы теплоснабжения п.г.т. Излучинск предусматривается базировать на использовании существующих мощностей Нижневартовской ГРЭС, с. Большетархово - от котельной Новая.

В связи с малой величиной тепловой нагрузки горячего водоснабжения в новой коттеджной застройке в п.г.т. Излучинск и новых общественных и многоквартирных жилых домов в с. Большетархово, а также отсутствием в этих зонах сетей горячего водоснабжения, нагрузка горячего водоснабжения этих домов предусматривается от электрических водонагревателей.

Для повышения энергоэффективности сжигания топлива на котельной Новая к 2018 году планируется перевод ее на сжигание попутного газа. Данное мероприятие требует строительство газопровода к котельной, ГРП и замену горелок существующих котлов.

Предлагаемые в Схеме решения определяют основные направления развития системы теплоснабжения и городской инфраструктуры на кратковременную, среднесрочную и долгосрочную перспективу, дают возможность принятия стратегических решений по развитию городского поселения, определяют необходимый объем инвестиций для их реализации.

Проведенные в схеме расчеты и основанные на них предложения позволят органу местного самоуправления городского поселения определить единую теплоснабжающую организацию.

## Литература

1. Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями).
2. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями).
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденные приказом Минэнерго и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667.
5. Свод правил СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», актуализированная редакция СНиП 23-01-99, Москва, 2012.
6. Свод правил СП 89.13330.2012 «Котельные установки», актуализированная редакция СНиП II-35-76, Москва, 2012.
7. Свод правил СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий», актуализированная редакция СНиП 23-02-2003, Москва, 2012.
8. Свод правил СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», актуализированная редакция СНиП 41-02-2003, Москва, 2012.

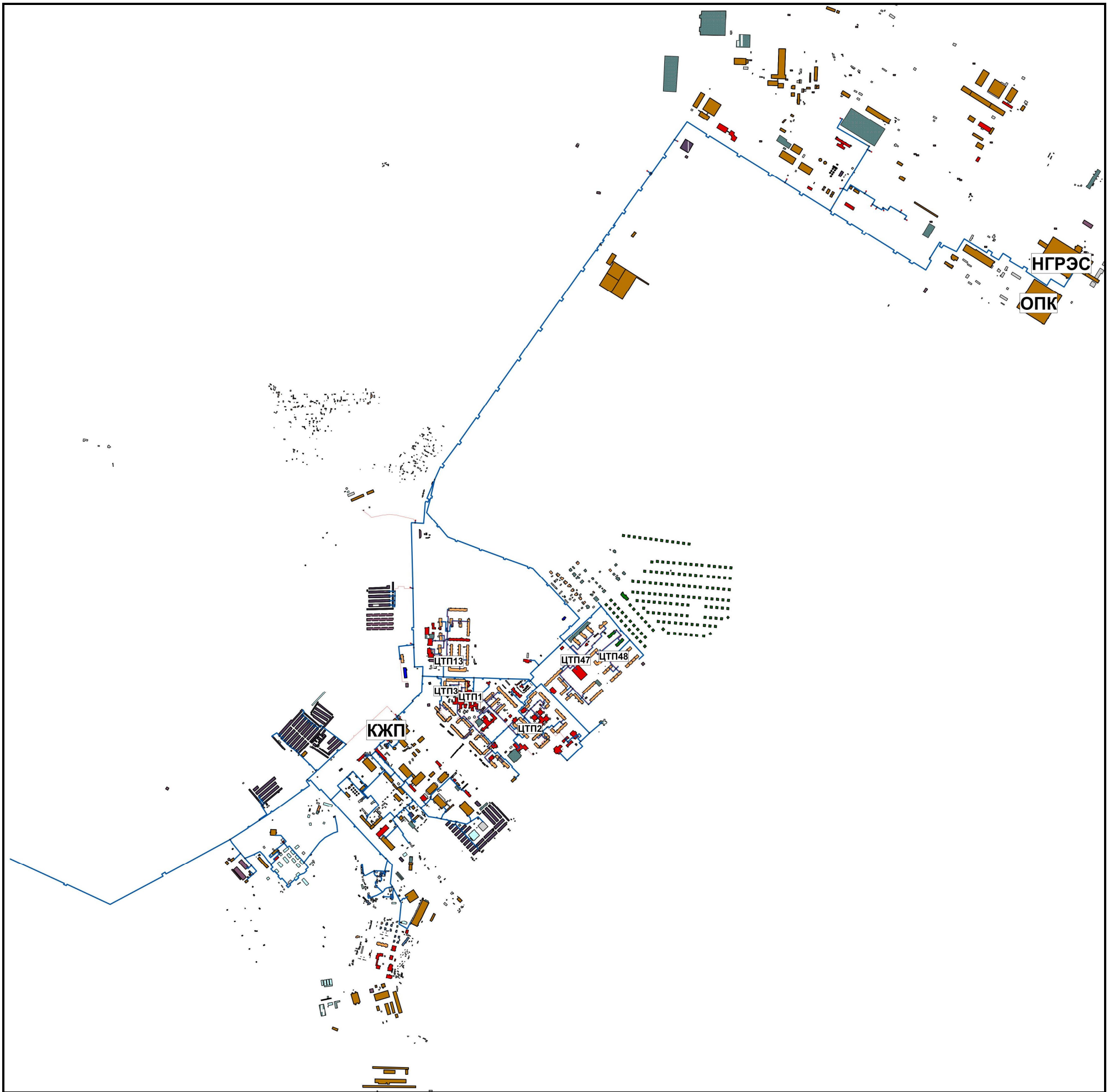


Рисунок А.1 - Схема тепловых сетей п.г.т. Излучинск

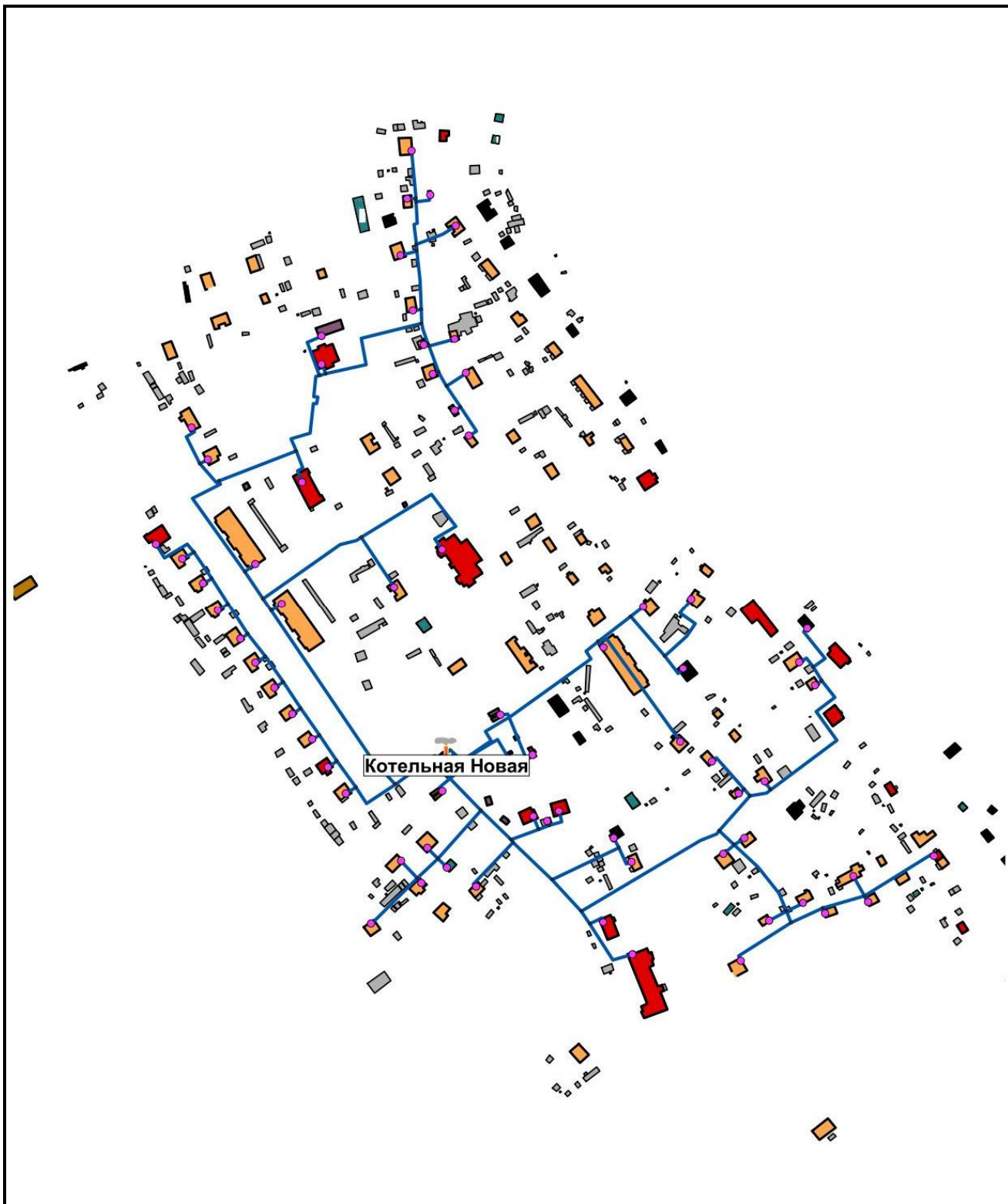


Рисунок А.2 Схема тепловых сетей с. Большетархово

## Приложение Б1 (на листах 126-130)

### Б.1 Существующие гидравлические расчеты тепловых сетей

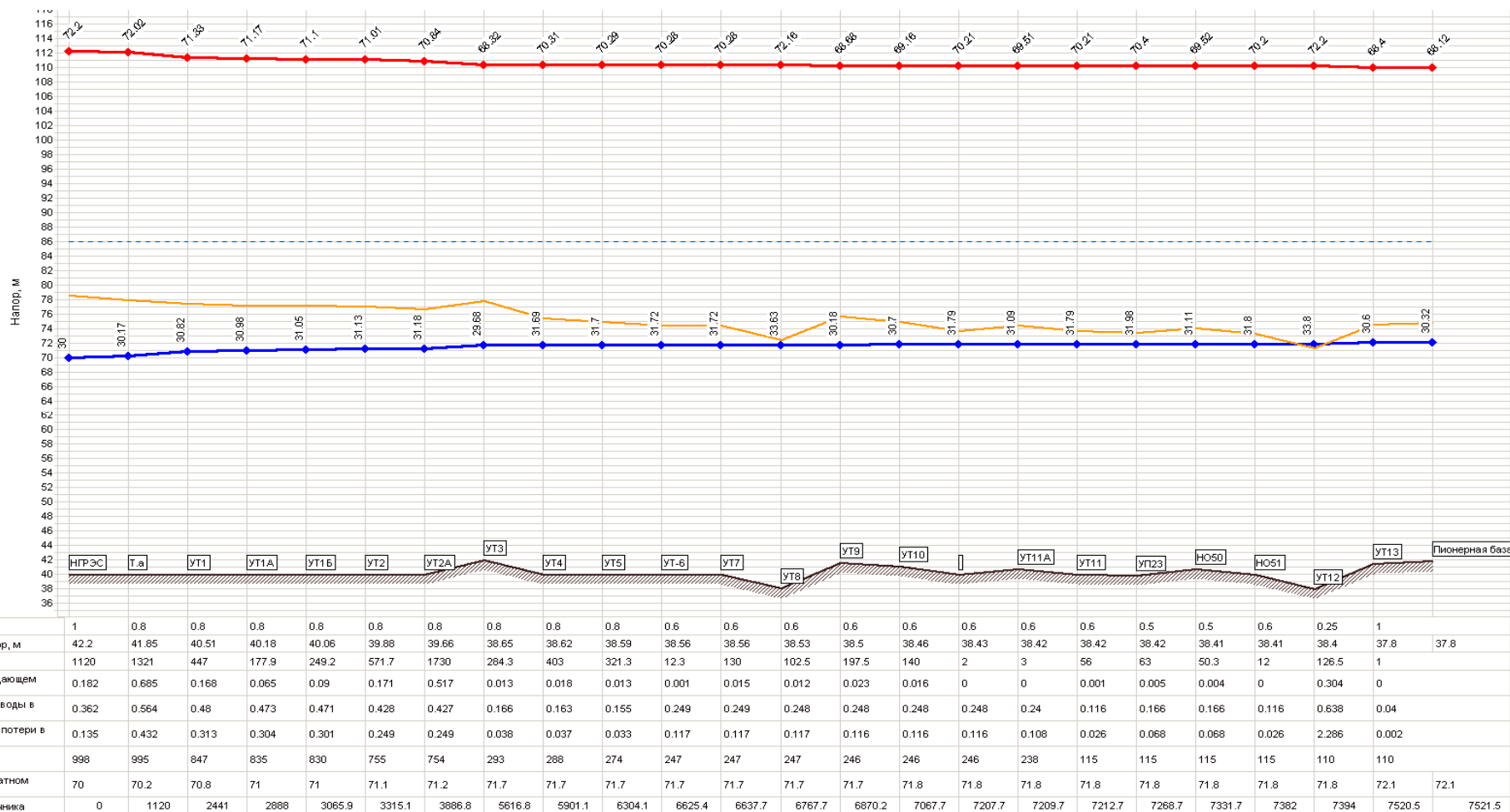
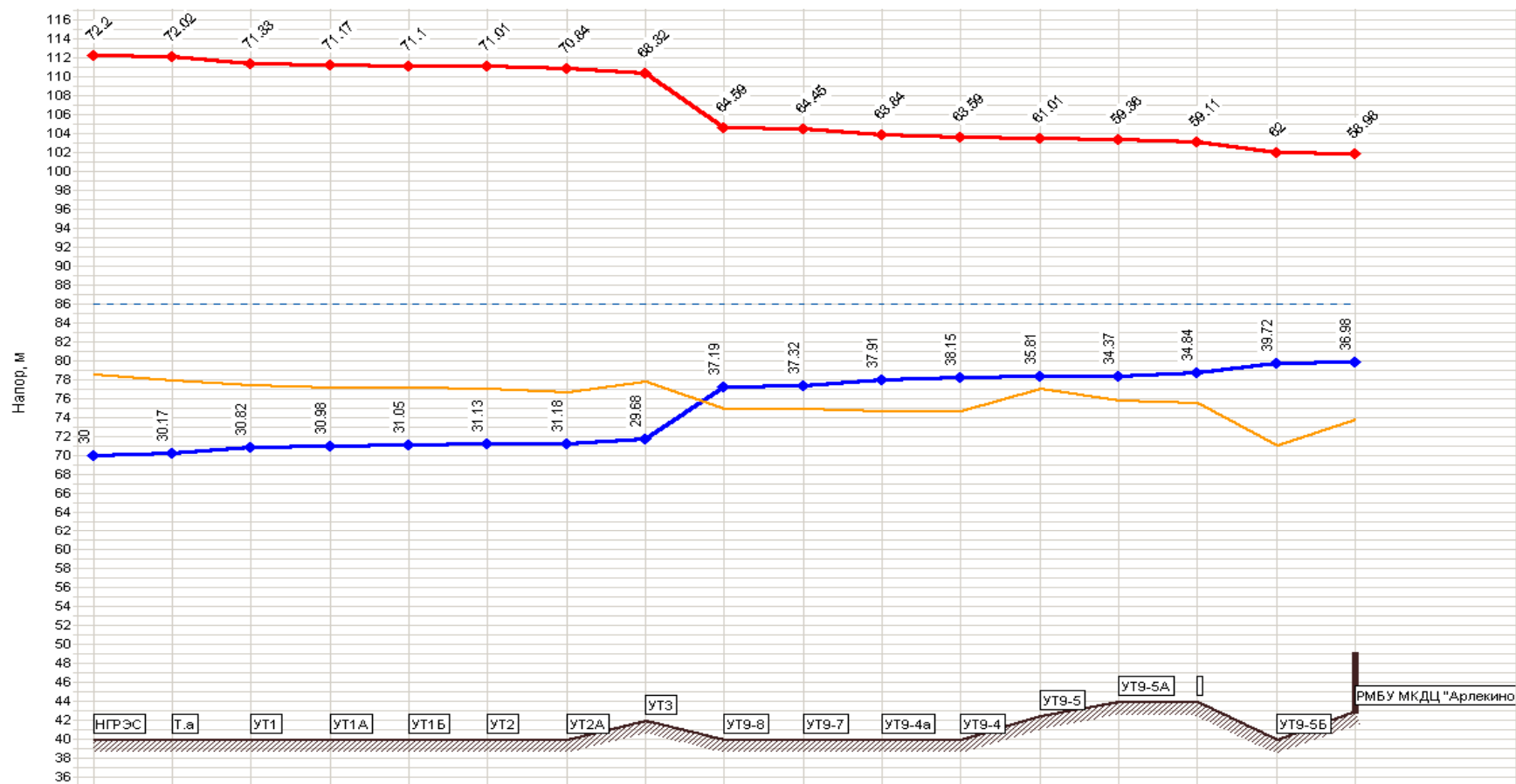


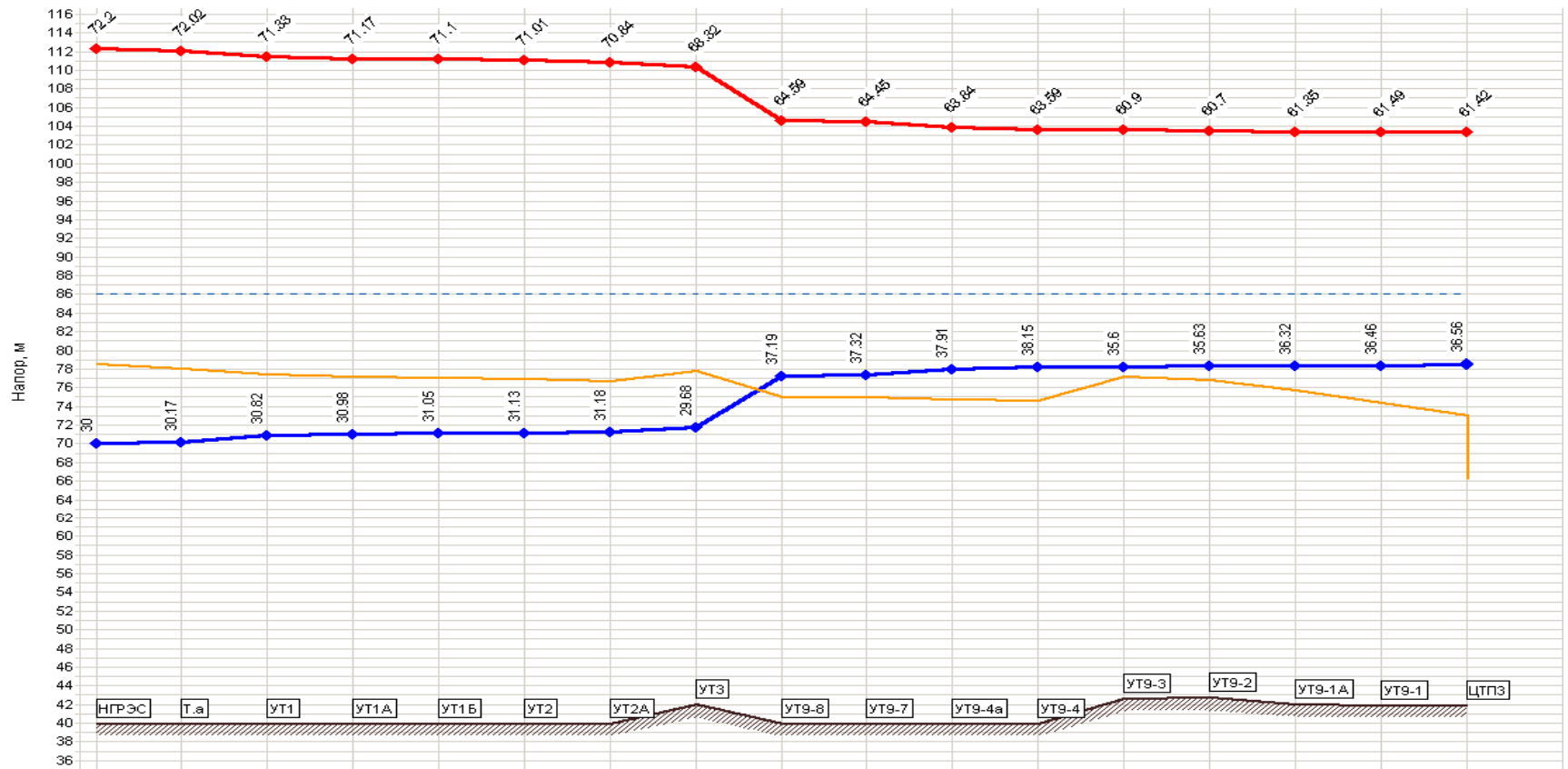
Рисунок Б.1.1 – Пьезометрический график от НГРЭС до Пионерной базы.



Диаметр участка, м	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1	0,08	0,08	
Располагаемый напор, м	42,2	41,85	40,51	40,18	40,06	39,88	39,66	38,65	27,4	27,13	25,93	25,45	25,2	24,99	24,28	22,28	22,01
Длина участка, м	1120	1321	447	177,9	249,2	571,7	1730	1528	65	296	118,7	58	450	48	139	19	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,182	0,685	0,168	0,065	0,09	0,171	0,517	5,735	0,135	0,613	0,245	0,125	0,107	0,36	1,004	0,137	
Скорость движения воды в под.тр.-де, м/с	0,362	0,564	0,48	0,473	0,471	0,428	0,427	1,041	0,772	0,772	0,771	0,7	0,173	0,636	0,542	0,542	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0,135	0,432	0,313	0,304	0,301	0,249	0,249	3,412	1,882	1,881	1,874	2,163	0,227	7,15	6,878	6,875	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	998	995	847	835	830	755	754	459	341	341	340	174	19	18	1e+1	1e+1	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	70	70,2	70,8	71	71	71,1	71,2	71,7	77,2	77,3	77,9	78,1	78,3	78,4	78,7	79,7	79,9
Расстояние от источника	0	1120	2441	2888	3065,9	3315,1	3886,8	5616,8	7144,8	7209,8	7505,8	7624,5	7682,5	8132,5	8180,5	8319,5	8338,5

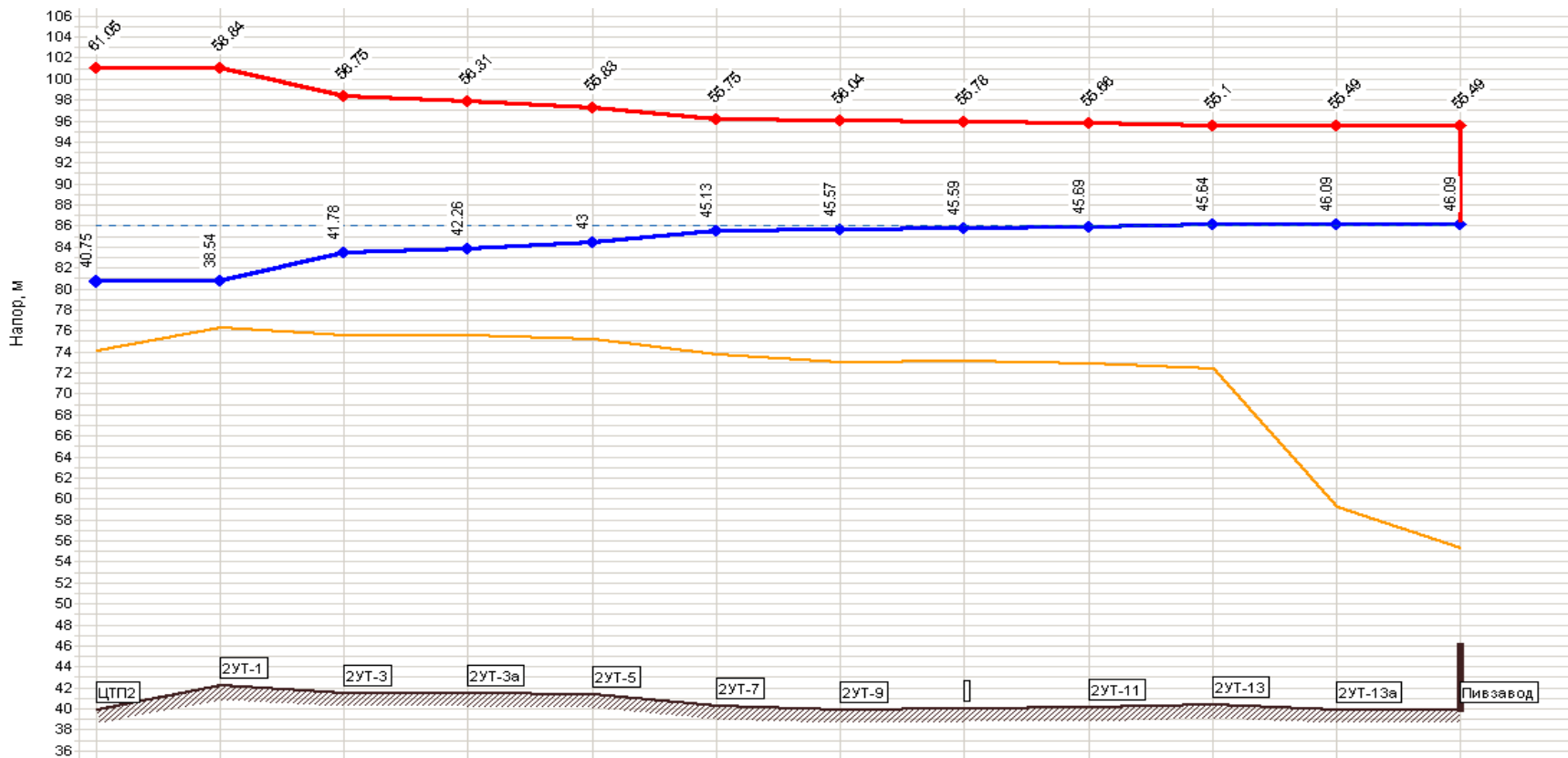
Рисунок Б.1.2 – Пьезометрический график от НГРЭС КДЦ «Арлекино».





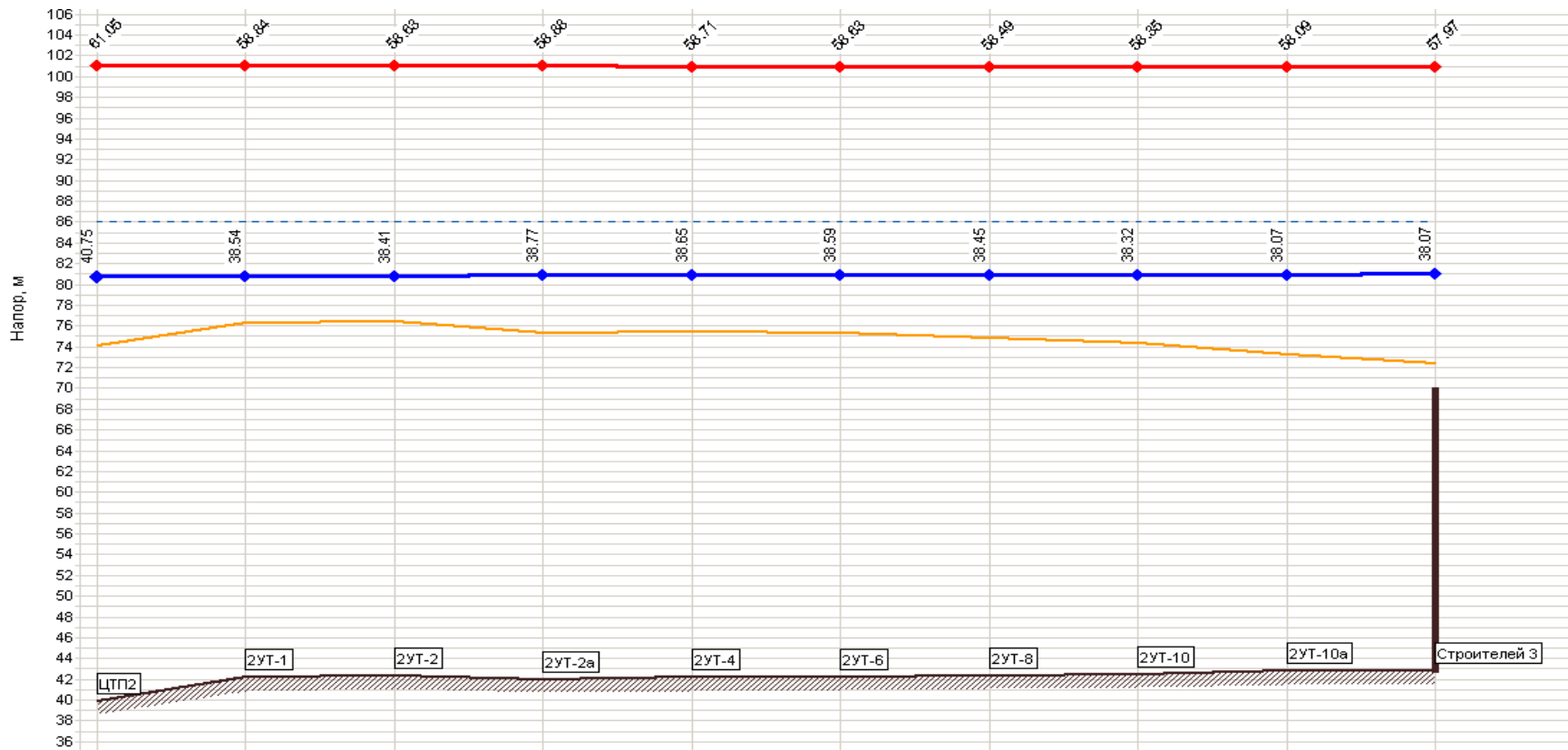
Диаметр участка, м	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4	0,4	0,4	0,4	0,365	0,4	0,4	0,4	0,2	
Располагаемый напор, м	42,2	41,85	40,51	40,18	40,06	39,88	39,66	38,65	27,4	27,13	25,93	25,45	25,29	25,07	25,03	25,03	24,99
Длина участка, м	1120	1321	447	177,9	249,2	571,7	1730	1528	65	296	118,7	100	240	156	75	168	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,182	0,685	0,168	0,065	0,09	0,171	0,517	5,735	0,135	0,613	0,245	0,077	0,115	0,019	0	0,022	
Скорость движения воды в под. тр.-де., м/с	0,362	0,564	0,48	0,473	0,471	0,428	0,427	1,041	0,772	0,772	0,771	0,444	0,37	0,184	0,032	0,127	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0,135	0,432	0,313	0,304	0,301	0,249	0,249	3,412	1,882	1,881	1,874	0,701	0,434	0,109	0,004	0,125	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	998	995	847	835	830	755	754	459	341	341	340	163	163	81	14	14	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	70	70,2	70,8	71	71	71,1	71,2	71,7	77,2	77,3	77,9	78,1	78,2	78,3	78,4	78,4	78,4
Расстояние от источника	0	1120	2441	2888	3065,9	3315,1	3886,8	5616,8	7144,8	7209,8	7505,8	7624,5	7724,5	7964,5	8120,5	8195,5	8363,5

Рисунок Б.1.3 – Пьезометрический график от НГРЭС до ЦТП3.



Диаметр участка, м	1	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1	0.1	0.08	0.07	1	
Располагаемый напор, м	20.42	20.3	14.96	14.05	12.82	10.62	10.47	10.19	9.97	9.47	9.41	9.41
Длина участка, м	1	110.2	20	62.8	143	45.1	10	21	51	141	20.1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0	2.715	0.463	0.627	1.125	0.077	0.143	0.114	0.262	0.031	0	
Скорость движения воды в под. тр.-де, м/с	0.055	1.489	1.444	0.946	0.84	0.391	0.879	0.539	0.457	0.084	0	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.003	23.46	22.071	9.501	7.494	1.633	13.606	5.148	4.894	0.208	0	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	152	92	90	59	52	24	24	15	8	1	1	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	80.6	80.7	83.4	83.8	84.4	85.5	85.6	85.7	85.8	86.1	86.1	86.1
Расстояние от источника	8199.9	8200.9	8311.1	8331.1	8393.9	8536.9	8582	8592	8613	8664	8805	8825.1

Рисунок Б.1.4 – Пьезометрический график от НГРЭС до пивзавода.

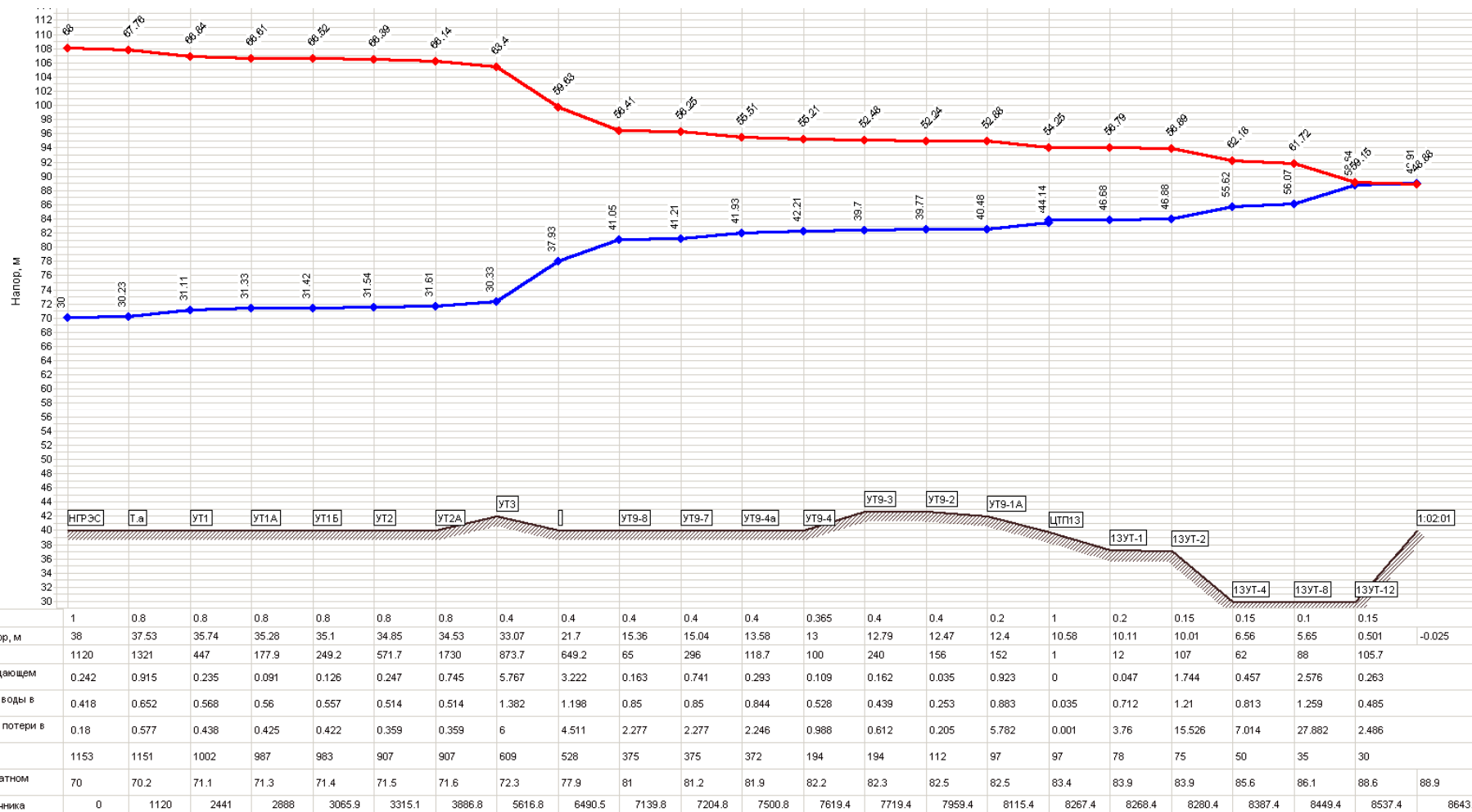


Диаметр участка, м	1	0.2	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.08	
Располагаемый напор, м	20.42	20.3	20.23	20.11	20.07	20.05	20.04	20.03	20.02	19.9
Длина участка, м	1	17	120	12.4	14.9	27.7	24	62	37	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0	0.039	0.059	0.022	0.009	0.004	0.003	0.009	0.059	
Скорость движения воды в под.тр.-де, м/с	0.055	0.54	0.248	0.397	0.235	0.11	0.11	0.11	0.254	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.003	2.171	0.465	1.687	0.596	0.134	0.134	0.134	1.53	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	152	60	27	25	15	7	7	7	4	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	80.6	80.7	80.8	80.8	80.9	80.9	80.9	80.9	80.9	81
Расстояние от источника	8199.9	8200.9	8217.9	8337.9	8350.3	8365.2	8392.9	8416.9	8478.9	8515.9

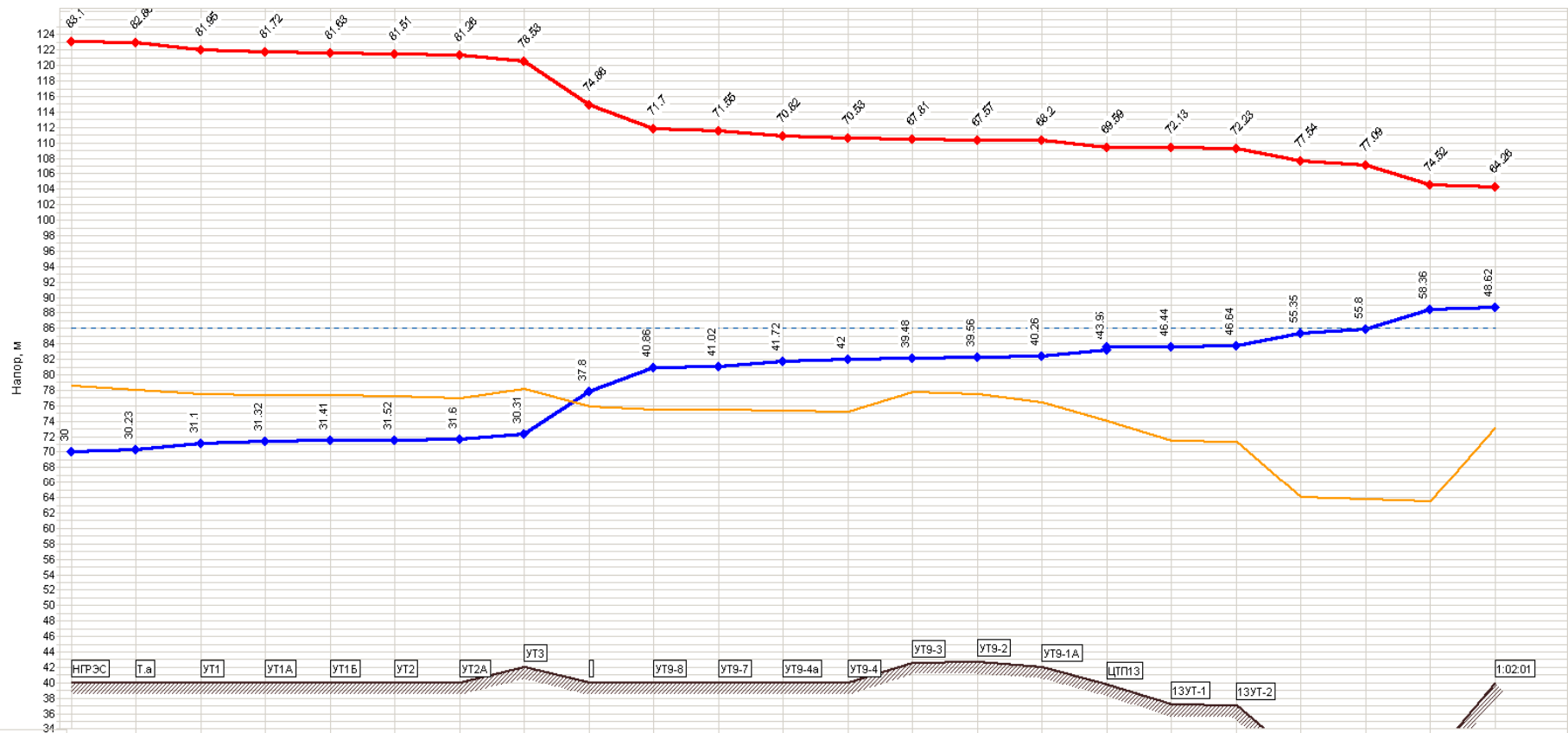
Рисунок Б.1.5 – Пьезометрический график от ЦТП-2 до ж.д. Строителей 3.

## Приложение Б2 (на листах 131-137)

### Б.2 Перспективные гидравлические расчеты тепловых сетей

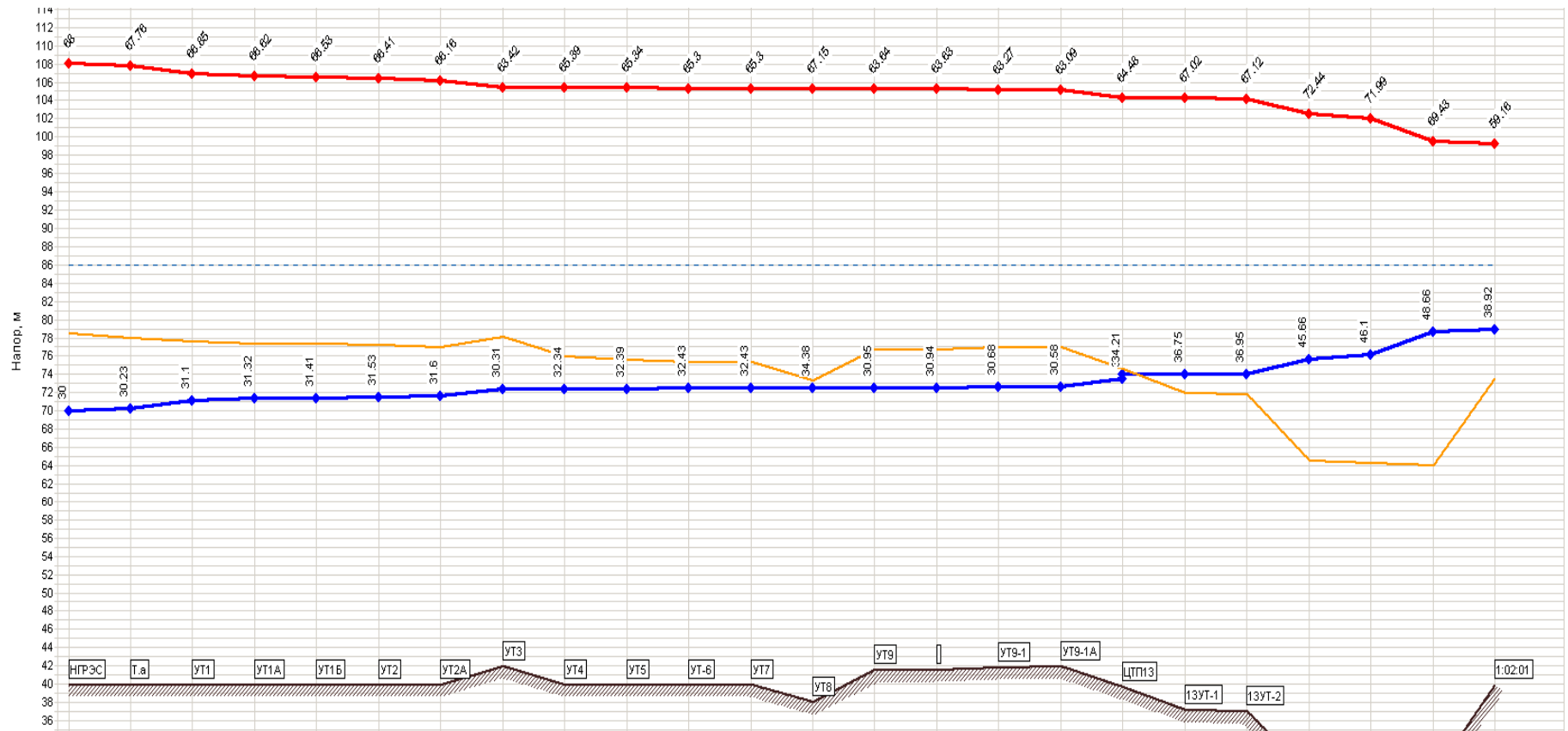


**Рисунок Б.2.1** – Пьезометрический график от НГРЭС до перспективных потребителей ЦТП13 при условии работы по одному вводу.



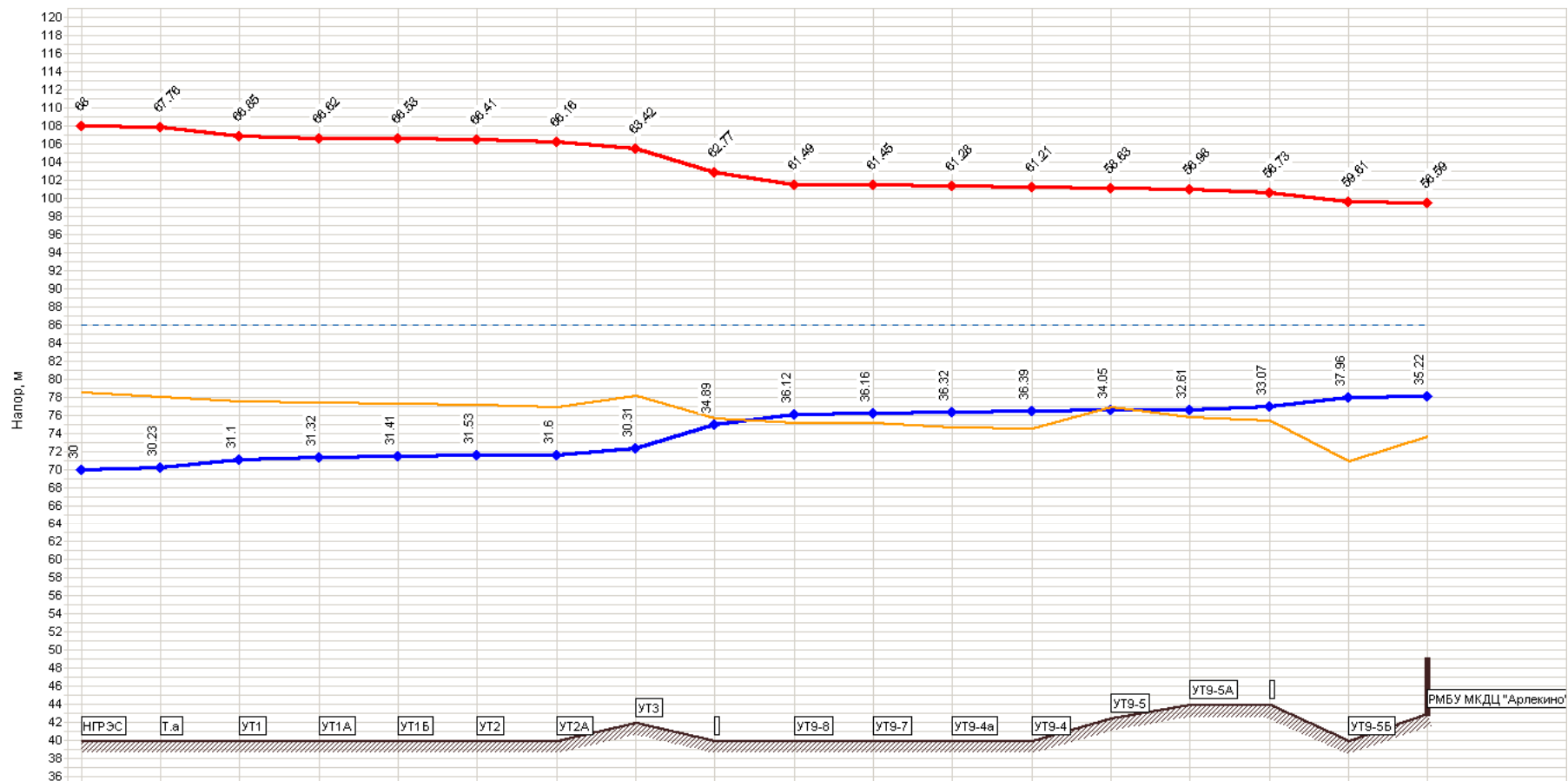
Диаметр участка, м	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	1	0.2	0.15	0.15	0.1	0.1	0.15	15.64
Располагаемый напор, м	53.1	52.63	50.86	50.4	50.23	49.98	49.67	48.22	37.06	30.84	30.53	29.1	28.54	28.32	28.01	27.94	26.16	25.69	25.59	22.19	21.29	16.16	88.6	
Длина участка, м	1120	1321	447	177.9	249.2	571.7	1730	873.7	649.2	65	296	118.7	100	240	156	152	1	12	107	62	88	105.7		
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.24	0.906	0.232	0.09	0.125	0.244	0.736	5.665	3.156	0.159	0.726	0.287	0.107	0.159	0.034	0.906	0	0.047	1.72	0.45	2.567	0.263		
Скорость движения воды в под.т-ве, м/с	0.416	0.649	0.585	0.556	0.554	0.511	0.511	1.369	1.185	0.841	0.841	0.836	0.523	0.435	0.251	0.875	0.035	0.706	1.202	0.807	1.257	0.485		
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.179	0.572	0.433	0.42	0.417	0.355	0.355	5.895	4.42	2.23	2.23	2.2	0.97	0.601	0.201	5.679	0.001	3.704	15.311	6.919	27.778	2.486		
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1148	1146	997	982	977	902	901	604	523	371	371	369	192	192	111	97	97	78	75	50	35	30		
Полный напор в обратном трубопроводе, м	70	70.2	71.1	71.3	71.4	71.5	71.6	72.3	77.8	80.9	81	81.7	82	82.1	82.3	82.3	83.2	83.6	83.7	85.4	85.8	88.4	88.6	
Расстояние от источника	0	1120	2441	2888	3065.9	3315.1	3886.8	5616.8	6490.5	7139.8	7204.8	7500.8	7619.4	7719.4	7959.4	8115.4	8267.4	8268.4	8280.4	8387.4	8449.4	8537.4	8643.1	

**Рисунок Б.2.2** – Пьезометрический график от НГРЭС до перспективных потребителей ЦТП13 при условии работы по одному вводу и поднятию давления в подающей магистрали на НГРЭС.



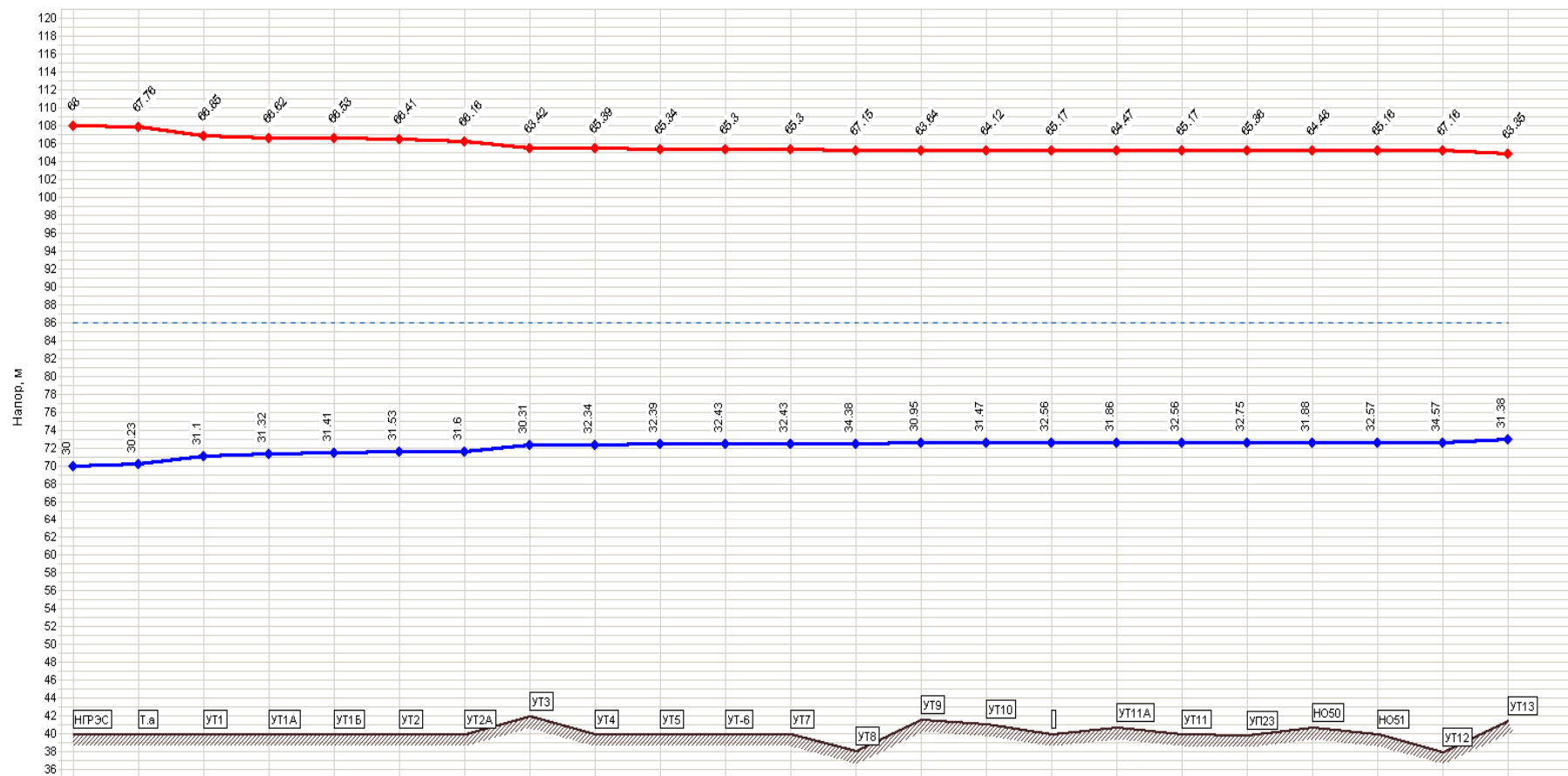
Диаметр участка, м	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.4	0.4	0.4	0.2	1	0.2	0.15	0.15	0.1	0.15	
Располагаемый напор, м	38	37.53	35.75	35.3	35.12	34.88	34.56	33.11	33.04	32.95	32.87	32.86	32.77	32.69	32.69	32.59	32.5	30.73	30.26	30.17	26.78	25.89	20.77	20.24
Длина участка, м	1120	1321	447	177.9	249.2	571.7	1730	284.3	403	321.3	12.3	130	102.5	1	81	75	152	1	12	107	62	88	105.7	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.24	0.907	0.233	0.09	0.125	0.244	0.737	0.036	0.049	0.037	0.005	0.048	0.038	0.001	0.053	0.043	0.901	0	0.046	1.711	0.448	2.563	0.263	
Скорость движения воды в пов. тр-ве, м/с	0.417	0.65	0.565	0.557	0.554	0.512	0.511	0.276	0.273	0.265	0.443	0.443	0.443	0.434	0.434	0.403	0.873	0.035	0.705	1.199	0.805	1.256	0.485	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.179	0.572	0.434	0.421	0.417	0.356	0.355	0.104	0.102	0.096	0.367	0.367	0.367	0.598	0.598	0.516	5.643	0.001	3.685	15.232	6.888	27.736	2.486	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1149	1146	998	982	978	903	902	486	482	467	440	440	440	192	192	178	96	96	78	74	50	35	30	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	70	70.2	71.1	71.3	71.4	71.5	71.6	72.3	72.3	72.4	72.4	72.4	72.5	72.5	72.5	72.6	72.6	73.5	73.9	74	75.7	76.1	78.7	78.9
Расстояние от источника	0	1120	2441	2688	3065.9	3315.1	3886.8	5616.8	5901.1	6304.1	6625.4	6637.7	6767.7	6870.2	6871.2	6952.2	7027.2	7179.2	7180.2	7192.2	7299.2	7361.2	7449.2	7555

**Рисунок Б.2.3 – Пьезометрический график от НГРЭС до перспективных потребителей ЦТП13 при условии работы по двум вводам**



Диаметр участка, м	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.08	0.08	
Располагаемый напор, м	38	37.53	35.75	35.3	35.12	34.88	34.56	33.11	27.88	25.37	25.3	24.96	24.82	24.58	24.37	23.65	21.65	21.38
Длина участка, м	1120	1321	447	177.9	249.2	571.7	1730	873.7	649.2	65	296	118.7	58	450	48	139	19	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.24	0.907	0.233	0.09	0.125	0.244	0.737	2.658	1.277	0.038	0.172	0.067	0.125	0.107	0.361	1.006	0.138	
Скорость движения воды в под. тр.-де, м/с	0.417	0.65	0.565	0.557	0.554	0.512	0.511	0.937	0.753	0.408	0.408	0.402	0.698	0.173	0.637	0.543	0.543	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.179	0.572	0.434	0.421	0.417	0.356	0.355	2.765	1.789	0.528	0.528	0.514	2.15	0.227	7.17	6.895	6.892	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1149	1146	998	982	978	903	902	413	332	180	180	177	173	19	18	1e+1	1e+1	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	70	70.2	71.1	71.3	71.4	71.5	71.6	72.3	74.9	76.1	76.2	76.3	76.4	76.5	76.6	77	78	78.1
Расстояние от источника	0	1120	2441	2888	3065.9	3315.1	3886.8	5616.8	6490.5	7139.8	7204.8	7500.8	7619.4	7677.4	8127.4	8175.4	8314.4	8333.4

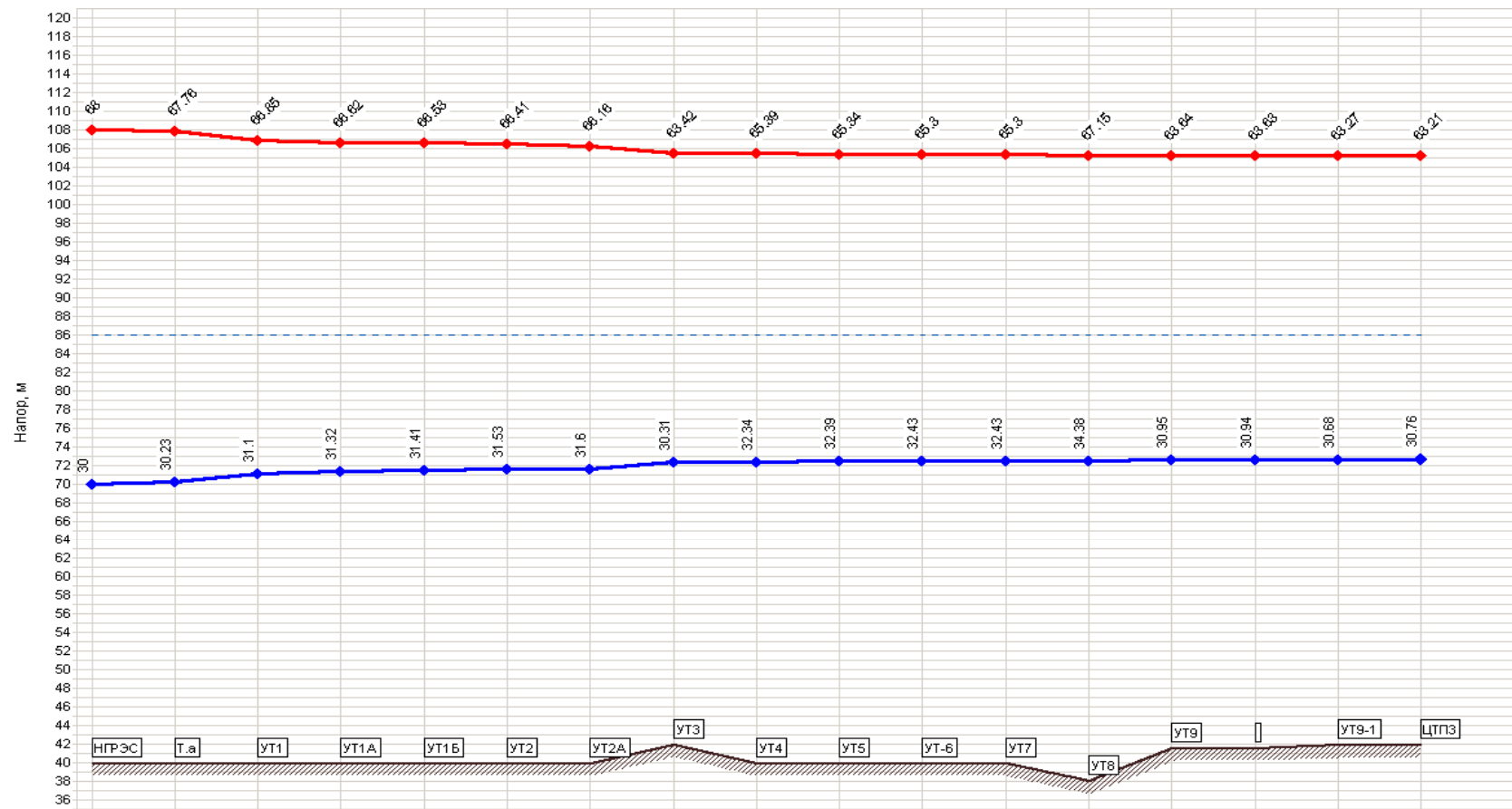
Рисунок Б.2.4 – Пьезометрический график от НГРЭС до КДЦ «Арлекино» при условии работы по двум вводам.



Диаметр участка, м	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.6	0.25		
Располагаемый напор, м	38	37.53	35.75	35.3	35.12	34.88	34.56	33.11	33.04	32.95	32.87	32.86	32.77	32.69	32.65	32.62	32.61	32.61	32.61	32.6	32.59	32.59	31.97
Длина участка, м	1120	1321	447	177.9	249.2	571.7	1730	284.3	403	321.3	12.3	130	102.5	197.5	140	2	3	56	63	50.3	12	126.5	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.24	0.907	0.233	0.09	0.125	0.244	0.737	0.036	0.049	0.037	0.005	0.048	0.038	0.023	0.017	0	0	0.001	0.005	0.004	0	0.314	
Скорость движения воды в под. тр.-де, м/с	0.417	0.65	0.565	0.557	0.554	0.512	0.511	0.276	0.273	0.265	0.443	0.443	0.443	0.25	0.25	0.25	0.241	0.117	0.169	0.169	0.117	0.648	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.179	0.572	0.434	0.421	0.417	0.356	0.355	0.104	0.102	0.096	0.367	0.367	0.367	0.118	0.118	0.118	0.11	0.027	0.07	0.07	0.027	2.361	
Расход в подающем трубопроводе, т/д	1149	1146	998	982	978	903	902	486	482	467	440	440	440	248	248	248	240	117	117	117	116	112	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	70	70.2	71.1	71.3	71.4	71.5	71.6	72.3	72.3	72.4	72.4	72.4	72.5	72.5	72.5	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.6	72.9
Расстояние от источника	0	1120	2441	2888	3065.9	3315.1	3886.8	5616.8	5901.1	6304.1	6625.4	6637.7	6767.7	6870.2	7067.7	7207.7	7209.7	7212.7	7268.7	7331.7	7382	7394	7520.5

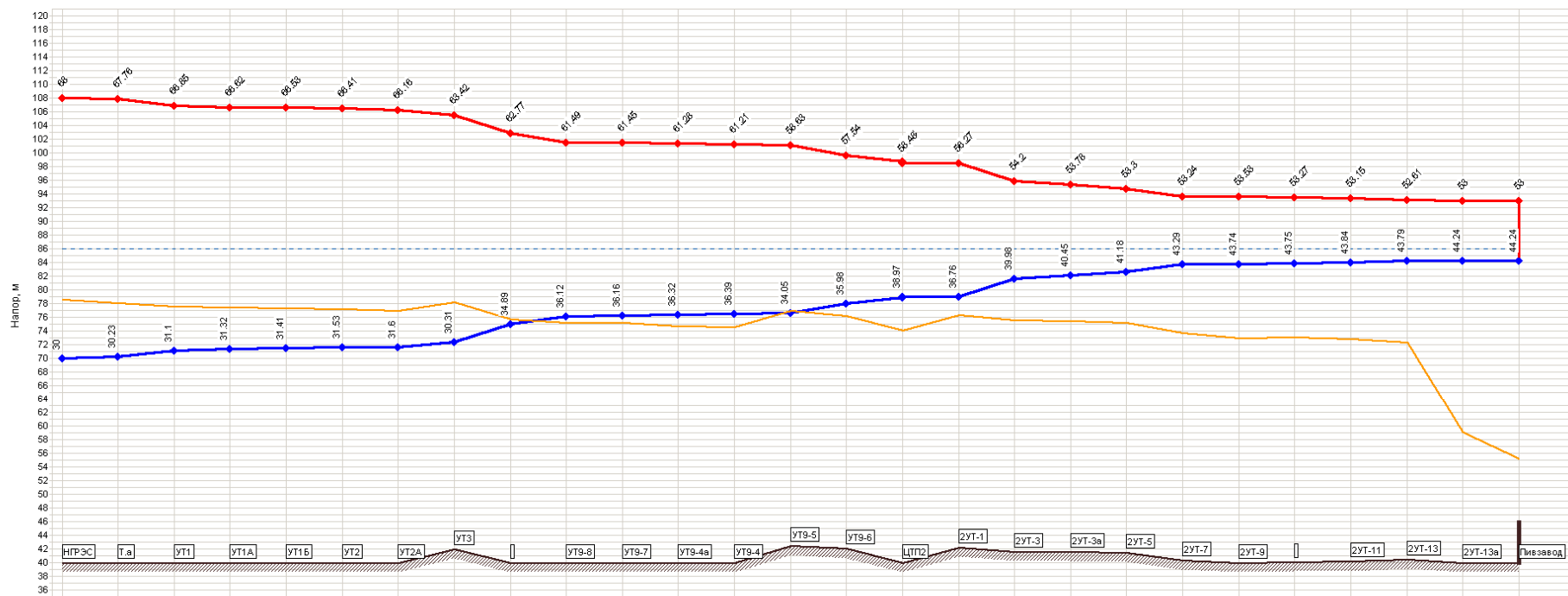
Рисунок Б.2.5 – Пьезометрический график от НГРЭС до пионерной базы при условии работы по двум вводам.





Диаметр участка, м	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.4	0.4	0.2	
Располагаемый напор, м	38	37.53	35.75	35.3	35.12	34.88	34.56	33.11	33.04	32.95	32.87	32.86	32.77	32.69	32.69	32.59	32.55
Длина участка, м	1120	1321	447	177.9	249.2	571.7	1730	284.3	403	321.3	12.3	130	102.5	1	81	168	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.24	0.907	0.233	0.09	0.125	0.244	0.737	0.036	0.049	0.037	0.005	0.048	0.038	0.001	0.053	0.021	
Скорость движения воды в под. тр.-де, м/с	0.417	0.65	0.565	0.557	0.554	0.512	0.511	0.276	0.273	0.265	0.443	0.443	0.443	0.434	0.434	0.124	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.179	0.572	0.434	0.421	0.417	0.356	0.355	0.104	0.102	0.096	0.367	0.367	0.367	0.598	0.598	0.118	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1149	1146	998	982	978	903	902	486	482	467	440	440	440	192	192	14	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	70	70.2	71.1	71.3	71.4	71.5	71.6	72.3	72.3	72.4	72.4	72.4	72.5	72.5	72.5	72.6	72.6
Расстояние от источника	0	1120	2441	2888	3065.9	3315.1	3886.8	5616.8	5901.1	6304.1	6625.4	6637.7	6767.7	6870.2	6871.2	6952.2	7120.2

Рисунок Б.2.6 – Пьезометрический график от НГРЭС до ЦТП3 при условии работы по двум вводам.



Диаметр участка, м	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.25	0.25	1	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1	0.1	0.08	0.07	1	
Располагаемый напор, м	38	37.53	35.75	35.3	35.12	34.88	34.56	33.11	27.88	25.37	25.3	24.96	24.82	24.58	21.56	19.84	19.52	14.23	13.32	12.12	9.95	9.8	9.52	9.31	8.82	8.76	8.76
Длина участка, м	1120	1321	447	177.9	249.2	571.7	1730	873.7	649.2	65	296	118.7	58	325	192.4	1	110.2	20	62.8	143	45.1	10	21	51	141	20.1	
Потери напора в подводящем трубопроводе, м	0.24	0.907	0.233	0.09	0.125	0.244	0.737	2.658	1.277	0.038	0.172	0.067	0.125	1.528	0.874	0	2.689	0.459	0.618	1.108	0.076	0.141	0.11	0.255	0.03	0	
Скорость движения воды в под.то-ве, м/с	0.417	0.65	0.565	0.557	0.554	0.512	0.511	0.937	0.753	0.408	0.408	0.402	0.698	0.894	0.879	0.055	1.482	1.437	0.94	0.834	0.388	0.872	0.532	0.451	0.063	0	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.179	0.572	0.434	0.421	0.417	0.356	0.355	2.765	1.789	0.528	0.528	0.514	2.15	4.478	4.328	0.003	23.239	21.858	9.373	7.38	1.609	13.401	5.009	4.761	0.203	0	
Расход в подводящем трубопроводе, т/ч	1149	1146	998	982	978	903	902	413	332	180	180	177	173	154	151	151	92	89	58	52	24	24	15	8	1	1	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	70	70.2	71.1	71.3	71.4	71.5	71.6	72.3	74.9	76.1	76.2	76.3	76.4	76.5	78	78.8	79	81.6	82	82.6	83.7	83.7	83.9	84	84.2	84.2	84.2
Расстояние от источника	0	1120	2441	2888	3065.9	3315.1	3886.8	5616.8	6490.5	7139.8	7204.8	7500.8	7619.4	7677.4	8002.4	8194.8	8195.8	8306	8326	8388.8	8531.8	8576.9	8586.9	8607.9	8658.9	8799.9	8820.1

Рисунок Б.2.7 – Пьезометрический график от НГРЭС до пивзавода при условии работы по двум вводам.

## Приложение В (на листах 138-152)

### Расчет надежности

#### Введение

Надежность теплоснабжения оценивается двумя вероятностными показателями, определяемыми за отопительный период для узлов расчетной схемы, к которым подключены потребители:

- коэффициентами готовности  $K_j$ , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятность того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода в  $j$ -й узел будет обеспечена подача расчетного количества тепла.

Так как в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» значение минимально допустимого показателя готовности системы теплоснабжения в целом принято равным 0,97 без выделения долей источника теплоты, тепловых сетей и потребителей, для выполнения расчетов надежности нормативное значение коэффициента готовности  $K_r$  также принимается равным 0,97.

- вероятностью безотказной работы  $P_j$ , определяемой для каждого узла-потребителя и представляющей собой вероятность того, что в течение отопительного периода температура воздуха в зданиях не опустится ниже минимально-допустимого значения.

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» минимально допустимое значение показателя вероятности безотказной работы всей системы теплоснабжения в целом, должно быть не ниже  $P_{сум} = 0,86$ . При этом вклад вероятностью безотказной работы тепловой сети  $P_j$  в этот показатель составляет 0,9.

Вероятностью безотказной работы тепловой сети  $P_j$  рассчитывается с учетом нормы подачи тепла в аварийных ситуациях представленной в таблице В.1.

**Таблица В.1**-Норма подачи тепла в аварийных ситуациях

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_o$ , °C				
		минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
		Допускаемое снижение подачи теплоты, %, до				
300	15	32	50	60	59	64
400	18	41	56	65	63	68
500	22	49	63	70	69	73
600	26	52	68	75	73	77
700	29	59	70	76	75	78
800-1000	40	66	75	80	79	82
1200-1400	До 54	71	79	83	82	85

На основе расчета показателей  $K_j$  и  $P_j$  определяются ненадежные участки тепловой сети и зоны, требующие резервирования.

Для достижения нормативных показателей безотказности работы тепловых сетей Схемой предусматриваются следующие мероприятия:

- установление предельно допустимой длины нерезервированных участков тепловых сетей (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- размещение резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

- достаточность диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

- замена на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также переходом при необходимости на надземную или тоннельную прокладку;

- первоочередной ремонт и замена теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на две категории:

- первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

- вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч, например:

- жилые и общественные здания - до 12 °С;
- промышленные здания - до 8 °С.

Расчет показателей надежности осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией с использованием электронной модели схемы теплоснабжения г.п. Излучинск.

### Исходные данные для расчета

Исходные данные, принимаемые для расчета, приведены в таблице В.2.

**Таблица В.2-** Исходные данные, принимаемые для расчета

№№ п/п	Название показателя	Обозначения	Размерность	Значение	
1	Расчетная температура наружного воздуха	$t_{\text{н}}^{\text{р}}$	°С	-43	
2	Расчетная температура воздуха внутри жилых зданий	$t_{\text{в}}^{\text{р}}$	°С	20	
3	Минимальная температура воздуха внутри отапливаемых зданий I категории	$t^{\text{м}}$	°С	20	
				II категории (общественные и жилые)	12
				II категории (промышленные)	8
4	Температура наружного воздуха на начало отопительного периода	$t_{\text{н}}$	°С	8	
5	Средняя за отопительный период температура наружного воздуха	$t^{\text{нсп}}$	°С	-9,9	
6	Коэффициент аккумуляции здания Жилые, общественные Промышленные	$\beta$		60	
				40	
7	Длительность отопительного	$\tau^{\text{от}}$	ч	6168	

№№ п/п	Название показателя	Обозначения	Размерность	Значение
	периода			
8	Длительность стояния наружной температуры воздуха, свыше расчетной	$\tau^{хол}$	ч	30
9	Параметры распределения Вейбулла-Гнеденко при сроке эксплуатации трубопровода (т)	$\alpha$	т от 0 до 3 лет	0,8
			т от 3 до 17 лет	1
			т больше 17 лет	$0.5 \cdot \exp(\tau/20)$
10	Параметры восстановления (ремонтов)	A	в канале и без канала	10
		A	наружная	6
		B	в канале и без канала	0,5
		B	наружная	0,9
		C	в канале и без канала	1,5
C	наружная	0,15		
11	Среднее расстояние между секционирующими задвижками	$l_{сз}$	км	1

Повторяемость температур наружного воздуха за отопительный период для г.п. Излучинск приведена в таблице В.3.

**Таблица В.3-** Повторяемость температур за отопительный период

Температура наружного воздуха	Число часов стояния наружных температур за отопительный период, ч
-43 и ниже	36
-40 и ниже	69
-35 и ниже	236
-30 и ниже	526
-25 и ниже	930
-20 и ниже	1442
-15 и ниже	2059
-10 и ниже	2778
-5 и ниже	3595
0 и ниже	4509
5 и ниже	5518
8 и ниже	6168

Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки, а также относительные доли для вычисления потока отказов приведены в таблице В.4.

**Таблица В.4-** Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки и относительные доли для вычисления потока отказов

Диаметр условный, мм	Канальная, бесканальная прокладка трубопроводов	Надземная
20	10,2	6,1
50	10,5	6,2
65	10,8	6,2
80	11	6,3
100	11,3	6,4
125	11,6	6,5
150	12,1	6,6
200	12,9	6,9

Диаметр условный, мм	Канальная, бесканальная прокладка трубопроводов	Надземная
250	13,8	7,2
300	14,7	7,5
350	15,7	7,8
400	16,7	8,1
450	17,7	8,4
500	18,7	8,7
600	20,8	9,4
700	23	10,1

### **Расчет надежности существующей системы теплоснабжения г.п. Излучинск**

Источником теплоты является Нижневартовская ГРЭС (далее НГРЭС) с котельными ОПК и КЖП. Котельная КЖП является резервной котельной для теплоснабжения жилого поселка и расположена в непосредственной близости от него.

Схема тепловой сети, приведенная на рисунке В.1, включает в себя 7 ЦТП.

Тепловая энергия от котельной подается потребителям по двухтрубным водяным тепловым сетям, проложенным преимущественно бесканальным способом по температурному графику 150/70 °С.

На ЦТП производится подогрев воды на нужды горячего водоснабжения. Понижение температурного графика производится элеватором непосредственно в абонентских вводах потребителей.

От магистральной тепловой сети от НГРЭС имеется 2 ввода в жилой поселок:

- первый ввод 2 Ду 400 мм по ул. Таежная от УТ-3 до УТ9-8;
- второй ввод 2 Ду 400 мм по ул. Энергетиков от УТ-9 до УТ-9-1.

Вышеуказанные вводы закольцованы в границах улиц Энергетиков, Таежная диаметрами 2Ду 400 мм - 2Ду 350 мм.

Кроме того, имеются внутриквартальные «закольцовки» между зонами ЦТП.

Диаметр головного участка от НГРЭС 2Ду 1000 мм (от т.А 2 Ду 800 мм). Наиболее удаленным потребителем является «КОС» (около 10 км).

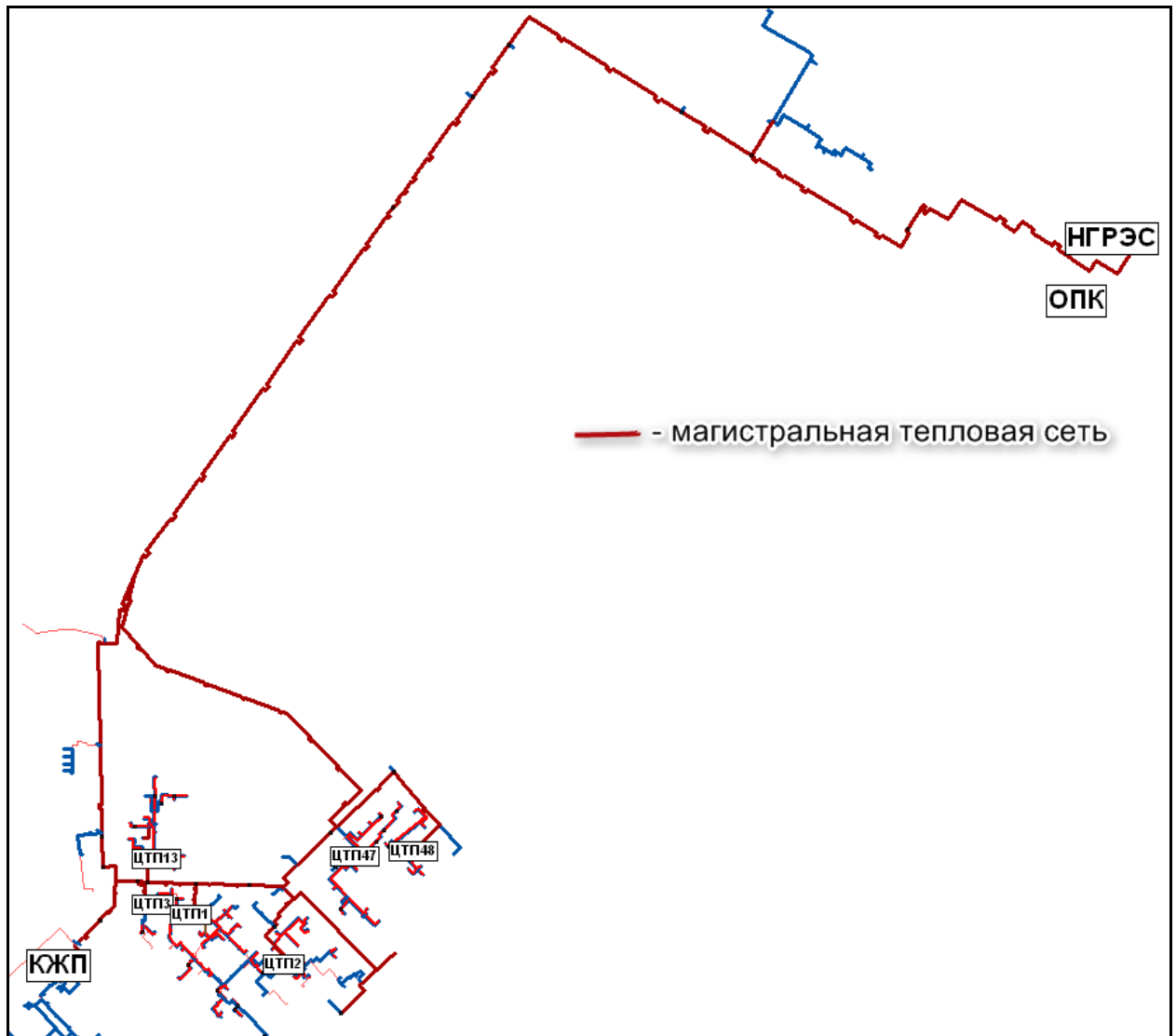


Рисунок В.1-Схема тепловых сетей п.г.т. Излучинск

На основе обработки данных по отказам и восстановлениям всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы, выбираются только те отказы, которые носят случайный характер, при этом исключены отказы элементов после проведения испытаний, а также отказы на сетях горячего водоснабжения.

После выборки данных устанавливаются зависимости для разных категорий трубопроводов, которые приведены в таблице В.5.

**Таблица В.5-** Средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов для категорий трубопроводов

Категория тепловых сетей	Диаметр трубопроводов, мм	Средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов, 1/км*час
Для квартальных сетей старше 10 лет, проложенным бесканальным способом с применением мин. ватной изоляции	Ду 50÷250 мм	$1,7\div 5 \cdot 10^{-5}$
Магистральные сети старше 10 лет, проложенные бесканальным способом с применением мин. ватной изоляции	Ду 200÷700 мм	$1 \cdot 10^{-5}$
Участки тепловой сети, с применением ППУ изоляции, не старше 10 лет	Ду 50÷500 мм	$5,7 \cdot 10^{-6}$

Результаты расчетов вероятностных показателей надежности для магистральных трубопроводов, выполненный с использованием ГИС Zulu расчетный модуль «Zulu-Thermo», представлены в таблице В.6. и на рисунке В.2.

Результаты расчетов показали, что вероятность безотказной работы магистральных трубопроводов соответствует нормативной величине.

Расчет вероятностных показателей надежности потребителей рассчитан при условии подачи теплоносителя по одному вводу (существующая схема подачи тепла) приведены в таблице В.7 и на рисунке В.2



Таблица В.6–Вероятностные показатели надежности для магистральных трубопроводов

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Средняя интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Период эксплуатации, лет	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа
УТ9-3	УТ9-4	100	0,365	1,00E-05	18	20,9	2,29E-05	2,30E-06	4,77E-05
УТ9-4а	УТ9-8	296	0,4	1,00E-05	18	16,66	2,29E-05	6,80E-06	0,0001126
УТ9-2	УТ9-3	240	0,4	1,00E-05	18	16,66	2,29E-05	5,50E-06	9,13E-05
УТ9-1	УТ9-1А	75	0,4	1,00E-05	18	16,66	2,29E-05	1,70E-06	2,85E-05
УТ9-1А	УТ9-2	156	0,4	1,00E-05	18	16,66	2,29E-05	3,60E-06	5,93E-05
УТ9-5	УТ9-6	325	0,25	1,00E-05	10	13,79	2,00E-05	6,50E-06	8,94E-05
УТ9-6	ЦТП2	192,42	0,25	1,00E-05	10	13,79	2,00E-05	3,80E-06	5,29E-05
УТ9-4	УТ9-5	58	0,3	1,00E-05	10	14,72	2,00E-05	1,20E-06	1,70E-05
УТ-7	ЦТП48	115	0,25	1,00E-05	10	13,79	2,00E-05	2,30E-06	3,16E-05
УТ9-5А		48	0,1	1,00E-05	10	6,7	2,00E-05	1,00E-06	6,40E-06
УТ9-1	ЦТП3	168	0,2	1,00E-05	10	12,9	2,00E-05	3,40E-06	4,32E-05
	УТ9-5Б	139	0,08	1,00E-05	10	5,8	2,00E-05	2,80E-06	1,61E-05
УТ9-2	ЦТП1	144	0,25	1,00E-05	10	13,79	2,00E-05	2,90E-06	3,96E-05
УТ9	УТ9-1	81	0,4	1,00E-05	18	16,66	1,30E-05	1,10E-06	1,78E-05
УТ9	УТ9-1	1	0,4	1,00E-05	18	16,66	1,30E-05	1,10E-06	1,78E-05
УТ9-5	УТ9-5А	450	0,2	5,70E-06	4	12,9	1,14E-05	5,10E-06	6,60E-05

**Таблица В.7-** Расчет вероятностных показателей надежности потребителей НГРЭС

Наименование потребителя	Суммарная тепловая нагрузка на ЦТП, Гкал/час	Путь, пройденный от источника, м	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Минимально допустимая температура, °С	Вероятность безотказной работы потребителей	Коэффициент готовности потребителей
<b>ЦТП 2</b>	<b>12,2</b>	<b>8099</b>	<b>60</b>	<b>12</b>	<b>0,88</b>	<b>0,99</b>
<b>ЦТП 3</b>	<b>1,1</b>	<b>7120</b>	<b>60</b>	<b>12</b>	<b>0,86</b>	<b>0,99</b>
ЦТП 48	2,9	7795	60	12	0,90	0,99
ЦТП 47	5,7	7355	60	12	0,92	0,99
<b>ЦТП 1</b>	<b>6,6</b>	<b>7327</b>	<b>60</b>	<b>12</b>	<b>0,87</b>	<b>0,99</b>
<b>ЦТП 13</b>	<b>5,5</b>	<b>7179</b>	<b>60</b>	<b>12</b>	<b>0,87</b>	<b>0,99</b>

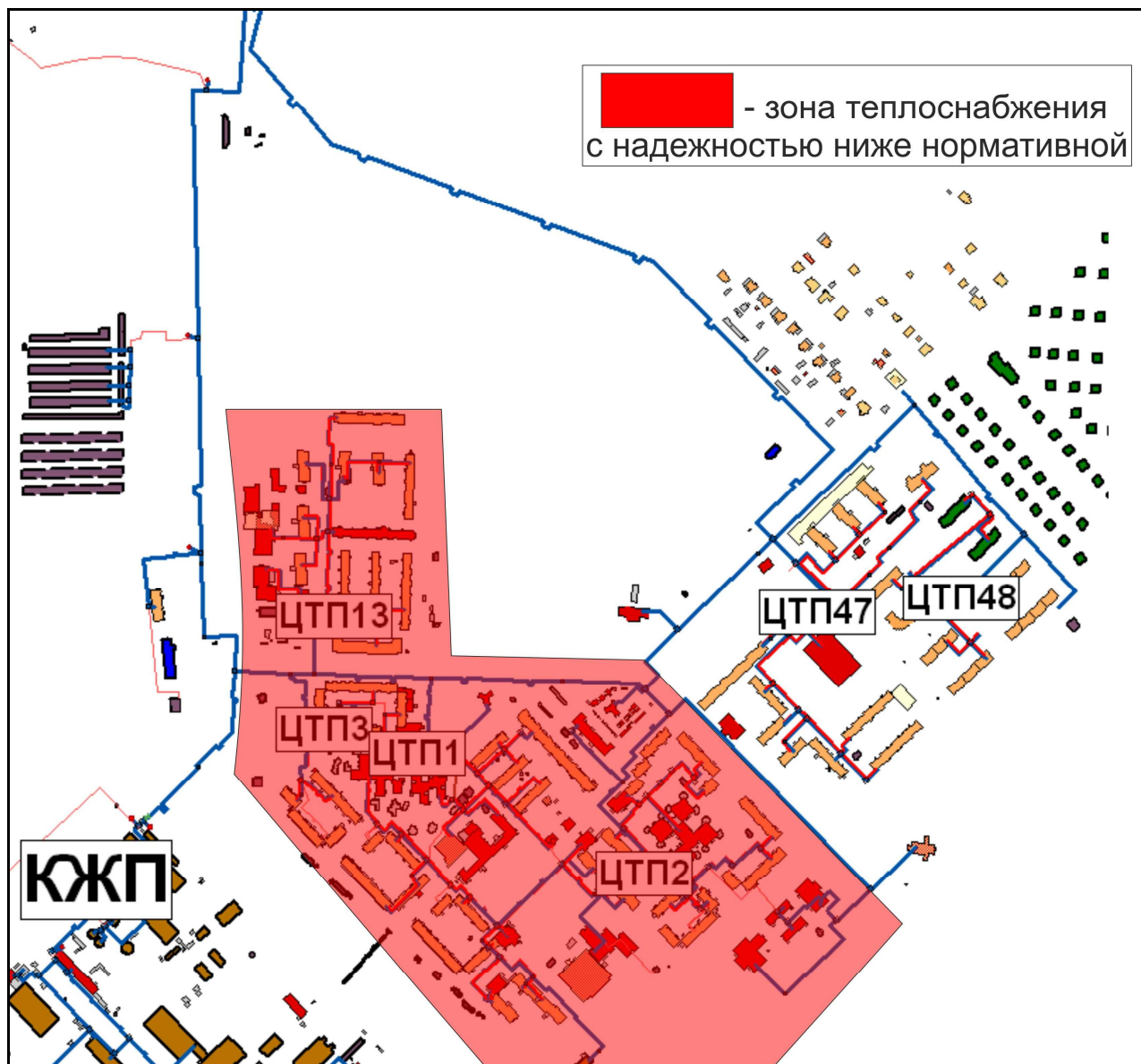


Рисунок В.2- Зоны теплоснабжения с надежностью ниже нормативной

Результаты расчетов показали что при существующей схеме теплоснабжения п.г.т. Излучинск вероятность безотказной работы потребителей, подключенных к ЦТП 1, ЦТП 2, ЦТП 3, ЦТП 13 ниже нормативной величины(0,9).

Для обеспечения надежности теплоснабжения всех потребителей поселка городского типа Схемой рекомендуется подача теплоносителя одновременно по двум вводам.

Результаты расчета вероятности безотказной работы потребителей при подаче тепла в поселение по двум вводным магистралям приведены в таблице В.8.

**Таблица В.8- Расчет вероятностных показателей надежности потребителей НГРЭС**

Наименование потребителя	Суммарная тепловая нагрузка на ЦТП, Гкал/час	Путь, пройденный от источника, м	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Минимально допустимая температура, °С	Вероятность безотказной работы потребителей	Коэффициент готовности потребителей
ЦТП 2	12,2	8099	60	12	0,97	0,99
ЦТП 3	1,1	7120	60	12	0,99	0,99
ЦТП 48	2,9	7795	60	12	0,97	0,99
ЦТП 47	5,7	7355	60	12	0,99	0,99
ЦТП 1	6,6	7327	60	12	0,99	0,99
ЦТП 13	5,5	7179	60	12	0,99	0,99

### Анализ перспективной надежности

Перспективные потребители, в основном, размещаются в п.г.т. Излучинск, в зоне существующего теплоснабжения.

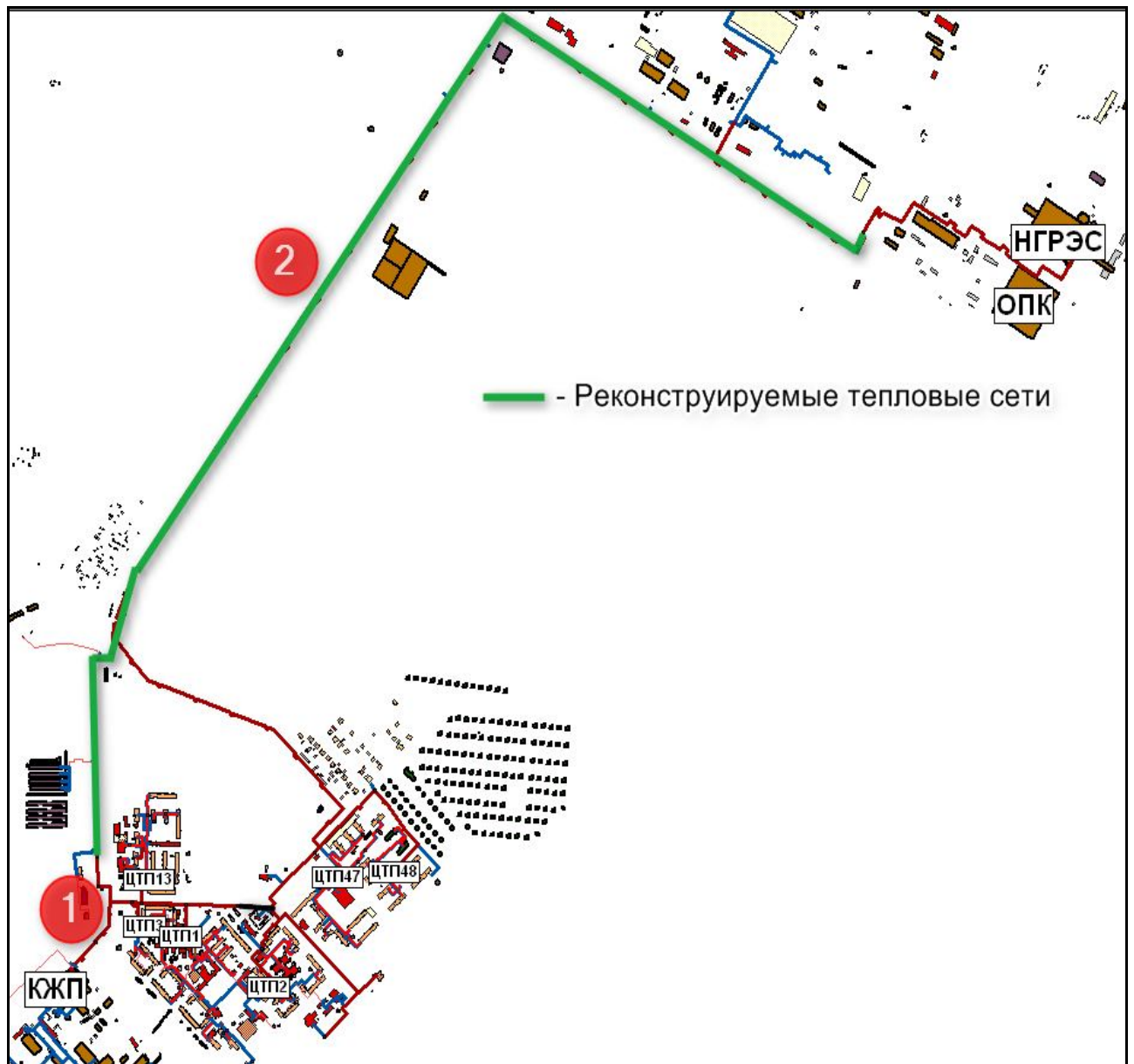
К расчетному 2028 году тепломагистраль от НГРЭС, проложенная в 1990 году, отработает более 30 лет, что приведет к резкому снижению ее надежности.

Для повышения показателей надежности как существующих, так и перспективных потребителей, Схемой предлагается выполнить мероприятия, приведенные в таблице В.9 и на рисунке В.3.

**Таблица В.9**– Перечень мероприятий по повышению надежности

№ пп	Мероприятие	Диаметр, мм	Протяженность, км	Год планируемой реализации
1	Открытие второго ввода от УТ9	-	-	2014
2	Реконструкция магистрали от т.А НГРЭС до УТ6	800	6,6	2020-2028

Расчет перспективных показателей надежности потребителей при условии выполнения мероприятий, приведенных в таблице В.9., представлены в таблице В.10. и на рисунке В.4.

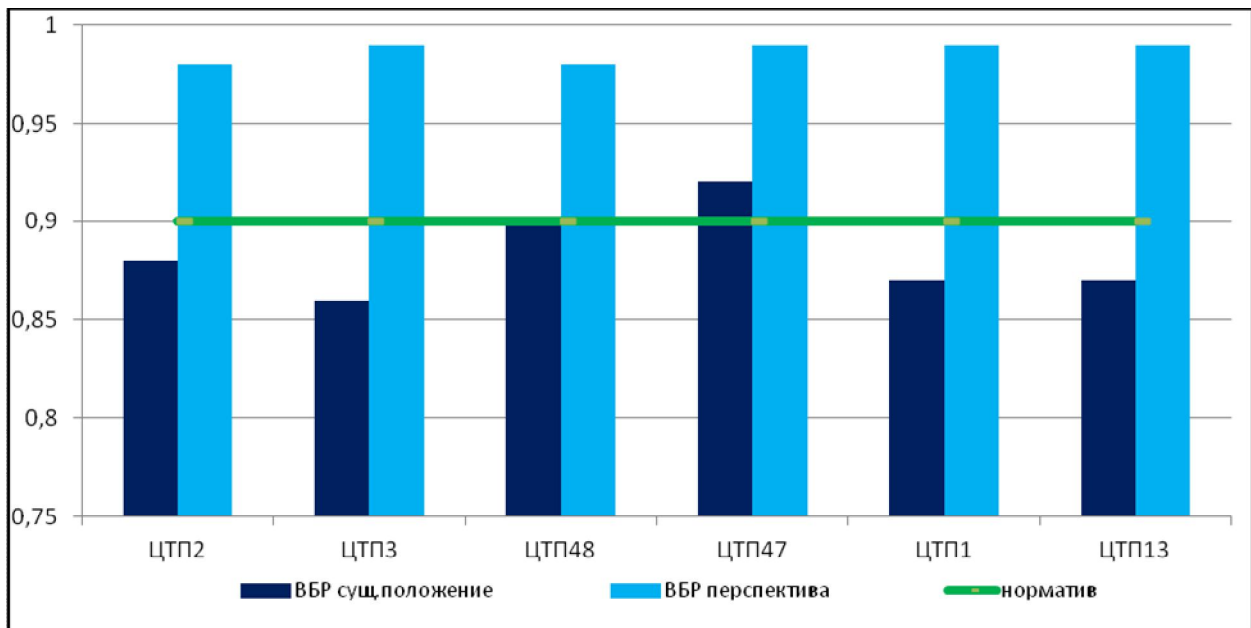


**Рисунок В.3 - Участки тепловых сетей, реконструкция и строительство которых намечается для повышения надежности**

**Таблица В.10-** Расчет перспективных показателей надежности потребителей зоны теплоснабжения Нижневартовской ГРЭС (сравнение с существующим положением)

Наименование узла	Суммарная тепловая нагрузка на ЦТП, Гкал/час	Путь, пройденный от источника, м	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Минимально допустимая температура, °С	Существующие показатели надежности		Перспективные показатели надежности	
					Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
ЦТП2	12,2	8099	60	12	0,88	0,99	0,98	0,99
ЦТП3	1,1	7120	60	12	0,86	0,99	0,99	0,99
ЦТП48	2,9	7795	60	12	0,9	0,99	0,98	0,99
ЦТП47	5,7	7355	60	12	0,92	0,99	0,99	0,99
ЦТП1	6,6	7327	60	12	0,87	0,99	0,99	0,99
ЦТП13	5,5	7179	60	12	0,87	0,99	0,99	0,99





**Рисунок В.4-** Вероятность безотказной работы перспективных потребителей

Как видно из приведенных расчетов (таблица В.10 и рисунок В.4), все потребители зоны теплоснабжения Нижневартовской ГРЭС имеют вероятность безотказной работы в пределах нормативной величины.

Высокая надежность системы теплоснабжения п.г.т Излучинск обеспечивается наличием резервной котельной КЖП в непосредственной близости от жилого района.

В 2006 году ЗАО «Проектно-инженерный центр УралТЭП» выполнена работа «Нижневартовская ГРЭС. Теплоснабжение поселка Излучинск» в которой рассмотрены два варианта резервирования п.г.т. Излучинск:

Вариант 1 – от котельной ОКП;

Вариант 2 – за счет строительства нового трубопровода 2 Ду 600 мм от НГРЭС до жилого района протяженностью 3 км.

На основании проведенных расчетов к реализации был рекомендован вариант 1, предусматривающий сохранение существующей схемы теплоснабжения от НГРЭС с котельной ОКП.

**Приложение Г (на листах 153-154)**

**Прогнозы приростов потребления тепловой энергии каждым общественным зданием с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам по этапам расчетного периода**

Таблица Г.1

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде по расчетным этапам, Гкал/ч											
	Всего за 2014-2028 гг., в том числе по годам			2014 год			2015 год			2016 год		
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
<b>г.п. Излучинск</b>	2,281	0,182	2,463	0,515	0,015	0,530	0	0	0	0	0	0
из них												
<b>п.г.т. Излучинск</b>	2,168	0,152	2,320	0,495	0,015	0,510	0	0	0	0	0	0
1:01:01	0,073	0,003	0,076	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Рынок с мини-цехом по переработки мяса	0,073	0,003	0,076	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:02:01	0,004	0,000	0,004	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Магазин смешанных товаров	0,004	0,000	0,004	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:04:01	0,327	0,004	0,331	0,220	0,002	0,223	0	0	0	0	0	0
Детский сад	0,085	0,001	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Детский сад, ул. Молодежная	0,220	0,002	0,223	0,220	0,002	0,223	0	0	0	0	0	0
Магазин смешанных товаров	0,011	0,000	0,011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Магазин смешанных товаров	0,011	0,000	0,011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:04:02	0,109	0,016	0,125	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Досуговый центр	0,109	0,016	0,125	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:05:01	0,342	0,055	0,397	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Школа	0,218	0,001	0,219	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Комплекс "Центральная районная библиотека"	0,124	0,054	0,178	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:05:02	0,623	0,050	0,673	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Баня	0,064	0,024	0,088	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Гостиница	0,087	0,005	0,092	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Комбинат бытового обслуживания	0,021	0,000	0,021	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Магазин смешанных товаров	0,029	0,001	0,030	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Магазин смешанных товаров	0,004	0,000	0,004	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Магазин смешанных товаров	0,004	0,000	0,004	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Мечеть соборная	0,280	0,000	0,280	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Многофункциональный спорткомплекс (крытый каток-корт)	0,135	0,019	0,154	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:07:01	0,279	0,003	0,283	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Детский сад	0,152	0,002	0,154	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Детский сад	0,127	0,001	0,128	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:11:04	0,051	0,000	0,051	0,051	0,0002	0,051	0	0	0	0	0	0
корпус МНОУ Детский дом-школа "Надежда"	0,051	0,000	0,051	0,051	0,0002	0,051	0	0	0	0	0	0
1:12:01	0,087	0,005	0,092	0	0	0	0	0	0	0	0	0
База отдыха	0,087	0,005	0,092	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:15:01	0,047	0,003	0,049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Специальный дом для одиноких престарелых	0,047	0,003	0,049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:17:01	0,226	0,012	0,238	0,224	0,012	0,236	0	0	0	0	0	0
Лыжная база (комплекс лыжного спорта)	0,002	0,000	0,002	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Жилой корпус окружного психоневрологического интерната	0,224	0,012	0,236	0,224	0,012	0,236	0	0	0	0	0	0
<b>с. Большетархово</b>	0,113	0,030	0,143	0,020	0,000	0,020	0	0	0	0	0	0
2:01:03	0,042	0,000	0,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Детский сад	0,042	0,000	0,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:02:07	0,011	0,024	0,035	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ветлечебница (Приемный пункт прачечной и химчистки)	0,011	0,024	0,035	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:02:11	0,039	0,006	0,045	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Спортивный зал	0,039	0,006	0,045	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:04:01	0,020	0,000	0,020	0,020	0,000	0,020	0	0	0	0	0	0
Фельдшерско-акушерский пункт	0,020	0,000	0,020	0,020	0,000	0,020	0	0	0	0	0	0

Окончание таблицы Г.1

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде по расчетным этапам, Гкал/ч											
	2017 год			2018 год			2019-2023 годы			2024-2028 годы		
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	всего
<b>г.п.Излучинск</b>	0,327	0,003	0,329	0	0	0	0	0	0	1,439	0,164	1,603
из них												
<b>п.г.т. Излучинск</b>	0,327	0,003	0,329	0	0	0	0	0	0	1,347	0,134	1,481
1:01:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,073	0,003	0,076
Рынок с мини-цехом по переработки мяса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,073	0,003	0,076
1:02:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,004	0,000	0,004
Магазин смешанных товаров	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,004	0,000	0,004
1:04:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,107	0,002	0,108
Детский сад	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,085	0,001	0,086
Детский сад, ул. Молодежная	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Магазин смешанных товаров	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,011	0,000	0,011
Магазин смешанных товаров	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,011	0,000	0,011
1:04:02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,109	0,016	0,125
Досуговый центр	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,109	0,016	0,125
1:05:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,342	0,055	0,397
Школа	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,218	0,001	0,219
Комплекс "Центральная районная библиотека"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,124	0,054	0,178
1:05:02	0,28	0	0,28	0	0	0	0	0	0	0,343	0,050	0,393
Баня	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,064	0,024	0,088
Гостиница	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,087	0,005	0,092
Комбинат бытового обслуживания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,021	0,000	0,021
Магазин смешанных товаров	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,029	0,001	0,030
Магазин смешанных товаров	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,004	0,000	0,004
Магазин смешанных товаров	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,004	0,000	0,004
Мечеть соборная	0,28	0	0,28	-	0	0	0	0	0	-	-	0
Многофункциональный спортивный комплекс (крытый каток-корт)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,135	0,019	0,154
1:07:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,279	0,003	0,283
Детский сад	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,152	0,002	0,154
Детский сад	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,127	0,001	0,128
1:11:04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
корпус МНОУ Детский дом-школа "Надежда"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:12:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,087	0,005	0,092
База отдыха	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,087	0,005	0,092
1:15:01	0,047	0,003	0,049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Специальный дом для одиноких престарелых	0,047	0,003	0,049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:17:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,002	0	0,002
Лыжная база (комплекс лыжного спорта)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,002	0	0,002
Жилой корпус окружного психоневрологического интерната	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>с. Большетархово</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,093	0,030	0,123
2:01:03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,042	0,000	0,043
Детский сад	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,042	0,000	0,043
2:02:07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,011	0,024	0,035
Ветлечебница (Приемный пункт прачечной и химчистки)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,011	0,024	0,035
2:02:11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,039	0,006	0,045
Спортивный зал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,039	0,006	0,045
2:04:01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фельдшерско-акушерский пункт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## Термины и сокращения

Аббревиатура	Определение
ВПУ	Водоподготовительная установка
ГВС	Горячее водоснабжение
ГПА	Газопоршневой агрегат
ГТУ	Газотурбинная установка
ЖКС	Жилищно-коммунальный сектор
ИТГ	Индивидуальный теплогенератор
ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
ППУ	Пенополиуретановая изоляция и полиэтиленовая оболочка
ТК	Тепловая камера
ТП	Тепловой пункт
ТЭР	Топливо-энергетические ресурсы
ХВО	Химическая водоочистка
ЦТП	Центральный тепловой пункт
ЭМСТ	Электронная модель системы теплоснабжения