



Схема теплоснабжения муниципального образования
г. Набережные Челны по 2036 год

Обосновывающие материалы

Глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения

Оглавление

1. Общие положения	3
2. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения	4
2.1. Переключение потребителей котельной ООО «Камгэс - ЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».....	4
2.2. Оценка целесообразности повышения температурного графика отпуска тепловой энергии в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».....	9
2.3. Оценка целесообразности сохранения существующего распределения тепловых нагрузок между НЧ ТЭЦ и Котельным Цехом БСИ.....	23
2.4. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для перспективных потребителей, выбравших вариант подключения через включение мероприятий в схему теплоснабжения.....	41

1 Общие положения

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (ПП РФ № 154 от 22.02.2012) для формирования нескольких вариантов развития системы теплоснабжения г. Набережные Челны, из которых будет отобран рекомендуемый вариант развития системы теплоснабжения.

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания, обоснования отбора и представления заказчику нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант. Выбор рекомендуемого варианта выполняется на основе технико-экономического сравнения вариантов перспективного развития системы теплоснабжения.

Каждый вариант развития системы теплоснабжения должен обеспечивать покрытие перспективного спроса на тепловую мощность.

Мастер-план при рассмотрении нескольких вариантов развития основывается на:

1) Решениях по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

2) Решениях «Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Татарстан на 2021г с перспективой по 2026год»

3) Решениях о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности в соответствии с постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №437 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;

4) Решениях по строительству объектов с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, утвержденных в соответствии с договорами поставки мощности.

5) Решениях по строительству объектов генерации тепловой энергии, утвержденных в программах газификации поселение, городских округов.

Необходимо отметить, что существующий источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии НЧ ТЭЦ полностью покрывает перспективные потребности в тепловой энергии и тепловой мощности города Набережные Челны. Предложений по строительству новых источников тепловой энергии не предусмотрено. Решений, в отношении источников централизованного теплоснабжения в г. Набережные Челны, об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей не принималось. Вся перспективная нагрузка подключается к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Набережночелнинской ТЭЦ. Эти решения являются безальтернативными.

2 Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

В Мастер-плане Схемы теплоснабжения рассматриваются следующие варианты перспективного развития системы теплоснабжения города Набережные Челны:

1. Переключение потребителей котельной ООО «Камгэс - ЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».
2. Оценка целесообразности повышения температурного графика отпуска тепловой энергии в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».
3. Оценка целесообразности сохранения существующего распределения тепловых нагрузок между НЧ ТЭЦ и Котельным Цехом БСИ.

2.1. Переключение потребителей котельной ООО «Камгэс - ЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

В связи с прохождением процедуры банкротства ООО «КамгэсЗЯБ» и прекращением эксплуатации котельной данной организации, к которой был подключен 21 потребитель тепловой энергии, в том числе 3 жилых дома и 9 бюджетных организаций, филиалом АО «Татэнерго» «НЧТС» с целью переключения данного района на источник с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии НЧТЭЦ в 2021 году было построено 1520,4 п.м тепловых сетей диаметром 325 и 273 мм. реконструировано с увеличением диаметра до 426 мм 513,6 п.м трубопроводов.

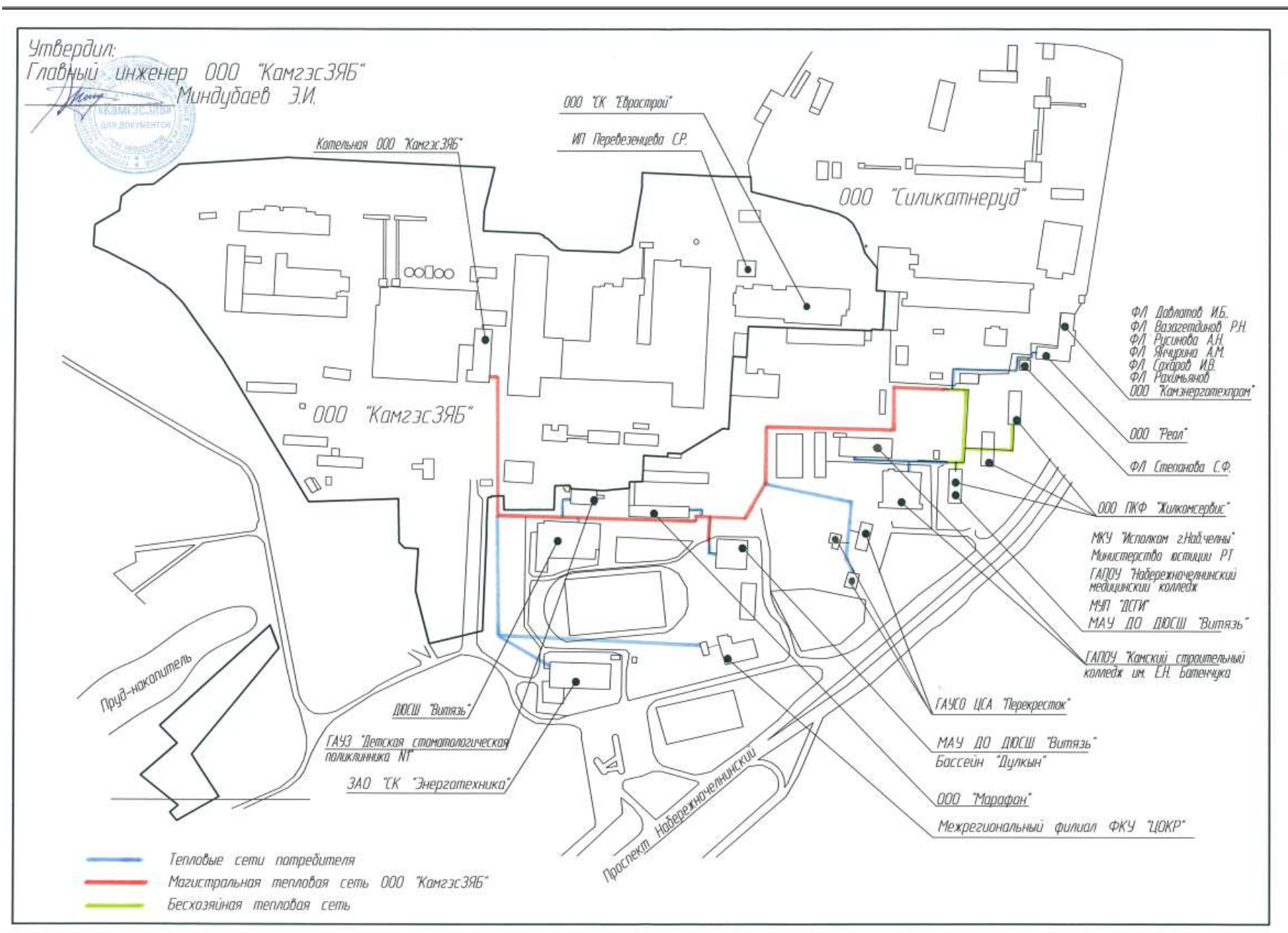
Схема подключения потребителей ООО «Камгэс – ЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС» приведена на рис. 2.1.

В связи с фактическим выполнением мероприятия по переключению потребителей котельной ООО «Камгэс - ЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС», оно является безальтернативным.

При этом в связи с реализацией мероприятия необходимо предусмотреть следующее. Соединение с тепловыми сетями района ООО «КамгэсЗЯБ» выполнено в бесхозяйные тепловые сети в районе жилого дома ЗЯБ-3. Бесхозяйные тепловые сети признаны таковыми постановлением Исполнительного комитета г.Набережные Челны № 6798 от 10.11.2014г. и переданы на обслуживание ООО «КамгэсЗЯБ». Тепловые сети выполнены в надземно-подземном исполнении, находятся в неудовлетворительном состоянии и имеют протяжённость порядка 225-270 м в двухтрубном исчислении с диаметрами 76, 89, 108, 125, 273 мм. К данным сетям подключено 3 жилых дома, Камский строительный колледж и 9 прочих потребителей.

Для надежного теплоснабжения всех потребителей указанного района необходимо в 2022 году выполнить строительство новых тепловых сетей, взамен бесхозяйных участков, в указанном районе.

Рис. 2.1 Схема подключения потребителей ООО «Камгэс – ЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС».



Расчет гидравлического режима после выполнения подключения к тепловым сетям «НЧТС» с перспективной нагрузкой 2021 года приведен ниже.

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1216.837, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	703.842, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	103.461, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	257.436, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.093, Гкал/ч
Расход тепла на обобщенных потребителей	34.413, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	58.32482, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	31.41730, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.464, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	8.092, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	2.483, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	20452.895, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	20089.009, т/ч
Суммарный расход на подпитку	363.886, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	13665.942, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1748.378, т/ч
Расход воды на обобщенные потребители	792.526, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	4085.846, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	154.141, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	153.712, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	47.936, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	163.095, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	143.095, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °С
Температура в обратном трубопроводе	55.402, °С.

Рис. 2.2 Пьезометрический график до удаленного потребителя по ул. Набережночелнинский пр-т, 19 в КамгэсЗЯБ

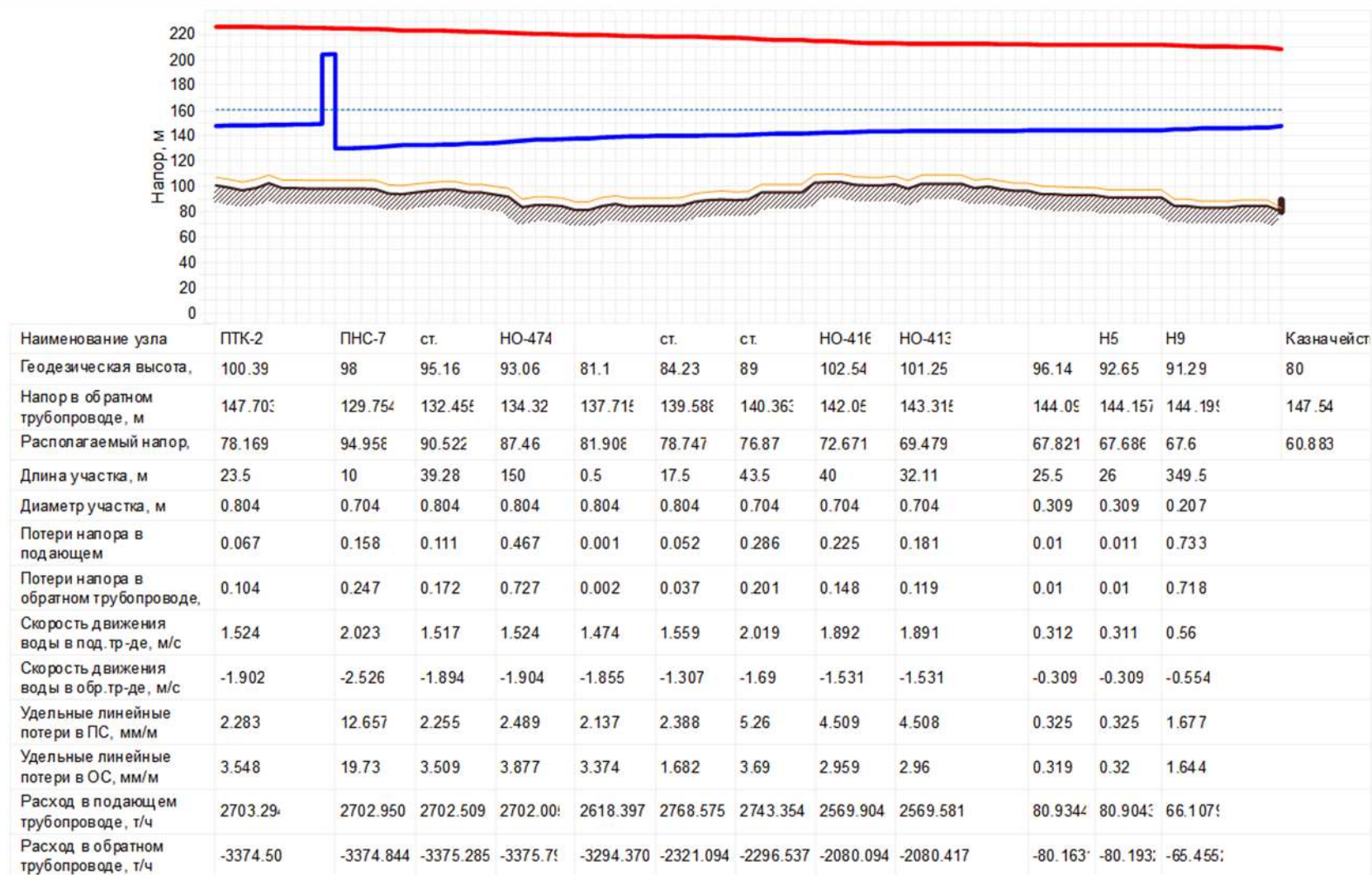
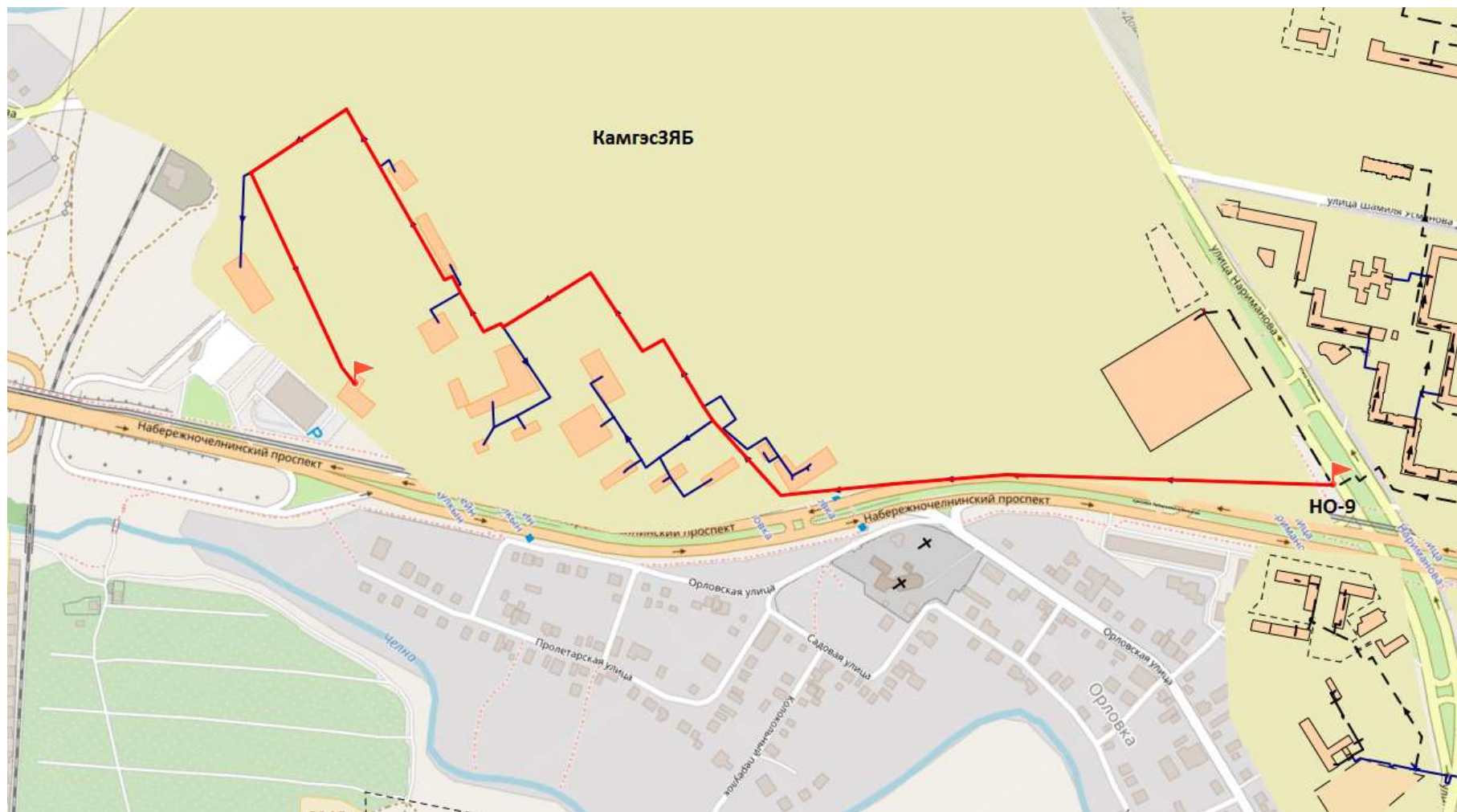


Рис. 2.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя по ул. Набережночелнинский пр-т, 19 в КамгэсЗЯБ



Тепловые сети ООО «КамгэсЗЯБ» имеют протяжённость более 800 м (без учета тепловых сетей до непосредственно Котельной) и включают в себя трубопроводы диаметрами 76, 89, 108, 159, 273 мм, выполненные в надземном исполнении. К ним подключены 5 бюджетных организаций и 3 прочих потребителя. По информации «НЧТС» данные тепловые сети находятся в неудовлетворительном состоянии. Данный факт существенно влияет на надежность и безотказность их работы в будущие отопительные периоды. Так как ООО «КамгэсЗЯБ» находится в стадии банкротства, то обслуживание тепловых сетей уже не ведется. Персонал уволен. Проходит процесс инвентаризации имущества.

Вопрос по тепловым сетям ООО «КамгэсЗЯБ» необходимо рассматривать после завершения процедуры банкротства и определения собственника с учетом их крайне неудовлетворительного состояния. Технические коридоры для прокладки новых тепловых сетей до потребителей в районе ООО «КамгэсЗЯБ» отсутствуют. Возможна лишь подземная прокладка в коридоре существующих надземных тепловых сетей ООО «КамгэсЗЯБ».

Необходимо отметить, что потребители котельной получали тепловую энергию по температурному графику 95/70°C. В результате переключения на тепловые сети АО «Татэнерго» проектный температурный график составит 150/70°C с количественным регулированием подачи теплоносителя при достижении 114°C.

В случае отсутствия на теплопотребляющих установках потребителей котельной устройств смешения подача теплоносителя от НЧТЭЦ не представляется возможным.

В целях обеспечения переключения потребителей котельной до начала отопительного периода 2021/2022 необходима установка узлов смешения у всех потребителей.

2.2. Оценка целесообразности повышения температурного графика отпуска тепловой энергии в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

Утвержденным планом развития систем теплоснабжения предусматривается сохранение существующего режима отпуска тепловой энергии 150-70°C с верхней срезкой на 114°C до 2025г., с 2026 переход на график 150- 70°C с верхней срезкой 126°C и повышение верхней срезки до 130°C к2034году.

Сохранение существующего режима до 2023 г. связано, в первую очередь, с отсутствием необходимости, т.к. пропускная способность тепловых сетей обеспечивает необходимое количество теплоносителя для надежного теплоснабжения потребителей, во вторых, при испытании тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя выявлены компенсаторы с недостаточной компенсирующей способностью, для приведение которых в нормативное состояние требуется время.

До начала 2000 годов тепловые сети города эксплуатировались с температурным графиком отпуска тепловой энергии 150 - 70°C с максимальными температурами теплоносителя

в подающем трубопроводе 130°C и выше, и переход сетей с температур 114°C на более высокие не приводит к необходимости финансовых вложений.

Преимущества:

- возможность обеспечения тепловой энергией потребителей при расчётной температуре наружного воздуха -31°C от более эффективного источника с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (НЧ ТЭЦ);

- сниженные расходы сетевой воды для обеспечения потребителей тепловой энергией и как следствие снижение затрат электрической энергии на транспортировку теплоносителя.

Недостатки:

- верхний предел температур в подающем трубопроводе близок к максимальному значению по допустимым условиям эксплуатации трубопроводов с ППУ изоляцией;

- увеличение тепловых потери через изоляцию трубопроводов.

Технико-экономическая оценка целесообразности перехода к повышенному температурному графику определялась по следующей методике.

Для обоснования выбора температурного графика рассчитывается показатель совокупных приведенных капитальных и текущих затрат на создание и эксплуатацию системы теплоснабжения:

$$Z_{\Sigma} = KЗ + \sum_{i=1}^n \frac{(1+e)^i}{(1+d)^i} \cdot \mathcal{E}_i$$

где:

$KЗ$ - капитальные затраты в системе теплоснабжения, млн. руб.

\mathcal{E} - годовые текущие затраты на эксплуатацию системы теплоснабжения на i году горизонта расчета, млн. руб./год

n - горизонт расчета инвестиционного проекта, лет

e - инфляция, %

d - коэффициент дисконтирования, %

Оптимальному температурному графику соответствует минимальное значение показателя.

Показатели $KЗ$ и \mathcal{E} рассчитываются для следующих элементов системы теплоснабжения: источники, тепловые сети. Таким образом, показатель Z_{Σ} агрегирует совокупные затраты на теплоснабжение.

Капитальные затраты в системе теплоснабжения в расчете определены на период действия Схемы теплоснабжения, до 2036 года.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в разрезе следующих статей:

Источники теплоснабжения:

- топливо;
- электрическая энергия на технологические нужды источника;
- затраты на оплату труда производственного персонала с начислениями.

Тепловые сети:

- электрическая энергия на передачу тепловой энергии;
- затраты на оплату труда производственного персонала с начислениями.

Результаты расчета совокупных капитальных и текущих затрат по системе теплоснабжения приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1.

Показатель	Существующий температурный график	Повышенный температурный график	Пояснения по изменению
Капитальные вложения по источникам теплоснабжения, млн. руб.	2 535,48	2 535,48	При повышении температурного графика отсутствует необходимость дополнительных мероприятий по источникам
Капитальные вложения по тепловым сетям, млн. руб.	16 881,94	14 403,16	При существующем температурном графике - дополнительные объемы перекладки тепловых сетей с увеличением диаметров
Эксплуатационные затраты по источникам теплоснабжения, млн. руб., в том числе:	2 584,59	2 747,76	
топливо, млн. руб.	2 175,91	2 339,10	Увеличение потерь тепловой энергии в тепловых сетях
электрическая энергия на технологические нужды источника, млн. руб.	1,93	1,91	Снижение объема перекачиваемой воды

затраты на оплату труда производственного персонала с начислениями, млн. руб.	406,75	406,75	Влияние отсутствует
Эксплуатационные затраты по тепловым сетям, млн. руб., в том числе:	408,41	400,66	
электрическая энергия на передачу тепловой энергии, млн. руб.	82,50	74,76	Снижение объема перекачиваемой воды
затраты на оплату труда производственного персонала с начислениями, млн. руб.	325,90	325,90	Влияние отсутствует

Из условий минимизации капитальных и текущих затрат по системе теплоснабжения выбран вариант соответствующий утвержденной схеме теплоснабжения - сохранение существующего режима отпуска тепловой энергии 150-70°C с верхней срезкой на 114°C до 2025г., с 2026 переход на график 150- 70°C с верхней срезкой 126°C и повышение верхней срезки до 130°C к2034году.

При этом необходимо отметить, что определяющим фактором выбора является значительные капитальные вложения по обеспечению пропускной способности тепловых сетей, необходимость которых снимается при переходе к повышенному графику. В отрыве от объема капитальных вложений, по величине только эксплуатационных затрат пониженный температурный график оказывается эффективнее.

Ниже приведены результаты гидравлических расчетов тепловых сетей на период да 2036 года.

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1434.088, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	601.630, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	116.350, Гкал/ч
Расход тепла на открытые системы ГВС	0.005, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	267.566, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.019, Гкал/ч
Расход тепла на обобщенных потребителях	341.010, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	52.74454, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	24.97216, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	20.17945, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	7.65976, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	1.95285, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	17548.273, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	17167.967, т/ч
Суммарный расход на подпитку	380.306, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	9791.227, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1516.349, т/ч
Суммарный расход воды на систему ГВС (открытая схема)	0.092, т/ч
Расход воды на обобщенные потребители	5213.196, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	853.571, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	166.57292, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	166.49946, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	47.14229, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	130.000, °С
Температура в обратном трубопроводе	49.236, °С

Ограничением при данном режиме для дальнейшего увеличения подключенной нагрузки является располагаемый напор на выходе из ТЭЦ – номинальный режим сетевых насосов-2500м³/час при 180м.

Рис. 2.4 Путь построения пьезометрического графика через НО/ТК-398 до потребителя ЖК Прибрежный до подключения перспективы в 34 микрорайоне

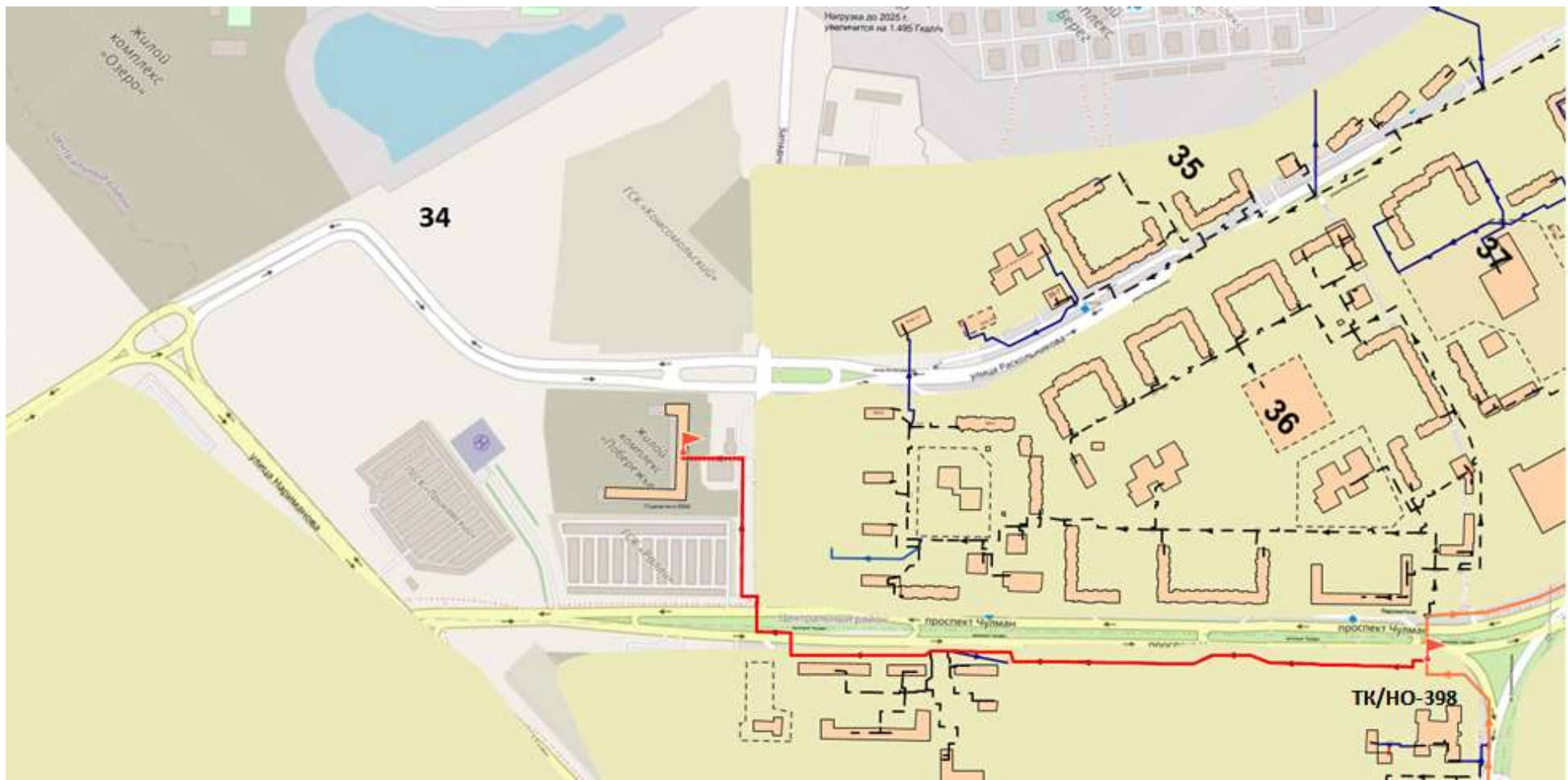
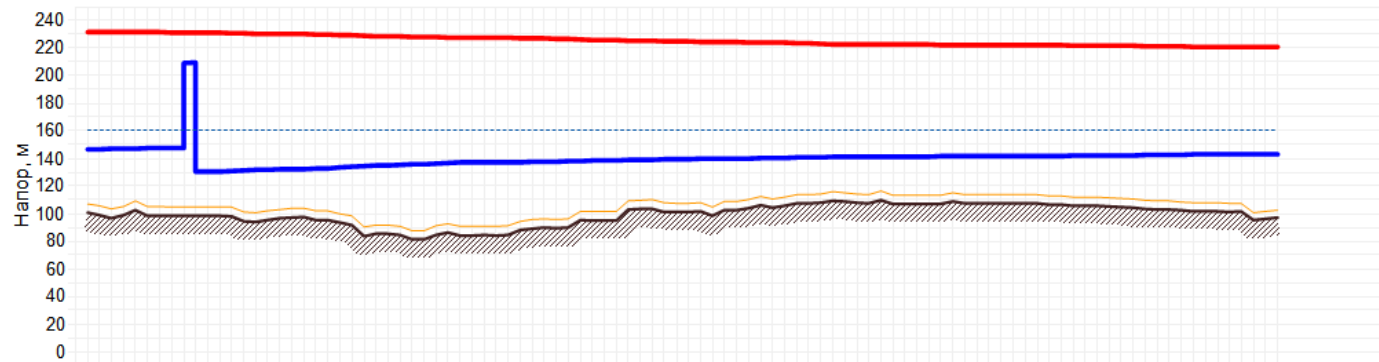


Рис. 2.5 Пьезометрический график через НО/ТК-398 до потребителя ЖК Прибрежный до подключения перспективы в 34 микрорайоне



Наименование узла	ПТК-2	ПНС-7	НО-471	НО-47€	НО-482	НО-48€	разв.	НО-41€	НО-40€		ст.	ст.	ст.	УТ-1	ЖК Прибрежн
Геодезическая высота, м	100.39	98	96.24	83.4	85.9	88.92	94.8	101.25	105.27	106.6€	107.24	106.1	104	101.4€	97
Напор в обратном трубопроводе, м	146.37€	129.90€	131.80€	134.09€	136.37	137.27€	138.29€	139.38€	139.99€	141.0€	141.34€	141.56€	142.01€	142.47€	142.5€
Располагаемый напор, м	85.031	100.90€	97.98€	94.477	91.03€	89.38	87.175	84.761	83.409	81.03€	80.464	80.02	79.12	78.187	77.97€
Длина участка, м	23.5	10	43.56	180.5	150	28	113.5	32.11	146.75	19.1	14.3	25.6	65.7	7.8	
Диаметр участка, м	0.804	0.704	0.804	0.804	0.804	0.704	0.704	0.704	0.704	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	
Потери напора в подающем	0.041	0.053	0.075	0.32	0.205	0.102	0.328	0.093	0.351	0.043	0.032	0.057	0.147	0.008	
Потери напора в обратном трубопроводе,	0.077	0.099	0.141	0.613	0.413	0.091	0.273	0.077	0.287	0.042	0.032	0.057	0.146	0.008	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	1.193	1.583	1.187	1.148	1.052	1.499	1.353	1.352	1.215	0.548	0.548	0.548	0.548	0.37	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-1.634	-2.17	-1.627	-1.592	-1.497	-1.413	-1.234	-1.235	-1.09€	-0.545	-0.545	-0.545	-0.545	-0.368	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.404	4.208	1.386	1.417	1.094	2.912	2.312	2.311	1.913	1.797	1.796	1.796	1.795	0.829	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.623	7.899	2.594	2.715	2.201	2.589	1.927	1.928	1.565	1.777	1.777	1.778	1.779	0.82	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	2115.78€	2115.443	2114.953	2035.882	1868.103	2028.514	1837.744	1837.315	1651.16€	63.097€	63.087€	63.079€	63.063€	42.618€	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-2898.963	-2899.307	-2899.796	-2822.704	-2657.678	-1912.058	-1676.779	-1677.209	-1492.65	-62.739€	-62.749€	-62.757€	-62.773€	-42.398€	

Рис. 2.6 Путь построения пьезометрического графика через НО/ТК-398 до потребителя ЖК «Озеро» после подключения перспективы в 34 микрорайоне

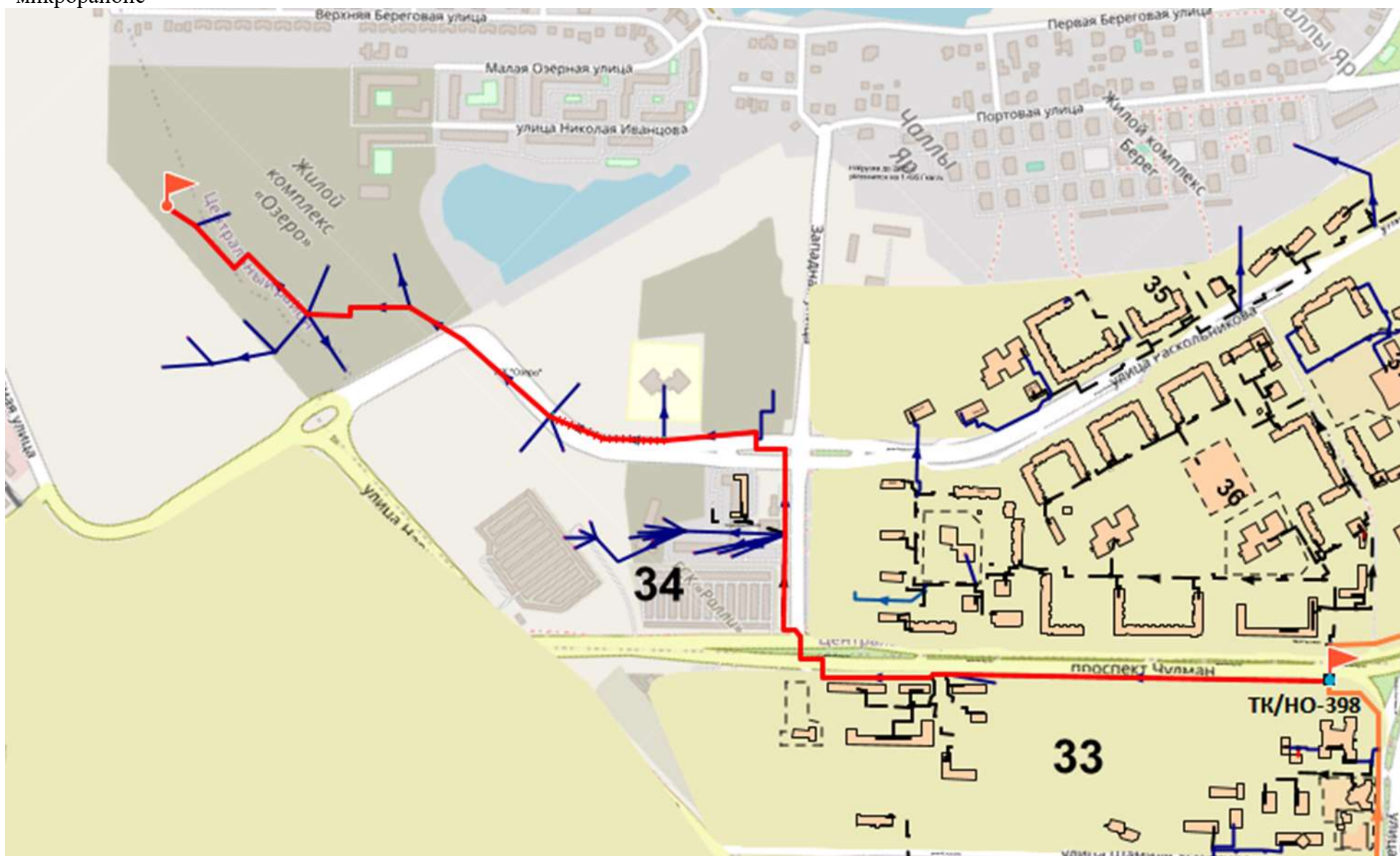
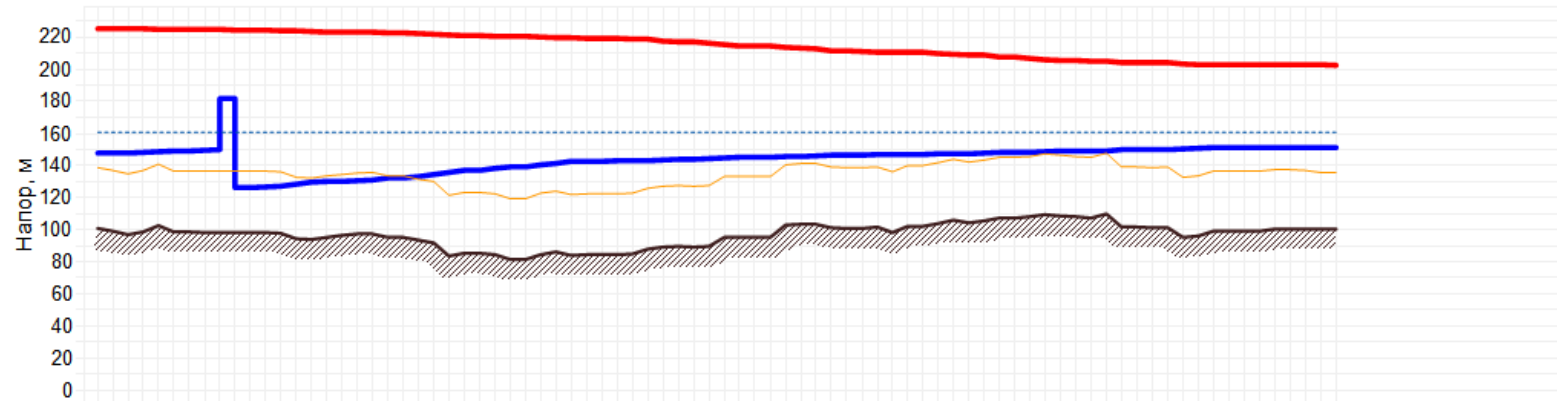


Рис. 2.7 Пьезометрический график через НО/ТК-398 до потребителя ЖК «Озеро» после подключения перспективы в 34 микрорайон



Наименование узла	ПТК-2	ПНС-7	НО-471	НО-476	НО-482	НО-486	разв.	НО-413	НО-403	ст.	УТ-5 (ТК-6)	ЖК Озеро 5 пуск.к-с, ж
Геодезическая высота, м	100.39	98	96.24	83.4	85.9	88.92	94.8	101.25	105.27	107.1	96	100
Напор в обратном трубопроводе, м	147.38	125.78	130.07	135.38	141.24	143.29	144.94	146.50	147.36	148.82	150.74	151.09
Располагаемый напор, м	77.75	98.567	92.915	85.93	78.319	74.181	69.139	64.065	61.152	55.948	52.029	51.326
Длина участка, м	23.5	10	43.56	180.5	150	28	113.5	32.11	146.75	17.7	145.07	
Диаметр участка, м	0.804	0.704	0.804	0.804	0.804	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.408	
Потери напора в подающем	0.054	0.069	0.111	0.431	0.325	0.401	0.875	0.248	0.985	0.107	0.101	
Потери напора в обратном трубопроводе,	0.171	0.22	0.35	1.395	1.132	0.21	0.388	0.11	0.402	0.041	0.101	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	1.371	1.82	1.364	1.334	1.23	2.295	2.214	2.213	2.04	1.936	0.492	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-2.44	-3.24	-2.43	-2.406	-2.302	-1.663	-1.473	-1.473	-1.301	-1.198	-0.49	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.851	5.559	2.037	1.91	1.731	11.448	6.169	6.167	5.368	4.833	0.559	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	5.826	17.595	6.436	6.183	6.037	6.011	2.738	2.739	2.192	1.859	0.555	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	2432.097	2431.753	2431.264	2365.81	2184.703	3105.439	3007.439	3007.010	2771.610	2629.457	225.666	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-4328.873	-4329.217	-4329.707	-4266.240	-4087.878	-2249.890	-2000.516	-2000.945	-1768.107	-1627.45	-224.952	

Рис. 2.8 Путь построения пьезометрического графика до потребителя ж/д 20-05 пр. Фоменко,76 (до реконструкции тепловода 520 от УТ-7 до ТУ-1/1)

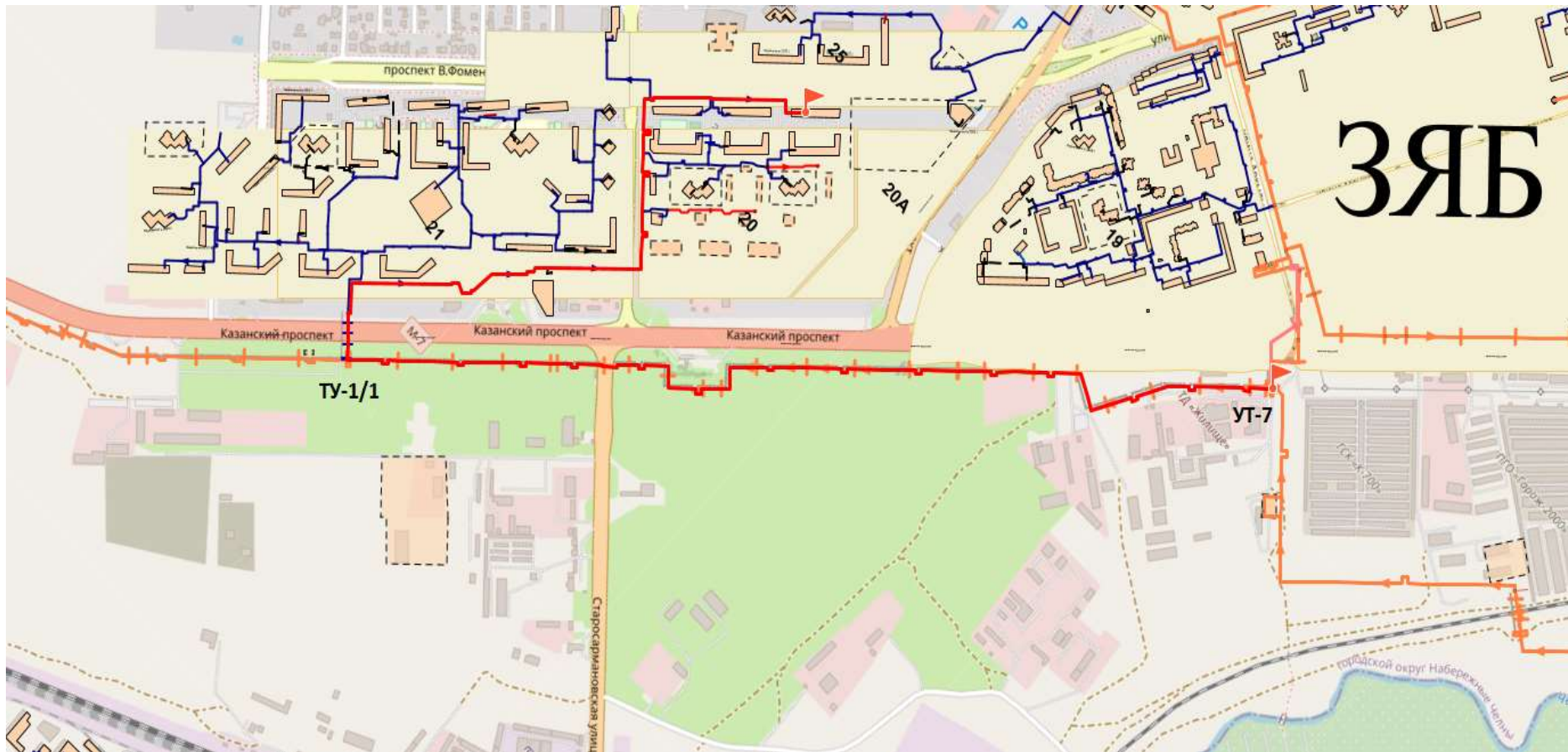
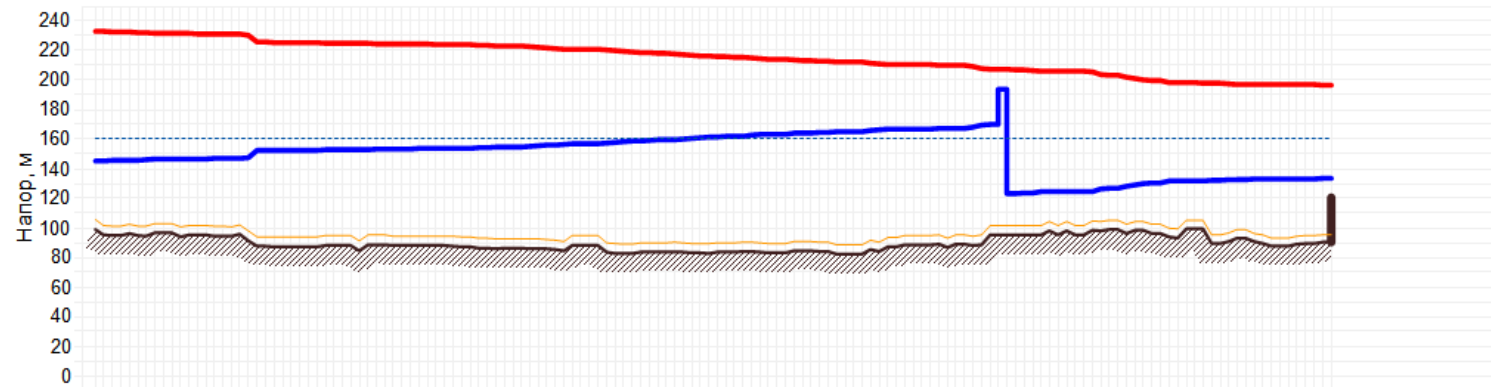


Рис. 2.9 Пьезометрический график до потребителя ж/д 20-05 пр. Фоменко,76 (до реконструкции тепловода 520 от УТ-7 до ТУ-1/1)



Наименование узла	разв.	НО-6	УП	УП	Опуск в зем.	УП	НО-28	УП	компенсат	ПНС-9		ст.	ж/д 20-05	Замелек
Геодезическая высота,	98.85	94.9	87	88.41	87.11	88.08	83.22	82.77	85.13	95	97.72	99	90.04	
Напор в обратном трубопроводе, м	144.814	146.351	152.104	153.021	153.571	156.521	159.981	163.061	165.431	122.941	126.131	131.651	133.14	
Располагаемый напор,	87.85	84.691	72.956	71.071	69.941	63.93	56.889	50.6	45.788	83.828	77.332	66.099	63.115	
Длина участка, м	68	21.2	6.5	16.4	59.3	3.7	127	5.4	221	14.24	197	27.8		
Диаметр участка, м	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.515		
Потери напора в подающем	0.267	0.083	0.025	0.063	0.227	0.012	0.423	0.021	0.845	0.054	0.594	0.02		
Потери напора в обратном трубопроводе,	0.255	0.08	0.024	0.06	0.218	0.012	0.408	0.02	0.816	0.053	0.573	0.02		
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	1.916	1.915	1.914	1.894	1.894	1.893	1.885	1.892	1.891	1.891	1.259	0.55		
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-1.875	-1.875	-1.876	-1.856	-1.856	-1.857	-1.85	-1.858	-1.859	-1.859	-1.236	-0.546		
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	3.138	3.136	3.132	3.067	3.067	2.696	2.666	3.06	3.059	3.056	2.412	0.57		
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.005	3.005	3.009	2.946	2.946	2.594	2.569	2.953	2.954	2.956	2.325	0.563		
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	5259.781	5258.302	5255.381	5200.121	5199.836	5198.29	5196.240	5194.550	5193.331	5191.116	3428.017	399.891		
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-5147.356	-5147.451	-5150.36	-5096.259	-5096.544	-5098.085	-5100.140	-5101.830	-5103.049	-5105.264	-3366.036	-397.303		

Рис. 2.10 Путь построения пьезометрического графика до потребителя ж/д 20-05 пр. Фоменко,76 (после реконструкции тепловода 520 от УТ-7 до ТУ-1/1 и подключения перспективной нагрузки до 2036 года)

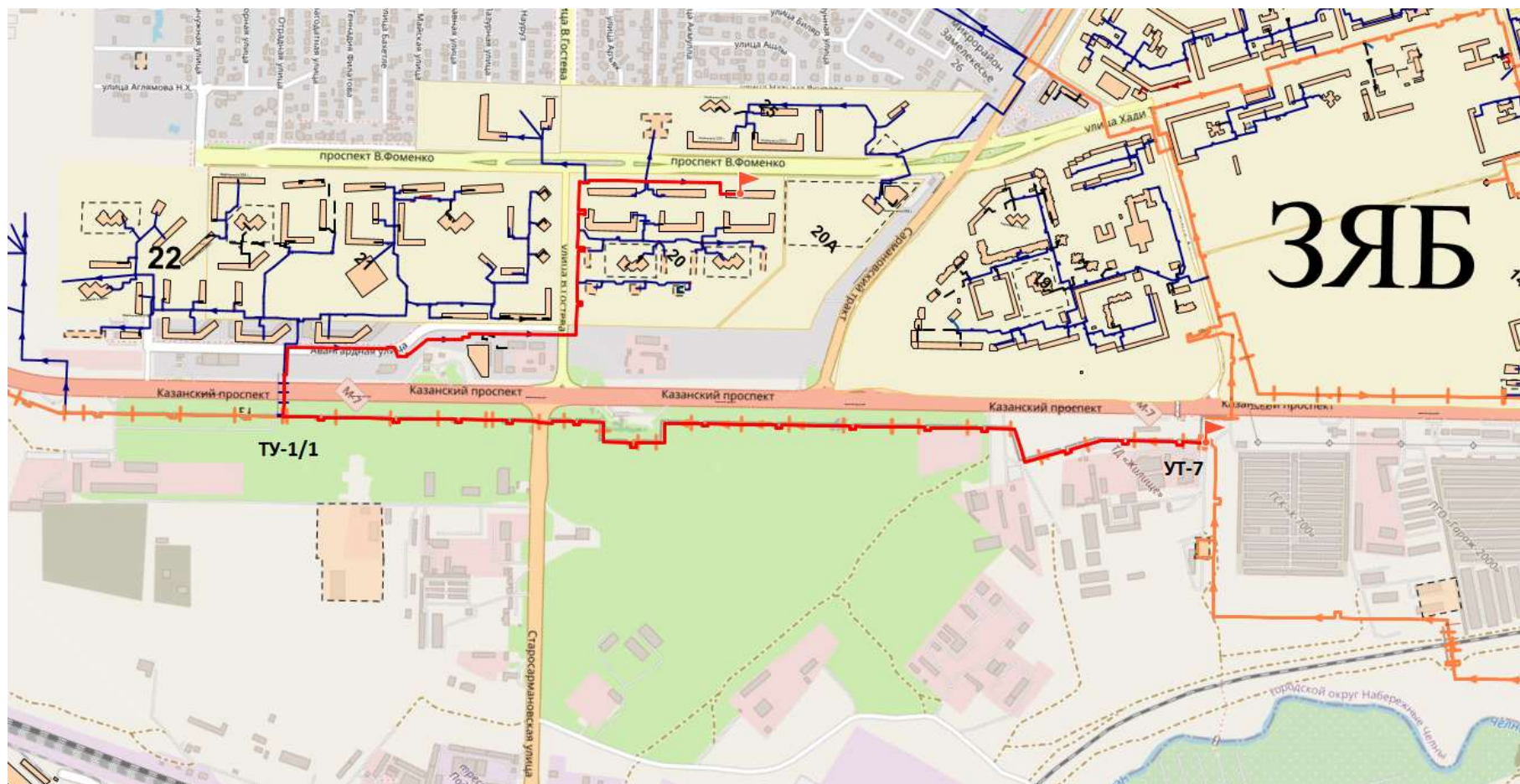
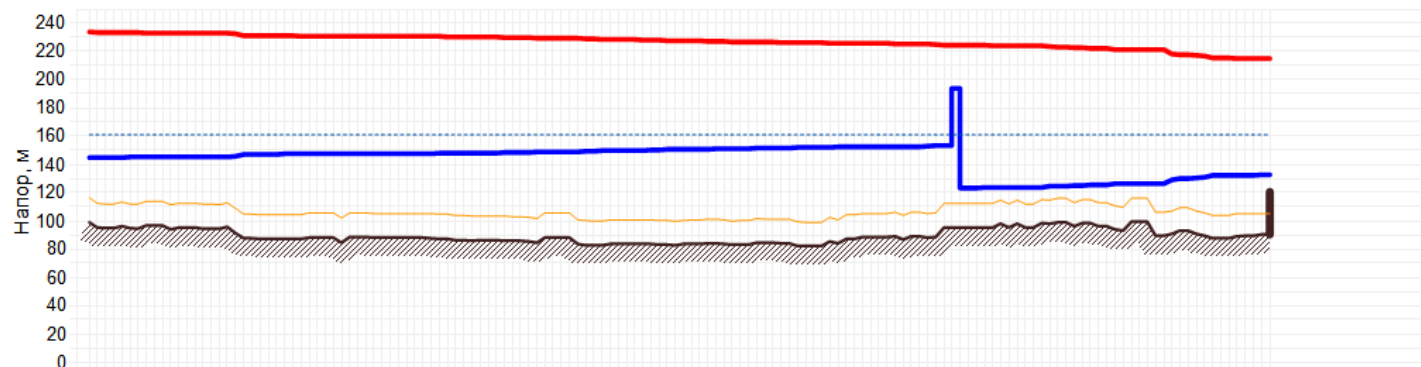
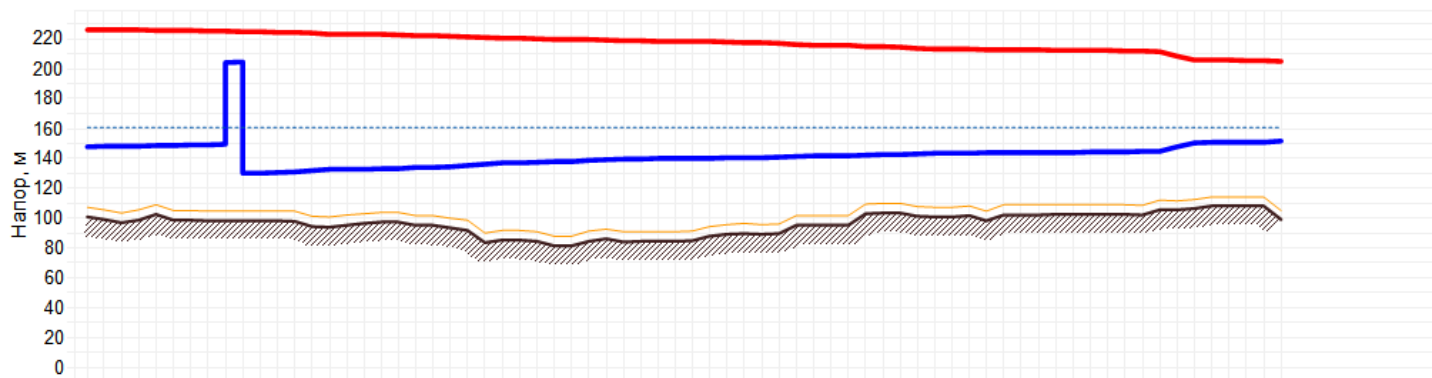


Рис. 2.11 Пьезометрический график до потребителя ж/д 20-05 пр. Фоменко,76 (после реконструкции тепловода 520 от УТ-7 до ТУ-1/1 и подключения всей перспективной нагрузки до 2036 года)



Наименование узла	разв.	НО-6	УП	УП	Опуск в зем:	УП	НО-28	УП	компенсатр	ПНС-9	ст.	ж/д 20-05	Замелек
Геодезическая высота,	98.85	94.9	87	88.41	87.11	88.08	83.22	82.77	85.13	95	97.72	99	90.04
Напор в обратном трубопроводе, м	144.36	144.99	146.95	147.27	147.46	148.48	149.85	150.97	151.78	122.98	124.05	125.91	132.14
Располагаемый напор,	88.995	87.692	83.677	83.032	82.637	80.546	77.765	75.475	73.812	101.08	98.897	95.098	82.59
Длина участка, м	68	21.2	6.5	16.4	59.3	3.7	127	5.4	221	14.24	197	27.8	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1	0.515	
Потери напора в подающем	0.229	0.028	0.009	0.022	0.078	0.005	0.168	0.007	0.291	0.019	0.196	0.028	
Потери напора в обратном трубопроводе,	0.218	0.027	0.008	0.021	0.075	0.005	0.161	0.007	0.281	0.018	0.188	0.028	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	1.346	1.334	1.333	1.323	1.323	1.323	1.322	1.321	1.321	1.32	1.027	0.657	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.313	-1.302	-1.303	-1.294	-1.294	-1.294	-1.295	-1.296	-1.296	-1.297	-1.004	-0.653	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.692	1.075	1.074	1.059	1.059	1.058	1.056	1.055	1.055	1.054	0.798	0.81	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.562	1.024	1.026	1.012	1.012	1.013	1.014	1.015	1.016	1.017	0.763	0.801	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	5296.35	5294.779	5290.562	5253.540	5253.128	5250.902	5247.940	5245.501	5243.739	5240.536	2830.257	477.408	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-5166.563	-5167.165	-5171.383	-5135.937	-5136.349	-5138.575	-5141.537	-5143.976	-5145.738	-5148.941	-2767.23	-474.766	

Рис. 2.12 Пьезометрический график до потребителя ж/д ООО «Аист Групп» 33 микрорайон



Наименование узла	ПТК-2	ПНС-7	ПТК-1	ТУ-87	ТК-НО-47	НО-481	НО-484	ст.	разв.	ст.		ст.	разв.	ж.д. блок Б Аист Г
Геодезическая высота, м	100.39	98	93.87	95.08	85.06	84.39	84	89	94.8	100.7	102.07	102.5	106	99
Напор в обратном трубопроводе, м	147.70	129.75	132.25	133.60	136.57	138.28	139.62	140.36	141.63	143.07	143.50	143.90	150.25	151.23
Располагаемый напор, м	78.169	94.958	90.793	88.638	83.776	80.99	78.658	76.87	73.731	70.078	69.006	68.197	55.484	53.515
Длина участка, м	23.5	10	37.58	0.5	13	149.5	25.5	43.5	113.5	4	1	41.5	20	
Диаметр участка, м	0.804	0.704	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.704	0.704	0.704	0.207	0.207	0.125	
Потери напора в подающем	0.067	0.158	0.106	0.002	0.035	0.351	0.076	0.286	0.64	0.023	0.009	0.204	0.214	
Потери напора в обратном трубопроводе,	0.104	0.247	0.165	0.002	0.055	0.57	0.054	0.201	0.42	0.015	0.008	0.202	0.214	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	1.524	2.023	1.517	1.527	1.475	1.382	1.559	2.019	1.892	1.897	0.935	0.71	0.741	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-1.902	-2.526	-1.894	-1.908	-1.855	-1.764	-1.307	-1.69	-1.531	-1.536	-0.932	-0.707	-0.741	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.283	12.657	2.255	2.502	2.138	1.88	2.388	5.26	4.509	4.542	6.801	3.927	8.553	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.548	19.73	3.509	3.897	3.373	3.051	1.682	3.69	2.959	2.982	6.751	3.899	8.543	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	2703.29	2702.950	2702.555	2702.185	2618.731	2454.55	2768.553	2743.354	2570.011	2569.642	103.961	78.917	28.837	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-3374.50	-3374.844	-3375.235	-3375.609	-3294.035	-3131.795	-2321.116	-2296.537	-2079.987	-2080.356	-103.579	-78.639	-28.820	

2.3. Оценка целесообразности сохранения существующего распределения тепловых нагрузок между НЧ ТЭЦ и Котельным Цехом БСИ

Федеральный закон №190 «О теплоснабжении» устанавливает приоритет комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. В настоящем разделе рассмотрена целесообразность переключения тепловой нагрузки Котельного Цеха БСИ на НЧ ТЭЦ, с выводом КЦ БСИ в холодный резерв.

Основным источником тепловой энергии города Набережные Челны является НЧ ТЭЦ. Зоны действия источника тепловой энергии НЧ ТЭЦ представлены на рисунке 2.13.

Зоны действия НЧТЭЦ охватывают большую часть территории города ТЭЦ снабжает теплом северо-восточную часть города (Новый город), поселок ЗЯБ и потребителей жилых районов ГЭС и Сидоровка:

1. Новый город;
2. пос. ЗЯБ;
3. пос. ГЭС;
4. пос. Сидоровка;
5. мкр. Замелекесье;
6. ООО «КАМАЗ-Энерго»;
7. ПКЗ;
8. Промышленная площадка.

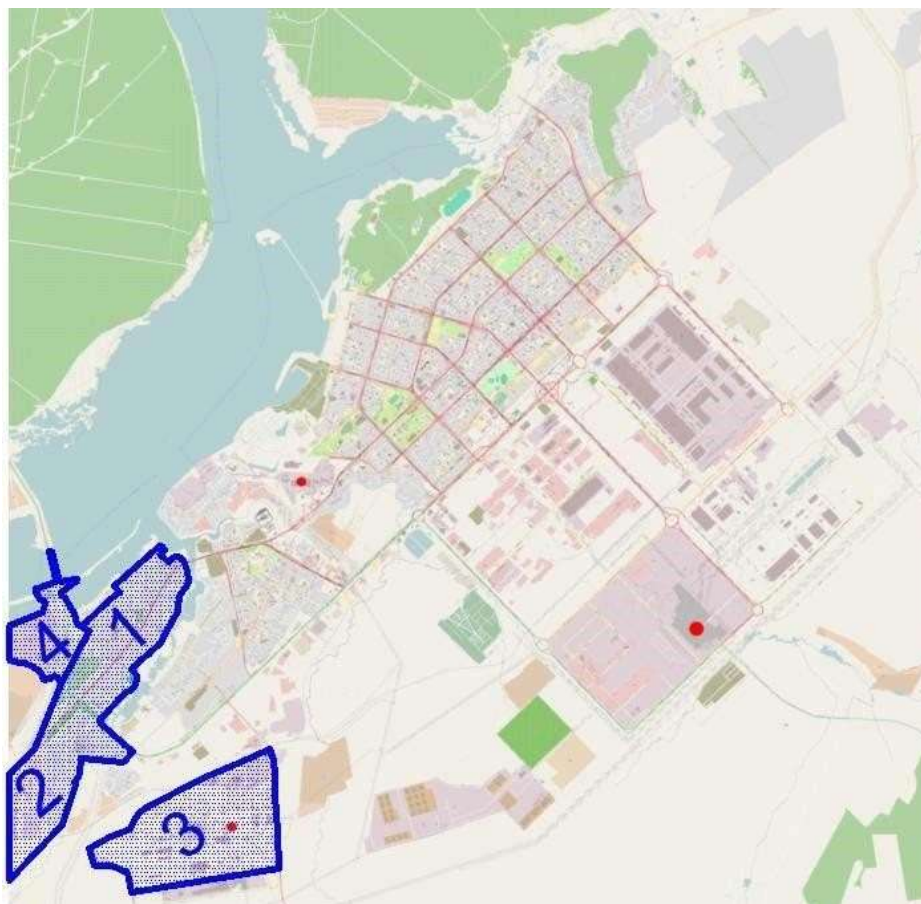
Теплоснабжение северо-восточной части города осуществляется от Набережночелнинская ТЭЦ по трем магистральным тепловодам: тепловод 100, тепловод 200, тепловод 300. Теплоснабжение юго-западной части города осуществляется от тепловода 410 подключенного к 100, 200 и 300 тепловодам в павильоне задвижек.

Котельный цех БСИ обеспечивает теплом промзону БСИ (зона 3), а также является резервным источником для юго-западной части города (зоны 1, 2, 4). Зоны действия источника тепловой энергии КЦ БСИ представлены на рисунке 2.14.

Рис. 2.13. Зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ



Рис. 2.14. Зоны действия источника тепловой энергии котельного цеха БСИ



Договорные тепловые нагрузки в зонах действия НЧ ТЭЦ и Котельного Цеха БСИ приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2.

Источник тепловой энергии	Договорные тепловые нагрузки, Гкал/ч				
	2016	2017	2018	2019	2020
Филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ	2681,65	2692,7	2735,3	2708,827	2705,2
Филиал АО «Татэнерго» НЧТЭЦ Котельный цех БСИ	33,898	35,439	35,043	34,892	34,992

В случае переключения зоны БСИ зоны действия НЧ ТЭЦ охватывают практически весь город, ТЭЦ будет снабжать теплом следующие зоны:

1. Новый город;
2. пос. ЗЯБ;
3. пос. ГЭС;
4. пос. Сидоровка;
5. мкр. Замелекесье;
6. ООО «КАМАЗ-Энерго»;
7. ПКЗ;
8. Промышленная площадка;
9. БСИ.

Существующий расход сетевой воды с НЧ ТЭЦ питающий теплом Северо-Восточную и Юго-Западную части города Набережные Челны (без промзоны БСИ) составляет порядка 17000 т/час. Расход сетевой воды по тепловоду №410 соединяющий Юго-Западную часть города с НЧТЭЦ составляет 5150 т/час, по тепловоду №520 – 3100т/час.

Согласно плану застройки города, до 2025 года прирост тепловой нагрузки в Юго-Западной части города составит: п. ГЭС $Q=1,3$ Гкал/час, п. Замелекесье $Q=25,6$ Гкал/час, п. ЗЯБ $Q=8,4$ Гкал/час.

Расход сетевой воды при подключении перспективы с НЧ ТЭЦ по тепловоду №410 составит 6500 т/час, по тепловоду №520 – 4 239 т/час.

Пропускная способность, при существующей схеме, тепलोвода №410 2dy1000мм составляет 5400 т/час, тепलोвода №520 2 dy800мм– 3400 т/час

Для обеспечения пропускной способности тепловодов №410 и №520 и возможности подключения перспективных нагрузок города к НЧ ТЭЦ необходимо выполнить комплекс теплосетевых мероприятий.

При оценке необходимости строительства второй ветки трубопроводов тепломагистралей №410, №520 необходимо учесть вопрос надежности теплоснабжения

потребителей.

Варианты комплекса мероприятий для обеспечения пропускной способности тепловодов №410 и №520 при подключении перспективных нагрузок представлены в таблице 2.3. Объем капитальных вложений на реализацию мероприятий представлен в таблице 2.4. Новая тепломагистраль, планируемая к строительству представлена на рисунке 2.15.

Таблица 2.3.

	Мероприятие	Перекладка от УТ-7 до УТ 1/1	ТВ300 выделен на ЮЗЧ ПНС-6 в работе	Гарантированная пропускная способн. ТВ410, т/ч	Гарантированная пропускная способность ТВ520, т/ч	Прогнозируемое время окончания пропускной способности	Примечание
1	Текущая конфигурация тепловодов	-	-	5400	3500		
2	Включение ПНС-6 на ПС, Выделение ТВ №300 на ЮЗЧ	-	+	5900	3700		В диапазоне расходов сетевой воды более 17000 т/ч будет снижена надежность теплоснабжения в т.ч. за счёт отсутствие резерва по насосам в ПНС-6
3	Перекладка ТВ520 2Ду800 на 2Ду 1000 от УТ-7 до УТ1/1, ПНС-6 в работе	+	+	6250	4050	Конец 2022	
4	Строительство трубы дублера ТВ 410 на участке от НО-22 до УТ-7 (3500м) ПНС-6 в работе	+	+	6550	4250	Конец 2025	
5	Реконструкция ПНС-9 или строительство ПНС-9' (на ПС)	+	-	6500	4200	Конец 2025	Альтернатива для варианта 4 со снижением показателей по надежности и отсутствием резервирования

	Мероприятие	Перекладка от УТ-7 до УТ 1/1	ТВ300 выделен на ЮЗЧ ПНС-6 в работе	Гарантированная пропускная способн. ТВ410, т/ч	Гарантированная пропускная способность ТВ520, т/ч	Прогнозируемое время окончания пропускной способности	Примечание
6	Строительство во трубы дублера ТВ 410 на участке от Ст.706 до УТ-7 (6808м)	+	-	6500	4191	Конец 2025	Альтернатива для варианта 4 и 5, с обеспечением требований законодательства по обеспечению надёжности и снижением расхода электрической энергии на перекачку теплоносителя

Строительстве трубы дублера тепловода №410 от ст.706 до УТ7 (реализация участка трёхтрубной системы теплоснабжения) обеспечивает выполнение требования законодательства о надёжности, преимущественного использования комбинированной выработки. Данные мероприятия позволяют обеспечить пропускную способность тепловода с нагрузками по состоянию на 2025 г с наименьшими затратами электрической энергии на перекачку теплоносителя. Таким образом, строительство ПНС на подающем трубопроводе в районе ПНС-9 не требуется. При необходимости увеличения пропускной способности имеется резерв для повышения давления на НЧ ТЭЦ.

Таблица 2.4.

Мероприятия	Стоимость, млн.руб
Технологическое присоединение к электрическим сетям	54,62
Проектирование + строительство новой насосной станции на подающем трубопроводе ТВ410 с учетом индекса дефляции	113,46
Реконструкция ПНС-9 с заменой насосов на обратном трубопроводе с увеличенной производительностью с учетом индекса дефляции	43,91
Итого	211,99
Строительство одной трубы дублера ТВ410	1 022,54

Оценку целесообразности осуществления переключения тепловой нагрузки Котельного Цеха БСИ на НЧ ТЭЦ выполним по результатам расчета радиуса эффективного теплоснабжения (таблица 2.5.). Котельный Цех БСИ не находится в радиусе эффективного теплоснабжения НЧ ТЭЦ. Объем капитальных вложений превышает дополнительный доход от подключения новых потребителей к более эффективному источнику. Реализация мероприятия без увеличения тарифа выше предельного индекса роста платы граждан невозможна.

Рис. 2.15. Новая тепломагистраль

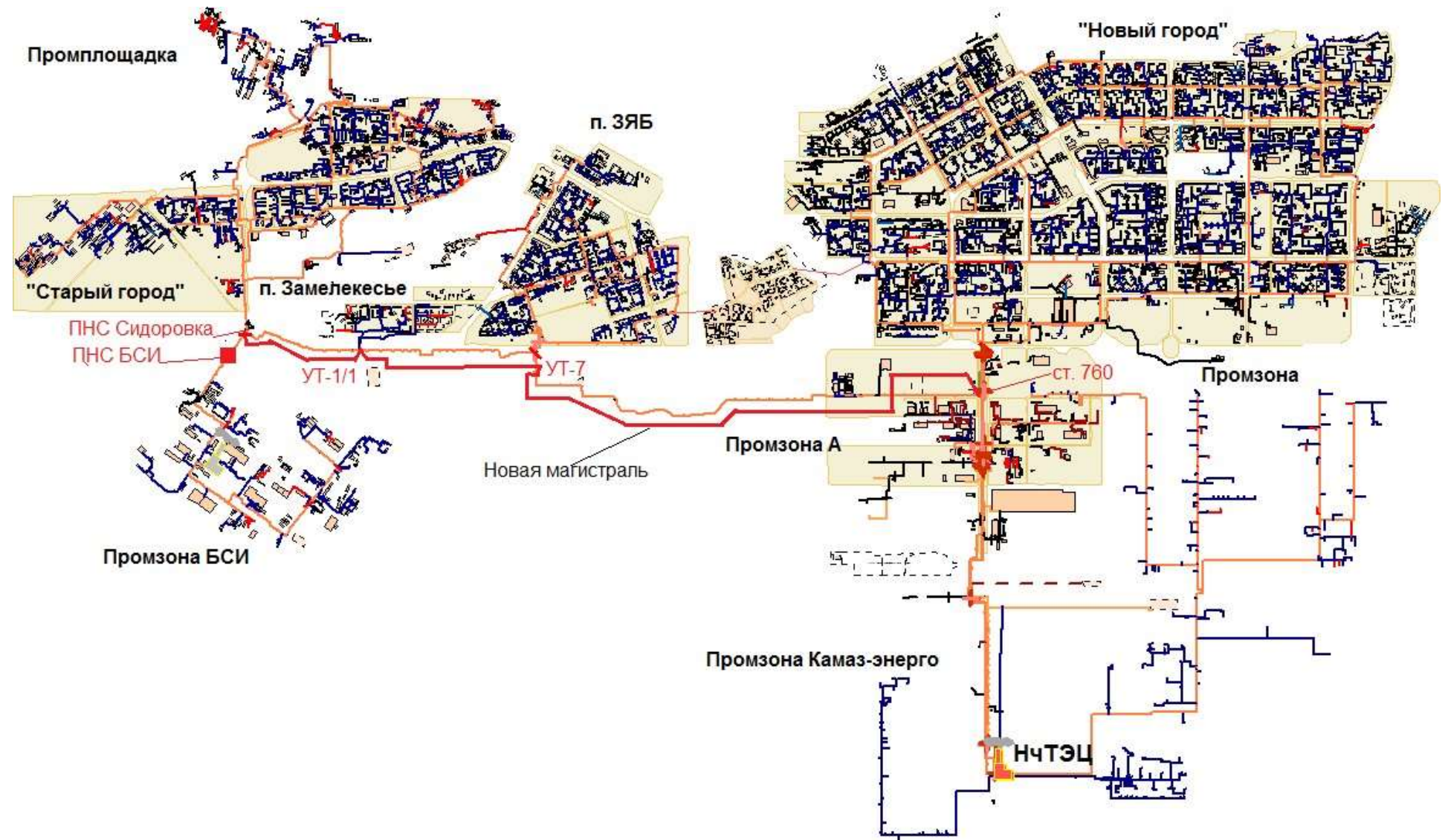


Таблица 2.5.

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения	руб/ Гкал	900,48	936,50	973,96	1012,92	1053,44	1095,57	1139,40	1184,97	1232,37	1281,67	1332,93	1386,25	1441,70	1499,37	1559,34	1621,72
Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения	руб/ Гкал	510,95	531,39	552,65	574,75	597,74	621,65	646,52	672,38	699,28	727,25	756,34	786,59	818,05	850,78	884,81	920,20

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1467,89	1526,61	1587,67	1651,18	1717,23	1785,92	1857,35	1931,65	2008,91	2089,27	2172,84	2259,75	2350,14	2444,15	2541,91
НВВ на производство и поставку тепловой энергии потребителям	тыс.руб.	4801816,98	5156241,57	5531337,22	5928190,54	6284089,27	6658974,78	7053796,60	7469549,80	7907277,18	8368071,47	8853077,67	9363495,44	9900581,71	10465653,29	11060089,67	11685335,91
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	3402,08	3512,68	3623,29	3733,89	3805,82	3877,75	3949,68	4021,61	4093,54	4165,48	4237,41	4309,34	4381,27	4453,20	4525,13	4597,06
При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы	руб/Гкал	1486,58	1540,67	1597,16	1656,14	1648,97	1714,97	1783,61	1854,99	1929,24	2006,45	2086,75	2170,26	2257,12	2347,45	2441,39	2539,09

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения																	
Дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источник	тыс. руб.	25563 5,00	25563 5,00	25563 5,00	25563 5,00	40634, 80	42260, 19	43950, 60	45708, 62	47536 ,96	49438, 44	51415, 98	53472, 62	55611, 52	57835, 99	60149, 43	62555, 40

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
а тепловой энергии на i-й расчетны й период регулиру вания, которая должна определя ться дополнит ельными расходам и на отпуск тепловой энергии с коллекто ров источник а тепловой энергии для обеспече ния теплосна бжения нового объекта заявителя , присоеди няемого к																	

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя																	
Объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источник а тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя , присоединяемого к	тыс. Гкал					44,47	44,47	44,47	44,47	44,47	44,47	44,47	44,47	44,47	44,47	44,47	44,47

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный период регулирования																	
Дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	14710,21	15298,62	15910,56	16546,99	17208,87	17897,22	18613,11	19357,63	20131,94	20937,22	21774,71	22645,69

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i-й расчетный период регулирования																	

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный период регулирования	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Капитальные затраты в строительстве тепловой сети, в том числе:	тыс. руб.	25563 5,00	25563 5,00	25563 5,00	25563 5,00												
за счет собственных средств	тыс. руб.	25563 5,00	25563 5,00	25563 5,00	25563 5,00												
за счет платы за подключение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00												
Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t, за счет продажи тепловой энергии заявител	тыс. руб.					8507,7 1	8848,0 2	9201,9 4	9570,0 2	9952,82	10350,93	10764,97	11195,57	11643,39	12109,13	12593,49	13097,23

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ю на цели теплоснабжения																	
Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя	тыс. руб./год					63852,71985	66406,82865	69063,10179	71825,62586	74698,6509	77686,59693	80794,06081	84025,82324	87386,85617	90882,33042	94517,62364	98298,32858

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя	тыс. руб./год					55345,01	57558,81	59861,16	62255,61	64745,83	67335,66	70029,09	72830,25	75743,46	78773,20	81924,13	85201,10
Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска	тыс. руб./год					40634,80	42260,19	43950,60	45708,62	47536,96	49438,44	51415,98	53472,62	55611,52	57835,99	60149,43	62555,40

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя																	
Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям	тыс. руб./год					14710,21	15298,62	15910,56	16546,99	17208,87	17897,22	18613,11	19357,63	20131,94	20937,22	21774,71	22645,69

2.4. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для перспективных потребителей, выбравших вариант подключения через внесение мероприятий в схему теплоснабжения

В соответствии с нижеприведенной методикой произведем расчет радиуса эффективного теплоснабжения для потребителей ЖК «Озеро» и ООО «Евростиль».

Для определения радиуса эффективного теплоснабжения должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле:

$$T_i^{отэ} = \frac{HBB_i^{отэ}}{Q_i}, \text{руб./Гкал},$$

где:

$HBB_i^{отэ}$ - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал;

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{неп} = \frac{HBB_i^{неп}}{Q_i^c}, \text{руб./Гкал},$$

где:

$HBB_i^{неп}$ - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i^c - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{кп} = T_i^{отэ} + T_i^{неп} = \frac{HBB_i^{отэ}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{неп}}{Q_i^c}, \text{руб./Гкал};$$

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{kn,nn} = \frac{HBB_i^{omz} + \Delta HBB_i^{omz}}{Q_i + \Delta Q_i^{nn}} + \frac{HBB_i^{nep} + \Delta HBB_i^{nep}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{cnn}}, \text{ руб./Гкал};$$

ΔHBB_i^{omz} - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

ΔQ_i^{nn} - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

ΔHBB_i^{nep} - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

ΔQ_i^{cnn} - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{kn,nn}$, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя T_i^{kn} , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{kn,nn}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя T_i^{kn} , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя - целесообразно.

Если, при тепловой нагрузке заявителя $Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} < 0,1$ Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Для определения капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки присоединения к тепловой сети исполнителя до объекта заявителя должны быть выполнены следующие действия:

В электронной модели системы теплоснабжения исполнителя должна быть установлена адресная привязка объекта заявителя, выходящая за существующую зону действия системы теплоснабжения заявителя и увеличивающая радиус теплоснабжения.

На топооснове поселения, городского округа, города федерального значения должна быть осуществлена привязка объекта заявителя к точке подключения тепловой сети (формируется объект - тепловая камера для подключения и рассчитываются протяженность и диаметр теплопровода, соединяющего объект заявителя с тепловой камерой тепловой сети).

В электронной модели системы теплоснабжения должен быть сформирован путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплопотребляющую установку объекта заявителя.

В электронной модели системы теплоснабжения должен быть рассчитан пьезометрический график (график давлений и расходов) по пути движения теплоносителя.

Если в результате анализа пьезометрического графика, установлено, что условие технической возможности подключения объекта заявителя по причине отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей исполнителя не выполняется (то есть в точке подключения к внутридомовым системам отопления заявителя не может быть достигнуто расчетного расхода теплоносителя), то теплоснабжающей организацией должны быть предложены мероприятия капитального характера (реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра, строительство насосной подстанции), позволяющие обеспечить эту пропускную способность.

Капитальные затраты в строительство тепловой сети $K_{\text{тс}}$ (без НДС) должны рассчитываться по формуле:

$$K_{\text{mc,t}} = \left(\sum_{i=1}^{i=N} (l \times k_{Dy})_i + \sum_{j=1}^{j=M} (l \times k_{Dy})_j \right) \times ИЦП_t - \\ - ПЗП_t \times (1 - НДС_t), \text{ тыс. руб.},$$

где:

l_i - протяженность i -того участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром Dy_i (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км;

l_j - протяженность j -того участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с увеличением диаметра Dy_j (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км;

$k_{Dy,i}$ $k_{Dy,j}$ - нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром $Dy_i(Dy_j)$ (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства для объектов капитального строительства непроизводственного назначения (далее - НЦС), тыс. руб./км. В случае отсутствия в НЦС необходимых сведений (например, при отсутствии удельных показателей для необходимого диаметра трубопровода) стоимость строительства принимается путем линейной интерполяции на основе данных, приведенных в соответствующих разделах НЦС либо по проектам-аналогам. При определении нормативной цены строительства учитываются также затраты на восстановление благоустройства и озеленения и дорожного покрытия;

N - число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами (Dy_i);

M - число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до Dy_j (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов;

$ИЦП_t$ - прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде;

$ПЗП_t$ - плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой $Q_{сумм}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, устанавливается в соответствии с подпунктом 1 пункта 163 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. N 760-э "Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, в размере 550 рублей (с НДС);

$НДС_t$ - ставка налога на добавленную стоимость в t -м расчетном периоде.

Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде ($ИЦП_t$) должен определяться по формуле:

$$ИЦП_t = (1 + ИЦП_{\delta+1}^п) \times (1 + ИЦП_{\delta+2}^п) \times K \times (1 + ИЦП_t^п),$$

где $ИЦП_{\delta+1}^п$, $ИЦП_{\delta+2}^п$, ..., $ИЦП_t^п$ - индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2017 + 1)-й, (2017 + 2)-й, ... t -й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, разработанном в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. N 1234 "О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный период и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, N 47, ст. 6598; 2017, N 38, ст. 5627; 2018, N 19, ст. 2737; N 50, ст. 7755) (далее - прогноз социально-экономического развития Российской Федерации), на t -й расчетный период регулирования (базовый вариант).

Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t , за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединенному к тепловой сети исполнителя должен определяться по формуле:

$$ПДС_t = V_t - Z_t, \text{ тыс. руб./год,}$$

где:

V_t - выручка, полученная исполнителем за счет продажи тепловой энергии заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, за период t , тыс. руб. в год,;

Z_t - затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, за период t , тыс. руб. в год.

Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, должна рассчитываться по формуле:

$$V_t = Q_3^{\text{пл}} \times C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t = Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} \times \text{ЧЧМ}_{\text{ср.}} \times C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год,}$$

где:

$Q_3^{\text{пл}}$ - прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год;

$Q_{0,3}^{\text{мч}}$ - максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении (технологическом присоединении), в соответствии с пунктом 35 Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 5 июля 2018 г. N 787 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 29, ст. 4432), Гкал/ч;

$\text{ЧЧМ}_{\text{ср.}}$ - средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час./год;

$C_{\text{тэ},t}$ - цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в t -м расчетном периоде.

ИСПГ_t - индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2014 г. N 400 t -м расчетном периоде.

Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$Z_t = (Z_{\text{т}} + Z_{\text{пер}})_t, \text{ тыс. руб./год,}$$

где:

$Z_{\text{т},t}$ - затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год;

$Z_{\text{пер},t}$ - затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя (с учетом затрат на покупку тепловой энергии для компенсации тепловых потерь), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год.

Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$Z_{т,t} = Q_3^{пп} \times b_{ф,t} \times C_{т,t} \times (1 + I_t^п) \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год,}$$

где:

$Q_3^{пп}$ - прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения объекта заявителя, тыс. Гкал/год;

$b_{ф,t}$ - удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя, в t -м расчетном периоде, кг/Гкал;

$C_{т,t}$ - цена топлива, фактически сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, в t -м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т. условного топлива;

$I_t^п$ - прогнозный индекс роста цены на k -й вид топлива в t -м расчетном периоде, в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (базовый вариант).

Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям должны определяться аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой:

$$Z_{пер,t} = \gamma_{ст} \times M_{нтс} = \gamma_{ст} \times \sum_{i=1}^{i=N} (l \times Dy)_i, \text{ тыс. руб./год,}$$

где, $\gamma_{ст}$ - удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м²;

$M_{нтс}$ - материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м²;

$L_{нтс,i}$ - протяженность i -того участка вновь построенной тепловой сети с условным диаметром $D_{у,нтс,i}$, м;

$D_{у,нтс,i}$ - условный диаметр i -того участка вновь построенной тепловой сети, м.

Выполнен расчет радиуса эффективного теплоснабжения от НчТЭЦ для перспективных потребителей ЖК Озеро и ООО «Евроситль» (Табл. 2.6. – 2.7.)

Табл. 2.6. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от НчТЭЦ для перспективных потребителей ЖК Озеро

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения	руб/Гкал	900,48	936,50	973,96	1012,92	1053,44	1095,57	1139,40	1184,97	1232,37	1281,67	1332,93	1386,25	1441,70	1499,37	1559,34	1621,72
Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения	руб/Гкал	510,95	531,39	552,65	574,75	597,74	621,65	646,52	672,38	699,28	727,25	756,34	786,59	818,05	850,78	884,81	920,20
Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1467,89	1526,61	1587,67	1651,18	1717,23	1785,92	1857,35	1931,65	2008,91	2089,27	2172,84	2259,75	2350,14	2444,15	2541,91

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
НВВ на производство и поставку тепловой энергии потребителям	тыс. руб.	4801816,98	5036834,52	5282970,56	5540738,54	5810675,21	6093341,63	6389324,28	6699236,20	7023718,16	7363439,89	7719101,41	8091434,35	8481203,37	8889207,61	9316282,26	9763300,15
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	3402,08	3431,34	3460,59	3489,85	3519,11	3548,36	3577,62	3606,88	3636,13	3665,39	3694,64	3723,90	3753,16	3782,41	3811,67	3840,92
При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1463,36	1521,94	1582,85	1646,21	1712,10	1780,62	1851,89	1926,01	2003,10	2083,27	2166,65	2253,36	2343,55	2437,34	2534,89
Дополнительная валовая выручка источника тепловой энергии на	тыс. руб.	88363,84	75988,64	79028,18	82189,31	85476,88	88895,96	92451,80	96149,87	99995,86	103995,70	108155,53	112481,75	116981,02	121660,26	126526,67	131587,74

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i-й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснаб																	

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
жения исполнителя																	
Объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов в источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный период регулирования	тыс. Гкал	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55	93,55

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителю для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителем на i-й	тыс. руб.	26450,64	27508,66	28609,01	29753,37	30943,50	32181,24	33468,49	34807,23	36199,52	37647,50	39153,40	40719,54	42348,32	44042,25	45803,94	47636,10

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
расчетный период регулирования																	
Объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный	тыс. Гкал	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35	81,35

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
период регулирования																	
Капитальные затраты в строительстве тепловой сети, в том числе:	тыс. руб.	127697,886															
за счет собственных средств	тыс. руб.	15297,84															
за счет платы за подключение	тыс. руб.	112400,05															
Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t, за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснаб	тыс. руб.	15297,84	15909,75	16546,14	17207,99	17896,31	18612,16	19356,64	20130,91	20936,15	21773,59	22644,54	23550,32	24492,33	25472,02	26490,90	27550,54

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
жения																	
Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителем через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя	тыс. руб./год	114814,4733	119407,0523	124183,3344	129150,6677	134316,6945	139689,3622	145276,9367	151088,0142	157131,5348	163416,7962	169953,468	176751,6067	183821,671	191174,5378	198821,5193	206774,3801
Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по	тыс. руб./год	99516,64	103497,30	107637,19	111942,68	116420,39	121077,20	125920,29	130957,10	136195,39	141643,20	147308,93	153201,29	159329,34	165702,51	172330,61	179223,84

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя																	
Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя	тыс. руб./ год	73066,0 0	75988,6 4	79028,1 8	82189,3 1	85476,8 8	88895,9 6	92451,8 0	96149,8 7	99995,8 6	103995, 70	108155 ,53	112481, 75	116981 ,02	121660, 26	126526, 67	131587, 74
Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по	тыс. руб./ год	26450,6 4	27508,6 6	28609,0 1	29753,3 7	30943,5 0	32181,2 4	33468,4 9	34807,2 3	36199,5 2	37647,5 0	39153, 40	40719,5 4	42348, 32	44042,2 5	45803,9 4	47636,1 0

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
существующим и вновь построенным тепловым сетям																	

Табл. 2.7. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от НчТЭЦ для перспективных потребителей ООО «Евростиль»

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения	руб/Гкал	900,48	936,50	973,96	1012,92	1053,44	1095,57	1139,40	1184,97	1232,37	1281,67	1332,93	1386,25	1441,70	1499,37	1559,34	1621,72
Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения	руб/Гкал	510,95	531,39	552,65	574,75	597,74	621,65	646,52	672,38	699,28	727,25	756,34	786,59	818,05	850,78	884,81	920,20
Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1467,89	1526,61	1587,67	1651,18	1717,23	1785,92	1857,35	1931,65	2008,91	2089,27	2172,84	2259,75	2350,14	2444,15	2541,91

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
НВВ на производство и поставку тепловой энергии потребителям	тыс. руб.	480181 6,98	508343 7,05	537990 3,81	569195 4,42	602036 1,22	636593 3,45	672951 8,88	711200 5,64	751432 4,12	793744 8,87	838240 0,67	885024 8,71	934211 2,74	985916 5,51	104026 35,11	109738 07,61
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	3402,08	3463,09	3524,09	3585,09	3646,10	3707,10	3768,11	3829,11	3890,12	3951,12	4012,12	4073,13	4134,13	4195,14	4256,14	4317,14
При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1465,13	1523,78	1584,79	1648,23	1714,21	1782,82	1854,19	1928,41	2005,59	2085,87	2169,36	2256,18	2346,48	2440,40	2538,07
Дополнительная валовая выручка источника тепловой энергии на	тыс. руб.	53876,95	46331,58	48184,84	50112,23	52116,72	54201,39	56369,45	58624,22	60969,19	63407,96	65944,28	68582,05	71325,33	74178,34	77145,48	80231,30

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i-й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснаб																	

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
жения исполнител я																	
Объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторо в источника тепловой энергии для теплоснаб жения нового объекта заявителя, присоеди яемого к тепловой сети системы теплоснаб жения исполнител я, на i-й расчетный период регулирова ния	тыс. Гкал	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04	57,04

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителю для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителем на i-й	тыс. руб.	16127,41	16772,50	17443,40	18141,14	18866,78	19621,46	20406,31	21222,57	22071,47	22954,33	23872,50	24827,40	25820,50	26853,32	27927,45	29044,55

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
расчетный период регулирования																	
Объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный	тыс. Гкал	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60	49,60

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
период регулирования																	
Капитальные затраты в строительстве тепловой сети, в том числе:	тыс. руб.	24344,258															
за счет собственных средств	тыс. руб.	9327,35															
за счет платы за подключение	тыс. руб.	15016,90															
Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t, за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснаб	тыс. руб.	9327,35	9700,45	10088,47	10492,00	10911,68	11348,15	11802,08	12274,16	12765,13	13275,73	13806,76	14359,03	14933,39	15530,73	16151,96	16798,04

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
жения																	
Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителем через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя	тыс. руб./год	70004,35192	72804,526	75716,70704	78745,37532	81895,19033	85170,99794	88577,83786	92120,95138	95805,78943	99638,02101	103623,5418	107768,4835	112079,2229	116562,3918	121224,8874	126073,8829
Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по	тыс. руб./год	60677,00	63104,08	65628,24	68253,37	70983,51	73822,85	76775,76	79846,79	83040,66	86362,29	89816,78	93409,45	97145,83	101031,66	105072,93	109275,85

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя																	
Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя	тыс. руб./ год	44549,5 9	46331, 58	48184,8 4	50112,2 3	52116,7 2	54201,3 9	56369,4 5	58624,2 2	60969,1 9	63407,9 6	65944,2 8	68582,0 5	71325,3 3	74178,3 4	77145,4 8	80231,3 0
Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существую	тыс. руб./ год	16127,4 1	16772, 50	17443,4 0	18141,1 4	18866,7 8	19621,4 6	20406,3 1	21222,5 7	22071,4 7	22954,3 3	23872,5 0	24827,4 0	25820,5 0	26853,3 2	27927,4 5	29044,5 5

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Щим и вновь построенным тепловым сетям																	

Подключение объектов целесообразно при условии распределения капитальных вложений на технологическое присоединение за счет собственных средств организации и платы за подключение, в соответствии с приведенными расчетами радиуса эффективного теплоснабжения.

При этом необходимо отметить, что методика определения радиуса эффективного теплоснабжения, приведенная в Приложении №40 Методических указаний в своей основе содержит сравнение тарифных последствий для потребителей. Потребитель находится в радиусе эффективного теплоснабжения, «если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя». Ухудшение тарифных последствий возможно только в случае осуществления ЕТО капитальных вложений в мероприятия по подключению потребителей за счет тарифа на тепловую энергию. Если подключение осуществляется за счет платы потребителя за технологическое присоединение, то любой потребитель оказывается в радиусе эффективного теплоснабжения, так как происходит увеличение объема реализации, при этом в затратной части увеличивается только расход энергоресурсов.

Подключение остальных перспективных потребителей планируется за счет источника финансирования – плата за подключение.