

**Схема теплоснабжения  
города Череповца 2022-2040 г.г**

**Книга 7  
Предложения по строительству, реконструкции,  
техническому перевооружению и (или) модернизации  
источников тепловой энергии.**

## Оглавление

1. Общие положения. ....	3
2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления. ....	4
3. Оценка финансовых потребностей для реконструкции и нового строительства источников тепловой энергии. ....	4
3.1. Удельные стоимости строительства котельных без учета НДС, млн.руб./Гкал/ч....	6
3.2. Удельные стоимости реконструкции котельных без учета НДС, млн.руб./Гкал/ч.....	6
4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок. ....	7
5. Обоснование по новому строительству источников тепловой энергии, обеспечивающие приросты перспективной тепловой нагрузки на вновь осваиваемых территориях города, для которых отсутствует возможность передачи тепла от существующих и реконструируемых источников тепловой энергии. ....	7
6. Обоснование предлагаемых мероприятий для реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации котельных. ....	8
7. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с выработкой электроэнергии на собственные нужды источника тепловой энергии. ....	9
8. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии.	9
9. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. ....	9
10. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. ....	9
10.1. Расширение зоны действия источников тепловой энергии ПАО «Северсталь»....	9
11. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии. ....	17
12. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями. ....	17
13. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа. ....	18
14. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников тепловой энергии, а также местных видов топлива. ....	29
14.1. Ветроэнергетика. ....	29
14.2. Солнечная энергетика. ....	29
14.3. Биоэнергетика. ....	29
14.4. Заключение об использовании возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива. ....	29
15. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа. ....	29
16. Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения. ....	30

## 1. Общие положения.

В составе главы 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» учтен прогноз прироста тепловой нагрузки, выполненная в ходе разработки Схемы теплоснабжения.

В результате составления перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки выявлены:

Резервы (дефициты) тепловой мощности источников тепловой энергии в зонах их действия;

Зоны с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии;

Определена необходимость расширения зон действия отдельных источников и перераспределения тепловой нагрузки между источниками одной и той же или соседних зон;

Определены значения необходимых установленных и располагаемых тепловых мощностей источников тепловой энергии;

Сформированы предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок существующих потребителей и потребителей на территориях, осваиваемых до расчетного срока схемы теплоснабжения.

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в рамках схемы теплоснабжения учтено:

покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;

определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;

определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

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

В городе Череповце преобладает централизованное теплоснабжение от крупных районных котельных, источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ТЭЦ ПАО «Северсталь» (21%).

В Череповце централизованно обеспечивается 98 % нагрузки отопления и горячего водоснабжения потребителей.

Также на территории города расположены здания, которые не присоединены к системам централизованного теплоснабжения и отапливаются либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление. К ним относятся несколько многоквартирных домов и малоэтажная жилая застройка.

При принятии решения подключения новых абонентов к централизованным источникам теплоснабжения или организации индивидуального теплоснабжения учитывается радиус эффективного теплоснабжения централизованных источников тепла.

Радиусы эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии полностью перекрывают перспективный прирост строительных фондов многоквартирных жилых домов и общественных зданий.

Индивидуальное жилищное строительство будет обеспечиваться тепловой энергией от:

127-130 микрорайоны Зашекснинского района – локальная котельная мощностью 1,3 Гкал/час и автономные индустриальные 2-х функциональные теплогенераторы, обеспечивающие потребности отопления и горячего водоснабжения потребителей.

147 микрорайон Зашекснинского района – автономные индустриальные 2-х функциональные теплогенераторы, обеспечивающие потребности отопления и горячего водоснабжения потребителей.

Малоэтажная жилая застройка для многодетных семей в восточной части Заягорбского района и северо-восточнее 26 мкр. – автономные индустриальные 2-х функциональные теплогенераторы, обеспечивающие потребности отопления и горячего водоснабжения потребителей.

## **3. Оценка финансовых потребностей для реконструкции и нового строительства источников тепловой энергии.**

При разработке Схемы теплоснабжения Череповца, для обоснования стоимости мероприятий использованы:

- Инвестиционная программа ООО «Газпром теплоэнерго Вологда»;
- концессионное соглашение между мэрией города Череповца и ООО «Газпром теплоэнерго Вологда»;
- единая информационная система в сфере государственных закупок ([www.zakupki.gov.ru](http://www.zakupki.gov.ru));
- предложения заводов – изготовителей оборудования, опубликованные в свободном доступе;
- прогноз Министерства экономического развития индексов-дефляторов и инфляции до 2036 года;
- Постановление Правительства РФ от 15 декабря 2017 г. N 1562 (ред. от 19.06.2019 года) «Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) и технико-экономических параметров работы

котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

На основании анализа вышеуказанных данных, определены удельные стоимости реализации различных типов инвестиционных проектов, в том числе:

реконструкция котельных с установкой новых котлов и вспомогательного оборудования;

строительство новой котельной.

### 3.1. Удельные стоимости строительства котельных без учета НДС, млн.руб./Гкал/ч.

Годы	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
индекс-дефляторы		1,051	1,048	1,047	1,044	1,043	1,042	1,041	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
мощности																					
15-50	9	9,459	9,913	10,38	10,84	11,3	11,78	12,26	12,75	13,26	13,79	14,34	14,91	15,51	16,13	16,78	17,45	18,15	18,87	19,63	20,41
свыше 50	7,7	8,093	8,481	8,88	9,27	9,669	10,08	10,49	10,91	11,34	11,8	12,27	12,76	13,27	13,8	14,35	14,93	15,53	16,15	16,79	17,46

### 3.2. Удельные стоимости реконструкции котельных без учета НДС, млн.руб./Гкал/ч.

Годы	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
индекс-дефляторы		1,051	1,048	1,047	1,044	1,043	1,042	1,041	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
мощности																					
15-50	6	6,306	6,609	6,919	7,224	7,534	7,851	8,173	8,5	8,84	9,193	9,561	9,943	10,34	10,75	11,18	11,63	12,1	12,58	13,08	13,61
свыше 50	5,1	5,36	5,617	5,881	6,14	6,404	6,673	6,947	7,225	7,514	7,814	8,127	8,452	8,79	9,142	9,507	9,887	10,28	10,69	11,12	11,57

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

В Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2022 – 2040 гг. строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается.

**5. Обоснование по новому строительству источников тепловой энергии, обеспечивающие приросты перспективной тепловой нагрузки на вновь осваиваемых территориях города, для которых отсутствует возможность передачи тепла от существующих и реконструируемых источников тепловой энергии.**

Для централизованного теплоснабжения новых микрорайонов в Зашекснинском районе, не попадающие в радиус эффективного теплоснабжения котельной Южная, потребуется строительство дополнительного источника тепловой энергии (котельной). Для применения на обязательной основе пунктов 5.5, 5.6 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» и соблюдения требований Федерального закона от 30.12.2009 N 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" должна быть организована совместная работа котельных Южная и Новая на единую тепловую сеть. На основании этого была рассчитана тепловая мощность котельной Новая.

Таблица 5.1.

Система теплоснабжения	Техническая сущность предложений по строительству источников тепловой энергии	Цели предложений по строительству источников тепловой энергии	Год реализации	Капитальные затраты, млн. рублей без НДС
Зашекснинский район. Новая котельная.	Водогрейная котельная мощностью 230 Гкал/ч.	Обеспечение тепловой энергией потребителей Восточной части Зашекснинского района.	2030	2714,0
Заягорбский район. Котельная №2.	Строительстве пристройки к главному зданию котельной и установки в ней котлоагрегата мощностью 30 Гкал/ч и вспомогательного оборудования.	Обеспечение тепловой энергией потребителей 26 микрорайона и устранение дефицита тепловой энергии в Заягорбском районе.	2024	325,1

**6. Обоснование предлагаемых мероприятий для реконструкции, технического перевооружению и (или) модернизации котельных.**

Таблица 6.1

Система теплоснабжения	Техническая сущность предложений	Цели предложений	Год реализации	Капитальные затраты, млн. рублей без НДС
Котельная Южная	Установка водогрейного котла мощностью 50 Гкал/ч	Увеличение располагаемой мощности котельной	2023	346
Котельная Южная	Установка водогрейного котла мощностью 30 Гкал/ч	Увеличение располагаемой мощности котельной	2031	286,8



**7. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с выработкой электроэнергии на собственные нужды источника тепловой энергии.**

В разработанной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2022 – 2040 гг. переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с выработкой электроэнергии на собственные нужды источника тепловой энергии не предусматривается.

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

В разработанной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2022 – 2040 гг. реконструкций котельных с увеличением зоны их действия путем включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии не предусматривается.

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

В разработанной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2022– 2040 гг. перевод в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не предусматривается.

**10. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.**

**10.1. Расширение зоны действия источников тепловой энергии ПАО «Северсталь».**

Этот вариант позволит покрыть весь дефицит тепловой мощности котельной №3 до 2040 года.

Для выполнения данного варианта потребуется режимная наладка системы теплоснабжения Индустриального района и проведение переключений на тепловых сетях: выполнить отключения в тепловых камерах ТК-8I/Труда и ТК-

7А/Труда, включить теплоноситель в камере К-6/Сталеваров.

В результате расчетов гидравлического режима передачи тепловой энергии по всем смоделированным путям подключения перспективной тепловой нагрузки (по всем потребителям) определено, что пропускная способность трубопроводов тепловых сетей достаточна для обеспечения нормативных гидравлических режимов по прогнозируемому состоянию до 2040 года.

Пьезометрический график до конечного потребителя – гостиница по улице Горького.

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
ТЭЦ ПВС	136	165	40	1	1,40	0	0	0,543	-0,537	0,162	0,158	2934,5	-2900
ПАВИЛЬОН_М/М ЕТАЛЛУРГОВ	133	165	40	115	0,7	0,366	0,361	1,534	-1,523	3,02	2,986	2072,3	-2057
К-19М/МЕТ АЛЛУРГОВ	133	165,36	39,273	1	0,6	0,005	0,005	1,703	-1,696	4,523	4,487	1690	-1683
	133	165,37	39,264	104	0,7	0,221	0,219	1,251	-1,246	2,019	2,003	1690	-1683
К-2/ЛЕНИН А	136	165,58	38,824	98	0,7	0,208	0,206	1,251	-1,246	2,019	2,003	1689,9	-1683
К-3/ЛЕНИН А	136	165,79	38,41	144	0,7	0,305	0,303	1,251	-1,246	2,019	2,003	1689,8	-1683
К-4/ЛЕНИН А	136	166,09	37,802	80	0,7	0,17	0,168	1,251	-1,246	2,018	2,004	1689,7	-1683
К-5/ЛЕНИН А	138,2	166,26	37,464	49	0,7	0,07	0,07	1,027	-1,024	1,364	1,355	1387,6	-1383

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под,тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр,тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
К-6/ЛЕНИНА	138,2	166,33	37,324	89	0,7	0,104	0,103	0,928	-0,925	1,115	1,108	1253,5	-1249
К-7/ЛЕНИНА	138,7	166,44	37,116	88	0,7	0,103	0,102	0,928	-0,925	1,115	1,108	1253,4	-1249
К-7А/ЛЕНИНА	138,5	166,54	36,911	88	0,7	0,103	0,102	0,928	-0,925	1,114	1,108	1253,3	-1250
К-8/ЛЕНИНА	138,1	166,64	36,706	155	0,7	0,153	0,152	0,851	-0,849	0,939	0,934	1149,6	-1147
К-9/ЛЕНИНА	137,4	166,79	36,401	69	0,7	0,068	0,068	0,851	-0,849	0,939	0,934	1149,5	-1147
К-10/ЛЕНИНА	136,7	166,86	36,265	142	0,7	0,118	0,118	0,781	-0,779	0,792	0,789	1055,1	-1053
К-11/ЛЕНИНА	135,3	166,98	36,03	77	0,7	0,064	0,064	0,781	-0,78	0,792	0,789	1055	-1053
К-11А/ЛЕНИНА	134,1	167,04	35,902	70	0,7	0,052	0,052	0,736	-0,735	0,703	0,701	993,74	-992,3
К-12/ЛЕНИНА	133	167,09	35,799	51	0,7	0,038	0,038	0,736	-0,735	0,703	0,701	993,68	-992,4
К-12А/ЛЕНИНА	132,3	167,13	35,723	24	0,7	0,018	0,018	0,736	-0,735	0,703	0,701	993,63	-992,4
К-13/ЛЕНИНА	132,2	167,15	35,688	97	0,61	0,131	0,126	0,914	-0,897	1,283	1,239	937,09	-920,6

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под,тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр,тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
К-14/ЛЕНИНА	132,2	167,27	35,431	110	0,61	0,148	0,143	0,913	-0,897	1,283	1,239	937,02	-920,6
К-14А/ЛЕНИНА	135	167,42	35,14	60	0,61	0,077	0,074	0,891	-0,876	1,222	1,02	914,24	-898,1
К-15/ЛЕНИНА	135	167,49	34,989	150	0,61	0,192	0,186	0,891	-0,876	1,222	1,02	914,2	-898,2
К-16/ЛЕНИНА	134	167,68	34,61	1	0,5	0,003	0,003	1,261	-1,238	3,123	3,013	869,04	-853,4
К-16/ЛЕНИНА-задвижка	134	167,68	34,604	26	0,61	0,03	0,029	0,847	-0,832	1,105	1,066	869,04	-853,4
К-16А/ЛЕНИНА	132,2	167,71	34,545	55	0,61	0,038	0,037	0,652	-0,641	0,657	0,637	668,77	-658
К-17/ЛЕНИНА	132,1	167,75	34,47	160	0,61	0,11	0,107	0,652	-0,642	0,657	0,637	668,73	-658
К-17А/ЛЕНИНА	131,6	167,85	34,252	75,5	0,61	0,052	0,05	0,652	-0,642	0,657	0,637	668,62	-658,2
К-18А/ЛЕНИНА-задвижка	131,2	167,9	34,15	1	0,6	0,001	0,001	0,658	-0,648	0,683	0,662	653,01	-642,7

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под,тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр,тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
К-18/ЛЕНИНА	131,2	167,9	34,148	24	0,41	0,09	0,089	1,193	-1,186	3,583	3,545	552,68	-549,8
К-1А/СТАЛ ЕВАРОВ	131,6	167,99	33,969	134	0,41	0,486	0,481	1,171	-1,165	3,456	3,42	542,79	-539,9
К-2А/СТАЛ ЕВАРОВ	131,72	168,48	33,001	156	0,41	0,53	0,525	1,133	-1,127	3,237	3,204	525,19	-522,5
К-3А/СТАЛ ЕВАРОВ	131,2	169	31,946	91	0,4	0,249	0,247	1,001	-0,996	2,611	2,581	441,74	-439,2
К-2/СТАЛЕВАРОВ	131,5	169,25	31,45	109	0,41	0,22	0,218	0,872	-0,867	1,923	1,901	404,09	-401,8
К-3/СТАЛЕВАРОВ	131	169,46	31,013	77	0,41	0,132	0,131	0,804	-0,799	1,635	1,616	372,42	-370,2
К-3А/СТАЛ ЕВАРОВ	131,5	169,59	30,75	226	0,41	0,283	0,28	0,685	-0,681	1,193	1,179	317,62	-315,8
К-4А/СТАЛ ЕВАРОВ	130	169,87	30,187	125	0,309	0,64	0,633	1,166	-1,16	4,879	4,826	306,93	-305,3

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под,тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр,тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
К-5/СТАЛЕВАРОВ	125	170,51	28,913	75	0,257	0,669	0,661	1,372	-1,365	8,495	8,398	249,9	-248,5
К-6/СТАЛЕВАРОВ	126	171,17	27,583	1	0,309	0,003	0,003	0,938	-0,932	3,163	3,128	246,81	-245,4
Задвижка К-6/СТАЛЕВАРОВ	126	171,17	27,576	50	0,309	0,166	0,164	0,938	-0,932	3,163	3,128	246,81	-245,4
К-7/СТАЛЕВАРОВ	125,8	171,34	27,246	95	0,309	0,315	0,312	0,938	-0,932	3,163	3,128	246,8	-245,4
К-8/ДАНИЛОВА	125,4	171,65	26,618	57	0,309	0,148	0,147	0,829	-0,824	2,478	2,45	218,27	-217
К-9/ДАНИЛОВА	124,6	171,8	26,324	72	0,309	0,137	0,135	0,708	-0,704	1,81	1,789	186,27	-185,2
К-10А/ДАНИЛОВА	124,9	171,93	26,052	43	0,309	0,048	0,047	0,539	-0,535	1,056	1,042	141,89	-140,9
К-10'/ДАНИЛОВА	125,6	171,98	25,957	51	0,309	0,057	0,056	0,539	-0,535	1,056	1,042	141,88	-140,9
К-10/ДАНИЛОВА	126,5	172,03	25,845	61	0,309	0,058	0,057	0,499	-0,496	0,906	0,894	131,33	-130,4

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под,тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр,тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
К-11/ДАНИЛОВА	126,7	172,09	25,729	140	0,309	0,042	0,042	0,279	-0,278	0,288	0,286	73,398	-73,09
К-12/10	125,9	172,13	25,645	86	0,207	0,085	0,084	0,394	-0,392	0,937	0,931	46,516	-46,35
жилая застройка ЖЗ,Б 12	127,5	172,22	25,476	113	0,207	0,014	0,014	0,139	-0,137	0,122	0,12	16,365	-16,22
К-ПРОХОДНАЯ/10	123,6	172,23	25,447	100	0,207	0,011	0,011	0,127	-0,125	0,102	0,101	14,944	-14,82
Оранжевая	120,8	172,24	25,426	50	0,207	0,004	0,004	0,105	-0,104	0,071	0,07	12,38	-12,28
К-ГОРЬК1/10	120,6	172,25	25,419	185	0,207	0,012	0,012	0,098	-0,097	0,063	0,062	11,57	-11,47
К-6/10	114,6	172,26	25,395	70	0,08	0,024	0,024	0,124	-0,124	0,322	0,322	2,1849	-2,183
Гостиница	105	172,28	25,347										

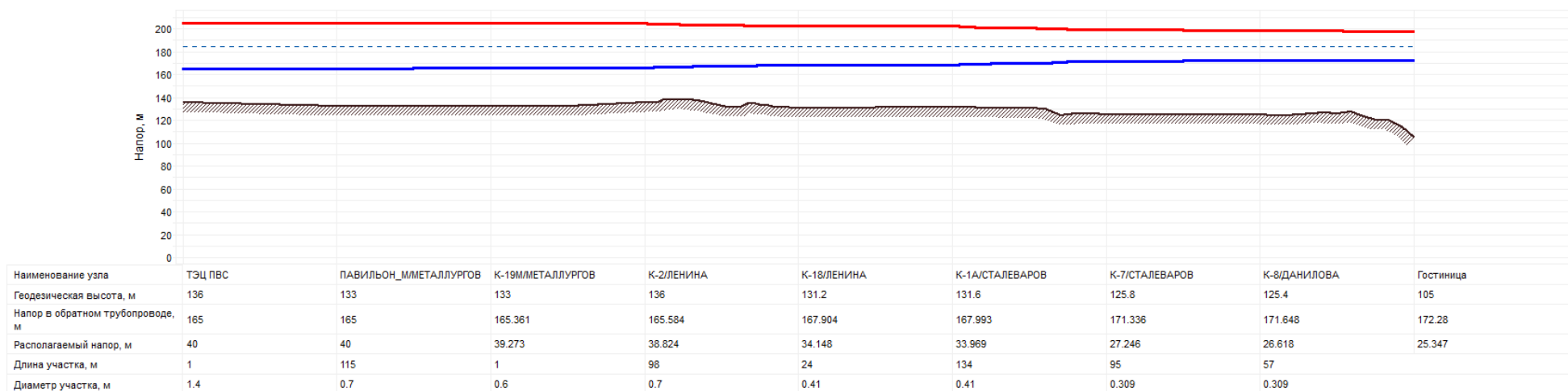


Рисунок 10.1 Пьезометрический график до конечного потребителя – гостиница по улице Горького.

Зон с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей не выявлено.



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

В разработанной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2022– 2040 гг. вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии не предусматривается.

## **12. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями.**

Согласно Генеральному плану города Череповца в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями предусмотрено индивидуальное теплоснабжение:

127,128 микрорайоны - от локальной котельной мощности 1,3 Гкал/час и автономных промышленных 2-х функциональных теплогенераторов, обеспечивающих потребности отопления и горячего водоснабжения потребителей, работающих на природном газе;

147,150,151 микрорайоны - от автономных промышленных 2-х функциональных теплогенераторов, обеспечивающих потребности отопления и горячего водоснабжения потребителей, работающих на природном газе.

### 13. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа.

В таблицах 13.1-13.8 представлены перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии по годам на период до 2040 г.

В результате анализа данных можно сделать вывод, что реализация предложенных мероприятий по развитию котельных позволит обеспечить качественное теплоснабжения потребителей в течении всего периода планирования.

Таблица 13.1.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Котельная №1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2
	Располагаемая тепловая мощность станции	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	Тепловая мощность нетто	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	136,2	136,5	136,5	137,5	137,8	137,8	137,8	137,8	137,8	137,8	137,8	137,8	137,8	137,8	137,8	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	3,5	3,186	3,186	2,237	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97

Таблица 13.2.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Котельная №2	Установленная тепловая мощность, в том числе:	218,3	218,3	218,3	218,3	218,3	<b>248,3</b>	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3
	Располагаемая тепловая мощность станции	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	<b>230,3</b>	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
	Тепловая мощность нетто	198	198	198	198	198	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	192,9	193,4	193,7	194,2	195,2	196	196,8	197,6	198,4	199,1	199,9	200,7	201,4	202,2	202,8	205,5	206	207,6	208,1	209,6	210,1
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-13,3	-13,8	-14,1	-14,6	-15,6	13,6	12,8	12	11,2	10,5	9,7	8,9	8,2	7,4	6,8	4,1	3,6	2	1,5	0	-0,5

Таблица 13.3.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Котельная №3	Установленная тепловая мощность, в том числе:	102	102	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7
	Располагаемая тепловая мощность станции	90	90	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Тепловая мощность нетто	89,4	89,4	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09	90,09
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	7,2	7,2	7,2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	93,1	95,39	96,31	83,99	83,99	83,99	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18	84,18

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-10,9	-13,19	-13,42	0,1	0,1	0,1	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09

Таблица 13.4.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Котельная Северная	Установленная тепловая мощность, в том числе:	90	90	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69
	Располагаемая тепловая мощность станции	90	90	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69	90,69
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Тепловая мощность нетто	89,3	89,3	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3

Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	75,7	76,13	76,13	76,17	76,76	76,76	76,76	76,76	76,76	76,76	76,76	76,76	77,09	77,56	77,89	78,21	78,54	78,86	79,19	79,86	80,18	80,51
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	6,3	5,867	6,557	6,524	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,601	5,129	4,804	4,479	4,154	3,829	3,504	2,832	2,508	2,183

Таблица 13.5.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Котельная Южная	Установленная тепловая мощность, в том числе:	201,9	201,9	201,9	201,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1
	Располагаемая тепловая мощность станции	201,9	201,9	201,9	201,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1	289,1
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1



Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Тепловая мощность нетто	196,8	196,8	196,8	196,8	246,8	246,8	246,8	246,8	246,8	246,8	246,8	246,8	284	284	284	284	284	284	284	284	284
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	192,8	197,1	199,4	204,8	210,2	218,3	221,6	224,4	227,1	229,5	232,4	235,4	238	242	245	248	250,6	253,4	256	258,3	261,9
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-5,6	-9,9	-12,2	-17,6	27	18,9	15,6	12,8	10,1	7,7	4,8	1,8	36,4	32,4	29,4	26,4	23,8	21	18,4	16,1	12,5

Таблица 13.6.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Тепловая мощность нетто	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Источники тепла ПАО Северсталь	Потери в тепловых сетях в горячей воде	18,7	18,7	18,7	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	234,4	234,5	235,3	248,7	249,4	250,2	250,8	250,9	251	251,1	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	47,9	47,8	47	32,4	31,67	30,86	30,28	30,19	30,1	30,01	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92

Таблица 13.7.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Котельная Тепличная	Установленная тепловая мощность, в том числе:	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Располагаемая тепловая мощность станции	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

	Тепловая мощность нетто	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92

Таблица 13.8.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Котельная Новая	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
	Располагаемая тепловая мощность станции	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
	Тепловая мощность нетто	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,7	227,7	227,7	227,7	227,7	227,7	227,7	227,7	227,7	227,7
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,297	6,725	9,843	12,96	17,7	20,82	23,94	29,15	32,34	37,15
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222,4	218,9	215,8	212,7	208	204,9	201,7	196,5	193,3	188,5

## **14. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников тепловой энергии, а также местных видов топлива.**

### **14.1. Ветроэнергетика.**

Вологодская область относится к территориям с низкой эффективностью использования ветрогенерирующих установок. Исходя из показателей ветроэнергетического потенциала, предпосылки его использования на цели энергоснабжения экономически не оправданы.

### **14.2. Солнечная энергетика.**

В настоящее время использование солнечного излучения на цели как тепло-, так и электроснабжения потребителей не является экономически целесообразным в силу капиталоемкости солнечных коллекторов и фотоэлектрических преобразователей. В таких условиях и с учетом того, что в российском законодательстве отсутствуют стимулирующие внедрение ВИЭ меры, развитие солнечной энергетика на территории Вологодской области в ближайшей перспективе маловероятно. При существенном снижении стоимости оборудования по производству электроэнергии на основе энергии солнечного излучения, а также снижения стоимости сопутствующей инфраструктуры для хранения выработанной электроэнергии возможно появление механизмов окупаемости капиталовложений.

### **14.3. Биоэнергетика.**

Из биотоплива первого поколения наиболее перспективным направлением является использование леса. Лесопромышленный комплекс занимает третье место в общем объеме экспорта из Вологодской области после металлургии и химической промышленности, поэтому использование древесных отходов в качестве топлива позволяет добиться существенного экономического эффекта на деревообрабатывающих предприятиях.

### **14.4. Заключение об использовании возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.**

На сегодняшний день не целесообразно в городе Череповце ввод новых и реконструкцию и(или)модернизацию существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.

## **15. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа.**

Теплоснабжение в производственных зонах организовано за счет собственных источников тепловой энергии.

## 16. Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения.

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 электронной модели системы теплоснабжения должен быть сформирован путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплотребляющую 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.

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

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

где:

- 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:

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

где:

- необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на *i*-й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

- 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:

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

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:

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

- 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.;

- 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.

- 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.;

- 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, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, 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 меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя - целесообразно.

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:

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

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:

$$V_t = x \cdot \text{Ц}_{\text{тэ},t} \cdot \text{ИСПГ}_t = x \cdot \text{ЧЧМ}_{\text{сп}} \cdot \text{Ц}_{\text{тэ},t} \cdot x$$

$$x \cdot \text{ИСПГ}_t \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год,}$$



где:

- прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год;

- 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;

ЧЧМср - средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час./год;

Цтэ,t - цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в t-м расчетном периоде.

ИСПГt - индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги.

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

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

где:

Z<sub>т,t</sub> - 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<sub>пер,t</sub> - 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:

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

где:

$Q_3$  - 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;

- 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).

П40.16. 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,  $y$  - удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м<sup>2</sup>;

$M_{нтс}$  - материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м<sup>2</sup>;

$l_{нтс,i}$  - 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.

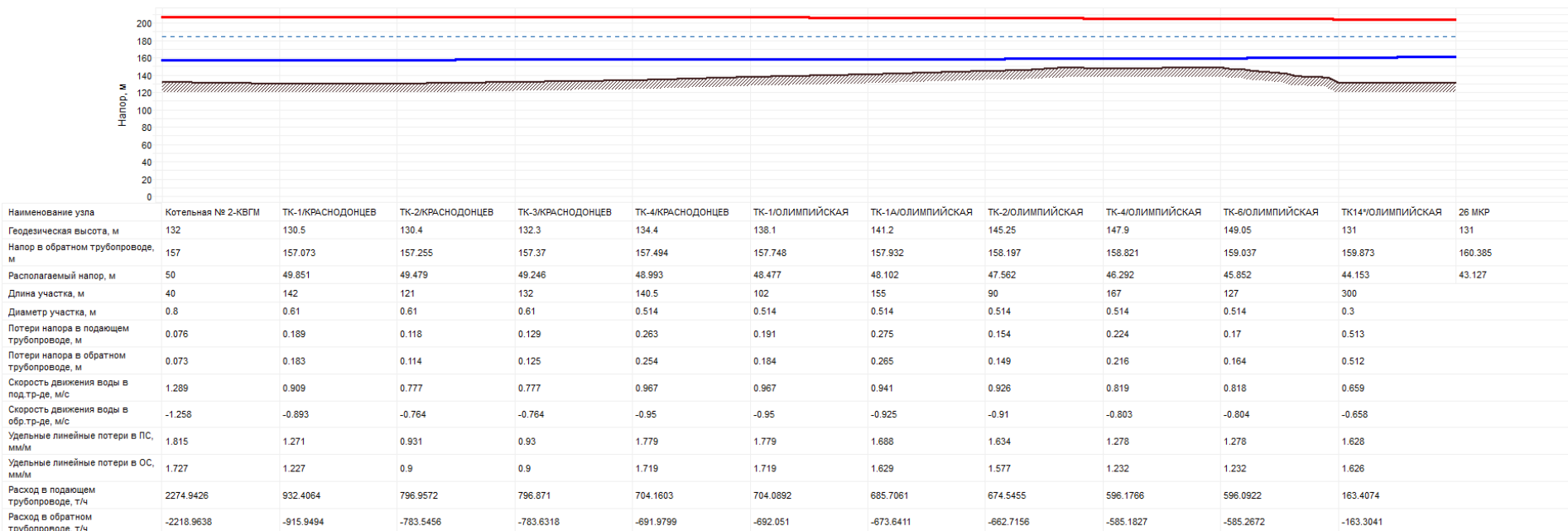
Расчет радиуса эффективного теплоснабжения производится при расширении зон действия котельных №2 и Южная.

Расчет гидравлического режима тепловых сетей от котельной №2 до 26 микрорайона.

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
Котельная 2-КВГМ	132	157	50	40	0,8	0,076	0,073	1,289	-1,258	1,815	1,727	2274,9	-2219
ТК-1/КРАСНОДОНЦЕВ	130,5	157,07	49,851	142	0,61	0,189	0,183	0,909	-0,893	1,271	1,227	932,41	-915,9
ТК-2/КРАСНОДОНЦЕВ	130,4	157,26	49,479	121	0,61	0,118	0,114	0,777	-0,764	0,931	0,9	796,96	-783,5
ТК-3/КРАСНОДОНЦЕВ	132,3	157,37	49,246	132	0,61	0,129	0,125	0,777	-0,764	0,93	0,9	796,87	-783,6
ТК-4/КРАСНОДОНЦЕВ	134,4	157,49	48,993	140,5	0,514	0,263	0,254	0,967	-0,95	1,779	1,719	704,16	-692
ТК-1/ОЛИМП ИЙСКАЯ	138,1	157,75	48,477	102	0,514	0,191	0,184	0,967	-0,95	1,779	1,719	704,09	-692,1
ТК-1А/ОЛИМП ИЙСКАЯ	141,2	157,93	48,102	155	0,514	0,275	0,265	0,941	-0,925	1,688	1,629	685,71	-673,6
ТК-2/ОЛИМП ИЙСКАЯ	145,25	158,2	47,562	90	0,514	0,154	0,149	0,926	-0,91	1,634	1,577	674,55	-662,7
ТК-3/ОЛИМП ИЙСКАЯ	146,36	158,35	47,259	186	0,5	0,365	0,352	0,973	-0,956	1,866	1,802	670,78	-659,1

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
ТК-4А/ОЛИМП ИЙСКАЯ	148,5	158,7	46,542	68	0,5	0,127	0,123	0,951	-0,934	1,782	1,72	655,25	-643,8
ТК-4/ОЛИМП ИЙСКАЯ	147,9	158,82	46,292	167	0,514	0,224	0,216	0,819	-0,803	1,278	1,232	596,18	-585,2
ТК-6/ОЛИМП ИЙСКАЯ	149,05	159,04	45,852	127	0,514	0,17	0,164	0,818	-0,804	1,278	1,232	596,09	-585,3
ТК-7/ОЛИМП ИЙСКАЯ	147,37	159,2	45,517	1	0,514	0,001	0,001	0,676	-0,663	0,874	0,843	492,15	-483,2
ТК-7А/ОЛИМП ИЙСКАЯ	147,37	159,2	45,515	124	0,514	0,114	0,11	0,676	-0,663	0,874	0,843	492,15	-483,2
ТК-8/ОЛИМП ИЙСКАЯ	145,35	159,31	45,292	91	0,514	0,083	0,081	0,676	-0,663	0,874	0,843	492,09	-483,2
ТК-9/ОЛИМП ИЙСКАЯ	144	159,39	45,128	77	0,514	0,058	0,055	0,609	-0,598	0,712	0,685	443,71	-435,3
ТК-10/ОЛИМП ИЙСКАЯ	143,25	159,45	45,015	82	0,514	0,061	0,059	0,609	-0,598	0,712	0,686	443,67	-435,3
ТК-11/ОЛИМП ИЙСКАЯ	142	159,51	44,894	109	0,514	0,057	0,055	0,508	-0,498	0,498	0,479	370,33	-363

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
ТК-12/ОЛИМП ИЙСКАЯ	138,8	159,56	44,783	115	0,514	0,06	0,058	0,508	-0,498	0,498	0,479	370,27	-363
ТК-12А/ОЛИМП ИЙСКАЯ	138,4	159,62	44,665	109,75	0,514	0,05	0,048	0,473	-0,463	0,431	0,413	344,21	-337,1
ТК-13/ОЛИМП ИЙСКАЯ	138	159,67	44,567	114,1	0,514	0,052	0,05	0,473	-0,463	0,431	0,414	344,15	-337,1
ТК-14/ОЛИМП ИЙСКАЯ	137	159,72	44,466	1300	0,5	0,158	0,156	0,238	-0,236	0,116	0,114	164,03	-162,7
ТК14*/ОЛИМП ИЙСКАЯ	131	159,87	44,153	300	0,3	0,513	0,512	0,659	-0,658	1,628	1,626	163,41	-163,3
26 МКР	131	160,39	43,127										



Анализ пьезометрического графика показывает, что пропускной способности трубопроводов тепловых сетей от котельной № 2 достаточно для подключения перспективных потребителей в 26 микрорайоне.

Расчет стоимости тепловой энергии, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения котельной №2 при подключении нового объекта заявителя (26 микрорайон) к тепловой сети.

потреби тель	расход тепла отопл., Гкал/ч	ЧЧМ, час ов отопл.	годовой расход тепла, от опл., Гкал	расход тепла ГВС., Гкал/ч	ЧЧМ, час ов ГВС	годовой расход тепла, Г ВС, Гкал	годовой расход тепла, общий, Гкал/год	Тариф на т.э., тыс.руб. Т <sup>п</sup>	выручка, тыс.руб. В <sub>т</sub>	уд.расхо д топлива, нм <sup>3</sup> /Гкал	расход топлива, нм <sup>3</sup>	Цена топлива, тыс.руб. /н.м <sup>3</sup>	затраты топлива, тыс.руб. З <sub>т</sub>	длина сети до потреби теля, м
мкр.26	9,35	2538	23730,3	4,62	8400	38808	62538,3	1,44	90055,1 5	131,98	1188547 9	0,00498	59189,6 9	3893

диаметр, м	материальная характеристика, м <sup>2</sup>	удельная стоимость, тыс. руб /м <sup>2</sup>	затраты на передачу тепла, тыс.руб. $Z_n$	общие затраты, тыс.руб. $Z_r+Z_n=Z_t$	$V_t \cdot Z_t$ тыс.руб.	НВВ, тыс. руб.	$\Delta$ НВВ, тыс.руб.	Q, тыс.Гкал/год	$\Delta$ Q, тыс.Гкал/год	$T^{np}$ , тыс.руб.	$\Delta T = T^n - T^{np}$ тыс.руб.
0,5	1946,5	7,15	13917,48	73107,16	16947,99	3334573	73107,16	2362,581	62,54	1,405159	0,034841

По результатам расчетов, стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям 26 микрорайона в системе теплоснабжения котельной №2 меньше стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения котельной №2 до присоединения потребителей 26 микрорайона к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя. Значит присоединение 26 микрорайона к тепловым сетям системы теплоснабжения котельной №2 - целесообразно.

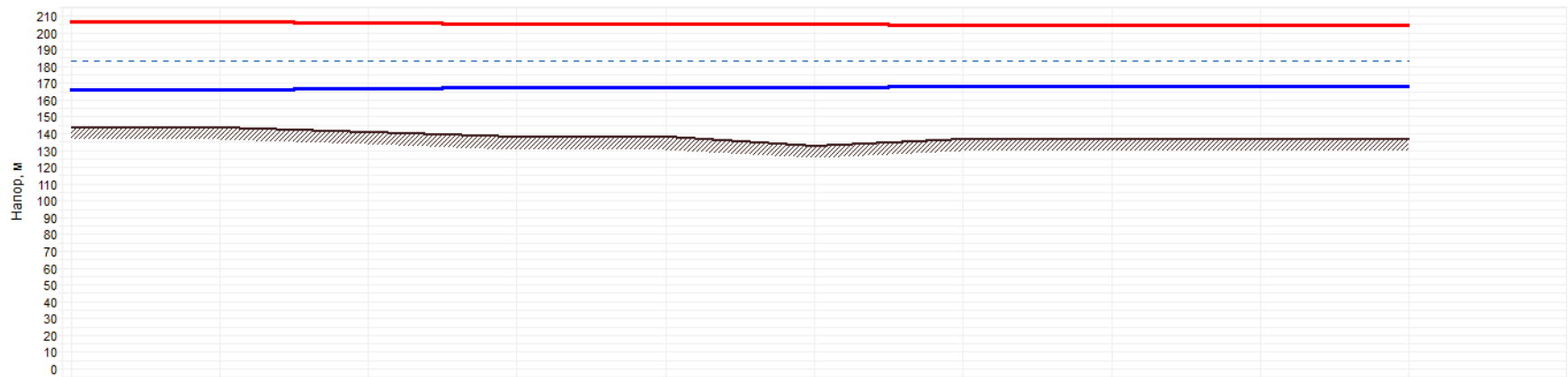
Радиус эффективного теплоснабжения существующей зоны действия котельной №2, определяемый как расстояние от теплоисточника до наиболее отдаленного теплового потребителя улица Новая,16, равен 5722 метра.

Радиус эффективного теплоснабжения новой зоны действия котельной №2 (микрорайон 26) равен 3893 метра.

Расчет гидравлического режима тепловых сетей от котельной Южная до 108 микрорайона.

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под, тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр, тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
Котельная "Южная"	144	166	40	10	0,8	0,01	0,01	0,863	-0,856	0,816	0,804	1521,8294	-1510,6092
ТК-0/РЕЗЕРВ	144	166,01	39,98	440	0,8	0,431	0,425	0,863	-0,856	0,816	0,804	1521,8171	-1510,6215
ТК-1/РЕЗЕРВ	141	166,434	39,125	450	0,8	0,44	0,435	0,862	-0,857	0,815	0,805	1521,278	-1511,1606
ТК-2/РЕЗЕРВ	138	166,869	38,25	450	0,8	0,277	0,273	0,682	-0,678	0,513	0,506	1204,1005	-1195,6352
ТК-1/МОНТКЛЕР	138	167,142	37,7	200	0,6	0,256	0,253	0,823	-0,819	1,066	1,055	816,9969	-812,7934

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под, тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр, тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
ТК-3/108	132,7	167,395	37,191	400	0,6	0,451	0,446	0,772	-0,768	0,939	0,93	766,526	-762,6235
УТ-9/ШЕКСНИНСКИЙ	137	167,841	36,294	150	0,5	0,101	0,101	0,531	-0,53	0,562	0,56	366,0012	-365,5389
УТ-10/ШЕКСНИНСКИЙ	137	167,942	36,092	225	0,5	0,015	0,015	0,166	-0,165	0,057	0,057	114,3014	-114,0344
УТ-11/ШЕКСНИНСКИЙ	137	167,957	36,062	150	0,3	0,144	0,144	0,46	-0,46	0,802	0,801	114,1937	-114,142
МКР, 108	137	168,102	35,773										



Наименование узла	Котельная "Южная"	ТК-0/РЕЗЕРВ	ТК-1/РЕЗЕРВ	ТК-2/РЕЗЕРВ	ТК-1/МОНТКЛЕР	ТК-3/108	УТ-9/ШЕКСНИНСКИЙ	УТ-10/ШЕКСНИНСКИЙ	УТ-11/ШЕКСНИНСКИЙ	МКР 108
Геодезическая высота, м	144	144	141	138	138	132.7	137	137	137	137
Напор в обратном трубопроводе, м	166	166.01	166.434	166.869	167.142	167.395	167.841	167.942	167.957	168.102
Располагаемый напор, м	40	39.98	39.125	38.25	37.7	37.191	36.294	36.092	36.062	35.773
Длина участка, м	10	440	450	450	200	400	150	225	150	
Диаметр участка, м	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.5	0.5	0.3	



Анализ пьезометрического графика показывает, что пропускной способности трубопроводов тепловых сетей от котельной Южная достаточно для подключения перспективных потребителей в 108 микрорайоне.

Расчет стоимости тепловой энергии, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения котельной Южная при подключении нового объекта заявителя (108 микрорайон) к тепловой сети.

потребитель	расход тепла отопл., Гкал/ч	ЧЧМ, часов отопл.	годовой расход тепла, отопл., Гкал	расход тепла ГВС., Гкал/ч	ЧЧМ, часов ГВС	годовой расход тепла, ГВС, Гкал	годовой расход тепла, общий, Гкал/год	Тариф на т.э., тыс.руб. Т <sup>н</sup>	выручка, тыс.руб. В <sub>т</sub>	уд.расход топлива, нм <sup>3</sup> /Гкал	расход топлива, нм <sup>3</sup>	Цена топлива, тыс.руб./н.м <sup>3</sup>	затраты топлива, тыс.руб. З <sub>т</sub>	длина сети до потребителя, м
мкр.108	5,38	2538	13654,44	2,21	8400	18564	32218,44	1,44	46394,55	131,98	4252190	0,00498	21175,9	2475

диаметр,м	материальная характеристика, м <sup>2</sup>	удельная стоимость, тыс. руб /м <sup>2</sup>	затраты на передачу тепла, тыс.руб. З <sub>п</sub>	общие затраты, тыс.руб. З <sub>т</sub> +З <sub>п</sub> =З <sub>т</sub>	В <sub>т</sub> -З <sub>т</sub> тыс.руб.	НВВ, тыс. руб.	ΔНВВ, тыс.руб.	Q, тыс.Гкал/год	ΔQ, тыс.Гкал/год	Т <sup>нп</sup> , тыс.руб.	ΔТ= Т <sup>п</sup> - Т <sup>нп</sup> тыс.руб.
0,7	1732,5	7,15	12387,38	33563,28	12831,27	3334573	33563,28	2362,581	32,2	1,406449	0,033551

По результатам расчетов, стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям 10 микрорайона в системе теплоснабжения котельной Южная меньше стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения котельной Южная до присоединения потребителей 108 микрорайона к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя. Значит присоединение 108 микрорайона к тепловым сетям системы теплоснабжения котельной Южная - целесообразно.

Радиус эффективного теплоснабжения существующей зоны действия котельной Южная, определяемый как расстояние от теплоисточника до наиболее отдаленного теплового потребителя Барский дом, улица Матуринская,28, равен 4190 метров.

Радиус эффективного теплоснабжения новой зоны действия котельной Южная ( 108 микрорайон) равен 2475 метра.

Радиус эффективного теплоснабжения зон действия источников тепловой энергии города Череповца.

Наименование источника тепловой энергии.	Радиус эффективного теплоснабжения, м
Котельная №1	2091
Котельная №2	5722
Котельная №3	2593
Котельная Северная	2597
Котельная Южная	4190
Источники тепла ПАО «Северсталь»	4371
Котельная Тепличная	1406
Котельная Новая	3035