

**Актуализированная на 2024 год Схема теплоснабжения
городского округа город Череповец Вологодской области
на 2022-2040 гг.**

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

Содержание

1. Общие положения.....	4
2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.	5
3. Оценка финансовых потребностей для реконструкции и нового строительства источников тепловой энергии.....	5
3.1. Удельные стоимости строительства котельных без учета НДС, млн. руб./Гкал/ч.	7
3.2. Удельные стоимости реконструкции котельных без учета НДС, млн. руб./Гкал/ч.	7
4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.	8
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.	8
6. Обоснование предлагаемых мероприятий для реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации котельных.	9
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.	10
8. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии.	10
9. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.	10
10. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	10
10.1. Расширение зоны действия источников тепловой энергии ПАО «Северсталь». ...	10
11. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.	18
12. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями.	18
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.	19
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.	33
14.1. Ветроэнергетика.....	33
14.2. Солнечная энергетика.....	33
14.3. Биоэнергетика.	33
14.4. Заключение об использовании возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	33
15. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа.	33

16.	Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения.	34
16.1.	Расчет радиуса эффективного теплоснабжения котельной №2	38
16.2.	Расчет радиуса эффективного теплоснабжения котельной Южная.	42

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);
- предложения заводов – изготовителей оборудования, опубликованные в свободном доступе;
- прогноз Министерства экономического развития индексов-дефляторов и инфляции до 2040 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).

- НЦС 81-02-19-2022. Сборник №19. Здания и сооружения городской инфраструктуры.

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.

Расчет стоимости строительства котельной мощностью 20 Гкал/ч (23,26 МВт) по НЦС 81-02-19-2022. Сборник №19. Здания и сооружения городской инфраструктуры.

$$C = [(НЦС \times M \times K_{пер.}) + Z_p] \times I_{пр.}$$

$$P_b = P_c - (c - v) \times (P_c - P_a) / (c - a) = 3251,7 - (34,89 - 23,26) \times (3251,7 - 5146,86) / (34,89 - 20) = 4732 \text{ тыс. руб.}$$

$$C = (4732 \times 23,26 \times 0,99 + 35000) = 143966 \text{ тыс. руб.,}$$

где 35000 тыс. руб. – стоимость импортной горелки.

Удельная стоимость строительства котельной мощностью 20 Гкал/ч – 7196 тыс. руб./Гкал.

Удельная стоимость реконструкции котельной мощностью 20 Гкал/ч – 7196 x 0,67 = 4821 тыс. руб./Гкал.

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

Годы	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
индекс-дефляторы	1,052	1,049	1,047	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
мощность, Гкал/ч																			
100 и выше	9,6	10,07	10,54	11	11,46	11,93	12,41	12,9	13,42	13,95	14,51	15,09	15,7	16,33	16,98	17,66	18,36	19,1	19,86

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

Годы	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
индекс-дефляторы	1,052	1,049	1,047	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
мощность, Гкал/ч																			
20	4,821	5,057	5,295	5,523	5,755	5,99	6,23	6,479	6,738	7,008	7,288	7,58	7,883	8,198	8,526	8,867	9,222	9,591	9,975
100	6,44	6,756	7,073	7,377	7,687	8,002	8,322	8,655	9,001	9,361	9,736	10,13	10,53	10,95	11,39	11,85	12,32	12,81	13,32

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

В Актуализированной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2023 – 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. Котельная Новая.	Строительство водогрейной котельной мощностью 230 Гкал/ч.	Обеспечение тепловой энергией потребителей Восточной части Зашекснинского района.	2030	3086,6

6. Обоснование предлагаемых мероприятий для реконструкции, техническому 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	Реконструкция котельной с увеличением мощности на 100 Гкал/ч (установка водогрейного котла мощностью 100 Гкал/ч со всем вспомогательным оборудованием).	Увеличение располагаемой мощности котельной	2024	707,3
Котельная №1	Реконструкция котельной с увеличением мощности на 20 Гкал/ч (установка водогрейного котла мощностью 20 Гкал/ч со всем вспомогательным оборудованием).	Увеличение располагаемой мощности котельной	2032	145,76
Котельная №2	Мероприятия по доведению фактической тепловой мощности котлов КВГМ – 100 на котельной №2 до паспортной.	Увеличение располагаемой мощности котельной	2023	После проведения режимно – наладочных испытаний.

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 Актуализированной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2024 – 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 Актуализированной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2024 – 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 Актуализированной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2024 – 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-8¹ /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/МСТАЛЛУРГОВ	133	165	40	115	0,7	0,366	0,361	1,534	-1,523	3,02	2,986	2072,3	-2057
К-19М/МСТАЛЛУРГОВ	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/ЛЕНИНА	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/ЛЕНИНА	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/ЛЕНИНА	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/ЛЕНИНА	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/ЛЕНИНАзадвижка	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
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

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-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/СТАЛЕ ВАРОВ	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/СТАЛЕ ВАРОВ	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
К-5/СТАЛЕ ВАРОВ	125	170,51	28,913	75	0,257	0,669	0,661	1,372	-1,365	8,495	8,398	249,9	-248,5

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/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
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

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
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										

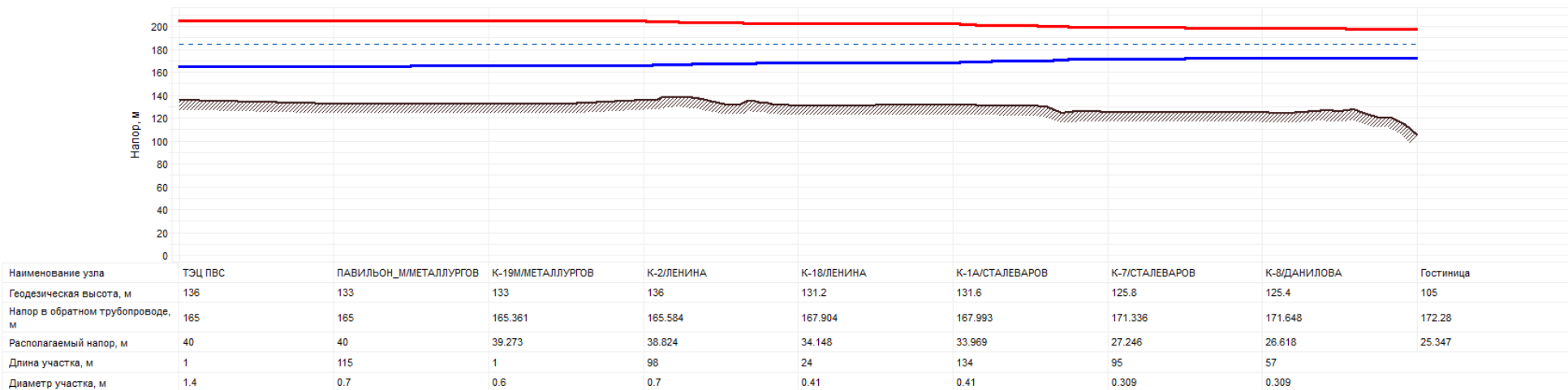


Рисунок 10.1 Пьезометрический график до конечного потребителя – гостиница по улице Горького.

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 Актуализированной Схеме теплоснабжения г. Череповца на период 2024– 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.

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 таблице 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.

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	170	170	170	170	170	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
	Располагаемая тепловая мощность станции	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	171	171	171	171	171	171	171	171
	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
	Тепловая мощность нетто	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	160	160	160	160	160	160	160	160
	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
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	232	232	234	234	234	234	234	234	234	234	234	235	235	245	245	245	245	245	245	245

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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:	136	137	138	138	138	138	139	139	139	139	139	139	149	149	149	149	149	149	149	150
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-92	-93	-94	-95	-95	-95	-95	-95	-95	-95	-95	-95	-85	-85	-85	-85	-85	-86	-86	-86
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	3,5	3,12	1,74	1,22	1,22	1,22	1,08	1,08	1,08	1,08	0,88	0,88	10,9	10,9	10,9	10,6	10,6	10,3	10,3	9,43
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	114	114	115	115	115	115	116	116	116	116	116	116	124	124	124	124	124	125	125	125
	Зона действия источника тепловой мощности, га	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	
	Располагаемая тепловая мощность станции	200	200	200	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
	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	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
	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 договорная тепловая нагрузка в горячей воде	311	312	313	313	313	313	313	313	313	313	314	315	317	318	319	320	321	322	324	325	326
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	193	194	195	195	195	195	195	195	195	195	196	198	199	190	191	192	193	194	196	197	198
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-131	-132	-133	-115	-115	-116	-116	-116	-116	-116	-116	-118	-119	-120	-121	-123	-124	-125	-126	-127	-129
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-13	-14	-15	2,82	2,58	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,03	0,05	-1,3	7,7	6,56	5,25	4,19	3,12	2,05	0,47	-0,6

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	184	185	186	186	186	186	186	186	186	186	188	190	181	182	183	184	185	186	188	189	
	Зона действия источника тепловой мощности, га	642	642	642	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,3	0,3	0,3	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	0,25	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,26
Котельная №3	Установленная тепловая мощность, в том числе:	102	102	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	
	Располагаемая тепловая мощность станции	90	90	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	
	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	
	Тепловая мощность нетто	89,4	89,4	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	
	Потери в тепловых сетях в горячей	7,2	7,2	7,2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	воде																				
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	153	153	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	93,3	93,7	94	83,8	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-71	-71	-71	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-11	-11	-11	0,29	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	79,6	79,9	80,1	71,5	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7	71,7

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
	Зона действия источника тепловой мощности, га	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,37	0,37	0,38	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	
Котельная Северная	Установленная тепловая мощность, в том числе:	90	90	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	
	Располагаемая тепловая мощность станции	90	90	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	
	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	
	Тепловая мощность нетто	89,3	89,3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
	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	
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	121	121	121	122	122	122	122	122	122	123	123	123	123	123	123	123	123	123	124	124	124
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	75,6	75,6	75,9	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	77,6	77,6	77,6	77,6	77,6	77,6	77,6	77,6	77,6	78,1	78,5	78,5
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-39	-39	-39	-39	-40	-40	-40	-40	-40	-41	-41	-41	-41	-41	-41	-41	-41	-41	-41	-41	-41	

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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)	6,4	6,4	6,79	6,1	6,09	6,07	6,07	6,07	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	4,62	4,24	4,24		
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	65,4	65,4	65,7	66,3	66,3	66,3	66,3	66,3	66,3	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,5	67,9	67,9	
	Зона действия источника тепловой мощности, га	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Котельная Южная	Установленная тепловая мощность, в том числе:	202	202	202	202	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
	Располагаемая тепловая мощность станции	202	202	202	202	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
	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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Тепловая мощность нетто	197	197	197	197	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
	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
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	355	362	370	379	390	398	406	412	417	420	425	429	434	438	441	445	447	450	453	456
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	195	202	209	219	229	238	246	252	257	260	265	269	274	278	281	284	287	290	293	296
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-168	-175	-182	-192	-102	-111	-119	-125	-130	-133	-138	-142	-147	-151	-154	-157	-160	-163	-166	-169
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-8	-15	-22	-32	57,7	49,6	41,1	35,4	29,8	26,8	22,5	18,2	13,2	9,31	6,33	2,76	-0,1	-3,1	-6,2	-9,2
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	156	162	168	175	184	190	197	201	206	208	212	215	219	222	225	228	230	232	235	237
	Зона действия источника тепловой мощности, га	662	662	662	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,29	0,31	0,32	0,3	0,31	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,39	0,39	0,4	0,4	0,41
Источники теплоты ПАО «Северсталь»	Установленная тепловая мощность, в том числе:																				
	Располагаемая тепловая мощность станции																				
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде																				
	Тепловая мощность нетто	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
	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
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	349	350	350	362	363	364	365	365	365	365	365	365	366	366	366	366	366	367	367	367

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	235	236	248	248	250	251	251	251	251	251	251	252	252	252	252	252	253	253	253
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-66	-67	-68	-81	-81	-83	-84	-84	-84	-84	-84	-85	-85	-85	-85	-85	-86	-86	-86	-86
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	48	47	46	33	33	31	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	29	28	28	28
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	201	202	202	213	213	214	215	215	215	215	215	215	216	216	216	216	216	217	217	217
	Зона действия источника тепловой мощности, га	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,37	0,37	0,37	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,4

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	
	Располагаемая тепловая мощность станции	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	
	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	
	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	
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08
	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 договорной нагрузке)	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	Зона действия источника тепловой мощности, га	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Котельная Новая	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
	Располагаемая тепловая мощность станции	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228
	Потери в тепловых сетях в горячей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	воде																				
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,3	6,59	9,89	13,2	18,9	22,2	25,5	31,2	34,6	40,4
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,3	6,59	9,89	13,2	18,9	22,2	25,5	31,2	34,6	40,4
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	223	220	217	213	208	204	201	195	192	186
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	223	220	217	213	208	204	201	195	192	186
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,8	5,6	8,4	11,2	16,1	18,9	21,7	26,5	29,4	34,3

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0,02	0,04	0,05	0,07	0,08	0,09	0,12	0,13	0,15

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 энергетике 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 теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей 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 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.

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:

- 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:

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

- 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:

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

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:

$$V_t = Q_{тэ,t} \times \text{ИСПГ} = Q_{тэ,t} \times \text{ЧМср.} \times \text{ИСПГ} \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год,}$$

$$Q_{тэ,t} = \text{прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год;}$$

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:

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

где:

Z_t,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;

$Z_{пер,t}$ - 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:

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

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;

$C_{t,t}$ - 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).

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:

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

где, y - удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м²;

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

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

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

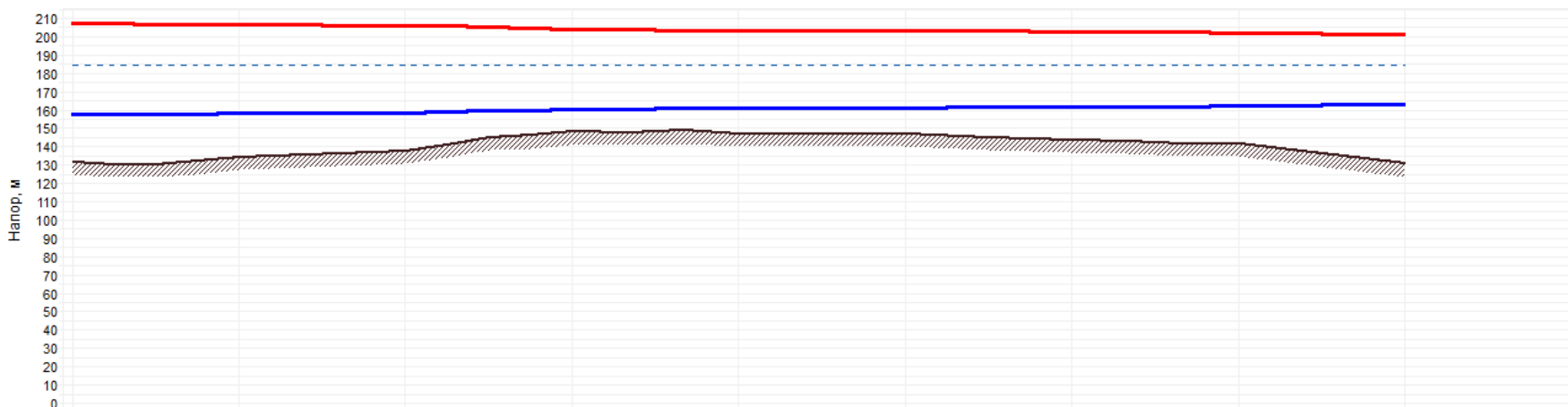
Расчет радиуса эффективного теплоснабжения производится при расширении зон действия котельных №2 и Южная.

16.1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения котельной №2

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	0.121	0.116	1.399	-1.368	2.528	2.417	2468.9208	-2413.8431
ТК-1/КРАСНОДОНЦЕВ	130.5	157.116	49.763	142	0.61	0.323	0.309	1.022	-0.999	1.894	1.813	1048.036	-1025.2707
ТК-2/КРАСНОДОНЦЕВ	130.4	157.425	49.131	121	0.61	0.204	0.195	0.879	-0.86	1.403	1.343	901.3769	-881.8123
ТК-3/КРАСНОДОНЦЕВ	132.3	157.62	48.732	132	0.61	0.222	0.213	0.879	-0.86	1.402	1.343	901.2907	-881.8985
ТК-4/КРАСНОДОНЦЕВ	134.4	157.833	48.297	140.5	0.514	0.464	0.443	1.107	-1.081	2.751	2.628	805.9493	-787.616
ТК-1/ОЛИМПИЙСКАЯ	138.1	158.276	47.39	102	0.514	0.337	0.322	1.106	-1.082	2.751	2.628	805.8783	-787.6871
ТК-1А/ОЛИМПИЙСКАЯ	141.2	158.597	46.732	155	0.514	0.499	0.476	1.093	-1.067	2.684	2.558	795.9788	-777.038
ТК-2/ОЛИМПИЙСКАЯ	145.25	159.073	45.757	90	0.514	0.282	0.269	1.078	-1.052	2.609	2.487	784.8223	-766.1167
ТК-3/ОЛИМПИЙСКАЯ	146.36	159.342	45.206	186	0.5	0.667	0.635	1.133	-1.106	2.987	2.847	781.056	-762.4647
ТК-4А/ОЛИМПИЙСКАЯ	148.5	159.977	43.904	68	0.5	0.234	0.223	1.111	-1.084	фев.87	2.734	765.5405	-747.1814
ТК-4/ОЛИМПИЙСКАЯ	147.9	160.2	43.447	167	0.514	0.43	0.408	0.977	-0.951	2.144	2.035	711.2213	-692.8504

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-6/ОЛИМПИЙСКАЯ	149.05	160.608	42.61	127	0.514	0.327	0.31	0.976	-0.951	2.144	2.036	711.1368	-692.9348
ТК-7/ОЛИМПИЙСКАЯ	147.37	160.918	41.973	1	0.514	0.002	0.002	0.823	-0.801	1.523	1.444	599.0916	-583.2047
ТК-7А/ОЛИМПИЙСКАЯ	147.37	160.92	41.969	124	0.514	0.227	0.215	0.823	-0.801	1.523	1.444	599.0911	-583.2053
ТК-8/ОЛИМПИЙСКАЯ	145.35	161.135	41.528	91	0.514	0.166	0.158	0.822	-0.801	1.523	1.444	599.0284	-583.268
ТК-9/ОЛИМПИЙСКАЯ	144	161.293	41.203	77	0.514	0.128	0.12	0.783	-0.761	1.382	1.303	570.501	-553.9211
ТК-10/ОЛИМПИЙСКАЯ	143.25	161.413	40.955	82	0.514	0.136	0.128	0.783	-0.761	1.382	1.303	570.462	-553.96
ТК-11/ОЛИМПИЙСКАЯ	142	161.541	40.691	310	0.3	0.346	0.34	0.458	-0.454	0.931	0.914	113.5949	-112.5726
ТК-11*/ОЛИМПИЙСКАЯ	142	161.882	40.005	1050	0.3	0.752	0.737	0.366	-0.362	0.597	0.585	90.7962	-89.8936
26 МКР	131	162.619	38.516										



Наименование узла	Котельная № 2-КВГМ	ТК-4/КРАСНОДОНЦЕВ	ТК-1/ОЛИМПИЙСКАЯ	ТК-4А/ОЛИМПИЙСКАЯ	ТК-7/ОЛИМПИЙСКАЯ	ТК-7А/ОЛИМПИЙСКАЯ	ТК-9/ОЛИМПИЙСКАЯ	ТК-11/ОЛИМПИЙСКАЯ	26 МКР
Геодезическая высота, м	132	134.4	138.1	148.5	147.37	147.37	144	142	131
Напор в обратном трубопроводе, м	157	157.833	158.276	159.977	160.918	160.92	161.293	161.882	162.619
Располагаемый напор, м	50	48.297	47.39	43.904	41.973	41.969	41.203	40.005	38.516
Длина участка, м	40	140.5	102	68	1	124	77	1050	
Диаметр участка, м	0.8	0.514	0.514	0.5	0.514	0.514	0.514	0.3	

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.

Таблица 16.1

потребитель	расход тепла отопл., Гкал/ч	ЧЧМ, часов отопл.	годовой расход тепла, от опл., 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 ^н	выручка, тыс.руб. В _т	уд.расход топлива, нм ³ /Гкал	расход топлива, нм ³	Цена топлива, тыс.руб./н.м ³	затраты топлива, тыс.руб. З _т	длина сети до потребителя, м
мкр.26	9,35	2538	23730,3	4,62	8400	38808	62538,3	1,44	90055,15	131,98	11885479	0,00498	59189,69	3893

Продолжение таблицы 16.1

диаметр, м	материальная характеристика, м ²	удельная стоимость, тыс. руб /м ²	затраты на передачу тепла, тыс.руб. З _п	общие затраты, тыс.руб. З _т +З _п =З _т	В _т -З _т тыс.руб.	НВВ, тыс. руб.	ΔНВВ, тыс.руб.	Q, тыс.Гкал/год	ΔQ, тыс.Гкал/год	Т ^{нп} , тыс.руб.	ΔТ= Т ^п - Т ^{нп} 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.

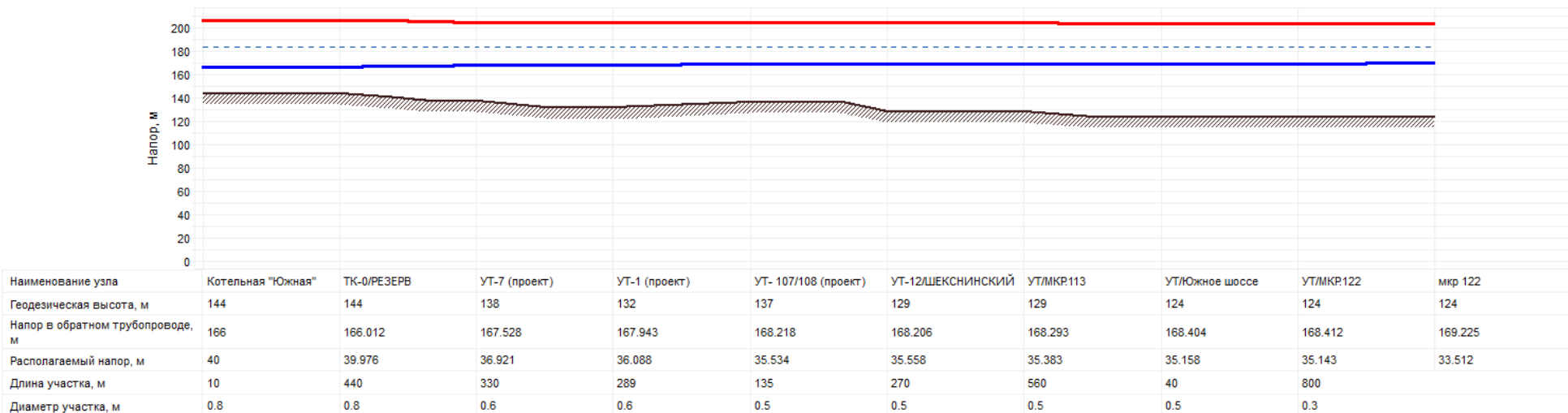
Радиус эффективного теплоснабжения новой зоны действия котельной №2 (микрорайон 26) равен 3893 метра.

16.2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения котельной Южная.

Расчет гидравлического режима тепловых сетей от котельной Южная до 122 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	0.012	0.012	0.948	-0.94	0.985	0.969	1672.9206	-1659.3341
ТК-0/РЕЗЕРВ	144	166.012	39.976	440	0.8	0.477	0.469	0.948	-0.941	0.985	0.969	1672.9083	-1659.3464
ТК-1/РЕЗЕРВ	141	166.481	39.031	450	0.8	0.531	0.524	0.948	-0.941	0.984	0.97	1672.3692	-1659.8855
ТК-2/РЕЗЕРВ	138	167.004	37.976	450	0.8	0.531	0.524	0.948	-0.941	0.983	0.97	1671.8179	-1660.4368

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
УТ-7 (проект)	138	167.528	36.921	330	0.6	0.384	0.38	0.785	-0.781	0.97	0.96	779.1601	-775.1441
УТ-4-2 (сущ)	132.7	167.908	36.156	36	0.6	0.035	0.034	0.713	-0.71	0.802	0.794	707.72	-704.1842
УТ-1 (проект)	132	167.943	36.088	289	0.6	0.278	0.275	0.713	-0.71	0.801	0.794	707.6952	-704.209
УТ- 107/108 (проект)	137	168.218	35.534	135	0.5	0.083	0.082	0.506	-0.504	0.51	0.507	348.4535	-347.5785
УТ-10 (проект)	137	168.3	35.37	225	0.5	0.028	0.028	0.225	-0.226	0.104	0.105	155.3542	-155.8138
УТ-11/ШЕКСНИНСКИЙ	137	168.272	35.426	525	0.5	0.066	0.066	0.226	-0.226	0.105	0.104	155.6054	-155.5625
УТ-12/ШЕКСНИНСКИЙ	129	168.206	35.558	270	0.5	0.088	0.087	0.367	-0.365	0.271	0.268	253.2146	-251.5854
УТ/МКР.113	129	168.293	35.383	560	0.5	0.1	0.098	0.27	-0.268	0.148	0.146	186.0241	-184.7759
УТ/МКР.116	124	168.391	35.185	130	0.5	0.014	0.014	0.221	-0.22	0.1	0.099	151.9948	-151.4052
УТ/Южное шоссе	124	168.404	35.158	40	0.5	0.004	0.004	0.22	-0.22	0.1	0.099	151.9326	-151.4674
УТ/Южное шоссе*	124	168.409	35.15	30	0.5	0.003	0.003	0.22	-0.22	0.1	0.099	151.9135	-151.4865
УТ/МКР.122	124	168.412	35.143	50	0.3	0.817	0.814	0.475	-0.473	0.851	0.848	117.7378	-117.4622
мкр 122	124	169.225	33.512										



Анализ пьезометрического графика показывает, что пропускной способности трубопроводов тепловых сетей от котельной Южная достаточно для подключения перспективных потребителей в 122 микрорайоне.

Расчет стоимости тепловой энергии, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения котельной Южная при подключении нового объекта заявителя (122 микрорайон) к тепловой сети.

Таблица 16.2.

потребитель	расход тепла отопл., Гкал/ч	ЧЧМ, часов отопл.	Годовой расход тепла, отопл.	Расход тепла ГВС., Гкал/ч	ЧЧМ, часов ГВС	годовой расход тепла, ГВС	годовой расход тепла, общий, Гкал/год	Тариф на т.э., тыс.руб., T_n	выручка, тыс.руб. V_t	уд.расход топлива, нм ³ /Гкал	расход топлива, нм ³	Цена топлива, тыс.руб./нм ³	затраты топлива, тыс.руб. Z_t
мкр.122	4,22	2538	10710,36	1,6	8400	13440	24150,36	1,44	34776,52	131,98	3187365	0,00498	15873,08

Продолжение таблицы 16.2.

длина сети до потребителя, м	диаметр, м	материальная хар-ка, м ²	удельная ст-ть, тыс.руб/м ²	затраты на передачу тепла, тыс.руб. Z_n	общие затраты, тыс.руб. $Z_t+Z_n=Z_t$	$V_t \cdot Z_t$ тыс.руб.	НВВ, тыс. руб.	Δ НВВ, тыс.руб.	Q, тыс.Гкал/год	ΔQ , тыс.Гкал/год	T_{np} , тыс.руб.	$\Delta T = T_{np} - T_{np}$ тыс.руб.
3970	0,5	1985	7,15	14192,75	30065,83	4710,693	3334573	30065,83	2362,581	24,15	1,409727	0,030273

По результатам расчетов, стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям 122 микрорайона в системе теплоснабжения котельной Южная меньше стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения котельной Южная до присоединения потребителей 122 микрорайона к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя. Значит присоединение 122 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 3970 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