

Обосновывающие материалы

**Актуализированная на 2025 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.	4
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.	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, технического 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.	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
16.3. Радиус эффективного теплоснабжения зон действия источников тепловой энергии города Череповца.....	46
17. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии.....	46

1. Общие положения.

В составе главы 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» учтен прогноз прироста тепловой нагрузки, выполненный 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 81-02-19-2024. 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 81-02-19-2024. Сборник №19. Здания и сооружения городской инфраструктуры.

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

$$P_b = P_c - (c - v) \times (P_c - P_a) / (c - a) =$$

$$4060,2 - (34,89 - 23,26) \times (4060,2 - 6261,98) / (34,89 - 20) = 5780 \text{ тыс. руб.}$$

$$C = (5780 \times 23,26 \times 0,99) = 133098 \text{ тыс. руб.},$$

Удельная стоимость строительства котельной мощностью 20 Гкал/ч – 6655 тыс. руб./Гкал.

Удельная стоимость реконструкции котельной мощностью 20 Гкал/ч – 6655 x 0,67 = 4459 тыс. руб./Гкал.

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

Годы	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
индекс-дефляторы	1	1,048	1,046	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
мощность, Гкал/ч																	
100 и выше	10,54	11,05	11,55	12,05	12,56	13,07	13,59	14,14	14,7	15,29	15,9	16,54	17,2	17,89	18,61	19,35	20,12

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

Годы	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
индекс-дефляторы	1	1,048	1,046	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
мощность, Гкал/ч																	
20	4,459	4,673	4,888	5,098	5,312	5,53	5,751	5,981	6,221	6,469	6,728	6,997	7,277	7,568	7,871	8,186	8,513
100	10,63	11,14	11,65	12,15	12,66	13,18	13,71	14,26	14,83	15,42	16,04	16,68	17,35	18,04	18,76	19,51	20,3

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 2025 – 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	3125,7

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	Реконструкция котельной с увеличением мощности на 100 Гкал/ч (установка водогрейного котла мощностью 100 Гкал/ч со всем вспомогательным оборудованием).	Увеличение располагаемой мощности котельной	2025	1062,9
Котельная Южная	Установка пароводяного подогревателя мощностью 8 Гкал/ч на котельной "Южная".	Увеличение располагаемой мощности котельной	2034	42,4

Котельная №1	Реконструкция котельной с увеличением мощности на 20 Гкал/ч (установка водогрейного котлов мощностью 20 Гкал/ч со всем вспомогательным оборудованием).	Увеличение располагаемой мощности котельной.	2027	101,96
--------------	--	--	------	--------

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 2025 – 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 2025 – 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 2025 – 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.

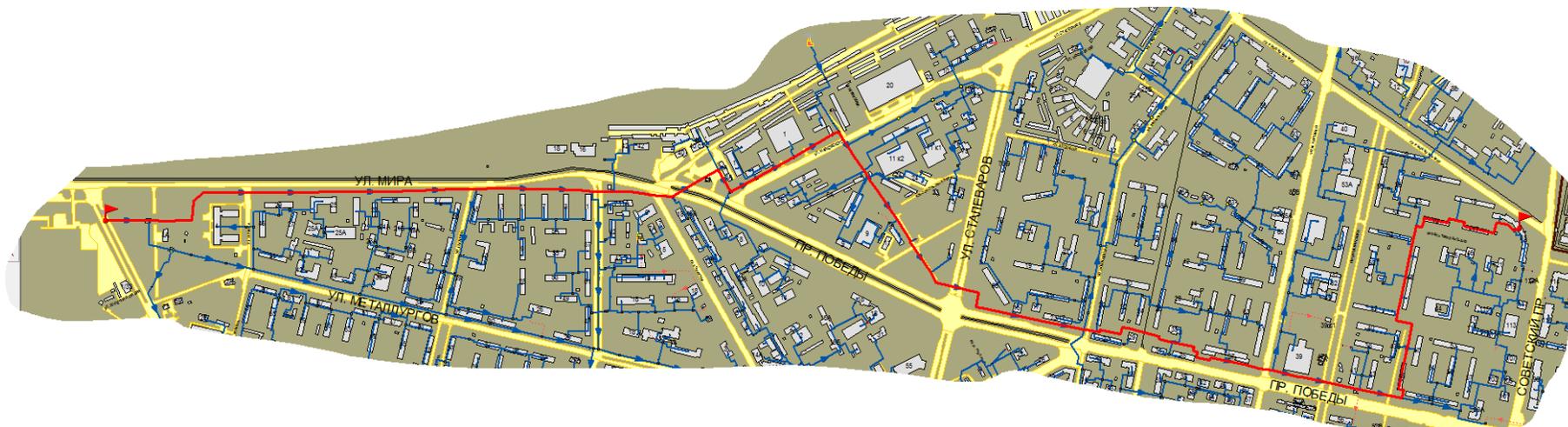
10.1. Расширение зоны действия источников тепловой энергии ПАО «Северсталь».

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.

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 – ул. Комсомольская,15.



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	166	34	1	1.4	0	0	0.608	-0.602	0.203	0.199	3287.6	-3254.3
ПАВИЛЬОН_М/МЕТАЛЛУРГОВ	133	166	33.999	40	0.61	0.072	0.07	1.056	-1.041	1.713	1.664	1083.64	-1067.9
К-1/МИРА	133	166.07	33.858	42.7	0.61	0.077	0.075	1.056	-1.041	1.713	1.664	1083.61	-1067.9
К-1А/МИРА	133	166.145	33.706	116.3	0.61	0.209	0.203	1.056	-1.041	1.713	1.664	1083.58	-1067.9

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-2А/МИРА	133	166.348	33.294	60.6	0.61	0.109	0.106	1.056	-1.041	1.713	1.664	1083.5	-1068
К-2/МИРА	133	166.454	33.079	61	0.61	0.11	0.107	1.056	-1.041	1.713	1.665	1083.46	-1068.1
К-3/МИРА	133	166.56	32.863	44	0.61	0.079	0.077	1.056	-1.041	1.712	1.665	1083.41	-1068.1
К-4/МИРА	133	166.637	32.707	82	0.61	0.147	0.143	1.056	-1.041	1.712	1.665	1083.38	-1068.1
К-5/МИРА	133	166.781	32.416	48	0.61	0.086	0.084	1.056	-1.041	1.712	1.665	1083.33	-1068.2
К-5А/МИРА	134	166.865	32.246	52	0.6	0.102	0.099	1.092	-1.076	1.866	1.815	1083.29	-1068.2
К-6/МИРА	133	166.964	32.045	99.5	0.6	0.195	0.19	1.092	-1.076	1.866	1.815	1083.26	-1068.3
К-7/МИРА	133	167.153	31.66	159.7	0.6	0.313	0.304	1.091	-1.076	1.866	1.816	1083.19	-1068.3
К-8/МИРА	133	167.458	31.043	53.4	0.61	0.096	0.093	1.056	-1.042	1.711	1.666	1083.08	-1068.4
К-9/МИРА	133	167.551	30.853	52	0.7	0.041	0.04	0.762	-0.751	0.753	0.733	1028.76	-1014.7
К-10/МИРА	133	167.591	30.772	122.6	0.7	0.097	0.094	0.762	-0.751	0.753	0.733	1028.71	-1014.7
К-11/МИРА	133	167.686	30.581	102	0.7	0.081	0.079	0.761	-0.751	0.753	0.733	1028.6	-1014.8
К-12/МИРА	133	167.764	30.422	10	0.6	0.018	0.017	1.036	-1.023	1.684	1.64	1028.5	-1014.9
К-12'/МИРА	133	167.781	30.387	46	0.6	0.027	0.026	0.594	-0.588	0.558	0.547	589.334	-583.66
ТК-13/МАЯКОВСКОГО	132	167.808	30.333	1	0.6	0.001	0.001	0.589	-0.583	0.549	0.538	584.413	-578.84
ТК-13/МАЯКОВСКОГО-комп2	132	167.808	30.332	47	0.7	0.012	0.012	0.433	-0.429	0.246	0.241	584.412	-578.84
ТК-14/МАЯКОВСКОГО	133	167.82	30.308	44	0.7	0.011	0.011	0.433	-0.429	0.246	0.241	584.368	-578.88
ТК-15/МАЯКОВСКОГО	133	167.831	30.286	1	0.6	0.001	0.001	0.589	-0.583	0.548	0.538	584.327	-578.93
ТК-15/МАЯКОВСКОГО-комп2	133	167.832	30.285	60	0.7	0.015	0.015	0.433	-0.429	0.246	0.241	584.326	-578.93

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-16/МАЯКОВСКОГО	132	167.847	30.254	70.9	0.7	0.016	0.016	0.405	-0.401	0.216	0.212	546.614	-541.42
ТК-16А/МАЯКОВСКОГО	131	167.863	30.222	54	0.6	0.027	0.027	0.551	-0.546	0.48	0.472	546.547	-541.49
ТК-17/МАЯКОВСКОГО	130.5	167.89	30.168	59	0.61	0.027	0.026	0.528	-0.523	0.433	0.425	541.352	-536.39
ТК-18/МАЯКОВСКОГО	130.4	167.916	30.115	69	0.61	0.026	0.026	0.484	-0.479	0.364	0.358	496.26	-491.63
ТК-19/МАЯКОВСКОГО	129.9	167.942	30.063	104.5	0.61	0.037	0.036	0.464	-0.46	0.336	0.329	475.997	-471.52
ТК-20/МАЯКОВСКОГО	129.4	167.978	29.99	120	0.61	0.041	0.04	0.455	-0.45	0.322	0.316	466.382	-462.1
ТК-20А/МАЯКОВСКОГО	128.4	168.018	29.909	11	0.61	0.004	0.004	0.455	-0.451	0.322	0.317	466.297	-462.19
ТК-12/ПОБЕДЫ	128.4	168.022	29.902	115	0.7	0.093	0.092	0.77	-0.768	0.77	0.765	1040.3	-1037
К-12Б/ПОБЕДЫ	128.9	168.114	29.716	30	0.61	0.046	0.046	0.976	-0.973	1.463	1.455	1001.08	-998.22
К-12В/ПОБЕДЫ	128.9	168.16	29.625	10	0.61	0.015	0.015	0.968	-0.966	1.441	1.433	993.195	-990.41
К-12Г/110	129	168.175	29.594	111	0.61	0.167	0.166	0.965	-0.962	1.43	1.422	989.485	-986.74
К-13/ПОБЕДЫ	129.2	168.341	29.262	86	0.61	0.129	0.128	0.965	-0.962	1.43	1.422	989.406	-986.81

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-13А/ПОБЕДЫ	129.5	168.469	29.004	62	0.61	0.092	0.092	0.96	-0.958	1.416	1.409	984.721	-982.29
К-14/ПОБЕДЫ	129.5	168.561	28.82	77	0.61	0.113	0.113	0.956	-0.953	1.404	1.397	980.276	-977.93
К-15/ПОБЕДЫ	129	168.674	28.594	173	0.61	0.254	0.253	0.954	-0.951	1.398	1.392	978.222	-975.99
К-16/ПОБЕДЫ	127.7	168.926	28.087	161	0.7	0.115	0.115	0.724	-0.723	0.681	0.679	978.099	-976.12
К-17/ПОБЕДЫ	126	169.041	27.857	85	0.614	0.121	0.12	0.941	-0.939	1.35	1.346	977.948	-976.27
К-18/ПОБЕДЫ	125.2	169.161	27.617	4	0.614	0.006	0.006	0.941	-0.939	1.35	1.346	977.887	-976.33
К-41/ПОБЕДЫ	125	169.167	27.606	34	0.514	0.029	0.028	0.648	-0.645	0.805	0.796	472.265	-469.54
ТК-53/ПОБЕДЫ	124.5	169.195	27.548	99.2	0.41	0.197	0.195	0.865	-0.86	1.892	1.871	400.813	-398.52
ТК-54/ПОБЕДЫ	124	169.39	27.156	76	0.41	0.151	0.149	0.865	-0.86	1.892	1.871	400.781	-398.55
ТК-55/ПОБЕДЫ	125	169.539	26.856	40	0.41	0.079	0.079	0.865	-0.86	1.891	1.871	400.757	-398.57
ТК-56/ПОБЕДЫ	124.7	169.618	26.698	212	0.41	0.409	0.405	0.852	-0.848	1.838	1.818	394.978	-392.85

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-57/ПОБЕДЫ	122.4	170.023	25.884	68.4	0.41	0.132	0.131	0.852	-0.848	1.837	1.819	394.909	-392.92
ТК-58/ПОБЕДЫ	121.4	170.153	25.622	83	0.41	0.06	0.059	0.517	-0.515	0.684	0.676	239.779	-238.49
Задвижка-ТК-59/ПОБЕДЫ	120.2	170.212	25.503	1	0.41	0.001	0.001	0.517	-0.515	0.683	0.677	239.752	-238.52
ТК-59/ПОБЕДЫ	120.2	170.213	25.502	88	0.41	0.063	0.063	0.517	-0.515	0.683	0.677	239.752	-238.52
ТК-60/ПОБЕДЫ	121.5	170.276	25.376	56.5	0.41	0.041	0.04	0.517	-0.515	0.683	0.677	239.724	-238.55
ТК-61/ПОБЕДЫ	121.8	170.316	25.296	106	0.41	0.067	0.067	0.486	-0.484	0.604	0.599	225.304	-224.23
ТК-62/ПОБЕДЫ	123.8	170.382	25.162	26	0.257	0.087	0.086	0.837	-0.834	3.18	3.155	152.454	-151.83
В(Ю)_ПОБ45/6	123.9	170.468	24.989	49	0.257	0.164	0.162	0.837	-0.834	3.18	3.155	152.451	-151.84
Р6/6	123.9	170.631	24.663	30	0.257	0.095	0.095	0.817	-0.814	3.031	3.008	148.811	-148.23
В(С)_ПОБ45/6	123.62	170.726	24.472	51	0.257	0.162	0.161	0.817	-0.814	3.031	3.008	148.807	-148.23
К-10/ЛУНАЧАРСКОГО	121	170.887	24.149	9	0.257	0.027	0.027	0.798	-0.795	2.894	2.872	145.366	-144.82
Р26/6	121	170.914	24.095	109	0.257	0.254	0.253	0.699	-0.696	2.223	2.207	127.272	-126.8
К-11/ЛУНАЧАРСКОГО	120.3	171.166	23.588	48	0.257	0.096	0.095	0.645	-0.643	1.896	1.882	117.435	-117.02
Р7/6	120	171.261	23.397	48	0.257	0.087	0.087	0.617	-0.615	1.735	1.723	112.307	-111.9

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-12/ЛУНАЧАРСКОГО	119	171.348	23.223	47	0.257	0.064	0.063	0.531	-0.529	1.29	1.281	96.6888	-96.334
Р2/6	118.2	171.411	23.096	30	0.257	0.037	0.037	0.506	-0.504	1.174	1.166	92.1871	-91.844
К-13/6	118	171.448	23.022	62.9	0.257	0.062	0.062	0.452	-0.45	0.939	0.932	82.3353	-82.006
К-15/ЛУНАЧАРСКОГО	116.4	171.509	22.899	24	0.15	0.029	0.029	0.356	-0.356	1.152	1.148	22.1073	-22.071
В(Ю)_КОМС21/6	116.5	171.538	22.841	39	0.15	0.047	0.047	0.356	-0.356	1.152	1.148	22.1063	-22.072
Р16/6	117.8	171.585	22.747	41	0.15	0.033	0.033	0.29	-0.29	0.77	0.767	18.0049	-17.974
В(В)_КОМС21/6	117.8	171.618	22.68	24	0.15	0.019	0.019	0.29	-0.29	0.769	0.767	18.0032	-17.976
К-КОМС19/6	117.05	171.638	22.642	27	0.125	0.028	0.028	0.295	-0.295	0.998	0.998	12.7097	-12.71
В(С)_КОМС17/6	118.15	171.666	22.585	37	0.125	0.039	0.039	0.295	-0.295	0.998	0.998	12.7089	-12.71
Р8/6	118.15	171.705	22.508	35	0.15	0.007	0.007	0.138	-0.138	0.18	0.18	8.5355	-8.5393
В(В)_КОМС17/6	118	171.711	22.494	46	0.15	0.009	0.009	0.138	-0.138	0.18	0.18	8.534	-8.5408
К(З)-КОМС15/6	117.6	171.72	22.477	41	0.1	0.003	0.003	0.066	-0.066	0.073	0.074	1.8178	-1.8287
К(В)-КОМС15/6	117.5	171.723	22.471	7	0.07	0.046	0.046	0.519	-0.519	6.257	6.257	7.0053	-7.0052
В(СЗ)_КОМС15/6	117	171.769	22.379	1	0.07	0.007	0.007	0.519	-0.519	6.257	6.257	7.0053	-7.0053
КОМСОМЛЬСКАЯ 15	118	171.78	22.366										

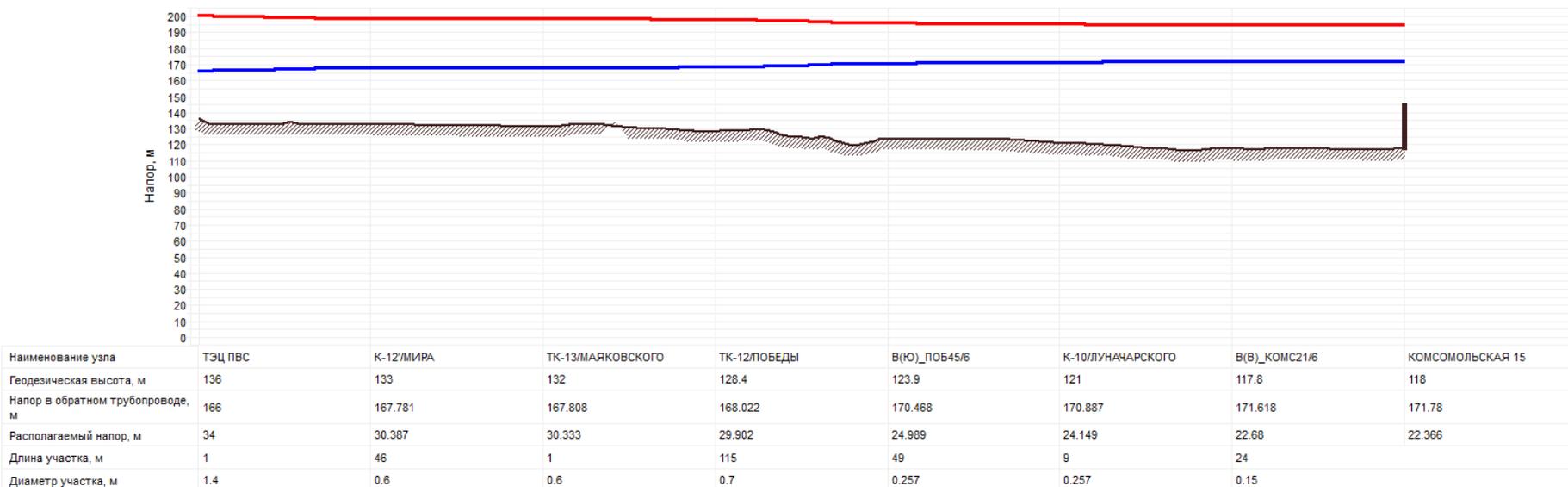


Рисунок 10.1 Пьезометрический график до конечного потребителя –ул.Комсомольская,15.

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 2025– 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	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	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7
	Располагаемая тепловая мощность станции	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7	171,7
	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
	Тепловая мощность нетто	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5	170,5
	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
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	169,1	170	170	171,2	172,4	173,6	174,8	176	176,5	177	177,4	177,9	189,2	189,5	189,9	190,3	190,7	191,1

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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).	137,8	138,7	138,7	139,9	141,1	142,3	143,5	144,7	145,2	145,7	146,2	146,7	157,9	158,3	158,7	159	159,4	159,8
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-28,9	-29,8	-29,8	-31	-32,2	-13,4	-14,6	-15,8	-16,3	-16,8	-17,2	-17,7	-29	-29,3	-29,7	-30,1	-30,5	-30,9
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	2,37	1,507	1,507	0,299	-0,91	17,88	16,68	15,47	14,99	14,51	14,03	13,55	2,303	1,926	1,549	1,172	0,795	0,418
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	101,7	101,7	101,7	101,7	101,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7	121,7
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	115	115,7	115,7	116,7	117,7	118,7	119,7	120,7	121,1	121,5	121,9	122,3	131,7	132	132,3	132,6	132,9	133,3
	Зона действия источника тепловой мощности, га	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	0,342	0,342	0,345	0,348	0,351	0,354	0,357	0,359	0,36	0,361	0,362	0,39	0,391	0,392	0,393	0,394	0,395

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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:	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	241,9	
	Располагаемая тепловая мощность станции	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	
	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	
	Тепловая мощность нетто	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	
	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	
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	213,9	215,8	215,8	215,8	215,8	215,8	215,8	215,8	218,2	220,1	221,4	222,4	223,7	214,2	215,2	216,2	217,2	218,2	218,4
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	193,2	195,1	195,1	195,1	195,1	195,1	195,1	195,1	197,6	199,5	200,7	201,7	203,1	193,5	194,5	195,5	196,5	197,5	197,7
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-12,3	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-16,6	-18,5	-19,8	-20,8	-22,1	-12,6	-13,6	-14,6	-15,6	-16,6	-16,8
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	8,38	6,527	6,527	6,527	6,527	6,527	6,527	6,527	4,034	2,133	0,904	-0,09	-1,46	8,088	7,098	6,108	5,118	4,128	3,885

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	184,1	185,9	185,9	185,9	185,9	185,9	185,9	188,3	190,1	191,3	192,2	193,5	184,4	185,4	186,3	187,2	188,2	188,4	
	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
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,301	0,304	0,304	0,256	0,256	0,256	0,256	0,26	0,262	0,264	0,265	0,267	0,254	0,256	0,257	0,258	0,259	0,26	
Котельная №3	Установленная тепловая мощность, в том числе:	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8	
	Располагаемая тепловая мощность станции	94,18	94,18	94,18	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	
	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	
	Тепловая мощность нетто	93,58	93,58	93,58	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	115,8	116,4	116,7	117	117,5	117,7	118,3	114,4	114,5	114,6	114,7	114,8	115	115,1	115,2	115,3	115,3	115,3
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	95,96	96,61	96,92	97,18	97,65	97,84	98,51	94,55	94,67	94,78	94,89	95,02	95,13	95,24	95,35	95,47	95,47	95,47
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-29,4	-30,1	-30,4	-19	-19,5	-19,7	-20,3	-16,4	-16,5	-16,6	-16,7	-16,9	-17	-17,1	-17,2	-17,3	-17,3	-17,3
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-9,58	-10,2	-10,5	0,803	0,327	0,137	-0,53	3,425	3,315	3,205	3,095	2,956	2,846	2,736	2,626	2,507	2,507	2,507
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	64,18	64,18	64,18	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78	75,78
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	81,83	82,39	82,66	82,87	83,28	83,44	84,01	80,64	80,73	80,82	80,92	81,04	81,13	81,22	81,32	81,42	81,42	81,42

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,384	0,386	0,388	0,389	0,391	0,391	0,394	0,378	0,379	0,379	0,38	0,38	0,381	0,381	0,381	0,382	0,382	0,382
Котельная Северная	Установленная тепловая мощность, в том числе:	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42
	Располагаемая тепловая мощность станции	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78	90,78
	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
	Тепловая мощность нетто	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08	90,08
	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
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	85,05	85,36	85,9	86,19	86,19	86,66	86,66	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	86,85	86,94	86,94	86,94
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	75,6	75,91	76,45	76,74	76,74	77,21	77,21	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,49	77,49	77,49	
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-2,27	-2,58	-3,12	-3,41	-3,41	-3,88	-3,88	-4,07	-4,07	-4,07	-4,07	-4,07	-4,07	-4,07	-4,16	-4,16	-4,16	

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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)	7,18	6,873	6,326	6,04	6,04	5,566	5,566	5,378	5,378	5,378	5,378	5,378	5,378	5,378	5,295	5,295	5,295	5,295	
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78	60,78
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	65,41	65,67	66,15	66,4	66,4	66,81	66,81	66,97	66,97	66,97	66,97	66,97	66,97	66,97	66,97	67,04	67,04	67,04	67,04
	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
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,24	0,241	0,243	0,244	0,244	0,245	0,245	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246
	Котельная Южная	Установленная тепловая мощность, в том числе:	231,4	231,4	231,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4
Располагаемая тепловая мощность станции		215,4	215,4	215,4	315,4	315,4	315,4	315,4	315,4	315,4	315,4	315,4	315,4	315,4	323,4	323,4	323,4	323,4	323,4	323,4
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

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Тепловая мощность нетто	213,1	213,1	213,1	313,1	313,1	313,1	313,1	313,1	313,1	313,1	313,1	313,1	321,1	321,1	321,1	321,1	321,1	321,1
	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
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	247,8	254,8	266,8	281,6	298,6	315,6	329,2	342,4	344	346,1	348,3	349,4	351,2	353,2	354,3	355,5	357,6	358,2
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	201,1	208,1	220,2	234,9	251,9	268,9	282,5	295,7	297,3	299,5	301,6	302,7	304,5	306,6	307,6	308,8	310,9	311,5
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-44,2	-51,2	-63,3	21,96	4,938	-12,1	-25,7	-38,9	-40,5	-42,6	-44,8	-45,8	-39,7	-41,7	-42,8	-44	-46,1	-46,7
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	2,42	-4,58	-16,7	68,62	51,6	34,59	21	7,788	6,185	4,044	1,883	0,815	6,952	4,944	3,895	2,707	0,579	0
	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	115,4	115,4	115,4	215,4	215,4	215,4	215,4	215,4	215,4	215,4	215,4	215,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	160,9	166,5	176,1	187,9	201,5	215,1	226	236,6	237,9	239,6	241,3	242,2	243,6	245,2	246,1	247	248,7	249,2
	Зона действия источника тепловой мощности, га	662	662	662	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,304	0,314	0,333	0,322	0,346	0,369	0,388	0,406	0,408	0,411	0,414	0,415	0,418	0,421	0,422	0,424	0,427	0,427
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
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	258,6	259,3	259,5	260,1	260,8	261,3	261,5	261,5	266,3	266,5	266,6	266,8	266,9	267,1	267,2	267,6	267,7	267,7

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	235,2	235,4	235,9	236,7	237,1	237,4	242,2	242,3	242,5	242,6	242,8	242,9	243,1	243,4	243,6	243,6	243,6
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	23,8	23	22,8	22,2	21,5	21	20,8	16	15,8	15,7	15,5	15,4	15,2	15,1	14,7	14,6	14,6	14,6
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	47,9	47,1	46,9	46,4	45,6	45,2	44,9	40,1	40	39,8	39,7	39,5	39,4	39,2	38,9	38,7	38,7	38,7
	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
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	200,9	201,5	201,7	202,2	202,8	203,2	203,4	207,6	207,7	207,8	207,9	208,1	208,2	208,3	208,6	208,7	208,7	208,7
	Зона действия источника тепловой мощности, га	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,366	0,367	0,367	0,368	0,369	0,37	0,37	0,378	0,378	0,378	0,379	0,379	0,379	0,379	0,38	0,38	0,38	0,38

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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:	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16		
	Располагаемая тепловая мощность станции	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71		
	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	
	Тепловая мощность нетто	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	
	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	
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
	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
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71
	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
	Зона действия источника тепловой мощности, га	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199
Котельная Новая	Установленная тепловая мощность, в том числе:	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	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	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	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	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	5,474	10,95	16,42	21,89	27,37	32,84	38,8	44,27	49,75	55,22
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	5,474	10,95	16,42	21,89	27,37	32,84	38,8	44,27	49,75	55,22
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0	0	0	0	0	0	0	0	221,1	215,6	210,2	204,7	199,2	193,7	187,8	182,3	176,8	171,4
	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	0	0	0	0	0	0	0	0	221,1	215,6	210,2	204,7	199,2	193,7	187,8	182,3	176,8	171,4
	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	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	4,653	9,305	13,96	18,61	23,26	27,92	32,98	37,63	42,29	46,94

Источники тепловой энергии.	Наименование показателя	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	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02	0,041	0,061	0,081	0,101	0,122	0,144	0,164	0,184	0,205

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 энергетики 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:

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

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:

$$V_t = \sum C_{тэ,t} \times \text{ИСПГ}_t = \sum \text{ЧЧМ}_{ср.} \times C_{тэ,t} \times$$

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

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:

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

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.

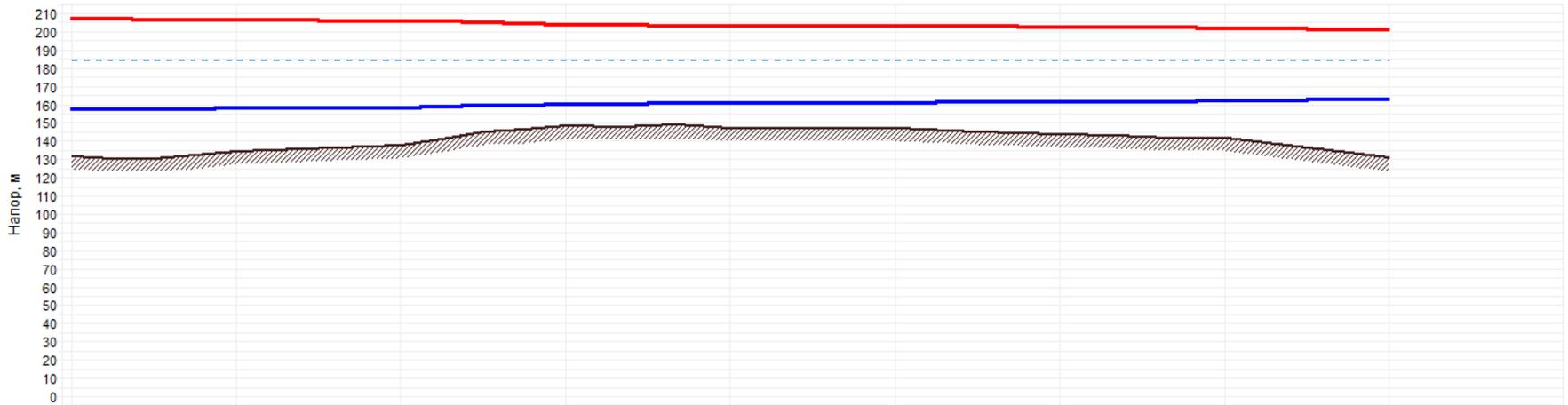
Расчет радиуса эффективного теплоснабжения производится при расширении зон действия котельных №2 и Южная.

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, 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., Т ^п	выручка, тыс.руб. В _т	уд.расход топлива, н м ³ /Гкал	расход топлива, н м ³	Цена топлива, тыс.руб./н м ³	затраты топлива, тыс.руб. З _т
мкр.26	9,35	2509	23459,15	4,62	7350	33957	57416,15	1,616	92784,5	131,98	12245698	0,006854	83932,01

Продолжение таблицы 16.1

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. $Z_r + Z_n = Z_t$	$B_r - Z_t$, тыс.руб.	НВВ, тыс.руб.	Δ НВВ, тыс.руб.	Q, тыс.Гкал/год	Δ Q, тыс.Гкал/год	$T^{нп}$, тыс.руб.	$\Delta T = T^п - T^{нп}$, тыс.руб.
3893	0,5	1946,5	7,15	13917,48	97849,49	-5064,99	3958336	97849,49	2493	57,4	1,590412	0,025588

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, 11 Ирдоматка), равен 4940 метров.

Радиус эффективного теплоснабжения новой зоны действия котельной №2 (микрорайон 26) равен 2490 метров.

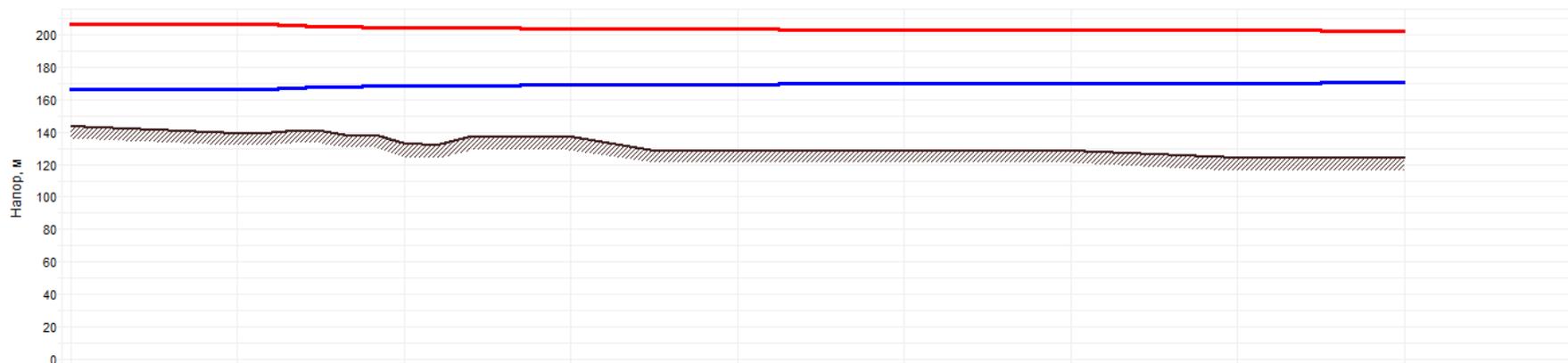
16.2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения котельной Южная.

Расчет гидравлического режима тепловых сетей от котельной Южная до 116 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	31.6	0.9	0.152	0.15	2.212	-2.197	4.59	4.527	4939.3892	-4905.3867
УТ-1/ОКТАБРЬСКИЙ	139.7	166.15	39.697	10	0.8	0.015	0.015	1.064	-1.056	1.237	1.22	1876.7162	-1863.495
УТ-0/РЕЗЕРВ	139.7	166.165	39.668	440	0.8	0.653	0.644	1.064	-1.056	1.237	1.22	1876.704	-1863.5073

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-1/РЕЗЕРВ	141	166.809	38.37	200	0.8	0.26	0.256	1.063	-1.057	1.237	1.221	1876.1649	-1864.0464
УТ-1/РЕЗЕРВ-2	141	167.066	37.854	250	0.8	0.315	0.311	1.047	-1.041	1.199	1.184	1847.4195	-1835.8006
УТ-2/РЕЗЕРВ	138	167.376	37.228	450	0.8	0.567	0.56	1.047	-1.041	1.199	1.185	1847.1132	-1836.1069
УТ-7 (проект)	138	167.936	36.102	330	0.6	0.321	0.318	0.768	-0.764	0.927	0.918	761.7247	-757.856
УТ-4-2 (суш)	132.7	168.254	35.462	36	0.6	0.029	0.029	0.697	-0.694	0.767	0.76	692.1293	-688.9328
УТ-1 (проект)	132	168.283	35.405	253	0.5	0.027	0.027	0.222	-0.221	0.101	0.1	153.1709	-152.3756
ТК4/108	137	168.31	35.351	60	0.5	0.057	0.057	0.675	-0.673	0.904	0.898	465.5398	-464.0299
ТК3/108	137	168.366	35.238	100	0.5	0.092	0.092	0.667	-0.665	0.881	0.876	459.4707	-458.0448
11-17 этаж. :862,;893,;889	137	168.458	35.053	40	0.5	0.026	0.026	0.56	-0.558	0.624	0.62	386.0153	-384.689
УТ-10 (проект)	137	168.484	35.001	508	0.5	0.497	0.494	0.686	-0.684	0.931	0.926	472.5874	-471.1404
УТ-11/ШЕКСНИНСКИЙ	129	168.978	34.01	267	0.5	0.005	0.005	0.091	-0.091	0.018	0.018	62.4703	-62.794
УТ-12/ШЕКСНИНСКИЙ	129	168.973	34.02	270	0.5	0.271	0.269	0.695	-0.692	0.955	0.949	478.683	-477.0136
УТ/МКР.113	129	169.242	33.481	281	0.5	0.206	0.204	0.592	-0.59	0.697	0.693	408.3203	-406.9337

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-1/ЛЕНИНГРАДСКАЯ	129	169.446	33.07	40	0.5	0.029	0.029	0.592	-0.591	0.697	0.693	408.1859	-407.0682
УТ-2/ЛЕНИНГРАДСКАЯ	129	169.475	33.012	249	0.4	0.187	0.186	0.521	-0.52	0.714	0.712	229.6099	-229.3728
УТ-4/ЛЕНИНГРАДСКАЯ	124	169.662	32.639	232	0.3	0.741	0.741	0.903	-0.902	3.043	3.04	223.934	-223.854
Кампус	124	170.402	31.157										



Наименование узла	Котельная "Южная"	УТ-1/ОКтябрьский	УТ-4-2 (сущ)	УТ-10 (проект)	УТ-12/Шекснинский	УТ-1/ЛЕНИНГРАДСКАЯ	УТ-2/ЛЕНИНГРАДСКАЯ	УТ-4/ЛЕНИНГРАДСКАЯ	Кампус
Геодезическая высота, м	144	139.7	132.7	137	129	129	129	124	124
Напор в обратном трубопроводе, м	166	166.15	168.254	168.484	168.973	169.446	169.475	169.662	170.402
Располагаемый напор, м	40	39.697	35.462	35.001	34.02	33.07	33.012	32.639	31.157
Длина участка, м	31.6	10	36	508	270	40	249	232	
Диаметр участка, м	0.9	0.8	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	

Анализ пьезометрического графика показывает, что пропускной способности трубопроводов тепловых сетей от котельной Южная достаточно для подключения перспективных потребителей в 116 микрорайоне.

Расчет стоимости тепловой энергии, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения котельной Южная при подключении нового объекта заявителя (116 микрорайон) к тепловой сети.

Таблица 16.2.

потребитель	расход тепла отопл., Гкал/ч	ЧЧМ, часо в отопл.	годовой расход тепла, отопл.	расход тепла ГВС., Гкал/ч	ЧЧМ, часо в ГВС	годовой расход тепла, ГВ С	годовой расход тепла, общий, Гкал/год	Тариф на т.э., тыс.руб., Т ^п	выручка, тыс.руб. В _т	уд.расход топлива, нм ³ /Гкал	расход топлива, нм ³	Цена топлива, тыс.руб./нм ³	затраты топлива, тыс.руб. З _т
мкр.116	11,88	2509	29806,92	1,32	7350	9702	39508,92	1,616	63846,41	131,98	5214387	0,006854	35739,41

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. 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.
4159	0,5	2079,5	7,15	14868,43	50607,84	13238,58	3958336	50607,84	2493	39,5	1,582999	0,033001

По результатам расчетов, стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям 116 микрорайона в системе теплоснабжения котельной Южная меньше стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения котельной Южная до присоединения потребителей 116 микрорайона к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя. Значит присоединение 116 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 3350 метров.

Радиус эффективного теплоснабжения новой зоны действия котельной Южная (116 микрорайон) равен 3280 метров.

16.3. Радиус эффективного теплоснабжения зон действия источников тепловой энергии города Череповца.

Наименование источника тепловой энергии.	Радиус эффективного теплоснабжения, м
Котельная №1	1660
Котельная №2	4940
Котельная №3	1850
Котельная Северная	1840
Котельная Южная	3350
Источники тепла ПАО «Северсталь»	4860
Котельная Тепличная	810
Котельная Новая	2110

17. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии.

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, было выполнено мероприятие по установке пароводяного подогревателя мощностью 7,8 Гкал/ч на котельной "Южная".

Для покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью в Зашекснинском районе в актуализированной схеме теплоснабжения на 2025 год предусмотрена установка пароводяного подогревателя мощностью 8 Гкал/ч на котельной "Южная".