



**Актуализация схемы теплоснабжения
г. Набережные Челны на 2021 год на период до 2035 года**

Обосновывающие материалы

Глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения

1802Р-ОМ.05.001-А2021

Том 10.

Разработчик: ООО «ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОТЕХАУДИТ»

Генеральный директор: Поленов А.Л.

г. Набережные Челны
2020

Состав проекта*

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	1802-УЧ.001-А2021	Утверждаемая часть. Актуализация схемы теплоснабжения г. Набережные Челны на 2020 год на период до 2034 года .	
2	1802Р-ОМ.01.001-А2021	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
3	1802Р-ОМ.01.002-А2021	Глава 1 Приложение 1.Характеристика тепловых сетей	
4	1802Р-ОМ.02.001-А2021	Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	
5	1802Р-ОМ.03.001-А2021	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	
6	1802Р-ОМ.03.002-А2021	Глава 3 Приложение 3.1. Инструкция пользователя	
7	1802Р-ОМ.03.003-А2021	Глава 3 Приложение 3.2. Руководство оператора	
8	1802Р-ОМ.03.004-А2021	Глава 3 Приложение 3.3. Альбом тепловых камер и павильонов	
9	1802Р-ОМ.04.001-А2021	Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	
10	1802Р-ОМ.05.001-А2021	Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	
11	1802Р-ОМ.06.001-А2021	Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	
12	1802Р-ОМ.07.001-А2021	Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
13	1802Р-ОМ.08.001-А2021	Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	
14	1802Р-ОМ.09.001-А2021	Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	
15	1802Р-ОМ.10.001-А2021	Глава 10. Перспективные топливные балансы	
16	1802Р-ОМ.11.001-А2021	Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	
17	1802Р-ОМ.12.001-А2021	Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	
18	1802Р-ОМ.13.001-А2021	Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	
19	1802Р-ОМ.14.001-А2021	Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
20	1802Р-ОМ.15.001-А2021	Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	
21	1802Р-ОМ.16.001-А2021	Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения	
22	1802Р-ОМ.17.001-А2021	Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	
23	1802Р-ОМ.18.001-А2021	Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	

Оглавление

Состав проекта*	2
Перечень рисунков	5
Перечень таблиц	6
1 Общие положения	7
2 Анализ «Схемы и программы развития Единой Энергетической Системы России на 2019 – 2025 годы»	8
3 Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения	10
3.1 Основные предпосылки формирования вариантов перспективного развития систем теплоснабжения.	10
3.2 Варианты перспективного развития систем теплоснабжения г. Набережные Челны.	10
3.3 Комплекс мероприятий на источниках тепловой энергии.	16
3.4 Комплекс мероприятий на тепловых сетях и теплосетевых объектах г. Набережные Челны.	17
3.4.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них для обеспечения перспективных приростов.	18
3.4.2. Строительство или реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.	20
3.4.3. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.	29
3.4.4. Строительство и реконструкция насосных станций.	32
3.4.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых пунктов и сооружений на тепловых сетях.	33
4 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения.	34

Перечень рисунков

Рис. 3.1 Схема подключения потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС».....	12
Рис. 3.2 Пьезометрический график от Набережночелнинской ТЭЦ до «Казначейство»	14
Рис. 3.3 Путь построения пьезометрического графика от НЧТЭЦ до конечного потребителя «Казначейство»	15

Перечень таблиц

Табл. 2.1 Региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Энергосистема Республики Татарстан, МВт.	8
Табл. 2.2 Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Татарстан на период до 2025 года.	9
Табл. 3.1 Предложения по строительству реконструкции тепловых сетей, в том числе с увеличением диаметра трубопроводов, для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	19
Табл. 3.2 Строительство или реконструкция наружных тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в период с 2020-2035 г.г.	20
Табл. 3.3 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (распределение затрат по годам).	31
Табл. 3.4 Строительство и реконструкция насосных станций.	32
Табл. 3.5 Строительство и реконструкция тепловых пунктов и сооружений на тепловых сетях.	33
Табл. 3.6 Результаты расчета экономии топлива от увеличения доли отпуска тепла в горячей воде от Набережночелнинской ТЭЦ.	35

1 Общие положения

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

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

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

2 Анализ «Схемы и программы развития Единой Энергетической Системы России на 2019 – 2025 годы».

Основной целью Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы является содействие развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность. Основными задачами схемы и программы являются обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

Табл. 2.1 приведена региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Татарстан на период до 2025 года.

Табл. 2.1 Региональная структура перспективных балансов мощности с учётом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации. Энергосистема Республики Татарстан, МВт.¹

ЭС Республики Татарстан	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребность (собственный максимум)	4390,0	4552,0	4617,0	4643,0	4664,0	4689,0	4748,0	4787,0
Покрытие (установленная мощность)	7984,9	7984,9	7959,9	7971,1	8126,1	8126,1	8126,1	8126,1
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0
ТЭС	6779,9	6779,9	6754,9	6766,1	6821,1	6821,1	6821,1	6821,1
ВЭС, СЭС					100,0	100,0	100,0	100,0

В Табл. 2.2 приведена региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Татарстан на период до 2025 года.

Табл. 2.2 Региональная структура перспективных балансов электрической энергии учетом вводов с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Татарстан на период до 2025 года.²

ЭС Республики Татарстан	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребность (потребление электрической энергии)	30,190	30,420	30,930	31,046	31,187	31,346	31,828	32,005
Покрытие (производство электрической энергии)	27,238	26,233	26,713	26,782	27,461	27,741	27,944	28,002
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,885	1,669	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
ТЭС	25,353	24,564	25,013	25,082	25,745	25,841	26,044	26,102
ВЭС,СЭС					0,017	0,200	0,200	0,200
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,952	4,187	4,217	4,264	3,726	3,605	3,884	4,003

1 Источник: «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы»

2 Источник: «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы»

3 Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

3.1 Основные предпосылки формирования вариантов перспективного развития систем теплоснабжения.

В г. Набережные Челны преобладает централизованное теплоснабжение от источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (Набережночелнинская ТЭЦ) и отопительных и отопительно-производственных котельных. Значительная часть системы теплоснабжения находится в зоне эксплуатационной ответственности АО «Татэнерго» (обеспечивает от своих теплогенерирующих мощностей около 98,7% тепловой нагрузки города, и эксплуатирует порядка 81,9% тепловых сетей города по протяженности). Большая часть тепловых сети от источника находятся в эксплуатационной ответственности филиала АО «Татэнерго» НЧТС (около 81,9% тепловых сетей города по протяженности), которое занимается транспортом и распределением тепловой энергии коммунальным потребителям и промышленным потребителям.

Основными предпосылками, влияющими на формирование вариантов перспективного развития систем теплоснабжения г. Набережные Челны, являются:

- наличие значительных резервов (по состоянию на 2020 год) тепловой мощности в горячей воде в зонах действия основных источников теплоснабжения: Набережночелнинской ТЭЦ – 2774,5 Гкал/ч, котельный цех БСИ – 439,0 Гкал/ч, котельная ООО «КамгэсЗЯБ» - 13,645 Гкал/ч;
- состояние и наработка генерирующего оборудования Набережночелнинской ТЭЦ: турбоагрегаты ст № 1 – 8 работают на продленных ресурсах, достижение продлённого ресурса прогнозируется на 2025 – 2030 года.

3.2 Варианты перспективного развития систем теплоснабжения г. Набережные Челны.

Согласно перспективным балансам тепловой мощности, приведённым в Главе 4 обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения, существующие резервы тепловой мощности источников тепловой энергии достаточны для покрытия перспективных тепловых нагрузок на весь рассматриваемый период действия схемы теплоснабжения: тепловая мощность отборов Набережночелнинской ТЭЦ – 2052 Гкал/час, планируемая тепловая фактическая нагрузка потребителей 1524.8 Гкал/час (2035г.). Вся перспективная нагрузка подключается к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Набережночелнинской ТЭЦ, Котельный цех БСИ остается для обеспечения тепловой энергией в паре потребителей и в качестве резервного источника для Юго- Западной части города.

Утвержденная Схема теплоснабжения (предыдущая актуализация 2019г.) предусматривала сохранение существующего температурного графика отпуска тепловой энергии до 2025 года при сохранении Котельного цеха БСИ в качестве пикового источника, включающегося в работу по

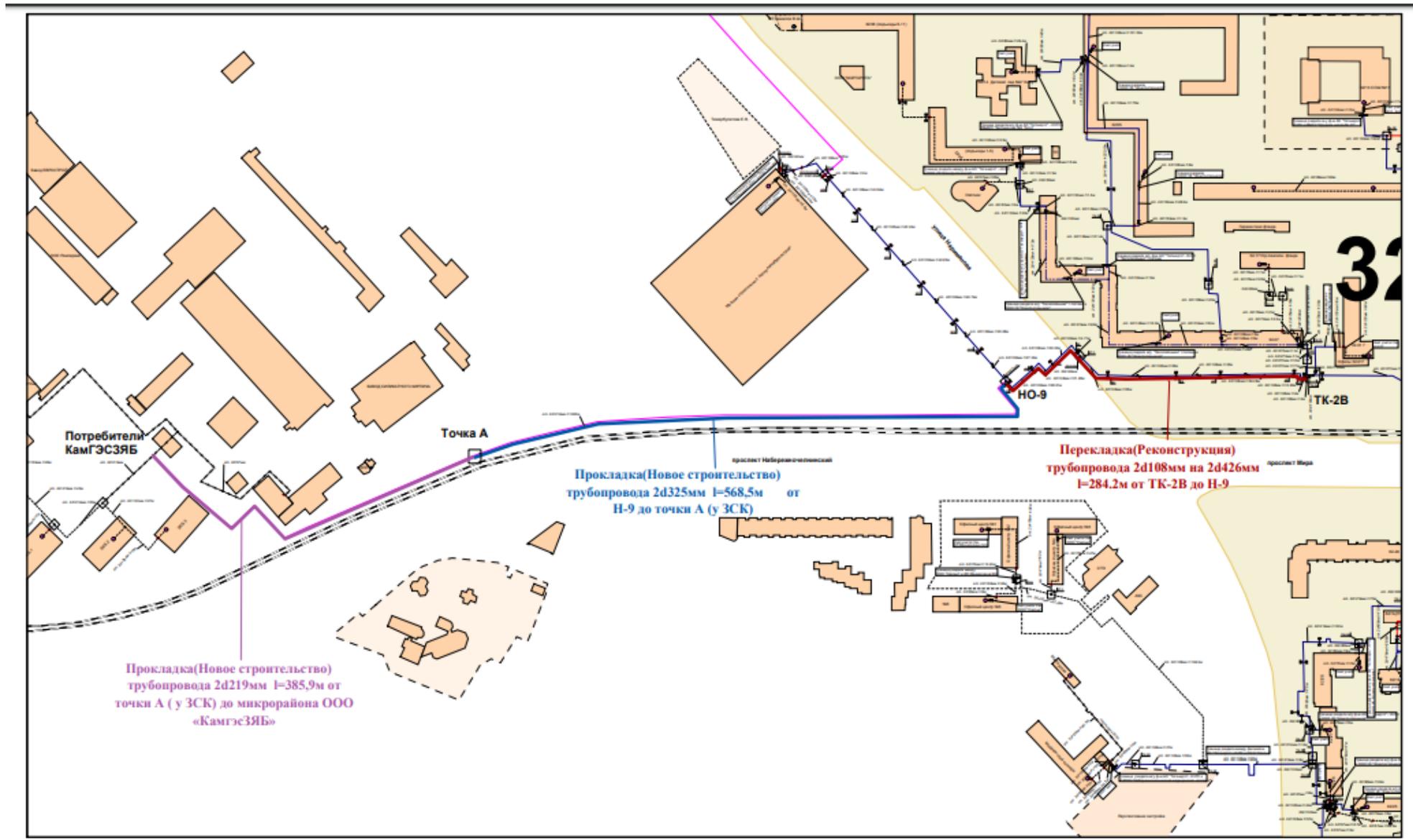
сетевой воде при достижении температуры наружного воздуха ниже - 25°C, и повышение режима отпуска тепловой энергии до 126-64°C с 2026г. В связи с вводом в эксплуатацию ПНС – БСИ, теплоснабжение потребителей пром. площадки БСИ осуществляется от Набережночелнинской ТЭЦ, мощности Котельного цеха БСИ в сетевой воде в отопительный период 2019 – 2020 года уже не использовались. Котельный цех БСИ в настоящий момент обеспечивает теплоснабжение потребителей БСИ только в паре.

Существующие гидравлические режимы работы тепломагистралей на расчетную температуру представлены в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей энергоснабжения» Обосновывающих материалов.

Кроме этого, в связи с тяжелым финансовым положением ООО «КамгэсЗЯБ» - вероятным банкротством предприятия, в реализуемый утвержденный план развития теплоснабжения г. Набережные Челны внесены мероприятия по подключению потребителей котельной ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС». Существующая нагрузка потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» составляет 5.777Гкал/час.

На рисунке представлена схема подключения потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС», при этом предусматривается перекладка 284.2 м существующих сетей с увеличением диаметра с d_u 100мм на d_u 400мм, строительство новых тепловых сетей d_u 300 - протяженностью 568.5 м и d_u 200 – протяженностью 385.9 м. Срок выполнения данных работ предусмотрен к отопительному сезону 2021 – 2022 годов.

Рис. 3.1 Схема подключения потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС».



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

Источник ID=29966 ТЭЦ:

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

Рис. 3.2 Пьезометрический график от Набережночелнинской ТЭЦ до «Казначейство»

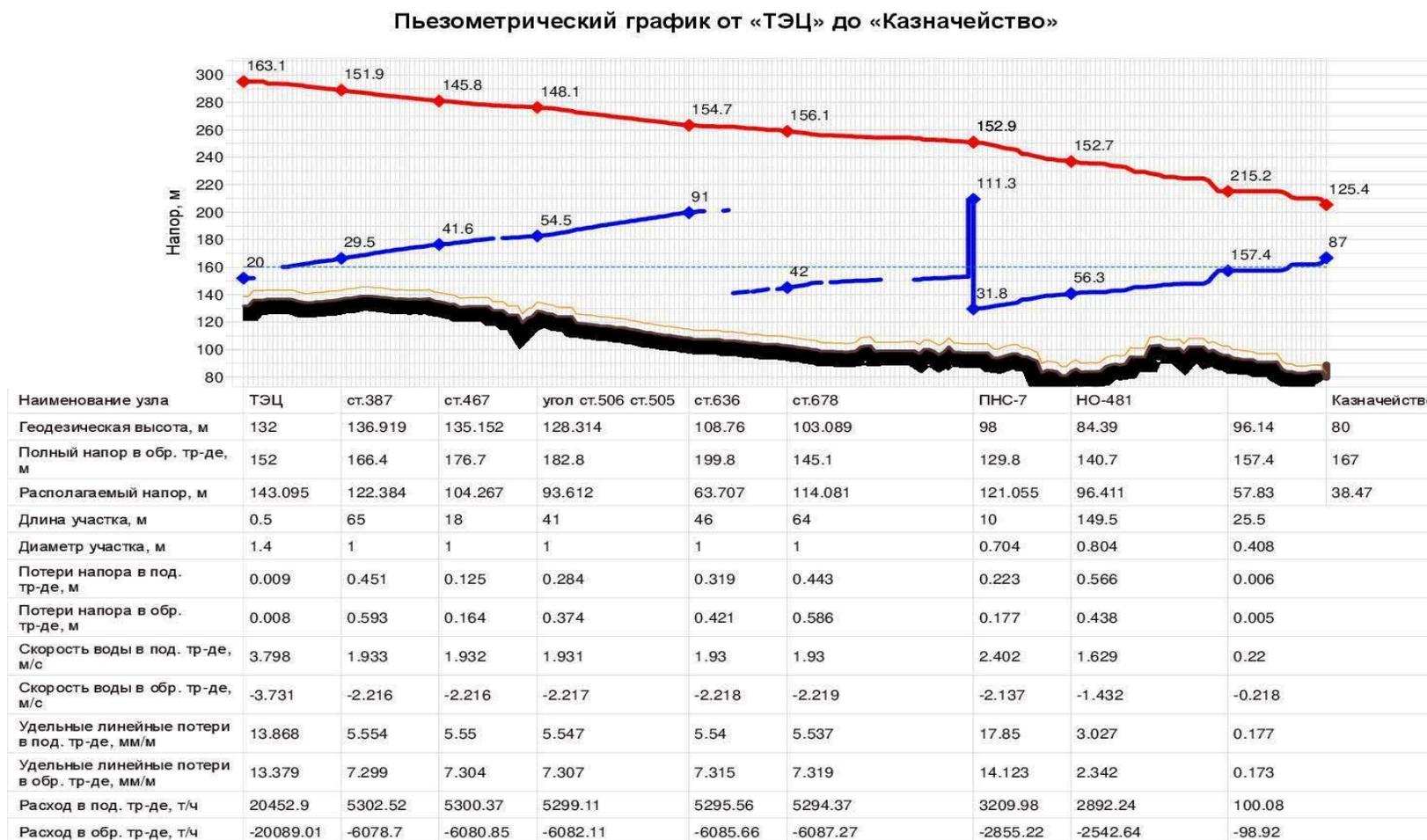
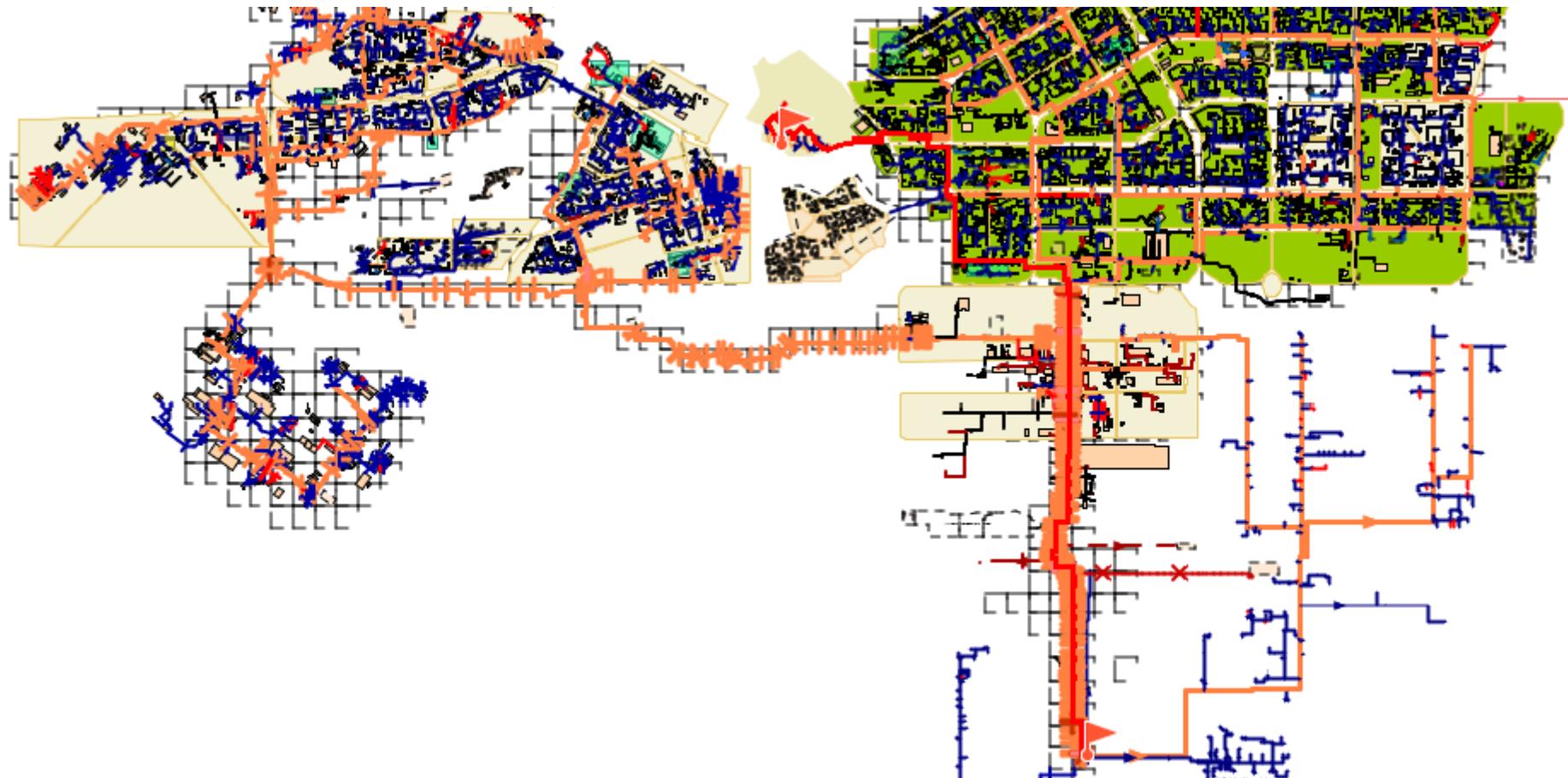


Рис. 3.3 Путь построения пьезометрического графика от НЧТЭЦ до конечного потребителя «Казначейство».



С учетом приведенных выше предпосылок сформировано два варианта развития систем теплоснабжения:

- вариант 1 – предусматривает сохранение предусмотренного утвержденной Схемой теплоснабжения (актуализация 2019г.) Котельного цеха БСИ в качестве пикового источника, включающегося в работу по сетевой воде при достижении температуры наружного воздуха ниже - 25°С, и повышение режима отпуска тепловой энергии до 126-64°С с 2026г.;

- вариант 2 – предусматривает перевод нагрузок потребителей БСИ в горячей воде на Набережночелнинскую ТЭЦ с сохранением Котельного цеха БСИ в качестве резервного источника по горячей воде, и как источник по паровой нагрузке для потребителей пром. площадки БСИ.

Перевод нагрузок потребителей БСИ, осуществленный после ввода в эксплуатацию насосной станции ПНС – БСИ, и котельной ООО «КамгэсЗЯБ» на Набережночелнинскую ТЭЦ приводят к необходимости корректировки утвержденного плана развития системы теплоснабжения г. Набережные Челны.

А именно, необходимость перехода на температурный режим 150 – 70°С с верхней срезкой 126°С сдвигается на с 2025г. на 2024, т.е на год раньше.

Основное мероприятие планируемое на 1 пятилетку – увеличение пропускной способности тепловода № 520 (от ТУ – 7 до ТУ – 1/1, т.е. до жилого района «Замелекесье») с d_y 800 мм до d_y 1000 мм реализуется к началу отопительного сезона 2020 – 2021 годов.

Таким образом, утвержденный предыдущей актуализацией (2019г) вариант развития системы теплоснабжения г. Набережные Челны с увеличением температуры верхней срезки до 130°С остается приоритетным и на период данной актуализации.

3.3 Комплекс мероприятий на источниках тепловой энергии.

Набережночелнинская ТЭЦ является централизованным источником теплоснабжения, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и обеспечивающими потребности города Набережные Челны в тепловой и электрической энергии.

Информация о наработке и срокам достижения назначенного ресурса энергетических котлов и паровых турбин Набережночелнинской ТЭЦ представлены в табл. 2.24-2.25 Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей энергоснабжения», Том 2.

На энергетических котлах Набережночелнинской ТЭЦ ТГМ-84Б ст.№1÷10 и ТГМЕ-464 ст.№11÷14 нормативный парковый ресурс барабана котла, составляющий 300 000 часов (РД 10-577-03 п. 2.1.4) в настоящее время не выработан. На энергетических котлах НчТЭЦ отсутствуют дефекты, требующие замены котлоагрегатов. В указанные сроки будет проведена повторная экспертиза промышленной безопасности с последующим продлением назначенного ресурса энергетических котлов.

На начало 2019 года парковый ресурс отработали паровые турбины ПТ-60-130/13 ст.№1 и

Т-100/120-130 ст.№3÷8. На данных турбинах ранее проводились работы по техническому диагностированию. По результатам произведенных работ, отсутствуют требования к заменам элементов оборудования. После окончания назначенного ресурса турбоагрегатов будет проведено повторное техническое диагностирование оборудования с последующим продлением назначенного ресурса в сроки. На данном этапе реконструкция или модернизация турбин связанная с заменой цилиндров высокого давления (ЦВД) для увеличения назначенного ресурса не планируется.

Надежность и эффективность функционирования Набережночелнинской ТЭЦ определяет общую надежность схемы теплоснабжения города, а также тарифные последствия для населения.

С целью поддержания надежности и повышения эффективности функционирования источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – Набережночелнинской ТЭЦ – АО «Татэнерго» были разработаны Инвестиционная программа на период 2018-2023 гг. и Программа развития филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ. В рамках актуализации Схемы теплоснабжения был проведен анализ необходимости реализации мероприятий включенных в указанные программы, в результате сформирован перечень мероприятий предлагаемых к реализации до 2032 года (Табл. 4.1, Табл. 4.2 Глава 7 «Предложения по строительству источников тепловой энергии» стр. 15 - 20).

Общий объем финансирования, предусмотренный Инвестиционной программой на период 2019 – 2023г., составляет 1 095 210,07 тыс. рублей.

Общий объем финансирования Программы развития филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ – на период 2024 – 2032г составляет 2 835 150 тыс. рублей.

Мероприятия по Котельному цеху БСИ, кроме плановых обследований, и котельной ООО КамгэсЗЯБ», в связи с финансовым состоянием и потерей статуса ЕТО -2, на период актуализации не планируются.

Мероприятия по источникам необходимы к исполнению при обоих сценариях развития системы теплоснабжения г. Набережные Челны.

3.4 Комплекс мероприятий на тепловых сетях и теплосетевых объектах г. Набережные Челны.

Основными направлениями реализации технической политики развития систем теплоснабжения г. Набережные Челны в части тепловых сетей и теплосетевых объектов являются следующие мероприятия.

3.4.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них для обеспечения перспективных приростов.

Согласно приведенной в Главе 11 справке от АО «Татэнерго» по резервам пропускной способности магистральных сетей НЧТС и гидравлическим расчетам, именно тепловод №410 имеет самый маленький резерв пропускной способности, и при подключении перспективных потребителей (мкр. Замелекесье и ЖК Мелекес Челны) данный резерв будет исчерпан к 2025 году(с учетом перевода нагрузок потребителей пром. площадки БСИ на Набережночелнинскую ТЭЦ в 2020г. резерв пропускной способности будет исчерпан к 2024 году при сохранении существующего температурного режима $150 \div 70^{\circ}\text{C}$ со срезкой 114°C). Стоит отметить тот факт, что данный трубопровод введен в эксплуатацию в 2006 году и именно повышение температурного графика на источнике позволит покрыть потребности перспективных потребителей ещё до 2035 года.

Табл. 3.1 Предложения по строительству, реконструкции тепловых сетей, в том числе с увеличением диаметра трубопроводов, для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

№ п/п	Источник	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости (Наименование показателя)	Год строительства/реконструкции	Перспективный диаметр и длина участка, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Загрты на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)	Профинансировано к 2020 году, тыс. руб.	Затраты на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)																		
										в т.ч. по годам																		
										2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035			
1	НЧТЭЦ	Тепловод от ТУ-59 до ТК-нов (у НО-9). Реконструкция. и Тепловод от НО-9 до точки присоединения с трубопроводами ООО "КамгэсЗЯБ". Строительство.	Подключение потребителей от ООО «КамгэсЗЯБ»	2020	3428 п.м. (Д426)	подземная в непроходных каналах	ППУ	99565,72																				
2	НЧТЭЦ	Тепловые сети для обеспечения «Многоэтажной жилой застройки в 34 микрорайоне»	Увеличение диаметра для обеспечения перспективных приростов нагрузки	2020	628п.м. (Д529) 496п.м. (Д529) 370п.м. (Д529)	подземная в непроходных каналах	ППУ	135021,50																				
3	НЧТЭЦ	Тепловые сети отУТ-5 до УТ-9	Строительство сетей для обеспечения перспективных приростов нагрузки в 34 мкрн	2021	568п.м. (Д426)	подземная в непроходных каналах	ППУ	44764,717																				
4	НЧТЭЦ	Тепловые сети отУТ-9 до УТ-11	Строительство сетей для обеспечения перспективных приростов нагрузки в 34 мкрн	2021	292п.м. (Д377).	подземная в непроходных каналах	ППУ	12635,849																				
5	НЧТЭЦ	Тепловые сети отУТ-9 до ТК в сторону 34мкрн	Строительство сетей для обеспечения перспективных приростов нагрузки в 34 мкрн	2021	63 п.м. (Д273)	подземная в непроходных каналах	ППУ	2671,545																				
6	НЧТЭЦ	Тепловые сети от ТК в сторону 34мкрн	Строительство сетей для обеспечения перспективных приростов нагрузки в 34 мкрн	2021	118 п.м. (Д219)	подземная в непроходных каналах	ППУ	4512,241																				
7	НЧТЭЦ	Тепловые сети ТК до муниципального объекта	Строительство сетей для обеспечения перспективных приростов нагрузки в 34 мкрн	2021	70 п.м. (Д89)	подземная в непроходных каналах	ППУ	1592,104																				
8	НЧТЭЦ	Реконструкция трубопроводов, тепловод №410	Увеличение диаметра для обеспечения перспективных приростов нагрузки	2031-2035	14382 п.м.	подземная бесканальная	ППУ	3230659,05																646 131,81	646 131,81	646 131,81	646 131,81	646 131,81
9	НЧТЭЦ	Тепловые сети тепловод №522 от ТК-250 до ТК-281 (Д-400). Реконструкция	Увеличение диаметра для обеспечения перспективных приростов нагрузки мкр. «Междуречье»	2023-2024	498,5 п.м. (Д630)	подземная в непроходных каналах	ППУ	35571,70																				

3.4.3. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

В связи с тем, что основные участки тепловых сетей г. Набережные Челны проложены до 1999 года, к 2035 году их большая часть превысит нормативный срок эксплуатации (25 лет). В отношении обозначенных в настоящем разделе участков тепловой сети рекомендуется проводить постоянный мониторинг состояния – скорость коррозии, ультразвуковые обследования и т.д..

Продление ресурса тепловых сетей срок эксплуатации, которых превышает 25 лет, осуществляется после проведения следующих мероприятий:

- диагностика состояния трубопроводов тепловых сетей, экспертиза промышленной безопасности;
- комплекс плановых мероприятий, поддерживающих оборудование в работоспособном состоянии, выполняются согласно графику планово- предупредительного ремонта, позволяющее обеспечить планомерную работу оборудования, своевременный вывод оборудования в ремонт и ввод его в эксплуатацию после ремонта.

По результатам диагностирования рекомендуется определять потребность в реконструкции (ремонте) обозначенных участков. В соответствии с п.6.2.37 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго России от 24.03.03 №115 при выявлении местного утонения стенки на 10 % проектного (первоначального) значения эти участки подвергаются повторному контролю в ремонтную кампанию следующего года. Участки с утонением стенки трубопровода на 20 % и более подлежат замене.

Как отмечалось в Главе 1 «Существующее положение с сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии» (табл. 3.15. стр. 100), доля реконструкции магистральных и распределительных сетей составляет не более 3,5 – 2% в год, что явно неудовлетворительно с точки зрения надежности систем теплоснабжения города.

Для оценки необходимого финансирования, для приведения тепловых сетей к нормативным срокам эксплуатации, выполнена выборка трубопроводов тепловых сетей со сроками эксплуатации превышающими 25 лет и определены капитальные затраты на замену участков тепловых сетей по состоянию на 2020 год достигающим нормативных сроков эксплуатации (данные приведены в табл.8.1. Главы 8 «Предложения по строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них»).

Для расчета необходимых инвестиций на перекладку данных сетей, затраты распределены равномерно в течение 15 лет, объем затрат на каждый год приведен к текущему году.

В Табл. 3.3 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием

эксплуатационного ресурса (распределение затрат по годам). представлено распределение затрат по годам.

Табл. 3.3 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса (распределение затрат по годам).

Наименование	Всего	Профинансировано к 2020 году, тыс. руб.	Год															
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Затраты на замену тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса, тыс. руб. (с НДС)	18 784 654,40	0,00	0,00	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29	1 252 310,29
Затраты на замену тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса, <u>приведенные к текущему году</u> , тыс. руб. (с НДС)	25 446 134,65	0,00	0,00	1 252 310,29	1 304 907,33	1 361 018,35	1 420 903,15	1 483 422,89	1 547 210,08	1 612 192,90	1 678 292,81	1 745 424,52	1 815 241,50	1 887 851,16	1 963 365,21	2 041 899,81	2 123 575,81	2 208 518,84

Также, по результатам гидравлического расчёта, были определены участки трубопроводов тепловой сети на территории промзоны БСИ и Промкомзоны северо-восточной части города, диаметры которых завышены. По мере выполнения работ по капремонту данных участков целесообразно выполнить оптимизацию диаметров трубопроводов таких участков с целью снижения затрат на ремонт и эксплуатацию. Оптимизация существующих диаметров трубопроводов тепловой сети представлена в Главе 8 «Предложения по строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Капитальные затраты на оптимизацию диаметров участков тепловой сети на момент 2020 года составляют 1 013 761,70 тыс. руб. Для расчетов общий объем инвестиций на перекладку данных сетей распределяется равномерно в течении 15 лет, объем затрат на каждый год приводится к текущему году, итого приведенный объем затрат составляет 1 373 265,44 тыс. руб.

3.4.4. Строительство и реконструкция насосных станций.

Данные по строительству и реконструкции насосных станций на тепловых сетях приведены в Табл. 3.4 с затратами на реализацию мероприятий и сроками реализации.

Табл. 3.4 Строительство и реконструкция насосных станций.

№ п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости	Наименование насосной станции, место установки	Год строительства/реконструкции	Затраты на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)
1	Реконструкция системы электроснабжения 6/0,4кВ ПНС-9 с функцией восстановления схемы электроснабжения РУ-6кВ после исчезновения напряжения на вводах	Повышение энергоэффективности производства, экономия электрической энергии, повышение надежности теплоснабжения	ПНС-9	2016-2023	2917,20
2	Реконструкция ёмкостей для приёма воды при срабатывании БСК на ПНС-9	Автоматизация работы оборудования и повышение надежности работы высоковольтного оборудования	ПНС-9	2021-2022	1432,80
3	Реконструкция схемы электроснабжения объекта ПНС-7 с функцией восстановления схемы электроснабжения РУ 10кВ после исчезновения напряжения на вводах	Повышение надежности работы высоковольтного оборудования	ПНС-7	2021-2022	2917,20

№ п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости	Наименование насосной станции, место установки	Год строительства/реконструкции	Затраты на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)
4	Реконструкция электротехнической части ПНС-5 с заменой ЧРП и схемы управления насосными агрегатами	В связи с моральным и физическим устарением оборудования ЧРП №1 и 2, отработавшим свой нормативный срок, отсутствия запасных частей и комплектующих для поддержания их в надёжном работоспособном состоянии. А также для создания более гибких электрических схем, с участием ЧРП по решению резервных и ремонтных задач.	ПНС-5	2022-2023	47361,60
5	Реконструкция ПНС-6 с установкой ЧРП, автоматизацией и диспетчеризацией.	Исполнение федерального закона от 10.01.2020 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»	ПНС--6	2021-2022	47221,20
Итого:					101850,00

3.4.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых пунктов и сооружений на тепловых сетях.

Табл. 3.5 Строительство и реконструкция тепловых пунктов и сооружений на тепловых сетях.

№ п/п	Источник	Наименование мероприятий	Год строительства/реконструкции	Затраты на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)
1	НЧТЭЦ	Реконструкция тепловых узлов магистральных тепловых сетей для организации дублирования подключения районов г. Набережные Челны	2020	15087,60
2	НЧТЭЦ	Реконструкция тепловых узлов магистральных тепловых сетей для организации дублирования подключения районов г. Набережные Челны	2021	16275,60
3	НЧТЭЦ	Реконструкция тепловых узлов магистральных тепловых сетей для организации дублирования	2022	16956,00

		подключения районов г. Набережные Челны		
4	НЧТЭЦ	Реконструкция тепловых узлов магистральных тепловых сетей для организации дублирования подключения районов г. Набережные Челны	2023	17664,00
5	НЧТЭЦ	Оборудование ЛВС филиала АО "Татэнерго"- НЧТС. Строительство	2 020	4399,20
6	НЧТЭЦ	АСУ Теплоснабжение. 3 этап.	2 020	39246,00
7	НЧТЭЦ	Реконструкция Производственного здания №3 для персонала на Производственной базе	2 021	3781,77
8	НЧТЭЦ	Реконструкция охранно-пожарной сигнализации по объектам филиала АО «Татэнерго» - НЧТС»: 1. Система пожарной сигнализации, оповещения и контроля доступа 2. Автоматическая охранная и пожарная сигнализация в проходном коллекторе	2 021	965,01
9	НЧТЭЦ	Реконструкция схемы электроснабжения Камеры переключений Инв.№ЗДНПР300-3142 с увеличением категории электроснабжения объекта	2 021	1386,00
10	НЧТЭЦ	Реконструкция АСУ-Теплоснабжение. Система связи Северо-Восточного района. Подключение камеры переключения к существующей сети	2 022	3660,00
11	НЧТЭЦ	Реконструкция узлов учета тепловой энергии Камеры Переключений	2 023	3868,80
12	НЧТЭЦ	Модернизация АСУ-Теплоснабжение 2 этап. Автоматизированное рабочее место диспетчера с заменой средств обработки и отображения информации.	2 023	9384,00
13	НЧТЭЦ	Реконструкция Автоматической охранной и пожарной сигнализации в проходном коллекторе (Зона 1) МИОРАБ00-6020	2 025	7980,81
14	НЧТЭЦ	Строительство системы видеонаблюдения эстакады НЧТЭЦ - Камера переключений	2 026	6594,36
Итого:				147249,15

4 Технико-экономическое сравнение вариантов

перспективного развития систем теплоснабжения.

Ввод в эксплуатацию ПНС – БСИ практически исключает возможность использования Котельного цеха БСИ в пиковом режиме, т.е. для включения в работу мощностей котельного цеха требуется полная остановка ПНС-БСИ со значительным объёмом переключений запорно-регулирующей арматуры на магистральных сетях, что в отопительный период снижает надежность работы системы теплоснабжения города.

В Табл. 4.1 приведены результаты расчета экономии топлива от увеличения доли отпуска тепла в горячей воде от Набережночелнинской ТЭЦ.

Табл. 4.1 Результаты расчета экономии топлива от увеличения доли отпуска тепла в горячей воде от Набережночелнинской ТЭЦ.

Результаты расчета по НЧ ТЭЦ					
№п п	Показатель	Единица измерения	факт 2017г	прогноз	прирост
1	Выработка электроэнергии	тыс.кВтч	3 225 469	3 257 118	31 650
2	Отпуск электроэнергии с шин	тыс.кВтч	2 933 823	2 961 791	27 968
3	Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	%	59,1	59,4	0,4
4	Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	3 905 571	3 969 023	63 452
5	Отпуск тепла с горячей водой	Гкал	3 753 751	3 817 203	63 452
6	Отпуск тепла с паром	Гкал	151 820	151 820	0
7	Отпуск тепла от ПВК	Гкал	34 643	35 229	586
8	Вээ	тут	871 052	877 863	-
9	бээ	г/кВтч	296,9	296,4	
10	Втэ	тут	511 239	518 333	
11	бтэ	кг/Гкал	130,9	130,6	
Результаты расчета по КЦ БСИ					
№п п	Показатель	Единица измерения	факт 2017г	прогноз	снижение
1	Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	102578,00	39126,00	63452,00
2	Отпуск тепла с горячей водой	Гкал	63452,00	0,00	63452,00
3	Расход э/э на производственные нужды	тыс.кВтч	2354,48	898,06	1456,42
4	Втэ	тут	18666,00	8328,74	-
5	бтэ	кг/Гкал	181,97	212,87	
Сводные результаты расчета по НЧ ТЭЦ и КЦ БСИ					
№п п	Показатель	Единица измерения	факт 2017г	прогноз	прирост/снижение
1	Выработка электроэнергии НЧ ТЭЦ	тыс.кВтч	3225468,83	3257118,43	31649,61
2	Отпуск электроэнергии с шин НЧ ТЭЦ	тыс.кВтч	2933823,16	2961791,30	27968,14
3	Расход э/э на производственные нужды КЦ БСИ	тыс.кВтч	2354,48	898,06	-1456,42

4	Отпуск тепла с коллекторов (НЧ ТЭЦ и КЦ БСИ)	Гкал	4008149,00	4008149,00	
5	Отпуск тепла с горячей водой (НЧ ТЭЦ и КЦ БСИ)	Гкал	3817203,00	3817203,00	-
6	Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	тут	871052,10	877863,09	
7	Удельный расход условного топлива на отпуск э/э, бээ	г/кВтч	296,90	296,40	-0,50
8	Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии	тут	529905,24	526662,23	-
9	Удельный расход условного топлива на отпуск т/э, втэ	кг/Гкал	132,21	131,40	-0,81
Расчетная экономия топлива от снижения УРТ на отпущенную теплоэнергию;			ΔВээ	3 243 тут;	
Цена условного топлива на электроэнергию, факт 2017г;			Цтэ	3 842 руб/тут;	
Расчетная экономия топлива от снижения УРТ на отпущенную теплоэнергию в денежном выражении;			ΔЭтэ руб	12 460 062 руб;	
Расчетное снижение потребления электроэнергии на производственные нужды КЦ БСИ;			Δээ	1 456 тыс.кВтч;	
Цена покупки э.энергии на производственные нужды, факт 2017г;			Цээ	2,78 руб/кВтч;	
Расчетное снижение потребления электроэнергии на производственные нужды КЦ БСИ в денежном выражении;			Δээ руб	4 055 092 руб;	
Средняя цена продажи электроэнергии в свободных секторах ОРЭ в ОЗП факт 2017г;			цээ_орэ	1 181 руб/тыс.кВтч;	
Средняя цена покупки электроэнергии на ОРЭ в ОЗП факт 2017г;			цээ_орэ	1 189 руб/тыс.кВтч;	
Топливная составляющая себестоимости э.энергии в ОЗП, факт 2017г;			тс_озп	1 059 руб/тыс.кВтч;	
Расчетная экономия от дополнительной выработки электроэнергии;			ΔЭээ руб	3 389 948 руб;	
Общая экономия в денежном выражении.			ΔЭ руб	25 542 706 руб.	

За расчетный базовый период выбран 2017 год, т.е. год в котором котельный цех БСИ в последний раз работал на тепловую сеть совместно с Набережночелнинской ТЭЦ.