



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНИЙ НОВГОРОД» ДО 2030 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД)

**Глава 12. Мастер-план актуализации схемы теплоснабжения г.
Нижнего новгорода до 2030 г. На 2016 год**

СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Нижний Новгород» до 2030 года (актуализация на 2016 год)	22401.СТ-ПСТ.000.000.
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения	
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.001.000.
Приложение 1. Энергоисточники города	22401.ОМ-ПСТ.001.001.
Приложение 2. Тепловые сети города	22401.ОМ-ПСТ.001.002.
Приложение 3. Тепловые нагрузки потребителей города	22401.ОМ-ПСТ.001.003.
Приложение 4. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.001.004.
Приложение 5. Анализ изменений, произошедших с момента утверждения схемы теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.001.005.
Приложение 6. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения в зоне действия Автозаводской ТЭЦ	22401.ОМ-ПСТ.001.006.
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.002.000.
Приложение 1. Характеристика существующей и перспективной застройки и тепловой нагрузки по элементам территориального деления	22401.ОМ-ПСТ.002.001.
Приложение 2. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.002.002.
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения города	22401.ОМ-ПСТ.003.000.
Приложение 1. Инструкция пользователя (ИГС «ТеплоГраф»)	22401.ОМ-ПСТ.003.001.
Приложение 2. Руководство оператора (ИГС «ТеплоГраф»)	22401.ОМ-ПСТ.003.002.
Приложение 3. Характеристика участков тепловых сетей	22401.ОМ-ПСТ.003.003.
Приложение 4. Результаты гидравлических расчетов по состоянию базового периода разработки схемы теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.003.004.
Приложение 5. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.003.005.
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	22401.ОМ-ПСТ.004.000.
Приложение 1. Результаты гидравлических расчетов (прогнозируемое перспективное состояние систем теплоснабжения в существующих зонах действия источников тепловой энергии (мощности))	22401.ОМ-ПСТ.004.001.
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	22401.ОМ-ПСТ.005.000.
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	22401.ОМ-ПСТ.006.000.

Наименование документа	Шифр
Приложение 1. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.006.001.
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	22401.ОМ-ПСТ.007.000.
Приложение 1. Результаты гидравлических расчетов (прогнозируемое перспективное состояние систем теплоснабжения с учетом реализации мероприятий схемы теплоснабжения)	22401.ОМ-ПСТ.007.001.
Приложение 2. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.007.002.
Приложение 3. Перечень мероприятий по изменению схемы ГВС Автозаводского района	22401.ОМ-ПСТ.007.003.
Приложение 4. Перечень трубопроводов тепловых сетей, подлежащих реконструкции в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	22401.ОМ-ПСТ.007.004.
Глава 8. Перспективные топливные балансы	22401.ОМ-ПСТ.008.000.
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.009.000.
Приложение 1. Программа реконструкции квартальных тепловых сетей с целью обеспечения надежности теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.009.001.
Приложение 2. Расчет надежности теплоснабжения потребителей Автозаводского и Ленинского районов	22401.ОМ-ПСТ.009.002.
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	22401.ОМ-ПСТ.010.000.
Глава 11. Обоснование предложений по определению единых теплоснабжающих организаций	22401.ОМ-ПСТ.011.000.
Приложение 1. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.011.001.
Глава 12. Мастер-план актуализации схемы теплоснабжения г. Нижнего Новгорода до 2030 г. на 2016 год	22401.ОМ-ПСТ.012.000.
Глава 13. Реестр проектов схемы теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.013.000.
Глава 14. Сводный том изменений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения на 2016 год	22401.ОМ-ПСТ.014.000.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения	8
2. Задачи мастер-плана	9
2.1. Общие положения	9
2.2. Варианты, включенные в мастер-план	12
3. Варианты развития СЦТ города Нижнего Новгорода	13
3.1. Предложения, общие для всех рассматриваемых вариантов и вошедшие в состав рекомендуемых схемой теплоснабжения мероприятий	13
3.2. Варианты развития СЦТ города при вводе в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ	16
3.2.1. Технические решения по варианту №1 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города	19
3.2.2. Технические решения по варианту №2 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города	35
3.2.3. Сравнение вариантов 1-2	52
3.3. Развитие систем теплоснабжения Нагорной части города при условии неиспользования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города	64
3.4. Развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ	65
3.4.1. Обоснование мероприятий, предлагаемых для реконструкции АТЭЦ ..	65
3.4.2. Мероприятия по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-440	66
3.4.3. Строительство блока ПГУ-440 на площадке 5-ой очереди АТЭЦ	72
3.5. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии	98

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 3.1. – Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 1	23
Таблица 3.2. – Сводная таблица для Варианта 1 - 100% нагрузок.....	31
Таблица 3.3. – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 100% нагрузок).....	32
Таблица 3.4. – Сводная таблица для Варианта 1 – 50% нагрузок.....	33
Таблица 3.5. – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 50% нагрузок).....	34
Таблица 3.6. – Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 2	38
Таблица 3.7. – Сводная таблица для Варианта 2 - 100% нагрузок.....	48
Таблица 3.8. – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 100% нагрузок).....	49
Таблица 3.9. – Сводная таблица для Варианта 2 – 50% нагрузок.....	50
Таблица 3.10. – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 50% нагрузок).....	51
Таблица 3.11. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок), (в ценах 2015 г., без НДС), тыс. руб.	52
Таблица 3.12. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.	53
Таблица 3.13. – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....	55
Таблица 3.14. – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....	56
Таблица 3.15. – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-2 (100% нагрузок).....	57
Таблица 3.16. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (50% нагрузок), (в ценах 2015 г., без НДС), тыс. руб.	57
Таблица 3.17. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.	58
Таблица 3.18. – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....	60
Таблица 3.19. – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....	61
Таблица 3.20. – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-2 (50% нагрузок).....	62
Таблица 3.21. – Индикативная плата за подключение по Вариантам 1-2 (средняя на период 2015-2028 г.), без НДС, тыс. руб./ Гкал.....	63
Таблица 3.22. – Перечень мероприятий, предлагаемых к реализации в СЦТ Нагорной части города при реализации рекомендованного варианта развития СЦТ	64
Таблица 3.23. – График реализации мероприятий по реконструкции АТЭЦ.....	69
Таблица 3.24. – Стоимость мероприятий по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-440	69
Таблица 3.25. – Характеристики основного оборудования нового блока ПГУ-440..	78
Таблица 3.26. – Подключенная нагрузка к коллекторам ООО «Автозаводская ТЭЦ»	85

Таблица 3.27. – Прогнозные показатели работы АТЭЦ на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения	87
Таблица 3.28. - Прогнозные показатели работы котельных «Ленинская» и «Северная» на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения	90
Таблица 3.29. - Сводная таблица капитальных затрат на реконструкцию АТЭЦ, млн. руб.	96
Таблица 3.30. - Капитальные затраты, распределенные по годам проведения мероприятий.....	97
Таблица 3.31 – Основные показатели работы рассматриваемой установки	101

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 3.1 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха по Варианту 1	21
Рисунок 3.2 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения Юг и районе Новинки по Варианту 1	22
Рисунок 3.3 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭЦ и котельной ИТ-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очередей НТЦ и новой т/м Нартова	24
Рисунок 3.4 – Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка, через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ	25
Рисунок 3.5 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ.....	26
Рисунок 3.6 –Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка, РСТ-1 по т/м «1 очередь» до ТК-112.....	27
Рисунок 3.7 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ.....	28
Рисунок 3.8 – Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка по ул. Нартова и до НТЦ.....	29
Рисунок 3.9 –Пьезометрический график НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка по ул. Нартова до НТЦ	30
Рисунок 3.10 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха по Варианту 2.....	36
Рисунок 3.11 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения Юг и районе Новинки по Варианту 2.....	37
Рисунок 3.12 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭЦ и котельной ИТ-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очередей НТЦ и т/м «Нартова». Зона района Новинки от Южной котельной	39
Рисунок 3.13 –Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ.....	40
Рисунок 3.14 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ	41
Рисунок 3.15 – Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ.....	42
Рисунок 3.16 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ	43
Рисунок 3.17 – Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка до ул. Нартова и до НТЦ.....	44
Рисунок 3.18 –Пьезометрический график НГТЭЦ по ул. Нартова до НТЦ.....	45
Рисунок 3.19 – Трасса от НГТЭЦ по Южной т/м через Южную котельную до Новинок.....	46
Рисунок 3.20 –Пьезометрический график НГТЭЦ до Новинок	47
Рисунок 3.21 – Схема проекта замещения выбывающих мощностей ТЭЦ-2	71
Рисунок 3.22 – Принципиальная технологическая схема ПГУ-440	76
Рисунок 3.23 – Динамика изменения отпуска электрической энергии с шин АТЭЦ и УРУТ на отпуск электрической энергии	88
Рисунок 3.24 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов АТЭЦ и УРУТ на отпуск тепловой энергии	89
Рисунок 3.25 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии от котельной «Ленинская» и УРУТ на отпуск тепловой энергии	91
Рисунок 3.26 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии от котельной «Северная» и УРУТ на отпуск тепловой энергии	92
Рисунок 3.27 – Зона действия источников тепловой энергии ООО «Автозаводская ТЭЦ» магистрали «отопления»	93
Рисунок 3.28 – Зона действия источников тепловой энергии ООО «Автозаводская ТЭЦ» магистрали «отопления»	94
Рисунок 3.29 – Места подключения перспективных потребителей (зона действия ООО «Автозаводская ТЭЦ»).....	95
Рисунок 3.30 – Капитальные затраты, распределенные по годам проведения мероприятий	96

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (постановление Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012) и Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения (совместный приказ Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012 г.) с целью рассмотрения различных вариантов развития СЦТ города.

Мастер-план при разработке (актуализации) схемы теплоснабжения города Нижнего Новгорода формируется впервые.

2. ЗАДАЧИ МАСТЕР-ПЛАНА

2.1. Общие положения

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

При формировании мастер-плана разработки схемы теплоснабжения учтены следующие документы:

- Федеральный закон «О теплоснабжении» № 190-ФЗ от 27.07.2010 г.;
- Федеральный закон «О водоснабжении и водоотведении» №416-ФЗ от 07.12.2011 г. (а также Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»» №417-ФЗ от 07.12.2011 г.);
- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 1 августа 2014 года №495;
- работа «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года» (Москва, 2011 год), выполненная Минэнерго России и ЗАО «АПБЭ»;
- Схема территориального планирования Российской Федерации (Материалы по обоснованию схемы территориального планирования), утвержденная распоряжением Правительства РФ от 11.11.2013 г. №2084-р;
- Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Нижегородской области на 2015-2019 годы, утвержденная постановлением Правительства Нижегородской области от 30 апреля 2015 года №259;
- Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Нижний Новгород» до 2028 года, утвержденная приказом Минэнерго России от 02 декабря 2014 года №886.

В основу разработки вариантов, включаемых в мастер-план, положены следующие основные предпосылки:

- Развитие систем теплоснабжения в соответствии с общими принципами организации отношений и критериями принятия решений в отношении развития систем теплоснабжения, установленными законодательством;
- Проблемы в системах теплоснабжения города Нижнего Новгорода, выявленные при анализе существующего состояния системы (Глава 1 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения);
- Проблемы развития систем теплоснабжения города Нижнего Новгорода, определенные при выполнении предварительных расчетов перспективного состояния системы;
- Изменение зон действия существующих и проектируемых источников тепловой энергии (мощности) с целью обеспечения спроса на тепловую мощность существующих и перспективных потребителей тепловой энергии.

Каждый вариант должен обеспечивать покрытие всего перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в городе, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплоснабжения. Выполнение текущих и перспективных балансов тепловой мощности источников и текущей и перспективной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии является главным условием для разработки сценариев (вариантов) мастер-плана.

В соответствии с «Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» предложения к развитию системы теплоснабжения должны базироваться на предложениях исполнительных органов власти и эксплуатационных организаций, особенно в тех разделах, которые касаются развития источников теплоснабжения.

Выбор рекомендуемого варианта развития систем теплоснабжения осуществляется с учетом принципов и критериев, установленных Ф3-190 «О теплоснабжении».

В соответствии с ч. 1 ст. 3 ФЗ-190 «О теплоснабжении» общими принципами организации отношений в сфере теплоснабжения являются:

- 1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
- 4) развитие систем централизованного теплоснабжения;
- 5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- 6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
- 7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- 8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

В соответствии с ч.8 ст. 23 ФЗ-190 «О теплоснабжении» обязательными критериями принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения являются:

- 1) обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;
- 2) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- 3) приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учетом экономической обоснованности;
- 4) учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности указанных

организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

5) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Дополнительно рассмотрены варианты развития систем теплоснабжения города с учетом внесенных постановлением Правительства РФ №1016 от 07.10.2014 г. изменений в Требования к схемам теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г.

2.2. Варианты, включенные в мастер-план

Варианты развития СЦТ города сформированы на основе надёжного и качественного обеспечения территориально-распределенной прогнозируемой тепловой нагрузки. Территориально-распределённый прогноз тепловой нагрузки города приведен в Главе 2 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Структура рассмотренных при разработке схемы теплоснабжения вариантов развития систем теплоснабжения в границах города Нижнего Новгорода включает в себя:

- ряд предложений, общих для всех вариантов (рассмотрены в разделе 3.1.);
- варианты развития СЦТ города при условии ввода в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ (рассмотрены в разделе 3.2.);
- развитие СЦТ Нагорной части города при условии отсутствия использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города (рассмотрено в разделе 3.3.);
- развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ (подробно рассмотрено в разделе 3.4.);
- анализ целесообразности ввода новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии.

3. ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ СЦТ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА

3.1. Предложения, общие для всех рассматриваемых вариантов и вошедшие в состав рекомендуемых схемой теплоснабжения мероприятий

В целях соблюдения направлений развития СЦТ, установленных законодательством, предусматривается реализация мероприятий по развитию СЦТ города в следующих направлениях:

- строительство новых источников тепловой энергии(мощности) для обеспечения теплоснабжением перспективных потребителей, находящихся на значительном удалении от существующих СЦТ (за пределами радиуса эффективного теплоснабжения);
- реконструкция источников тепловой энергии (мощности) с увеличением установленной тепловой мощности с целью обеспечения подключения новых потребителей;
- переключение потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ;
- реконструкция (техническое перевооружение) котельных с целью улучшения технико-экономических показателей работы, в том числе – снятие ограничений тепловой мощности;
- реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;
- объединение зон действия котельных на базе одной из котельных (с возможным увеличением установленной тепловой мощности);
- реализация требований ФЗ-416 и ФЗ-417 в части запрета эксплуатации «открытых» систем горячего водоснабжения.

Все вышеприведенные направления развития предусматривают реализацию мероприятий как в части источников тепловой энергии (мощности)

Подробное описание и обоснование вышеприведенных проектов представлено в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения муниципального

образования «Город Нижний Новгород» до 2030 года (актуализированной на 2016 год).

Проекты по развитию энергоисточников сформированы в составе 12-ти групп:

- Реконструкция основного оборудования и тепловой схемы существующих ТЭЦ;
- Монтаж нового генерирующего оборудования на существующих ТЭЦ;
- Строительство новых энергоисточников;
- Реконструкция теплоисточников с увеличением тепловой мощности для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и по причине перераспределения зон действия источников тепловой энергии;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии с увеличением установленной мощности для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- Реконструкция теплоисточников с переводом в режим работы ЦТП при перераспределении зон действия источников тепловой энергии;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии со снятием ограничений установленной мощности;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии с целью улучшения ТЭП, показателей надежности и качества теплоснабжения;
- Реконструкция теплоисточников в рамках энергосервисных контрактов;
- Перевод потребителей теплоэнергии в существующих зонах котельных на теплоснабжение от источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии;
- Прочие проекты, направленные на энергосбережение и повышение энергоэффективности;
- Реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

Полный перечень проектов в соответствии с указанными группами по рекомендованному варианту развития СЦТ города приведен в Главе 6 Обосновывающих материалов. Ниже представлено краткое описание реализуемых проектов.

Всеми сценариями развития СЦТ города предусматривается реализация следующих проектов:

- группа 1 «Реконструкция основного оборудования и тепловых схем существующих ТЭЦ» в составе проектов по реконструкции оборудования Сормовской ТЭЦ (приведено в разделе 5.1. Главы 6) я реализация ряда мероприятий на Автозаводской ТЭЦ (рассмотрено в разделе 3.4. настоящей Главы);
- группа 2 «Монтаж нового генерирующего оборудования на существующих ТЭЦ» в составе мероприятий на Автозаводской ТЭЦ (рассмотрено в разделе 3.4.);
- группа 3 «Строительство новых энергоисточников» для обеспечения перспективной тепловой нагрузки потребителей в составе восьми проектов по строительству новых блочных котельных (рассмотрено в разделе 6 Главы 6);
- группа 4 «Реконструкция теплоисточников с увеличением тепловой мощности для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и по причине перераспределения зон действия источников тепловой энергии» в составе шести проектов (рассмотрено в разделе 7 Главы 6);
- группа 5 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии с увеличением установленной мощности для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки» в составе семнадцати проектов (рассмотрено в разделе 7 Главы 6);
- группа 6 «Реконструкция теплоисточников с переводом в режим работы ЦТП при перераспределении зон действия источников тепловой энергии» в составе семнадцати проектов (рассмотрено в разделе 8 Главы 6);
- группа 7 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии со снятием ограничений установленной мощности» в составе девяти проектов (рассмотрено в разделе 9 Главы 6);
- группа 8 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии с целью улучшения ТЭП, показателей надежности и качества теплоснабжения» в составе семнадцати проектов (рассмотрено в разделе 9 Главы 6);

- группа 9 «Реконструкция теплоисточников в рамках энергосервисных контрактов» в составе четырнадцати проектов (рассмотрено в разделе 9 Главы 6);
- группа 10 «Перевод потребителей теплоэнергии в существующий зонах котельных на теплоснабжение от источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии» в составе восьми проектов (рассмотрено в разделе 10 Главы 6);
- группа 11 «Прочие проекты, направленные на энергосбережение и повышение энергоэффективности» (рассмотрено в разделе 16 Главы 6);
- группа 12 «Реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок» (рассмотрено в разделе 11 Главы 6);
- перевод потребителей Сормовской ТЭЦ и котельной ФГУП ФНПЦ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова» на «закрытую» схему присоединения систем ГВС.

Необходимо отметить, что ряд мероприятий из вышеприведенных групп подлежат реализации в соответствии с рекомендованным при актуализации на 2016 год вариантом развития СЦТ (не предусматривающим использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города). Полный перечень указанных мероприятий (относящихся к СЦТ Нагорной части города) приведен в разделе 3.3. настоящей Главы.

3.2. Варианты развития СЦТ города при вводе в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ

При разработке настоящего раздела выполнен анализ следующих документов:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 1 августа 2014 года №495;
- работа «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года» (Москва, 2011 год), выполненная Минэнерго России и ЗАО

«АПБЭ»;

- Схема территориального планирования Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 11.11.2013 г. №2084-р;
- Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Нижегородской области на 2015-2019 годы, утвержденная постановлением Правительства Нижегородской области от 30 апреля 2015 года №259 (далее по тексту – СиПР/2015-2019);
- Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Нижний Новгород» до 2028 года, утвержденная приказом Минэнерго России от 02 декабря 2014 года №886.

В соответствии с каждым из указанных документов предусматривается строительство Нижегородской ТЭЦ установленной электрической мощностью 900 МВт в составе двух блоков ПГУ-450 (в различных документах приведены различные сроки реализации проекта (2016-2018 гг., 2017-2019 гг., до 2020 г.).

При этом важно отметить, что в СиПР/2015-2019 рассмотрено два варианта развития электроэнергетики Нижегородской области – базовый и региональный. В соответствии с базовым вариантом развития ввода новых генерирующих мощностей на территории Нижегородской области в период до 2020 года не предусматривается.

Тем не менее, с учетом того, что строительство Нижегородской ТЭЦ предусматривается в соответствии со всеми вышеприведенными документами, при разработке схемы теплоснабжения города мероприятия по строительству станции были учтены. При этом в ранее разработанной схеме теплоснабжения города до 2027 года ввод станции в эксплуатацию планировался в 2014 году. Однако за прошедший период сроки строительства станции неоднократно сдвигались, в настоящее время ввод первого блока планируется не ранее 2018 года. В связи с данным фактом, а также в связи с необходимостью обеспечить качественное и надежное теплоснабжение всех существующих и перспективных потребителей города Нижнего Новгорода, при выполнении актуализации схемы теплоснабжения на 2016 год разработан и принят в качестве рекомендованного вариант развития СЦТ города, не предусматривающий теплоснабжение потребителей города от предлагаемой к строительству Нижегородской ТЭЦ. Необходимость разработки такого варианта также определена в соответствии с

выводами экспертного заключения на проект схемы теплоснабжения города до 2028 года (актуализированный на 2014 год), в котором указано на необходимость разработки альтернативного варианта развития СЦТ города, не предусматривающего строительство Нижегородской ТЭЦ.

Вместе с тем при выполнении актуализации схемы теплоснабжения на 2016 год выполнена проработка двух вариантов использования тепловой мощности предлагаемой к строительству Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города и прилегающих к границам городской территории микрорайонов перспективной застройки.

Дополнительно необходимо отметить, что поскольку предполагаемая площадка размещения будущей ТЭЦ находится вне границ города Нижнего Новгорода, а тепло от станции предполагается использовать, в числе прочего, для теплоснабжения потребителей, расположенных вне границ города, решения о выводе тепловой мощности должны быть обоснованы, в числе прочего, в схема теплоснабжения соответствующих муниципальных образований Нижегородской области.

С учетом изложенного, развитие СЦТ города в части использования тепловой мощности предлагаемой к строительству Нижегородской ТЭЦ рассмотрено в трех вариантах (сценариях):

- сценарий, не предусматривающий использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города Нижнего Новгорода (при актуализации на 2016 год рассмотрен в качестве рекомендованного, мероприятия приведены в проекте схемы теплоснабжения и соответствующих Главах Обосновывающих материалов);
- сценарий, предусматривающий создание двух централизованных систем теплоснабжения в Нагорной части Нижнего Новгорода. В состав первой входят зоны Центр, Север, историческая часть и зона действия НТЦ, а также вновь застраиваемый район д. Кузнечиха. Основным источником является НГТЭЦ. Котельная IT-Парк работает в пиковом режиме в качестве смесительно-догревающей станции, НТЦ – в сезонном режиме. Зона Юг и вновь застраиваемый район д. Новинки входят в централизованную систему теплоснабжения котельной Южная, локальные котельные вдоль южной части пр. Гагарина не

централизуются (рассмотрен в подразделе 3.2.1. настоящей Главы);

- сценарий, предусматривающий создание единой централизованной системы теплоснабжения Нагорной части Нижнего Новгорода в составе зон Юг, Центр, Север, историческая часть и зона действия НТЦ, а также вновь застраиваемых районов д. Новинки и д. Кузнечиха. Основным источником является НГТЭЦ. Котельные IT-парк и Южная работают в пиковом режиме в качестве смесительно-догревающих станций, НТЦ – в сезонном режиме. Централизуются все выбранные к централизации локальные котельные Нагорной части (рассмотрен в подразделе 3.2.2. настоящей Главы).

Сравнение двух сценариев развития, учитывающих использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для обеспечения теплоснабжением потребителей города Нижнего Новгорода, приведено в разделе 3.2.3. настоящей Главы.

Необходимо отметить, что выбор рекомендованного варианта развития СЦТ города в части использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города может быть скорректирован при последующих ежегодных актуализациях схемы теплоснабжения, с учетом фактически складывающейся ситуации со строительством станции.

3.2.1. Технические решения по варианту №1 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города

Первоочередной задачей, вытекающей из перспективных тепловых балансов, является обеспечение тепловых нагрузок зоны НТЦ.

В связи с неопределенностью по срокам застройки района Кузнечиха предлагается на первом этапе подключить район, снабжаемый по ТМ-3 НТЦ через РСТ-1 к котельной IT-парка. В настоящее время на котельной IT-парка завершен монтаж оборудования, но не выполнены работы по инфраструктуре, отсутствует газо-, водо- и электроснабжение, водоотведение. Установленная мощность котельной – 130 Гкал/ч. В 2015 – 2016 гг. необходимо ввести котельную в строй и увеличить ее мощность до 300 Гкал/ч. Кроме того, в связи с ожидаемым пуском ПВК НГТЭЦ предполагается к 2018 г. сформировать смесительно-

перекачивающую станцию и первую очередь электростанции собственных нужд в составе нескольких газопоршневых агрегатов суммарной мощностью 6 – 7 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами. В дальнейшем установленная мощность котельной IT-парк возрастает до 500 Гкал/ч, а электростанции собственных нужд до 16 – 17 МВт. Тепловая мощность (до 288 Гкал/ч) передается от котельной IT-парк до РСТ-1 по тепломагистрале Восточная Ду1200мм, где раздается потребителям и реверсным течением по т/м «3 очередь» Ду700мм и реверсным течением по т/м «1 очередь» с увеличением диаметра с Ду500мм до Ду700мм направляется на НТЦ. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С

Основным источником централизованной системы теплоснабжения Нагорной части Нижнего Новгорода в данном варианте является НГТЭЦ – современное энергопредприятие, строительство которого предполагается закончить в 2018 – 2020 гг. В состав ТЭЦ по проекту входят два теплофикационных блока ПГУ-450 и водогрейная котельная в составе двух котлов КВГМ-120, установленная мощность ТЭЦ составит 900 МВт/853 Гкал/ч.

С 2020 г. начинается эксплуатация энергоблоков НГТЭЦ, что позволяет перевести нагрузки локальных котельных зоны Центр и зоны Север на централизованную систему теплоснабжения. Для этой цели служит тепломагистраль Северная Ду1200 мм. Для подключения нагрузок зоны Центр и зоны Север (включая историческую часть города) от котельной IT-Парка до НТЦ строится тепломагистраль «Нартова» Ду1200 мм. Температурный график тепломагистралей 130/70 °С. Тепловая мощность НГТЭЦ выдается на котельную IT-Парка по сдвоенной тепломагистрале Центр-1 и Центр-2 Ду1200 мм протяженностью по 6,5 км. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С.

Баланс тепловой мощности на коллекторах источников и нагрузок потребителей тепловой энергии с учетом потерь в зоне НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха приведен на рисунке ниже.

Зона централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и р-н Кузнечиха

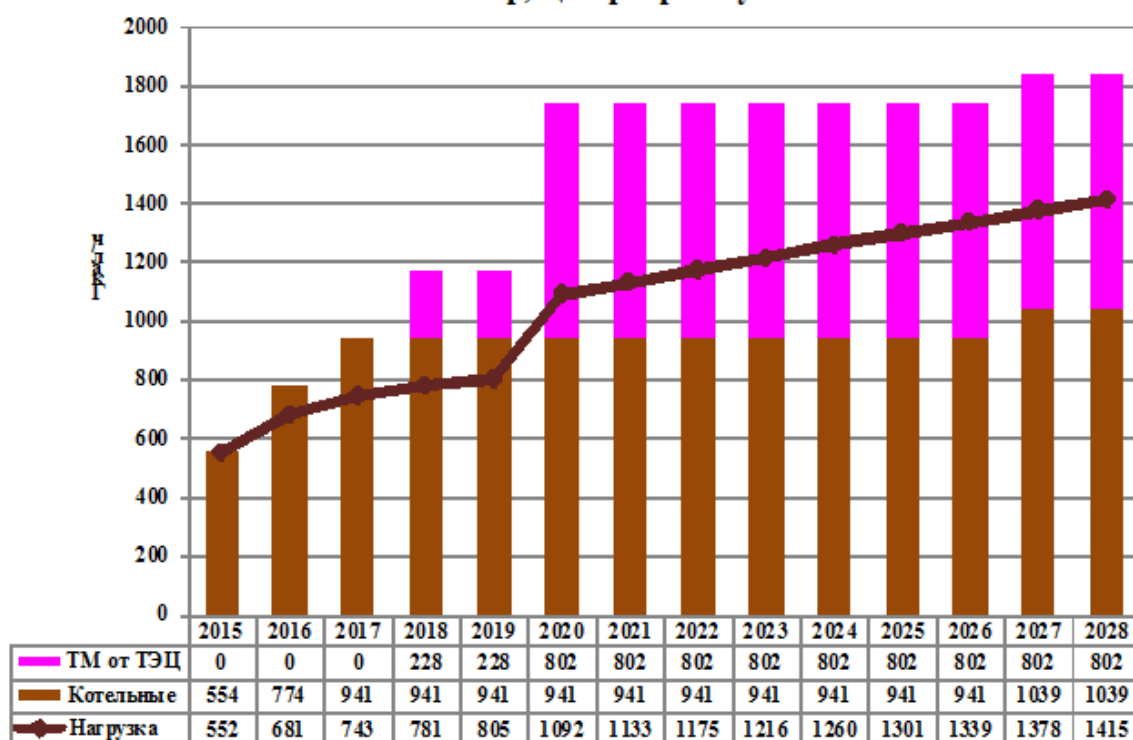


Рисунок 3.1 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха по Варианту 1

В зоне Юг и д. Новинки с 2015 вводится первая очередь котельной Южная. Растущие тепловые нагрузки в д. Новинки в 2015 г. покрываются блочными водогрейными котельными заводской готовности. В 2016 г. вводится в строй вторая очередь котельной Южная в составе двух котлов по 20 Гкал/ч и одного котла 50 Гкал/ч. Для подключения вновь застраиваемого района Новинки строится тепломагистраль Ду800 мм. Мощность котельной в 2016 – 2019 гг. возрастает с 90 до 190 Гкал/ч. В 2020 г. для теплоснабжения вновь застраиваемого района Новинки строится вторая тепломагистраль Ду800 мм, а для подключения централизуемых нагрузок зоны Юг – тепломагистраль Ду600 мм. В дальнейшем установленная мощность Южной котельной увеличивается до 490 Гкал/ч – а мощность электростанции собственных нужд – до 7 – 8 МВт.

Баланс тепловой мощности на коллекторах источников и нагрузок потребителей тепловой энергии с учетом потерь в зоне Юг и районе Новинки приведен на рисунке ниже.

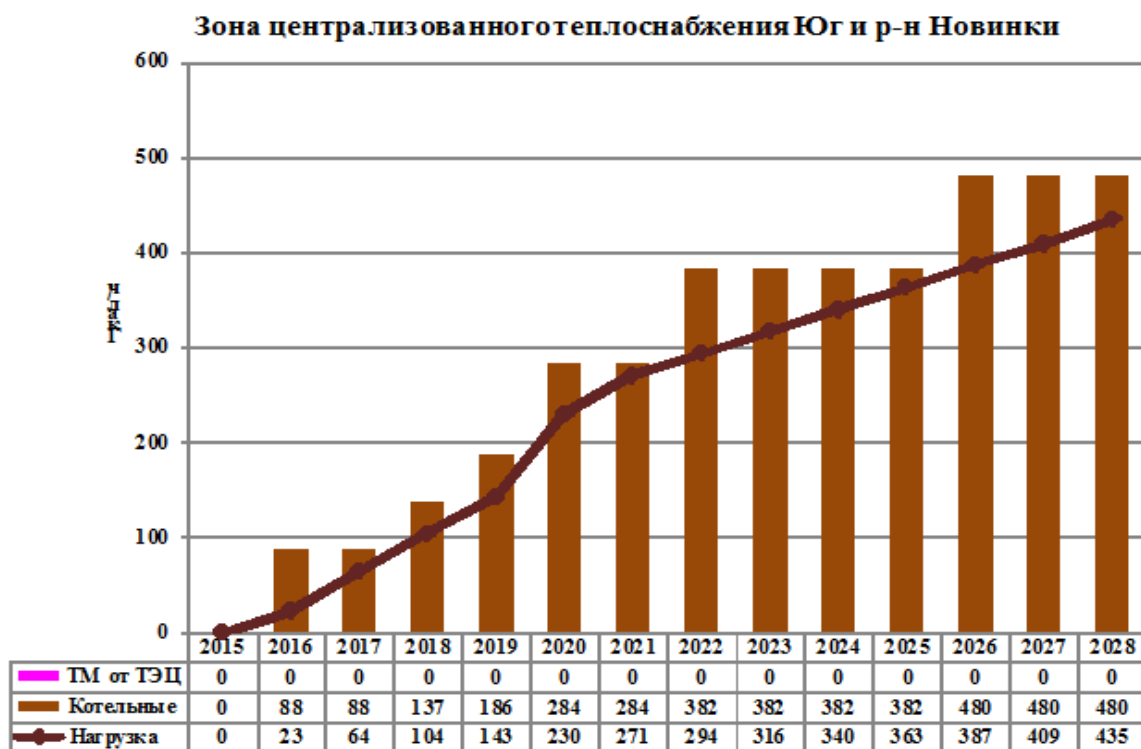


Рисунок 3.2 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения Юг и районе Новинки по Варианту 1

В таблицах и на рисунках ниже приведены мероприятия, требуемые для реализации предлагаемого варианта развития, а также результаты расчетов, обосновывающих указанные мероприятия.

Таблица 3.1. –Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 1

Источник, тепломагистраль	Начало участка	Конец участка	L, км	Диаметр, мм	Способ прокладки	Год финансирования	Стоимость на 2015 г. (без НДС), тыс. руб.
НГТЭЦ новая т/м Центральная	НГТЭЦ	Котельная IT Парк	7,0	2x1220	надземная	2017-2018	1 274 043
Котельная IT Парк новая т/м Северная	Котельная IT Парк	РСТ-1	3,5	1220	бесканальная	2015	480 948
НТЦ т/м «3 очередь» реконструкция	РСТ-1	«3 очередь» НТЦ ТК-318	1,4	Замена 720 на 1020	бесканальная	2019-2020	186 569
НТЦ т/м 1 очередь реконструкция	1 очередь НТЦ ТК-318	«1 очередь» НТЦ ТК-112	1,5	Замена 530 на 720	бесканальная	2019-2020	144 184
Котельная IT Парк новая т/м «Нартова»	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	7,0	1220	бесканальная	2017-2018	961 896
Котельная IT Парк реконструкция	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	3,0	Замена 530 на 1220	бесканальная	2019-2020	474 084
Котельная “Южная” новая т/м	Котельная “Южная”	р-н Новинки	5,0	2x820	надземная	2015-2016	621 084

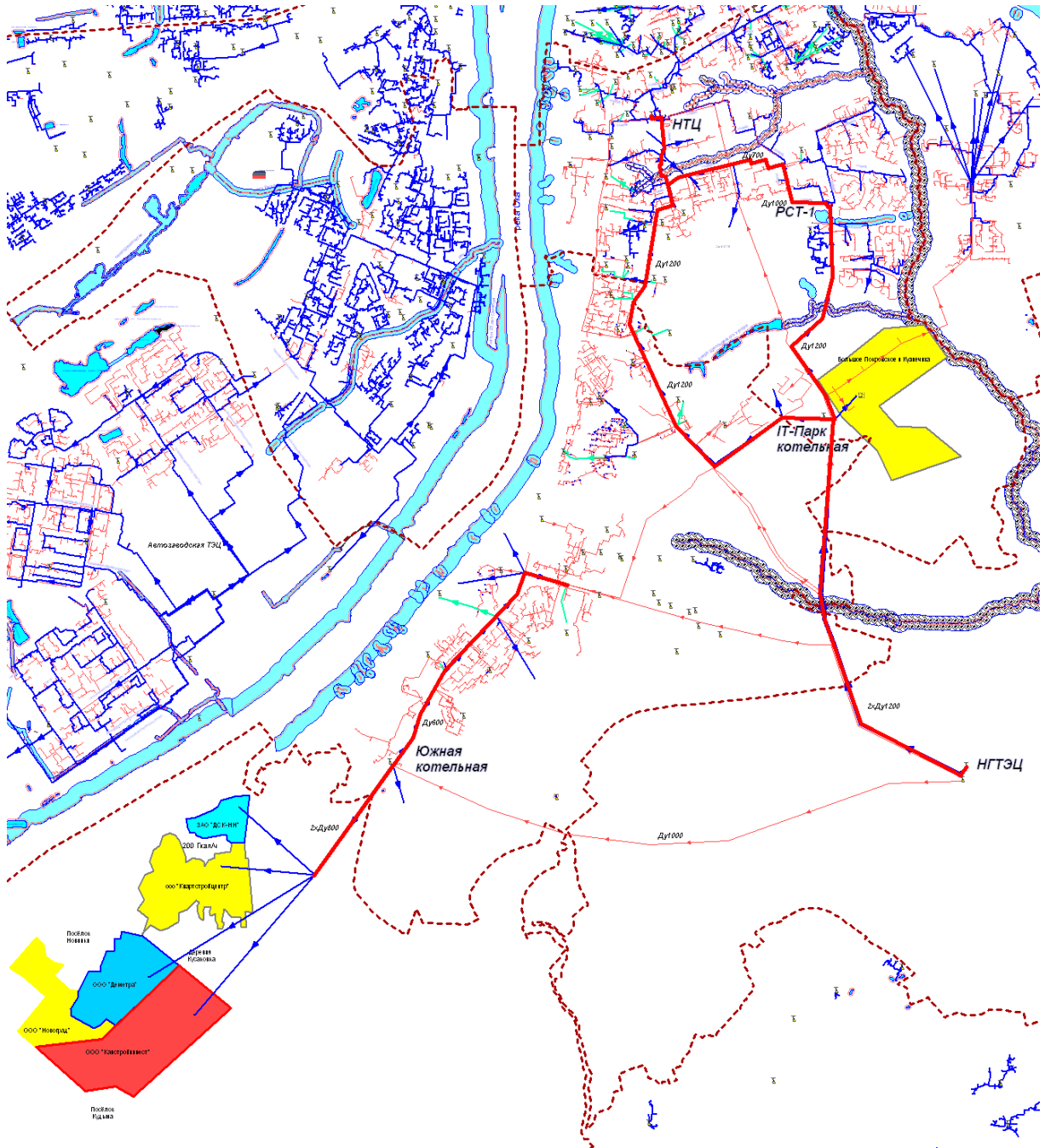


Рисунок 3.3 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭС и котельной ИТ-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очереди НТЦ и новой т/м Нартова

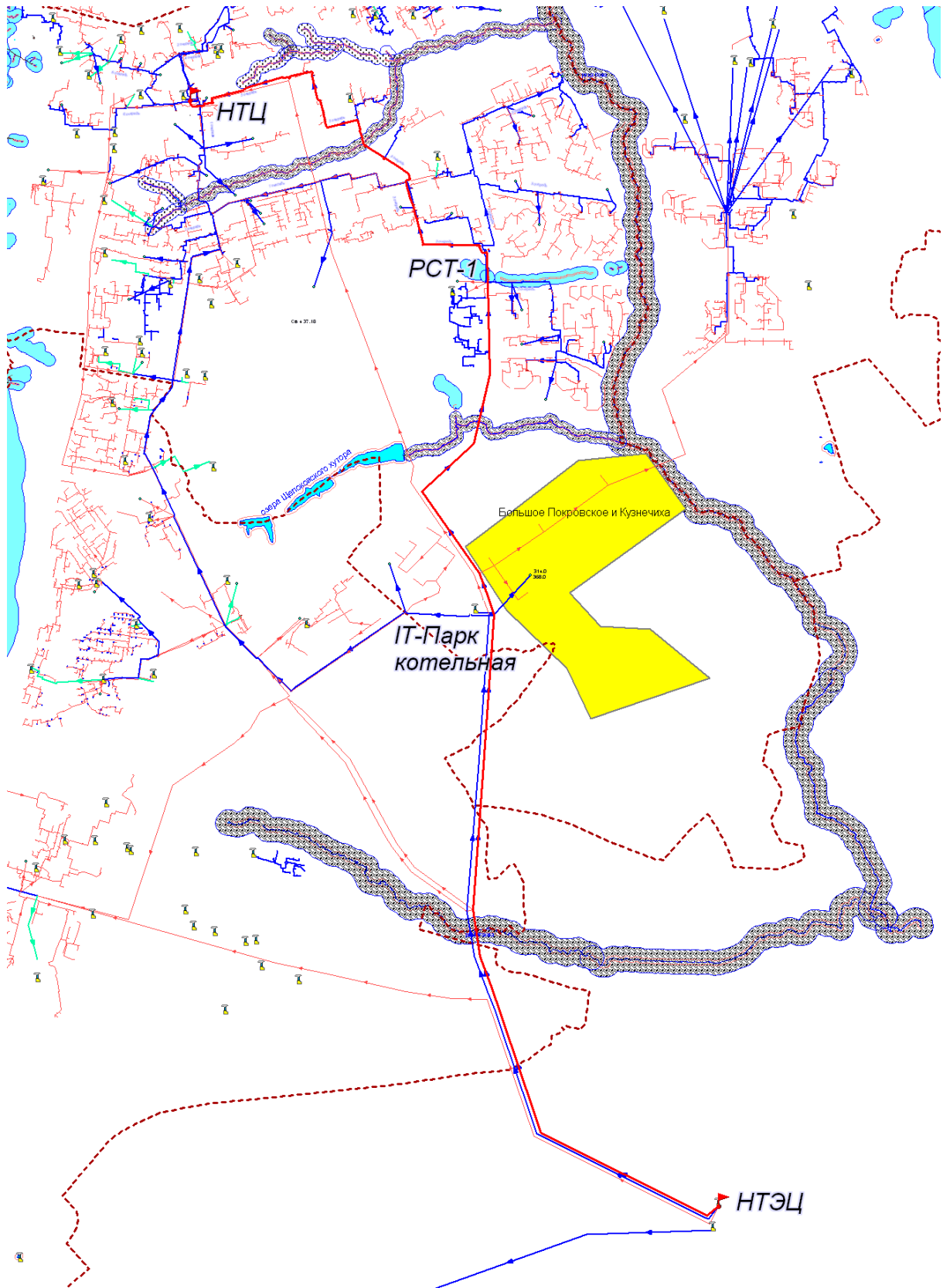
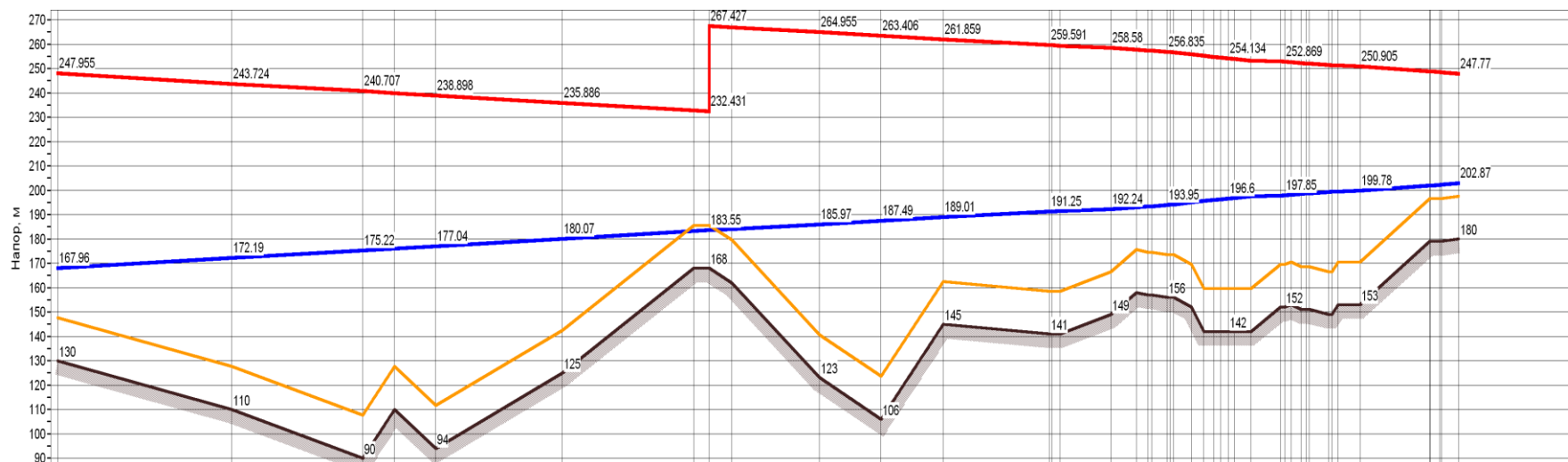


Рисунок 3.4 – Трасса от НТЭЦ через котельную ИТ-Парка, через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНИЙ НОВГОРОД» ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА ДО 2030 Г. НА 2016 ГОД**



Наименование узла	Нижегородская ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5					У3	ТК-326	ТК-319	ТК-313	ТК-308	уз.	УТ-коллектор
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125	168	123	106	145	141	149	156	142	152	153	180
Напор в обратном трубопроводе, м	167.957	172.189	175.216	177.035	180.068	183.548	185.971	187.491	189.012	191.245	192.236	193.95	196.605	197.849	199.782	202.872
Располагаемый напор, м	79.998	71.535	65.491	61.864	55.819	83.879	78.983	75.915	72.847	68.346	66.344	62.885	57.528	55.02	51.123	44.898
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300	216.9	700	700	1026.82	10	247	23.42	60.06	63.3	672.19	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1	1	1	0.7	0.7	0.7	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	4.23	3.02	0.844	3.01	3.13	0.48	1.55	1.55	2.27	0.031	0.758	0.072	0.262	0.243	2.15	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.232	3.027	0.849	3.033	3.158	0.471	1.52	1.521	2.233	0.03	0.744	0.071	0.257	0.239	2.113	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	1	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.547	-1.548	-1.549	-1.55	-1.55	-1.465	-1.466	-1.466	-1.467	-1.241	-1.241	-1.242	-1.185	-1.111	-1.014	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.86	1.857	1.855	1.854	1.852	1.703	1.701	1.7	1.699	1.535	1.534	1.533	2.179	1.916	1.595	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.86	1.863	1.865	1.866	1.868	1.669	1.67	1.672	1.673	1.505	1.506	1.507	2.142	1.886	1.571	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	6140.6538	6135.8295	6132.3836	6130.316	6126.8701	5875.8229	5872.7439	5870.8141	5868.8844	3454.8939	3453.7896	3452.7005	1613.9273	1512.9627	1380.1721	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6140.8419	-6145.6662	-6149.1122	-6151.1797	-6154.6257	-5815.72	-5818.799	-5820.7287	-5822.6584	-3421.0303	-3422.1347	-3423.2237	-1600.1189	-1501.04	-1369.8014	

Рисунок 3.5 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ

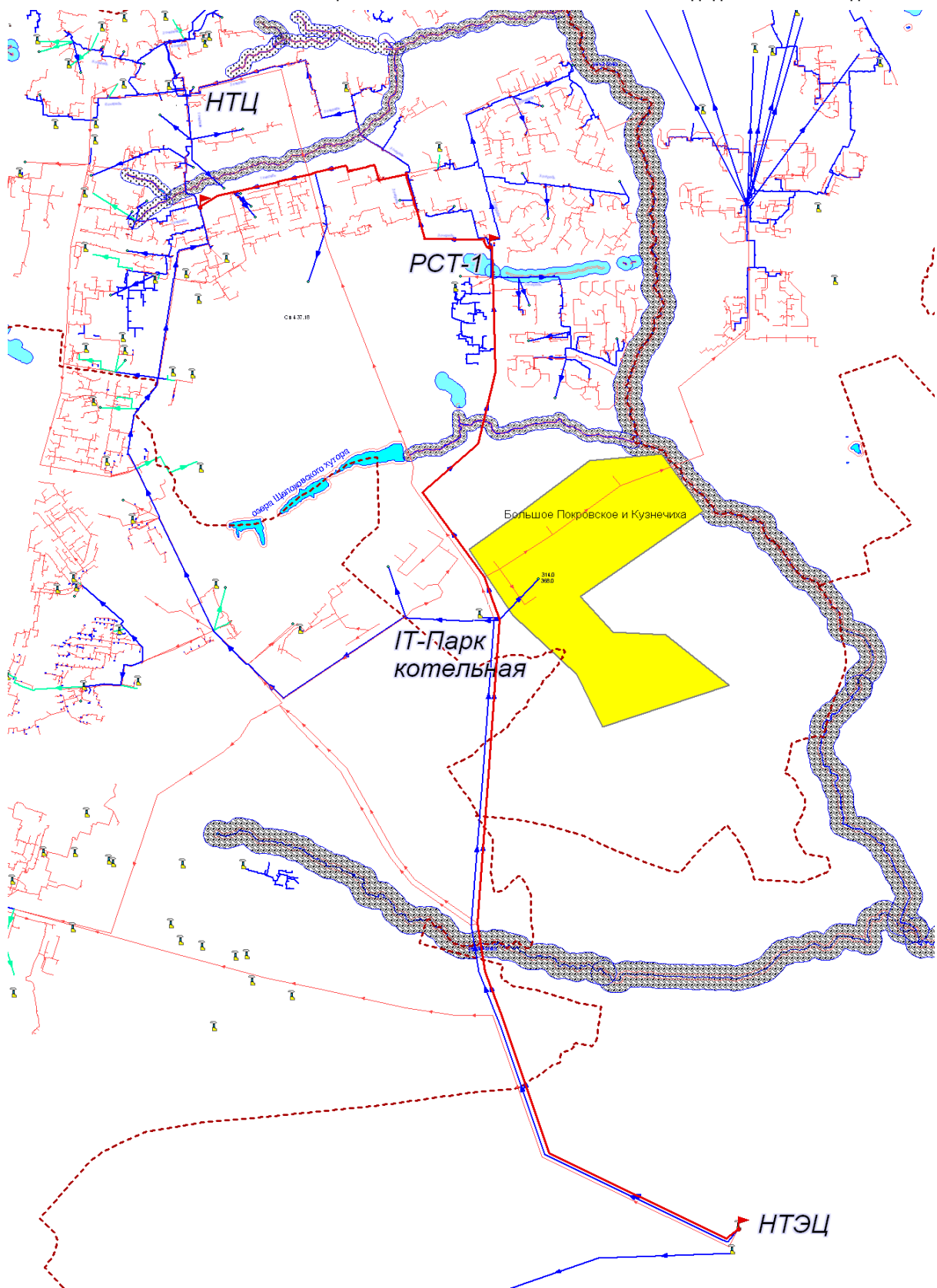
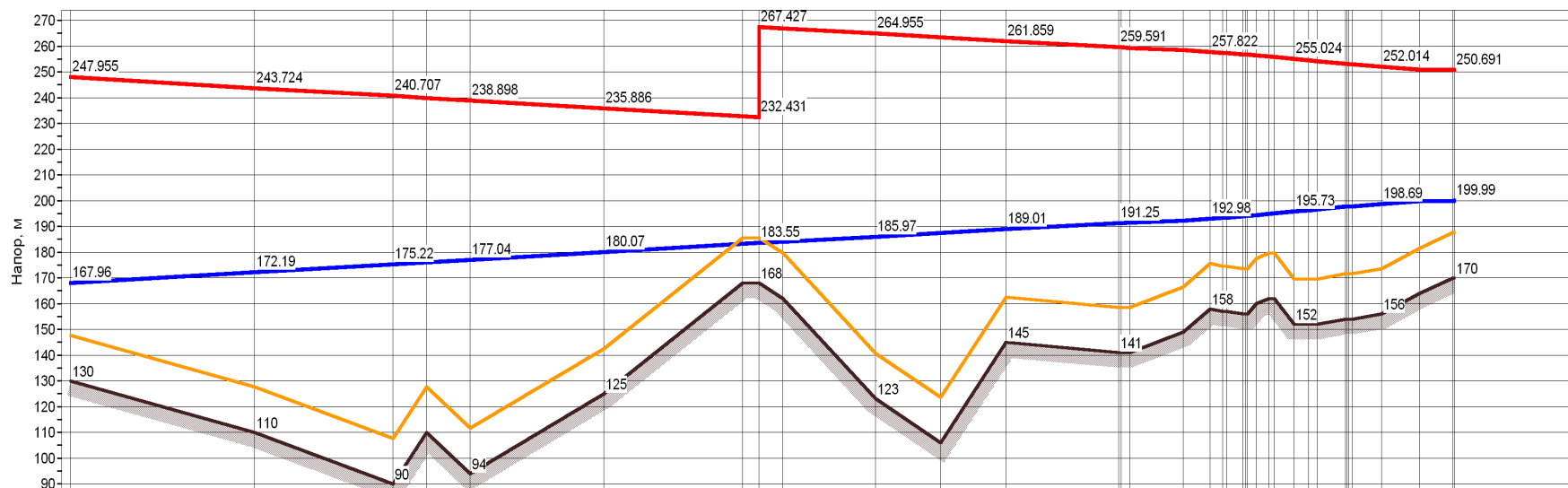


Рисунок 3.6 –Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка, РСТ-1 по т/м «1 очередь» до ТК-112

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНИЙ НОВГОРОД» ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА ДО 2030 Г. НА 2016 ГОД**



Наименование узла	Нижегородская ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5				УЗ	ТК-322	ТК-121	УТ-115	ТК-112	
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125		168	123	145	141	158	152	170	
Напор в обратном трубопроводе, м	167.957	172.189	175.216	177.035	180.068		183.548	185.971	189.012	191.245	192.98	195.73	198.692	199.993
Располагаемый напор, м	79.998	71.535	65.491	61.864	55.819		83.879	78.983	72.847	68.346	64.842	59.294	53.322	50.698
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300		216.9	700	1026.82	10	122.27	129.96	344.18	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2		1.2	1.2	1.2	1	1	0.7	0.7	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	4.23	3.02	0.844	3.01	3.13		0.48	1.55	2.27	0.031	0.375	0.545	1.13	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.232	3.027	0.849	3.033	3.158		0.471	1.52	2.233	0.03	0.368	0.536	1.109	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5		1.5	1.5	1.5	1.3	1.3	1.2	1.1	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.547	-1.548	-1.549	-1.55	-1.55		-1.465	-1.466	-1.467	-1.241	-1.242	-1.193	-1.054	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.86	1.857	1.855	1.854	1.852		1.703	1.701	1.699	1.535	1.533	2.208	1.724	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.86	1.863	1.865	1.866	1.868		1.669	1.67	1.673	1.505	1.506	2.171	1.696	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	6140.6538	6135.8295	6132.3836	6130.316	6126.8701		5875.8229	5872.7439	5868.8844	3454.8939	3453.3167	1624.4095	1435.0478	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6140.8419	-6145.6662	-6149.1122	-6151.1797	-6154.6257		-5815.72	-5818.799	-5822.6584	-3421.0303	-3422.6076	-1610.9201	-1423.1672	

Рисунок 3.7 – Пьезометрический график от НТГЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ

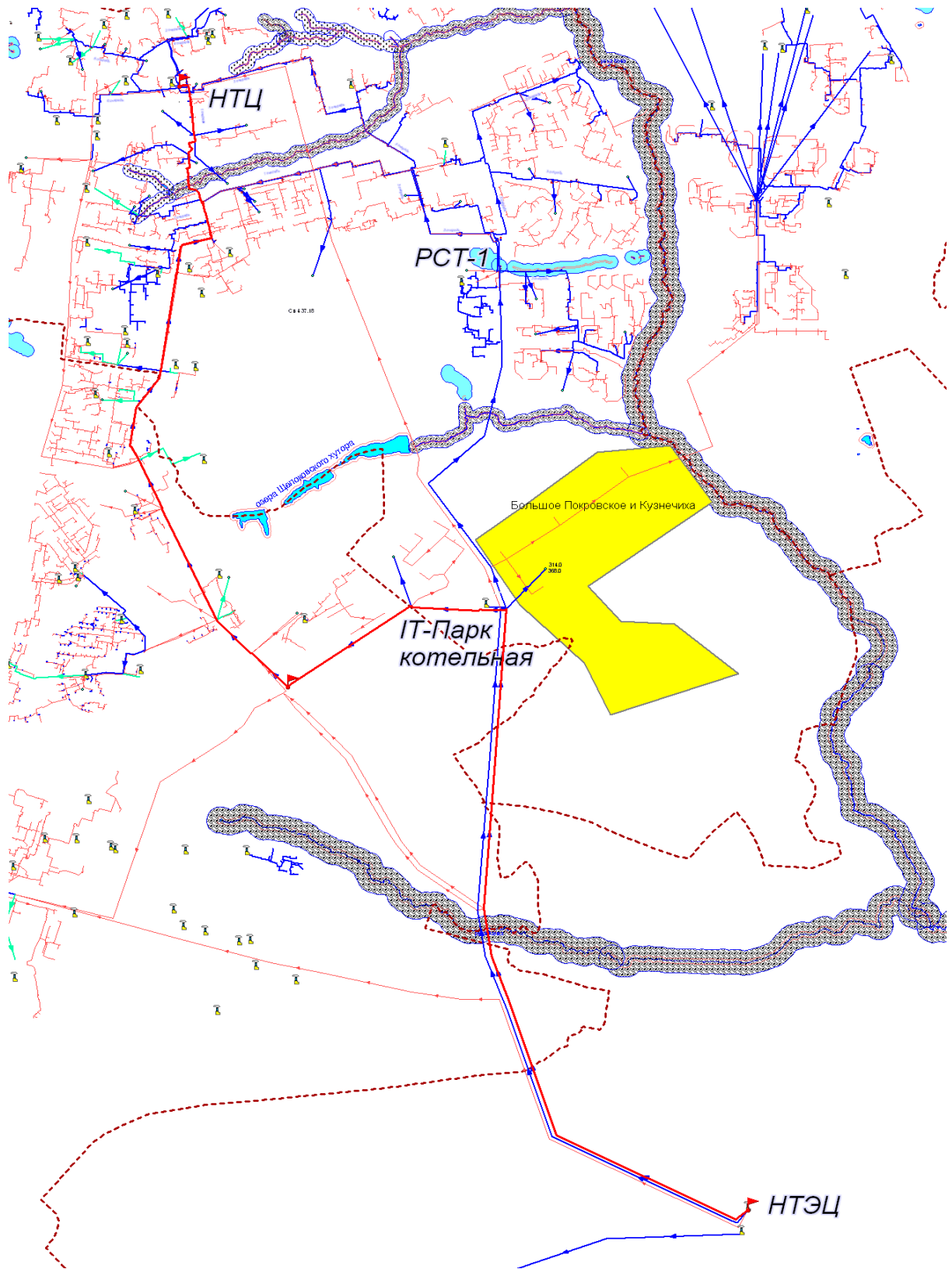
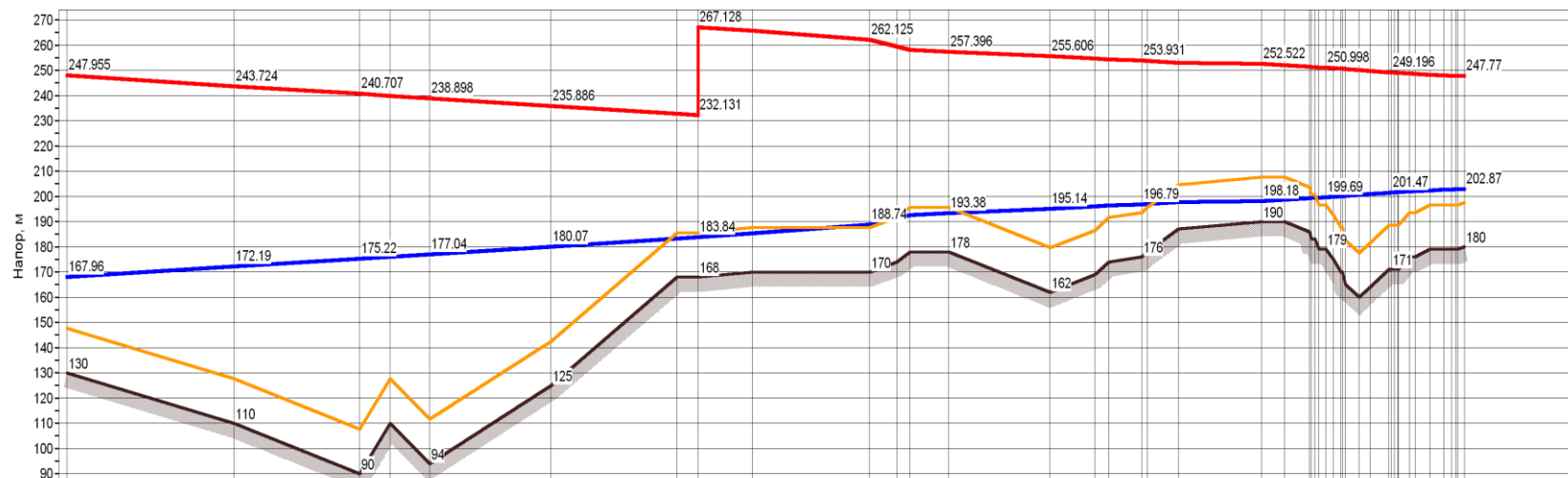


Рисунок 3.8 – Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка по ул. Нартова и до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНИЙ НОВГОРОД» ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА ДО 2030 Г. НА 2016 ГОД



Наименование узла	Нижегородская ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5	НС нов.1		ТК-10 нов.	ТК-9 нов.	ТК-6 нов.	ТК-3 нов.	ТК-112-к2	УТ-108-1а-1	УТ-коллектор	
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125	168		170	178	162	176	190	179	171	180
Напор в обратном трубопроводе, м	167.957	172.189	175.216	177.035	180.068	183.841		188.736	193.379	195.141	196.794	198.184	199.689	201.468	202.872
Располагаемый напор, м	79.998	71.535	65.491	61.864	55.819	83.287		73.388	64.017	60.464	57.137	54.339	51.309	47.729	44.898
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300	482.88		893.35	900	447.65	52.25	218.81	69.85	35.28	
Диаметр участка, м	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	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	4.23	3.02	0.844	3.01	3.13	1.49		2.68	1.79	0.89	0.156	0.541	0.151	0.098	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.232	3.027	0.849	3.033	3.158	1.453		2.626	1.762	0.877	0.154	0.534	0.149	0.097	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4		1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.2	1.4	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.547	-1.548	-1.549	-1.55	-1.55	-1.427		-1.411	-1.392	-1.392	-1.379	-1.253	-1.17	-1.361	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.86	1.857	1.855	1.854	1.852	1.619		1.577	1.53	1.529	1.497	1.236	1.078	1.459	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.86	1.863	1.865	1.866	1.868	1.583		1.547	1.506	1.507	1.478	1.221	1.065	1.44	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	6140.6538	6135.8295	6132.3836	6130.316	6126.8701	5727.6995		5653.6439	5569.0718	5566.5907	5507.9103	5004.4296	4672.3744	5437.345	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6140.8419	-6145.6662	-6149.1122	-6151.1797	-6154.6257	-5664.6403		-5599.7159	-5524.5681	-5527.0492	-5472.3896	-4972.2703	-4644.1699	-5401.9748	

Рисунок 3.9 –Пьезометрический график НГТЭЦ через котельную IT-Парка по ул. Нартова до НТЦ

Таблица 3.2. – Сводная таблица для Варианта 1 - 100% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	6 006	6 002	6 000	5 998	5 997	5 995	5 993	5 992	5 990	5 990
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	тыс.т.у.т./год	0	0	0	0	0	1 137	1 126	1 119	1 113	1 107	1 102	1 098	1 095	1 092	1 092
Отпуск тепловой энергии с коллекторов																
НГТЭЦ	тыс. Гкал/год	0	0	0	1 648	1 666	3 382	3 493	3 560	3 620	3 683	3 746	3 798	3 840	3 884	3 884
НТЦ	тыс. Гкал/год	2 038	1 100	1 283	1 468	1 539	652	676	700	725	757	781	799	818	832	832
IT- Парк	тыс. Гкал/год	0	1 427	1 474	189	189	225	282	343	410	477	542	616	700	781	781
Южная	тыс. Гкал/год	0	82	237	385	528	667	802	873	941	1 008	1 072	1 135	1 196	1 255	1 255
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	876	910	945	483	501	180	196	210	225	247	268	291	312	349	349
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 914	3 519	3 939	4 174	4 425	5 106	5 449	5 686	5 922	6 172	6 410	6 639	6 866	7 100	7 100
Отпуск тепловой энергии потребителям																
РСТ-1	тыс. Гкал/год	0	518	519	734	764	1 141	1 157	1 172	1 188	1 203	1 218	1 232	1 243	1 252	1 252
НТЦ	тыс. Гкал/год	1 877	1 796	2 006	2 353	2 406	2 385	2 398	2 411	2 423	2 445	2 459	2 465	2 476	2 483	2 483
IT-Парк	тыс. Гкал/год	0	0	0	0	0	316	427	540	651	763	875	987	1 099	1 211	1 211
Южная	тыс. Гкал/год	0	75	219	355	487	615	739	804	867	929	988	1 046	1 102	1 156	1 156
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	807	838	871	445	462	166	181	194	207	227	247	268	288	321	321
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 684	3 227	3 614	3 886	4 118	4 623	4 902	5 120	5 337	5 567	5 787	5 998	6 207	6 423	6 423
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии																
НГТЭЦ	тыс.т.у.т./год	0	0	0	274	277	457	471	480	488	496	505	512	518	524	524
НТЦ	тыс.т.у.т./год	318	172	200	229	240	102	105	109	113	118	122	125	128	130	130
IT-Парк	тыс.т.у.т./год	0	224	231	34	34	42	51	61	71	82	92	104	117	130	130
Южная	тыс.т.у.т./год	0	13	37	59	81	103	124	134	145	155	165	175	184	193	193
Локальные котельные	тыс.т.у.т./год	147	153	159	81	84	30	33	35	38	41	45	49	52	59	59
ИТОГО	тыс.т.у.т./год	465	561	627	678	717	734	785	820	855	893	929	964	999	1 034	1 034
Максимальное потребление газа																
НГТЭЦ	тыс.н.м.3/ч	0	0	0	32	32	32	202	204	208	213	217	221	226	230	230
НТЦ	тыс.н.м.3/ч	75	56	65	75	78	43	45	46	47	48	49	50	51	52	52
IT-Парк	тыс.н.м.3/ч	0	37	37	19	19	35	40	43	43	43	43	43	43	43	43
Южная	тыс.н.м.3/ч	0	3	9	14	20	25	30	32	35	37	40	42	44	46	46
Локальные котельные	тыс.н.м.3/ч	35	36	38	19	20	7	8	8	9	10	11	12	12	14	14
ИТОГО	тыс.н.м.3/ч	110	133	148	160	169	142	324	333	342	351	360	368	377	385	385
Покупка электроэнергии 10 кВ																
НГТЭЦ	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	53,440	53,980	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НТЦ	млн.кВт.ч	61,131	33,008	38,479	44,053	46,182	19,546	20,278	21,011	21,743	22,714	23,442	23,967	24,534	24,946	24,946
IT-Парк	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНИЙ НОВГОРОД» ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА ДО 2030 Г. НА 2016 ГОД

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Южная	млн.кВт.ч	0,000	2,451	7,116	11,550	15,850	20,022	24,069	26,189	28,245	30,239	32,174	34,052	35,872	37,637	37,637
Локальные котельные	млн.кВт.ч	26,289	27,289	28,354	14,477	15,031	5,403	5,891	6,305	6,756	7,396	8,037	8,734	9,374	10,463	10,463
ИТОГО	млн.кВт.ч	87,42	62,75	73,95	123,52	131,04	44,97	50,24	53,50	56,74	60,35	63,65	66,75	69,78	73,05	73,05

Таблица 3.3. –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 100% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
кот. "IT-парк"																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	130*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
- прирост УТМ	Гкал/ч		170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170
Установленная электрическая мощность (УЭМ)	МВт	0	5	5	6	6	11	11	11	12	12	12	13	13	13	13	
- прирост УЭМ	МВт		5	0	1	0	5	0	0	1	0	0	1	0	0	0	13
Инвестиции (в ценах 2015 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.	1 187	0	40	0	200	0	0	40	0	0	40	0	0	0	0	1 507
- в УТМ	млн. руб.	935	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	935
- в УЭМ	млн. руб.	252	0	40	0	200	0	0	40	0	0	40	0	0	0	0	572
кот. "Южная"																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	0	40	90	140	190	190	290	290	290	290	390	390	390	390	390	
- прирост УТМ	Гкал/ч		40	50	50	50	0	100	0	0	0	100	0	0	0	0	390
Инвестиции (в УТМ) (в ценах 2015 г., с НДС)	млн. руб.	395	250	250	250	0	500	0	0	0	500	0	0	0	0	0	2 145

* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

Таблица 3.4. – Сводная таблица для Варианта 1 – 50% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	6 012	6 010	6 009	6 007	6 006	6 005	6 004	6 003	6 002	6 002
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	тыс.т.у.т./год	0	0	0	0	0	1 158	1 151	1 147	1 143	1 139	1 134	1 131	1 128	1 125	1 125
Отпуск тепловой энергии с коллекторов																
НГТЭЦ	тыс. Гкал/год	0	0	0	1 563	1 572	3 172	3 242	3 283	3 324	3 366	3 407	3 443	3 470	3 499	3 499
НТЦ	тыс. Гкал/год	2 038	912	1 003	1 131	1 167	245	258	270	282	298	310	319	329	336	336
ИТ- Парк	тыс. Гкал/год	0	1 379	1 402	188	188	159	192	215	238	261	284	312	347	381	381
Южная	тыс. Гкал/год	0	41	119	192	264	334	401	436	471	504	536	568	598	627	627
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	876	893	911	447	456	144	152	159	166	177	188	199	210	228	228
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 914	3 224	3 434	3 521	3 647	4 054	4 246	4 364	4 482	4 607	4 726	4 840	4 954	5 071	5 071
Отпуск тепловой энергии потребителям																
РСТ-1	тыс. Гкал/год	0	503	503	693	708	1 037	1 044	1 052	1 060	1 068	1 075	1 082	1 088	1 092	1 092
НТЦ	тыс. Гкал/год	1 877	1 593	1 698	2 003	2 029	2 019	2 025	2 032	2 038	2 049	2 056	2 059	2 064	2 068	2 068
ИТ-Парк	тыс. Гкал/год	0	0	0	0	0	158	214	270	326	382	438	494	550	606	606
Южная	тыс. Гкал/год	0	37	109	177	243	307	370	402	434	464	494	523	551	578	578
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	807	823	839	412	420	132	140	146	153	163	173	184	193	210	210
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 684	2 956	3 149	3 285	3 401	3 654	3 793	3 902	4 011	4 126	4 236	4 341	4 446	4 554	4 554
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии																
НГТЭЦ	тыс.т.у.т./год	0	0	0	261	263	430	439	444	449	455	460	465	468	472	472
НТЦ	тыс.т.у.т./год	318	142	156	176	182	38	40	42	44	47	48	50	51	52	52
ИТ-Парк	тыс.т.у.т./год	0	216	220	34	34	31	37	40	44	48	51	56	61	67	67
Южная	тыс.т.у.т./год	0	6	18	30	41	51	62	67	72	78	83	87	92	97	97
Локальные котельные	тыс.т.у.т./год	147	150	153	75	77	24	26	27	28	30	32	33	35	38	38
ИТОГО	тыс.т.у.т./год	465	515	548	576	596	575	603	621	638	657	674	691	708	726	726
Максимальное потребление газа																
НГТЭЦ	тыс.н.м.3/ч	0	0	0	32	32	32	202	202	202	202	202	202	204	206	206
НТЦ	тыс.н.м.3/ч	75	47	52	59	61	24	25	26	26	27	27	28	28	29	29
ИТ-Парк	тыс.н.м.3/ч	0	37	37	19	19	28	31	34	36	38	40	43	43	43	43
Южная	тыс.н.м.3/ч	0	1	4	7	10	12	15	16	17	18	20	21	22	23	23
Локальные котельные	тыс.н.м.3/ч	35	36	36	18	18	6	6	6	7	7	7	8	8	9	9
ИТОГО	тыс.н.м.3/ч	110	122	129	135	140	103	279	284	288	293	297	301	305	310	310
Покупка электроэнергии 10 кВ																
НГТЭЦ	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	50,877	51,147	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НТЦ	млн.кВт.ч	61,131	27,352	30,087	33,940	35,005	7,365	7,731	8,097	8,463	8,949	9,313	9,575	9,859	10,065	10,065
ИТ-Парк	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Южная	млн.кВт.ч	0,000	1,225	3,558	5,775	7,925	10,011	12,034	13,095	14,122	15,120	16,087	17,026	17,936	18,819	18,819
Локальные котельные	млн.кВт.ч	26,289	26,789	27,321	13,401	13,678	4,315	4,559	4,766	4,992	5,312	5,632	5,981	6,301	6,845	6,845
ИТОГО	млн.кВт.ч	87,42	55,37	60,97	103,99	107,76	21,69	24,32	25,96	27,58	29,38	31,03	32,58	34,10	35,73	35,73

Таблица 3.5. –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 50% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
кот. "IT-парк"																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	130*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
- прирост УТМ	Гкал/ч		170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170
Установленная электрическая мощность (УЭМ)	МВт	0	5	5	6	6	10	10	11	11	11	11	11	11	12	12	
- прирост УЭМ	МВт		5	0	1	0	4	0	1	0	0	0	0	0	1	1	11
Инвестиции (в ценах 2015 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.	1 183	0	40	0	160	0	40	0	0	0	0	0	40	0	0	1 463
- в УТМ	млн. руб.	935	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	935
- в УЭМ	млн. руб.	248	0	40	0	160	0	40	0	0	0	0	0	40	0	0	528
кот. "Южная"																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	0	20	70	70	120	120	120	120	220	220	220	220	220	220	220	
- прирост УТМ	Гкал/ч		20	50	0	50	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	220
Инвестиции (в УТМ) (в ценах 2015 г., с НДС)	млн. руб.	210	250	0	250	0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0	1 210

* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

3.2.2. Технические решения по варианту №2 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города

Как и в Варианте 1 первоочередной задачей до предполагаемого пуска ПВК НГТЭЦ в 2018 г. является увеличение тепловую мощность в зоне НТЦ до 800 Гкал/ч за увеличения производительности сетевой насосной НТЦ в 2015 г. для обеспечения мощности на коллекторах до 640 Гкал/ч и введения в строй котельной ИТ-парка в 2015 г. с увеличением ее мощности до 300 Гкал/ч в 2016 г.

В связи с ожидаемым пуском ПВК НГТЭЦ предполагается к 2018 г. сформировать смесительно-перекачивающую станцию и первую очередь электростанции собственных нужд в составе нескольких газопоршневых агрегатов суммарной мощностью 6 – 7 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами. В дальнейшем установленная мощность котельной ИТ-Парк возрастает до 700 Гкал/ч, а электростанции собственных нужд до 16 – 17 МВт. Тепловая мощность (до 288 Гкал/ч) передается от котельной ИТ-парк до РСТ-1 по тепломагистрале Восточная Ду1200мм, где раздается потребителям и реверсным течением по т/м «3 очередь» Ду700мм и реверсным течением по т/м «1 очередь» с увеличением диаметра с Ду500мм до Ду700мм, направляется на НТЦ. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С

Как и в Варианте 1 основным источником централизованной системы теплоснабжения Нагорной части Нижнего Новгорода является НГТЭЦ установленной мощностью 900 МВт/853 Гкал/ч. Ввод ПВК (240 Гкал/ч) намечается в 2018 г., а всей станции – в 2020г.

Тепловая мощность НГТЭЦ выдается целиком на котельную ИТ-Парка по сдвоенной тепломагистрале Центр-1 и Центр-2 Ду1200 мм протяженностью по 6,5 км. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С.

С 2020 г. начинается эксплуатация энергоблоков НГТЭЦ, что позволяет перевести нагрузки локальных котельных зоны Центр и зоны Север на централизованную систему теплоснабжения. Для этой цели служит тепломагистраль «Нартова» Ду1200 мм. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С.

Баланс тепловой мощности на коллекторах источников и нагрузок потребителей тепловой энергии с учетом потерь в зоне НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха приведен на рисунке ниже.

Зона централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и р-н Кузнечиха

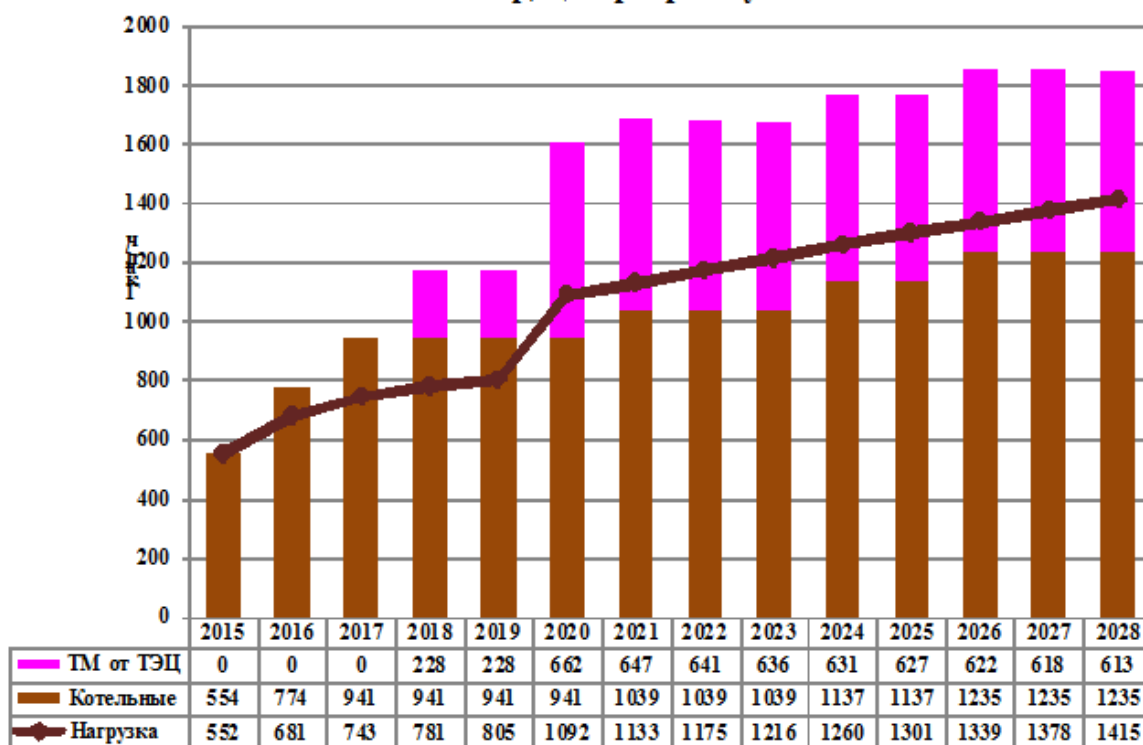


Рисунок 3.10 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха по Варианту 2

В зоне Юг и д. Новинки с 2015 вводится первая очередь котельной Южная установленной мощностью 20 Гкал/ч. Растущие тепловые нагрузки в д. Новинки в 2015 г. покрываются блочными водогрейными котельными заводской готовности. В 2016 г. вводится в строй вторая очередь котельной Южная в составе двух котлов по 20 Гкал/ч и одного котла 50 Гкал/ч. Для подключения вновь застраиваемого района Новинки строится тепломагистраль Ду800 мм. Мощность котельной в 2016 – 2019 гг. возрастает с 90 до 190 Гкал/ч.

В 2020 г. нагрузки вновь застраиваемого района Новинки и централизуемые нагрузки зоны Юг подключаются к НГТЭС. Для этого прокладывается тепломагистраль Южная Ду1000 мм от коллекторов ТЭС до развилки на котельную Южная в п. Новинки и на централизуемую часть зоны Юг. Для покрытия растущих тепловых нагрузок вновь застраиваемого района Новинки строится вторая тепломагистраль Ду800 мм. В дальнейшем установленная мощность Южной котельной увеличивается до 290 Гкал/ч.

Баланс тепловой мощности на коллекторах источников и нагрузок потребителей тепловой энергии с учетом потерь в зоне Юг и районе Новинки приведен на рисунке ниже.

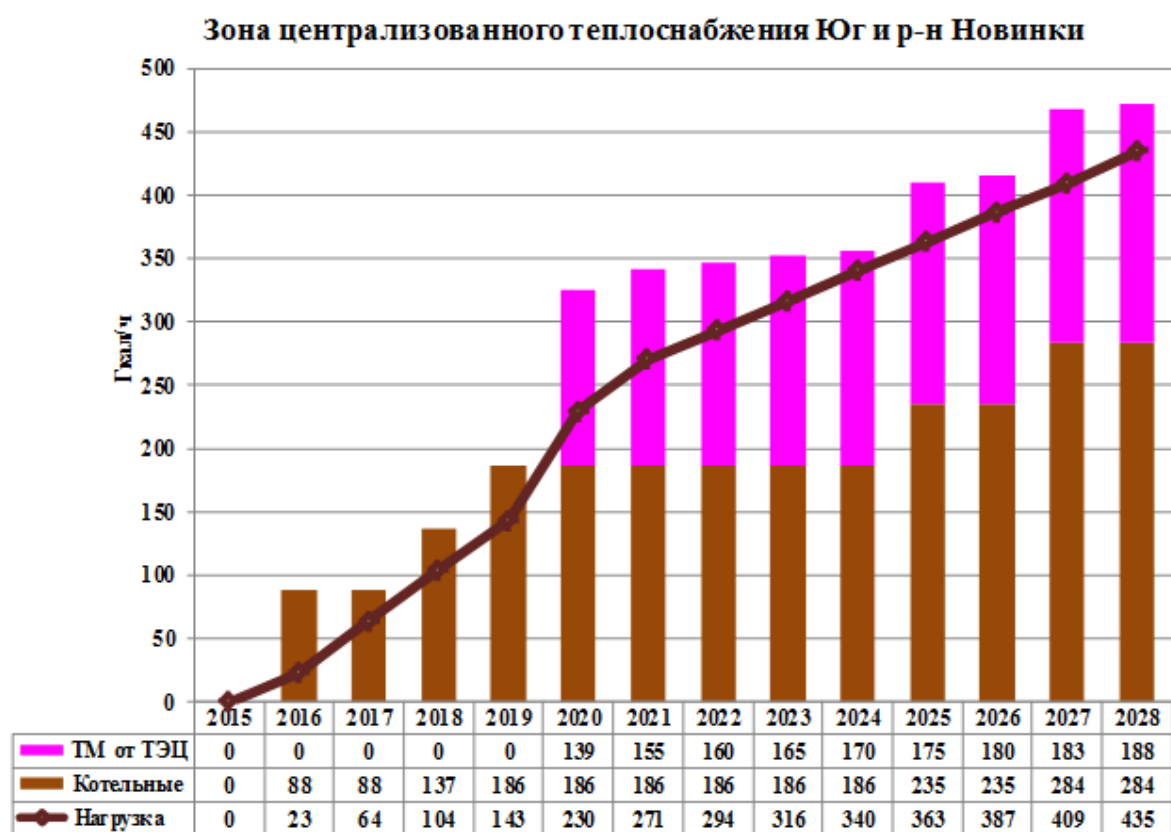


Рисунок 3.11 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения Юг и районе Новинки по Варианту 2

В таблицах и на рисунках ниже приведены мероприятия, требуемые для реализации предлагаемого варианта развития, а также результаты расчетов, обосновывающих указанные мероприятия.

Таблица 3.6. –Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 2

Источник, тепломагистраль	Начало участка	Конец участка	L, км	Диаметр, мм	Способ прокладки	Год финансирования	Стоимость на 2015 г. (без НДС), тыс. руб.
НГТЭЦ новая т/м Центральная	НГТЭЦ	Котельная IT Парк	7,0	2x1220	надземная	2017-2018	1 274 043
Котельная IT Парк новая т/м Северная	Котельная IT Парк	РСТ-1	3,5	1220	бесканальная	2015	480 948
НТЦ т/м «3 очередь» реконструкция	РСТ-1	«3 очередь» НТЦ ТК-318	1,4	Замена 720 на 1020	бесканальная	2019-2020	186 569
НТЦ т/м 1 очередь реконструкция	1 очередь НТЦ ТК-318	«1 очередь» НТЦ ТК-112	1,5	Замена 530 на 720	бесканальная	2019-2020	144 184
Котельная IT Парк новая т/м «Нартова»	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	7,0	1220	бесканальная	2017-2018	961 896
Котельная IT Парк реконструкция	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	3,0	Замена 530 на 1220	бесканальная	2019-2020	474 084
Котельная «Южная» новая т/м	Котельная «Южная»	р-н Новинки	5,0	2x820	надземная	2015-2016	621 084
НГТЭЦ новая т/м Южная*	НГТЭЦ	Котельная «Южная»	8,5	1020	надземная	2015-2016	743 640

*мероприятия, не выделенные цветом, аналогичны варианту №1

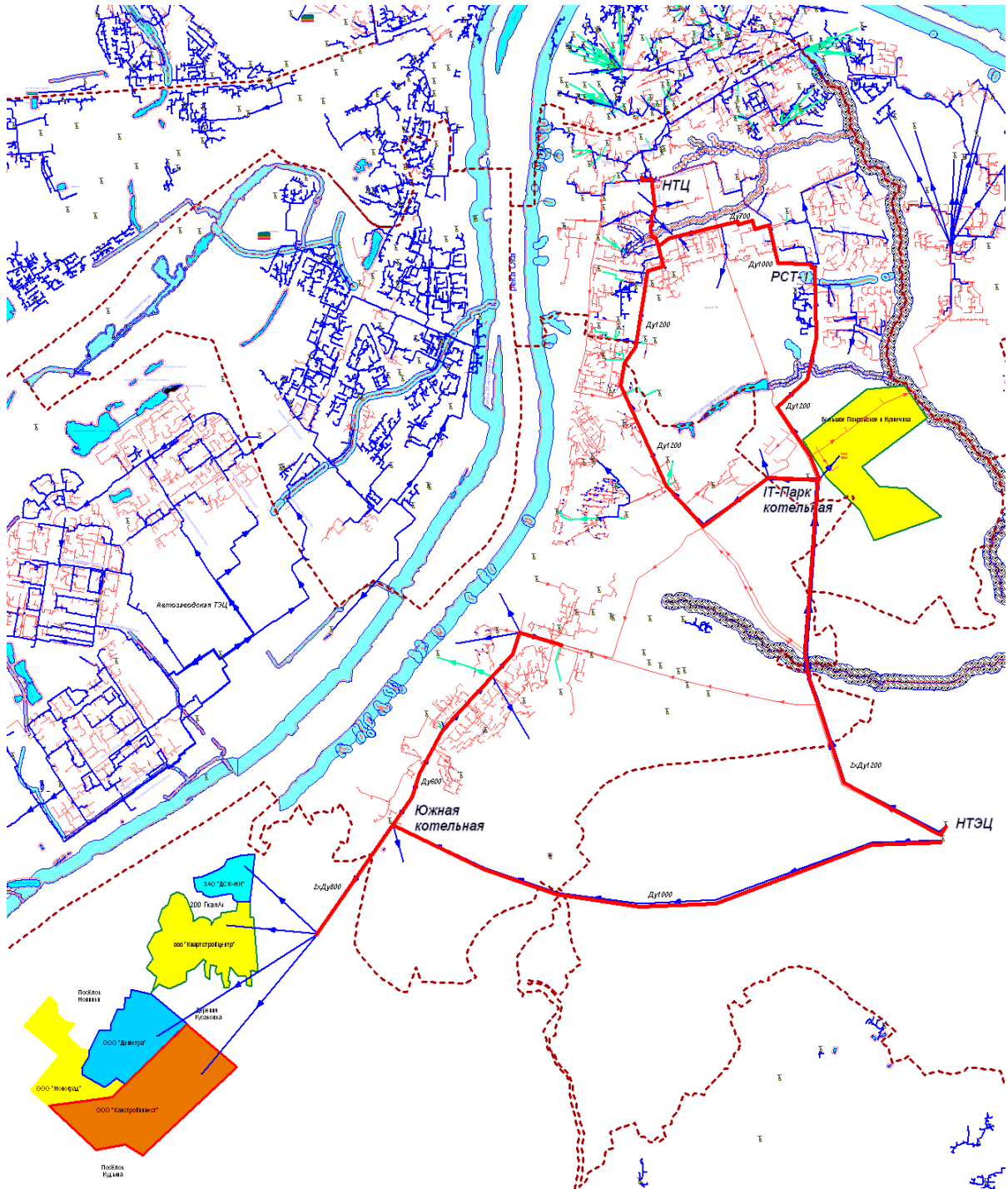


Рисунок 3.12 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭЦ и котельной ИТ-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очередей НТЦ и т/м «Нартова». Зона района Новинки от Южной котельной

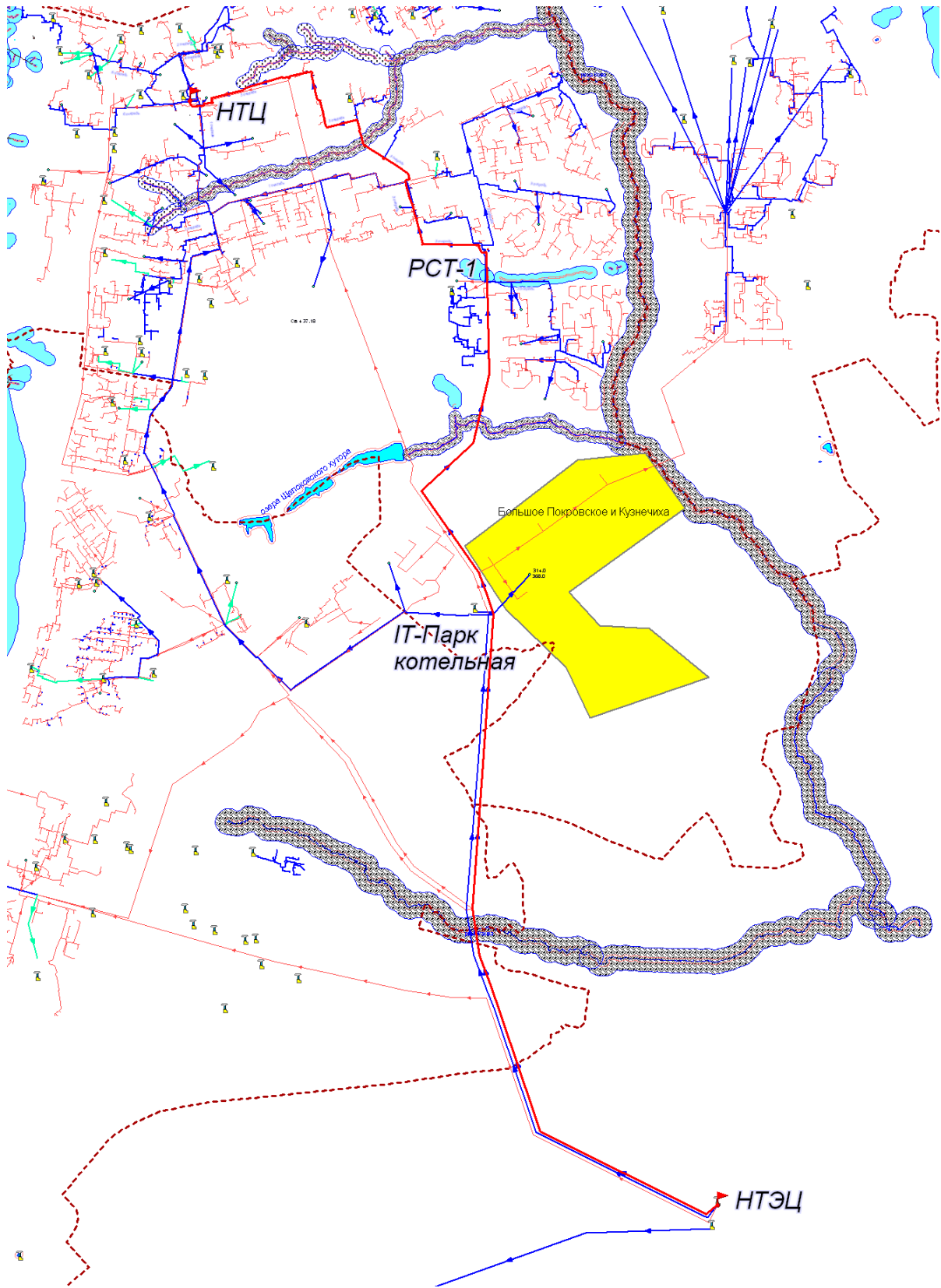


Рисунок 3.13 –Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНИЙ НОВГОРОД» ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА ДО 2030 Г. НА 2016 ГОД**

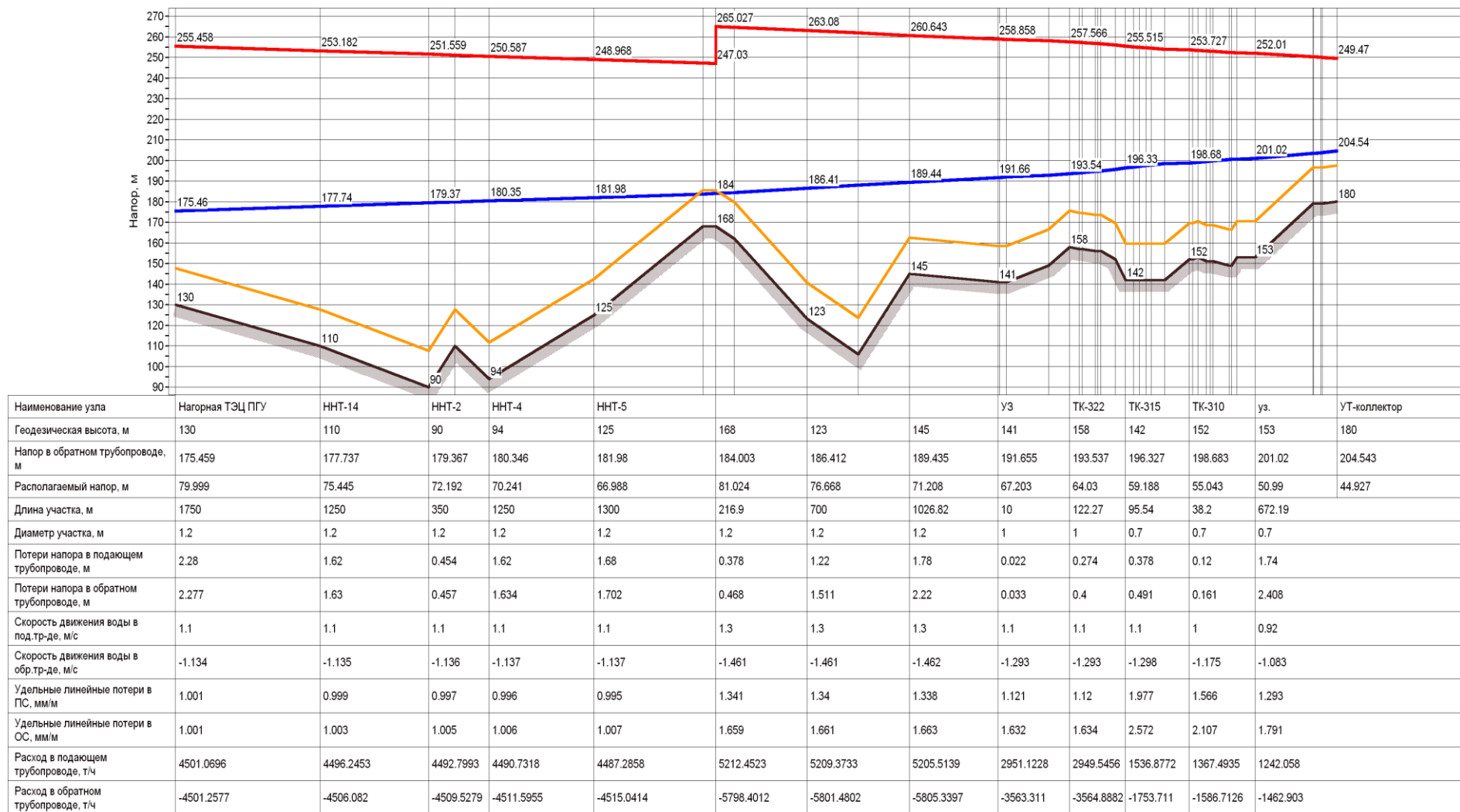


Рисунок 3.14 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ

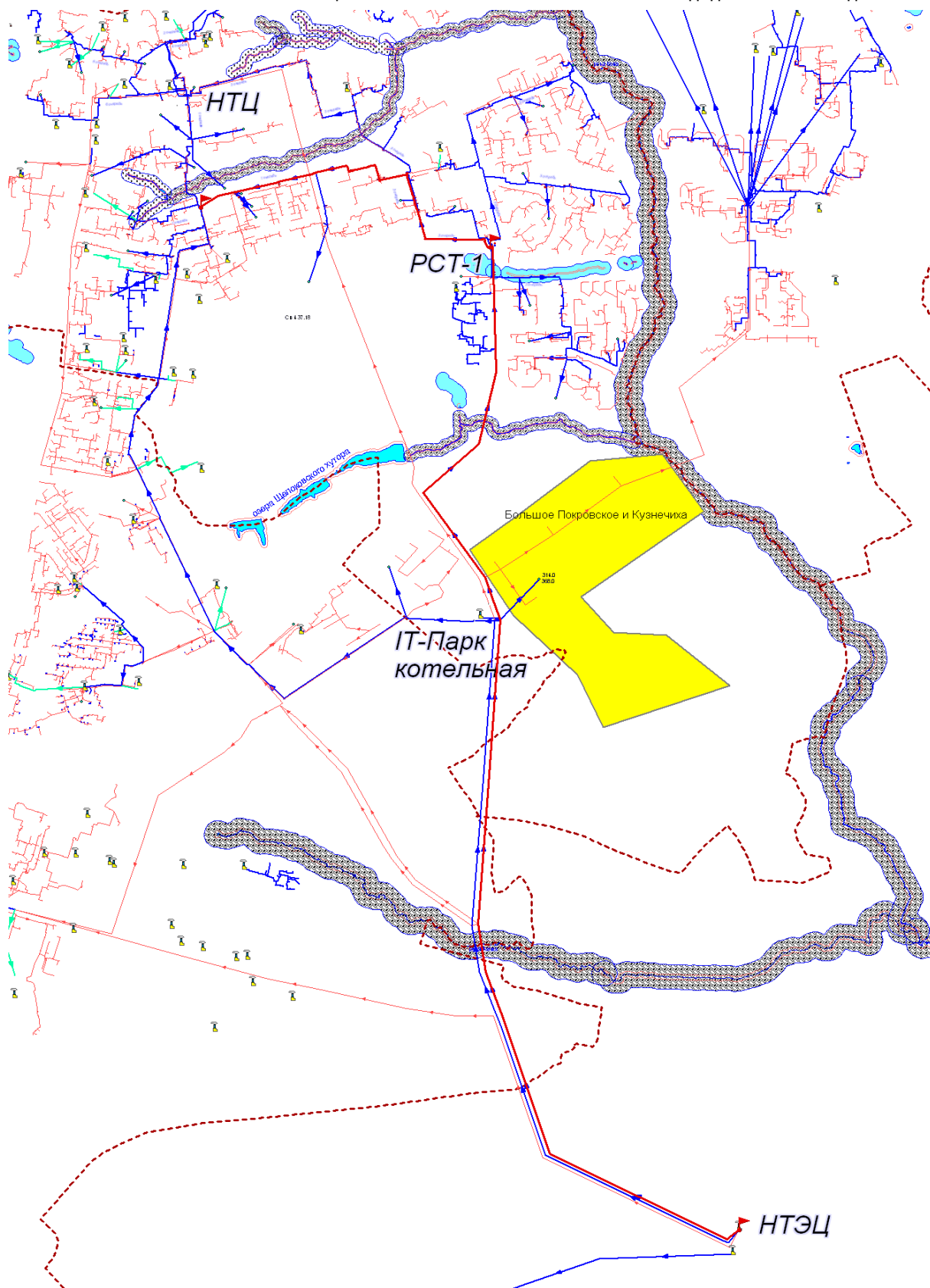
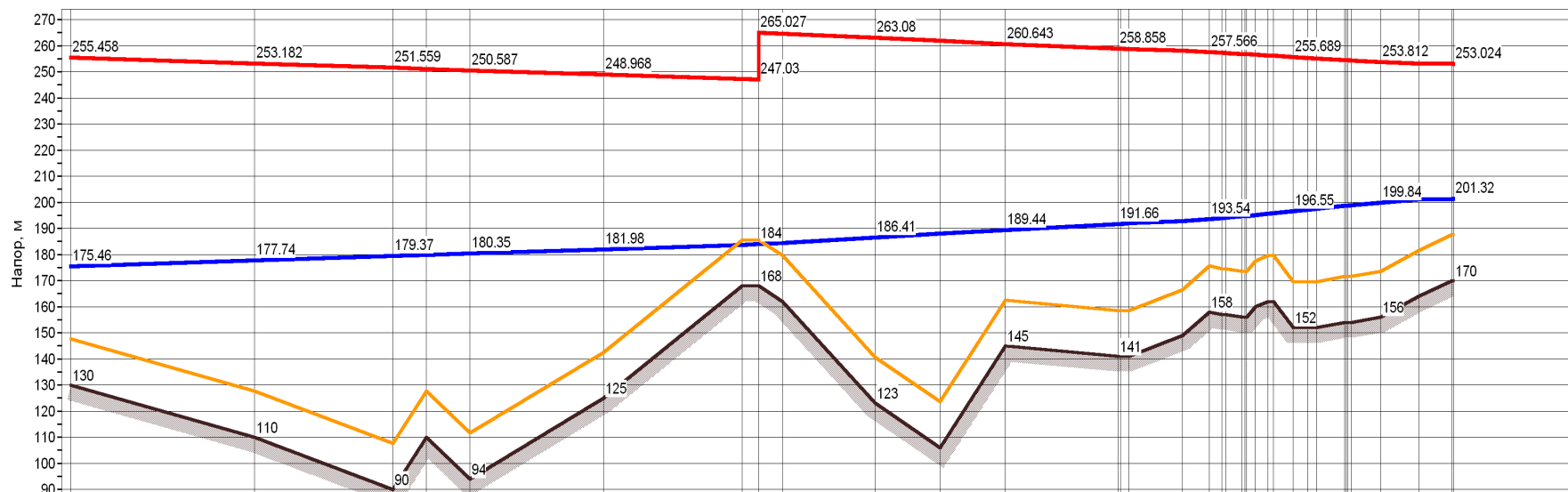


Рисунок 3.15 – Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНИЙ НОВГОРОД» ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА ДО 2030 Г. НА 2016 ГОД



Наименование узла	Ногорная ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5	У3	ТК-322	ТК-121	УТ-115	ТК-112			
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125	168	123	145	141	158	152	156	170
Напор в обратном трубопроводе, м	175.459	177.737	179.367	180.346	181.98	184.003	186.412	189.435	191.655	193.537	196.55	199.84	201.317
Располагаемый напор, м	79.999	75.445	72.192	70.241	66.988	81.024	76.668	71.208	67.203	64.03	59.14	53.972	51.707
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300	216.9	700	1026.82	10	122.27	129.96	344.18	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1	1	0.7	0.7	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	2.28	1.62	0.454	1.62	1.68	0.378	1.22	1.78	0.022	0.274	0.345	0.677	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	2.277	1.63	0.457	1.634	1.702	0.468	1.511	2.22	0.033	0.4	0.592	1.254	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.3	1.3	1.3	1.1	1.1	0.96	0.82	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.134	-1.135	-1.136	-1.137	-1.137	-1.461	-1.461	-1.462	-1.293	-1.293	-1.253	-1.121	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.001	0.999	0.997	0.996	0.995	1.341	1.34	1.338	1.121	1.12	1.398	1.035	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.001	1.003	1.005	1.006	1.007	1.659	1.661	1.663	1.632	1.634	2.397	1.918	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4501.0696	4496.2453	4492.7993	4490.7318	4487.2858	5212.4523	5209.3733	5205.5139	2951.1228	2949.5456	1291.6489	1110.7032	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-4501.2577	-4506.082	-4509.5279	-4511.5955	-4515.0414	-5798.4012	-5801.4802	-5805.3397	-3563.311	-3564.8882	-1692.9956	-1513.6587	

Рисунок 3.16 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ

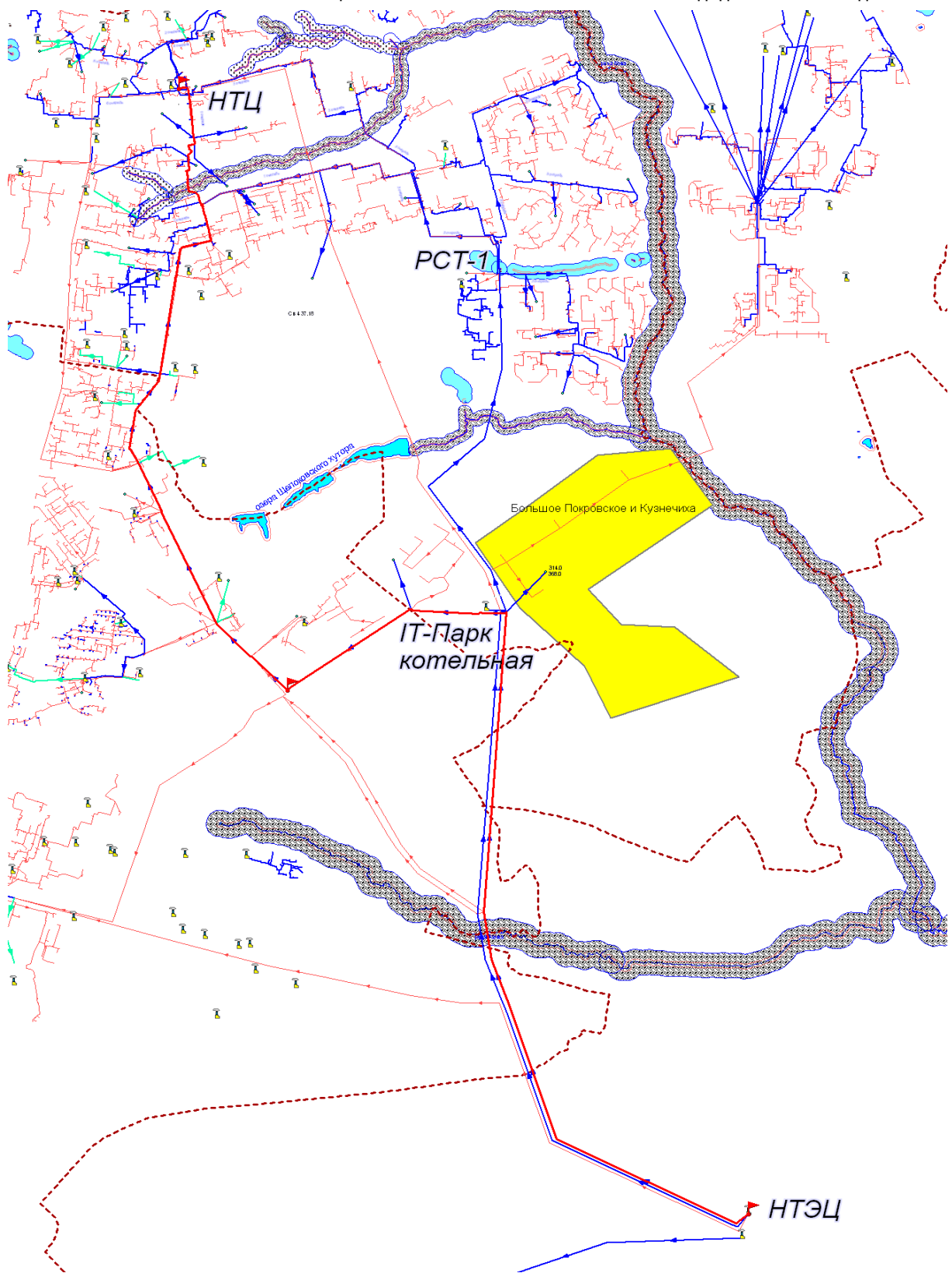
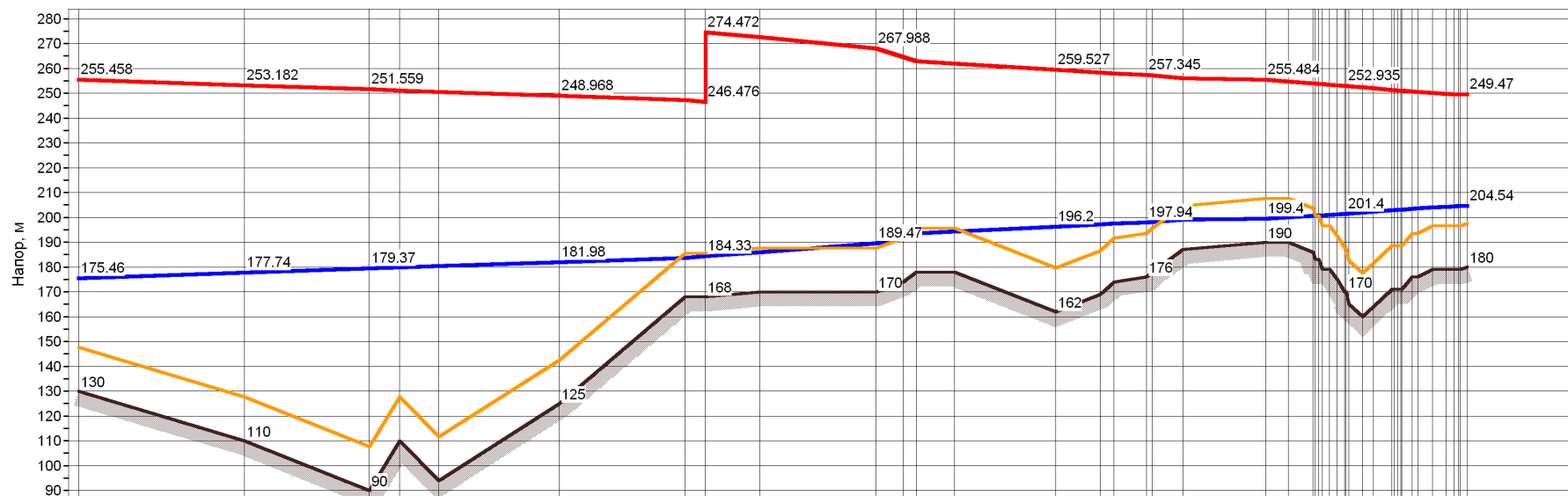


Рисунок 3.17 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка до ул. Нартова и до НТЦ



Наименование узла	Нагорная ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-5	НС нов.1		TK-9 нов.	TK-6 нов.	TK-3 нов.	TK-111	УТ-коллектор
Геодезическая высота, м	130	110	90	125	168	170	162	176	190	170	180
Напор в обратном трубопроводе, м	175.459	177.737	179.367	181.98	184.33	189.475	196.204	197.94	199.404	201.4	204.543
Располагаемый напор, м	79.999	75.445	72.192	66.988	90.142	78.513	63.324	59.406	56.08	51.535	44.927
Длина участка, м	1750	1250	350	1300	482.88	893.35	447.65	52.25	218.81	29.94	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	2.28	1.62	0.454	1.68	1.92	3.47	1.16	0.204	0.723	0.116	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	2.277	1.63	0.457	1.702	1.528	2.759	0.922	0.162	0.564	0.107	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.1	1.1	1.1	1.1	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.6	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.134	-1.135	-1.136	-1.137	-1.464	-1.446	-1.427	-1.413	-1.287	-1.554	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.001	0.999	0.997	0.995	2.096	2.045	1.989	1.953	1.652	2.045	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.001	1.003	1.005	1.007	1.666	1.625	1.584	1.554	1.288	1.878	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4501.0696	4496.2453	4492.7993	4487.2858	6519.3043	6439.6895	6351.3043	6292.6239	5786.284	6440.2144	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-4501.2577	-4506.082	-4509.5279	-4515.0414	-5810.1933	-5739.7097	-5665.711	-5611.0514	-5108.0728	-6170.581	

Рисунок 3.18 –Пьезометрический график НГТЭЦ по ул. Нартова до НТЦ

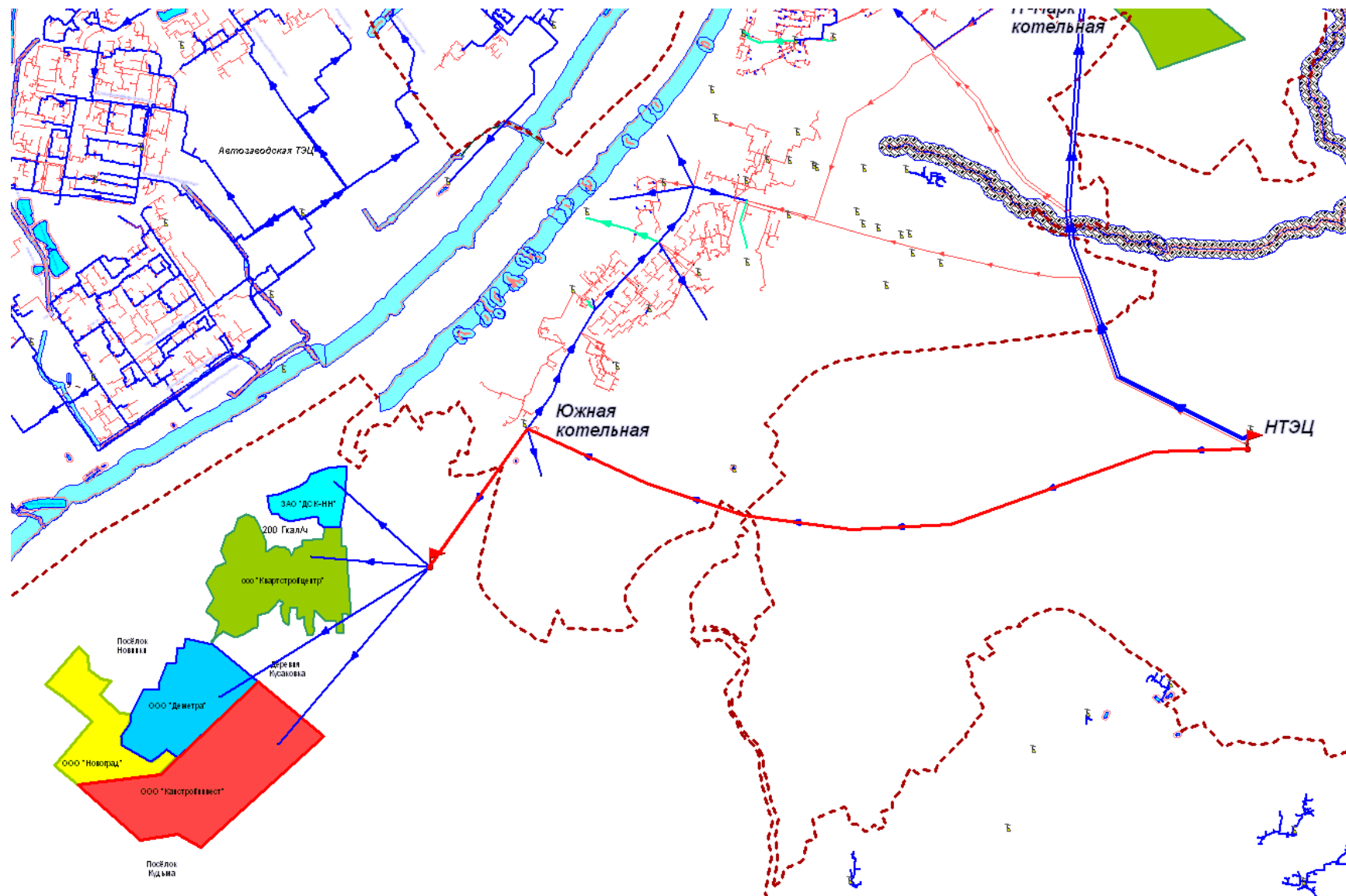
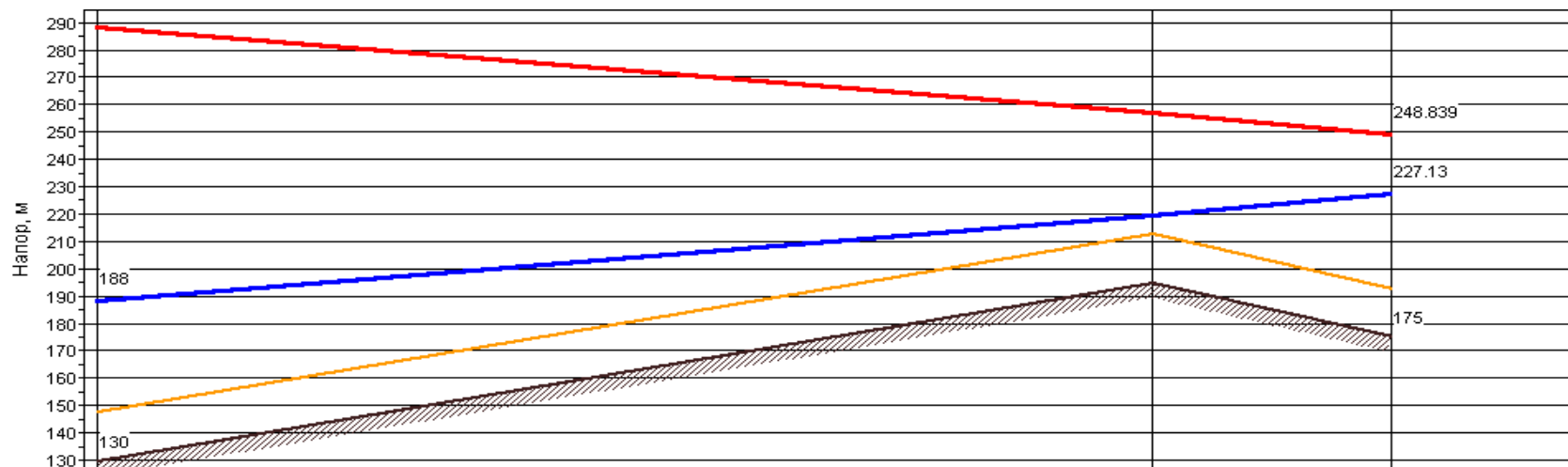


Рисунок 3.19 – Трасса от НГТЭС по Южной т/м через Южную котельную до Новинок



Наименование узла	Напорная ТЭЦ ПГУ ЮГ	
Геодезическая высота, м	130	175
Напор в обратном трубопроводе, м	187.999	227.128
Располагаемый напор, м	100	21.711
Длина участка, м	8500	
Диаметр участка, м	1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	31.07	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	31.065	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.6	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.58	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.436	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.436	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4355.3176	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-4355.3178	

Рисунок 3.20 –Пьезометрический график НГТЭЦ до Новинок

Таблица 3.7. – Сводная таблица для Варианта 2 - 100% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	5 994	5 991	5 989	5 988	5 986	5 984	5 984	5 982	6 019	6 019
Расход условного топлива на отпуск э/э	тыс.т.у.т./год	0	0	0	0	0	1 097	1 090	1 085	1 080	1 075	1 070	1 065	1 060	1 065	1 065
Отпуск тепловой энергии с коллекторов																
НГТЭЦ	тыс. Гкал/год	0	0	0	1 648	1 666	3 780	3 876	3 940	3 956	4 021	4 085	4 104	4 167	4 207	4 207
НТЦ	тыс. Гкал/год	2 038	1 100	1 283	1 468	1 539	652	676	700	725	757	781	799	818	832	832
ИТ- Парк	тыс. Гкал/год	0	1 427	1 474	189	189	595	750	852	1 000	1 101	1 200	1 343	1 441	1 571	1 571
Южная	тыс. Гкал/год	0	82	237	385	528	153	222	268	316	367	418	468	515	565	565
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	876	910	945	483	501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 914	3 519	3 939	4 174	4 425	5 181	5 524	5 761	5 996	6 246	6 484	6 713	6 941	7 175	7 175
Отпуск тепловой энергии потребителям																
РСТ-1	тыс. Гкал/год	0	518	519	734	764	1 141	1 157	1 172	1 188	1 203	1 218	1 232	1 243	1 252	1 252
НТЦ	тыс. Гкал/год	1 877	1 796	2 006	2 353	2 406	2 385	2 398	2 411	2 423	2 445	2 459	2 465	2 476	2 483	2 483
ИТ-Парк	тыс. Гкал/год	0	0	0	0	0	316	427	540	651	763	875	987	1 099	1 211	1 211
Южная	тыс. Гкал/год	0	75	219	355	487	781	920	998	1 075	1 156	1 235	1 314	1 389	1 477	1 477
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	807	838	871	445	462	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 684	3 227	3 614	3 886	4 118	4 623	4 902	5 120	5 337	5 567	5 787	5 998	6 207	6 423	6 423
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии																
НГТЭЦ	тыс.т.у.т./год	0	0	0	274	277	509	522	530	532	541	549	551	560	565	565
НТЦ	тыс.т.у.т./год	318	172	200	229	240	102	105	109	113	118	122	125	128	130	130
ИТ-Парк	тыс.т.у.т./год	0	224	231	34	34	99	123	139	162	178	193	216	231	251	251
Южная	тыс.т.у.т./год	0	13	37	59	81	24	34	41	49	56	64	72	79	87	87
Локальные котельные	тыс.т.у.т./год	147	153	159	81	84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	тыс.т.у.т./год	465	561	627	678	717	733	785	820	856	893	929	963	998	1 033	1 033
Максимальное потребление газа																
НГТЭЦ	тыс.н.м.3/ч	0	0	0	32	32	32	219	224	215	221	229	223	230	225	225
НТЦ	тыс.н.м.3/ч	75	56	65	75	78	43	45	46	47	48	49	50	51	52	52
ИТ-Парк	тыс.н.м.3/ч	0	37	37	19	19	43	43	43	56	56	56	70	70	83	83
Южная	тыс.н.м.3/ч	0	3	9	14	19	15	19	21	24	26	26	26	26	26	26
Локальные котельные	тыс.н.м.3/ч	35	36	38	19	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	тыс.н.м.3/ч	110	132	148	159	169	133	325	333	342	351	360	368	377	385	385
Покупка электроэнергии 10 кВ																
НГТЭЦ	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	53,440	53,980	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НТЦ	млн.кВт.ч	61,131	33,008	38,479	44,053	46,182	19,546	20,278	21,011	21,743	22,714	23,442	23,967	24,534	24,946	24,946
ИТ-Парк	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южная	млн.кВт.ч	0,000	2,451	7,116	11,550	15,850	4,595	6,664	8,049	9,476	10,999	12,526	14,035	15,446	16,948	16,948

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНИЙ НОВГОРОД» ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА ДО 2030 Г. НА 2016 ГОД

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Локальные котельные	млн.кВт.ч	26,289	27,289	28,354	14,477	15,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО	млн.кВт.ч	87,42	62,75	73,95	123,52	131,04	24,14	26,94	29,06	31,22	33,71	35,97	38,00	39,98	41,89	41,89

Таблица 3.8. –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 100% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
кот. "IT-парк"																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	130*	300	300	300	300	300	300	300	400	400	400	500	500	600	600	
- прирост УТМ	Гкал/ч		170	0	0	0	0	0	0	100	0	0	100	0	100	0	470
Установленная электрическая мощность (УЭМ)	МВт	0	5	5	6	6	11	11	11	12	12	12	13	13	13	13	
- прирост УЭМ	МВт		5	0	1	0	5	0	0	1	0	0	1	0	0	0	13
Инвестиции (в ценах 2015 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.																3 157
- в УТМ	млн. руб.	1 337	0	40	0	200	0	0	540	0	0	540	0	500	0	0	
- в УЭМ	млн. руб.	1085	0	0	0	0	0	0	500	0	0	500	0	500	0	0	2 585
	млн. руб.	252	0	40	0	200	0	0	40	0	0	40	0	0	0	0	572
кот. "Южная"																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	0	40	90	140	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	
- прирост УТМ	Гкал/ч		40	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190
Инвестиции (в УТМ) (в ценах 2015 г., с НДС)	млн. руб.	295	250	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 045

* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

Таблица 3.9. – Сводная таблица для Варианта 2 – 50% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	6 002	6 000	5 998	5 997	5 996	5 996	5 995	5 994	5 993	5 993
Расход условного топлива на отпуск э/э	тыс.т.у.т./год	0	0	0	0	0	1 126	1 117	1 113	1 109	1 107	1 104	1 102	1 100	1 097	1 097
Отпуск тепловой энергии с коллекторов																
НГТЭЦ	тыс. Гкал/год	0	0	0	1 563	1 572	3 495	3 578	3 626	3 659	3 687	3 717	3 748	3 779	3 812	3 812
НТЦ	тыс. Гкал/год	2 038	912	1 003	1 131	1 167	245	258	270	282	298	310	319	329	336	336
ИТ- Парк	тыс. Гкал/год	0	1 379	1 402	188	188	339	415	460	516	579	637	692	746	802	802
Южная	тыс. Гкал/год	0	81	159	233	305	50	69	83	99	117	136	155	175	197	197
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	876	893	911	447	456	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 914	3 265	3 475	3 562	3 687	4 129	4 320	4 439	4 556	4 681	4 800	4 915	5 029	5 146	5 146
Отпуск тепловой энергии потребителям																
РСТ-1	тыс. Гкал/год	0	503	503	693	708	1 037	1 044	1 052	1 060	1 068	1 075	1 082	1 088	1 092	1 092
НТЦ	тыс. Гкал/год	1 877	1 593	1 698	2 003	2 029	2 019	2 025	2 032	2 038	2 049	2 056	2 059	2 064	2 068	2 068
ИТ-Парк	тыс. Гкал/год	0	0	0	0	0	158	214	270	326	382	438	494	550	606	606
Южная	тыс. Гкал/год	0	37	109	177	243	440	510	548	587	627	667	706	744	788	788
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	807	823	839	412	420	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 684	2 956	3 149	3 285	3 401	3 654	3 793	3 902	4 011	4 126	4 236	4 341	4 446	4 554	4 554
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии																
НГТЭЦ	тыс.т.у.т./год	0	0	0	261	263	472	482	489	493	497	501	505	509	514	514
НТЦ	тыс.т.у.т./год	318	142	156	176	182	38	40	42	44	47	48	50	51	52	52
ИТ-Парк	тыс.т.у.т./год	0	216	220	34	34	59	71	78	87	97	106	114	123	131	131
Южная	тыс.т.у.т./год	0	13	25	36	47	8	11	13	15	18	21	24	27	30	30
Локальные котельные	тыс.т.у.т./год	147	150	153	75	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	тыс.т.у.т./год	465	521	554	582	602	577	604	622	639	658	676	693	710	728	728
Максимальное потребление газа																
НГТЭЦ	тыс.н.м.3/ч	0	0	0	32	32	32	204	207	210	212	215	218	220	223	223
НТЦ	тыс.н.м.3/ч	75	47	52	59	61	24	25	26	26	27	27	28	28	29	29
ИТ-Парк	тыс.н.м.3/ч	0	37	37	19	19	40	42	42	43	43	43	43	43	43	43
Южная	тыс.н.м.3/ч	0	2	5	8	11	7	9	10	11	12	13	14	15	16	16
Локальные котельные	тыс.н.м.3/ч	35	36	36	18	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	тыс.н.м.3/ч	110	122	130	136	141	104	280	285	289	294	298	302	307	311	311
Покупка электроэнергии 10 кВ																
НГТЭЦ	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	50,877	51,147	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НТЦ	млн.кВт.ч	61,131	27,352	30,087	33,940	35,005	7,365	7,731	8,097	8,463	8,949	9,313	9,575	9,859	10,065	10,065
ИТ-Парк	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южная	млн.кВт.ч	0,000	2,443	4,775	6,992	9,142	1,491	2,075	2,479	2,978	3,519	4,077	4,657	5,239	5,903	5,903
Локальные котельные	млн.кВт.ч	26,289	26,789	27,321	13,401	13,678	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО	млн.кВт.ч	87,42	56,58	62,18	105,21	108,97	8,86	9,81	10,58	11,44	12,47	13,39	14,23	15,10	15,97	15,97

Таблица 3.10. –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 50% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
кот. "IT-парк"																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	130*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
- прирост УТМ	Гкал/ч		170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170
Установленная электрическая мощность (УЭМ)	МВт	0	5	5	6	6	10	10	11	11	11	11	11	11	12	12	
- прирост УЭМ	МВт		5	0	1	0	4	0	1	0	0	0	0	0	1	0	12
Инвестиции (в ценах 2015 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.	1 183	0	40	0	160	0	40	0	0	0	0	0	40	0	0	1 463
- в УТМ	млн. руб.	935	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	935
- в УЭМ	млн. руб.	248	0	40	0	160	0	40	0	0	0	0	0	40	0	0	528
кот. "Южная"																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	0	20	70	70	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
- прирост УТМ	Гкал/ч		20	50	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Инвестиции (в УТМ) (в ценах 2015 г., с НДС)	млн. руб.	160	250	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	660

* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

3.2.3. Сравнение вариантов 1-2

Выше было отмечено, что значительные приросты тепловых нагрузок, определенные на стадии разработки Генплана, на практике не реализуются. Расчетное теплоснабжение превышает фактическое в 1,5 – 2 раза. Исходя из этого, был выполнен расчет баланса и предложены мероприятия по двум вариантам:

- с сохранением значений приростов, принятых в ранее утвержденной Схеме теплоснабжения г. Нижнего Новгорода (далее – «100% нагрузок»);
- со снижением в 2 раза приростов относительно принятых в Схеме теплоснабжения г. Нижнего Новгорода (далее – «50% нагрузок»).

3.2.3.1. Инвестиции в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей (100% нагрузок)

Капитальные вложения по мероприятиям определены в ценах на 2015 г. Ниже в таблице приведены сводные капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий.

Таблица 3.11. –Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок), (в ценах 2015 г., без НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в ценах 2015 г., без НДС	
Тепловые источники			
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку		
	кот. "Южная"	1 817 797	885 593
	кот. IT-парк	792 373	2 190 678
	Итого на подключение новых потребителей	2 610 169	3 076 271
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы		
	<i>Нагорный Юг (2 вариант)</i>	0	76 458
	<i>Нагорный Центр (1,2 варианты)</i>	95 623	95 623
	<i>Нагорный Север и Историческая часть (для всех вариантов)</i>	164 195	164 195
	Возведение эл. мощности в кот. "IT-парк"	484 746	484 746
	Итого на повышение эффективности системы	744 564	821 021
	ИТОГО по тепловым источникам	3 354 733	3 897 292
Тепловые сети			
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку		
	Итого на подключение новых потребителей	5 179 138	5 922 777
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы		

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в ценах 2015 г., без НДС	
	<i>Нагорный Юг (2 вариант)</i>	0	54 139
	<i>Нагорный Центр (1,2 варианты)</i>	111 427	111 427
	<i>Нагорный Север и Историческая часть (для всех вариантов)</i>	752 529	752 529
	Итого на повышение эффективности системы	863 956	918 095
	ИТОГО по тепловым сетям	6 043 094	6 840 872
3	ИТОГО по организации	9 397 827	10 738 164

Из таблицы видно, что капитальные вложения в ценах 2015 г. по вариантам отличаются не сильно, при этом:

- максимальные вложения – по Варианту 2
- минимальные вложения – по Варианту 1.

Далее капитальные вложения были проиндексированы с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения.

Сводные капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах представлены в таблице.

Таблица 3.12. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в прогнозных ценах, с НДС	
Тепловые источники			
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	3 578 898	4 484 504
	кот. "Южная"	2 643 898	1 150 454
	кот. IT-парк	935 000	3 334 050
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 040 171	1 152 732
	ИТОГО по тепловым источникам	4 619 069	5 637 235
Тепловые сети			
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	6 959 065	7 891 228
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 252 024	1 332 032
	ИТОГО по тепловым сетям	8 211 089	9 223 260
3	ИТОГО по организации	12 830 157	14 860 495
	<i>- в т.ч. на обеспечение перспективной нагрузки</i>	<i>10 537 963</i>	<i>12 375 731</i>

После индексации капитальных вложений соотношение по вариантам сохранилось:

- максимальные вложения – по Варианту 2;
- минимальные вложения – по Варианту 1.

При этом основная часть капитальных вложений (82-86%) будет

направлена на выполнение мероприятий, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку.

Капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах по годам реализации мероприятий представлены в следующих таблицах.

Таблица 3.13. – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)													
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Тепловые источники															
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	3 578 898	1 330 000	272 250	285 046	298 158	0	655 604	0	0	0	737 840	0	0	0	0
	кот. "Южная" (Вариант 1)	2 643 898	395 000	272 250	285 046	298 158	0	655 604	0	0	0	737 840	0	0	0	0
	кот. IT-парк (Вариант 1)	935 000	935 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 040 171	259 238	20 005	68 139	24 923	551 456	0	0	55 666	0	0	60 744	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым источникам	4 619 069	1 589 238	292 255	353 185	323 081	551 456	655 604	0	55 666	0	737 840	60 744	0	0	0
2.	Тепловые сети															
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	6 959 065	1 555 947	825 102	1 025 603	2 323 904	356 825	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 252 024	22 066	92 641	53 762	0	1 083 555	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым сетям	8 211 089	1 578 013	917 743	1 079 365	2 323 904	1 440 380	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	ИТОГО по Варианту 1	12 830 157	3 167 251	1 209 998	1 432 550	2 646 984	1 991 836	1 527 288	0	55 666	0	737 840	60 744	0	0	0

Таблица 3.14. – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)													
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Тепловые источники															
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	4 484 504	1 380 000	272 250	285 046	298 158	0	0	0	695 826	0	0	759 305	0	793 919	0
	кот. "Южная" (Вариант 2)	1 150 454	295 000	272 250	285 046	298 158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	кот. IT-парк (Вариант 2)	3 334 050	1 085 000	0	0	0	0	0	0	695 826	0	0	759 305	0	793 919	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 152 732	259 238	20 005	68 139	33 531	655 408	0	0	55 666	0	0	60 744	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым источникам	5 637 235	1 639 238	292 255	353 185	331 688	655 408	0	0	751 492	0	0	820 049	0	793 919	0
2.	Тепловые сети															
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	7 891 228	1 819 195	1 494 017	1 025 603	2 323 904	356 825	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 332 032	22 066	92 641	53 762	0	1 163 563	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым сетям	9 223 260	1 841 261	1 586 657	1 079 365	2 323 904	1 520 388	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	ИТОГО по Варианту 2	14 860 495	3 480 499	1 878 913	1 432 550	2 655 592	2 175 796	871 684	0	751 492	0	0	820 049	0	793 919	0

3.2.3.2. *Ценовые последствия для потребителей при реализации мероприятий (100% нагрузок)*

Для выполнения анализа ценовых последствий реализации ОАО «Теплоэнерго» предложенных мероприятий, для каждого из рассматриваемых Вариантов на перспективный период 2015-2028 гг. выполнен прогноз величины платы за подключение.

Укрупненно расчет платы за подключение новых потребителей по Вариантам представлен в следующей таблице.

Таблица 3.15. – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-2 (100% нагрузок)

№	Наименование	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
1	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, с НДС	тыс. руб.	10 537 963	12 375 731
2	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, без НДС	тыс. руб.	8 930 477	10 487 908
3	Налог на прибыль	тыс. руб.	2 232 619	2 621 977
4	Всего расходы для подключения новых потребителей (п.2+п.3), без НДС	тыс. руб.	11 163 096	13 109 885
5	Прирост нагрузки 2015-2028 гг.	Гкал	1 019	1 019
6	Индикативная плата за подключение (средняя на период 2015-2028 гг.), без НДС	тыс. руб./ Гкал	10 958	12 870

Как видно из таблицы, максимальная плата за подключение соответствует Варианту 2 (12 870 тыс. руб./ Гкал), минимальная – Варианту 1 (10 958 тыс. руб./ Гкал).

3.2.3.3. *Инвестиции в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей (50% нагрузок)*

Капитальные вложения по мероприятиям определены в ценах на 2015 г. Ниже в таблице приведены сводные капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий.

Таблица 3.16. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (50% нагрузок), (в ценах 2015 г., без НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в ценах 2015 г., без НДС	
Тепловые источники			
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку		
	кот. "Южная"	1 025 424	559 322

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в ценах 2015 г., без НДС	
	кот. IT-парк	792 373	792 373
	Итого на подключение новых потребителей	1 817 797	1 351 695
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы		
	<i>Нагорный Юг (2 вариант)</i>	0	76 458
	<i>Нагорный Центр (1,2 варианты)</i>	95 623	95 623
	<i>Нагорный Север и Историческая часть (для всех вариантов)</i>	164 195	164 195
	Возведение эл. мощности в кот. "IT-парк"	447 458	447 458
	Итого на повышение эффективности системы	707 275	783 733
	ИТОГО по тепловым источникам	2 525 072	2 135 428
Тепловые сети			
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку		
	Итого на подключение новых потребителей	5 179 138	5 922 777
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы		
	<i>Нагорный Юг (2 вариант)</i>	0	54 139
	<i>Нагорный Центр (1,2 варианты)</i>	111 427	111 427
	<i>Нагорный Север и Историческая часть (для всех вариантов)</i>	752 529	752 529
	Итого на повышение эффективности системы	863 956	918 095
	ИТОГО по тепловым сетям	6 043 094	6 840 872
3	ИТОГО по организации	8 568 166	8 976 300

Из таблицы видно, что капитальные вложения в ценах 2015 г. по вариантам отличаются не сильно, при этом максимальные вложения – по Варианту 2.

Далее капитальные вложения были проиндексированы с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения.

Сводные капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах представлены в таблице.

Таблица 3.17. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в прогнозных ценах, с НДС	
Тепловые источники			
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	2 411 234	1 665 408
	кот. "Южная"	1 476 234	730 408
	кот. IT-парк	935 000	935 000
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	987 251	1 099 812
	ИТОГО по тепловым источникам	3 398 485	2 765 220
Тепловые сети			
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	6 959 065	7 891 228
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 252 024	1 332 032
	ИТОГО по тепловым сетям	8 211 089	9 223 260
3	ИТОГО по организации	11 609 574	11 988 479
	- в т.ч. на обеспечение перспективной нагрузки	9 370 299	9 556 636

После индексации капитальных вложений соотношение по вариантам сохранилось, максимальные вложения – по Варианту 2. При этом основная часть капитальных вложений (80-84%) будет направлена на выполнение мероприятий, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку.

Капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах по годам реализации мероприятий представлены в следующих таблицах.

Таблица 3.18. – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)													
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Тепловые источники															
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	2 411 234	1 145 000	272 250	0	298 158	0	0	0	695 826	0	0	0	0	0	0
	кот. "Южная" (Вариант 1)	1 476 234	210 000	272 250	0	298 158	0	0	0	695 826	0	0	0	0	0	0
	кот. IT-парк (Вариант 1)	935 000	935 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	987 251	255 238	20 005	68 139	24 923	501 359	0	54 073	0	0	0	0	0	63 514	0
	ВСЕГО по тепловым источникам	3 398 485	1 400 238	292 255	68 139	323 081	501 359	0	54 073	695 826	0	0	0	0	63 514	0
2.	Тепловые сети															
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	6 959 065	1 555 947	825 102	1 025 603	2 323 904	356 825	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 252 024	22 066	92 641	53 762	0	1 083 555	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым сетям	8 211 089	1 578 013	917 743	1 079 365	2 323 904	1 440 380	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	ИТОГО по Варианту 1	11 609 574	2 978 251	1 209 998	1 147 504	2 646 984	1 941 739	871 684	54 073	695 826	0	0	0	0	63 514	0

Таблица 3.19. – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)													
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Тепловые источники															
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	1 665 408	1 095 000	272 250	0	298 158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	кот. "Южная" (Вариант 2)	730 408	160 000	272 250	0	298 158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	кот. IT-парк (Вариант 2)	935 000	935 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 099 812	255 238	20 005	68 139	33 531	605 312	0	54 073	0	0	0	0	0	63 514	0
	ВСЕГО по тепловым источникам	2 765 220	1 350 238	292 255	68 139	331 688	605 312	0	54 073	0	0	0	0	0	63 514	0
2.	Тепловые сети															
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	7 891 228	1 819 195	1 494 017	1 025 603	2 323 904	356 825	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 332 032	22 066	92 641	53 762	0	1 163 563	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым сетям	9 223 260	1 841 261	1 586 657	1 079 365	2 323 904	1 520 388	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	ИТОГО по Варианту 2	11 988 479	3 191 499	1 878 913	1 147 504	2 655 592	2 125 700	871 684	54 073	0	0	0	0	0	63 514	0

3.2.3.4. *Ценовые последствия для потребителей при реализации мероприятий (50% нагрузок)*

Для выполнения анализа ценовых последствий реализации ОАО «Теплоэнерго» предложенных мероприятий, для каждого из рассматриваемых Вариантов (1-2) на перспективный период 2015-2028 гг. выполнен прогноз платы за подключение.

Укрупненно расчет платы за подключение новых потребителей по Вариантам представлен в следующей таблице:

Таблица 3.20. – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-2 (50% нагрузок)

№	Наименование	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
1	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, с НДС	тыс. руб.	9 370 299	9 556 636
2	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, без НДС	тыс. руб.	7 940 931	8 098 844
3	Налог на прибыль	тыс. руб.	1 985 233	2 024 711
4	Всего расходы для подключения новых потребителей (п.2+п.3), без НДС	тыс. руб.	9 926 164	10 123 555
5	Прирост нагрузки 2015-2028 гг.	Гкал	509	509
6	Индикативная плата за подключение (средняя на период 2015-2028 гг.), без НДС	тыс. руб./ Гкал	19 488	19 876

Как видно из таблицы, максимальная плата за подключение соответствует Варианту 2 (19 876 тыс. руб./ Гкал).

3.2.3.5. Заключение

В настоящем разделе сформированы и рассмотрены 2 Варианта развития системы теплоснабжения Нагорной части г. Нижнего Новгорода в случае использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города.

В следующей таблице приведены результаты прогноза платы за подключение для конечных потребителей по Вариантам при условии 100% нагрузок и 50% нагрузок, которые отражают влияние реализации мероприятий.

Таблица 3.21. – Индикативная плата за подключение по Вариантам 1-2 (средняя на период 2015-2028 гг.), без НДС, тыс. руб./ Гкал

№	Наименование	100% нагрузок	50% нагрузок
1.	Вариант 1	10 958	19 488
2.	Вариант 2	12 870	19 876

При любом учете прироста перспективных нагрузок (100% или 50%) по Варианту 2 плата максимальна. В обоих вариантах плата за подключение существенно выше платы за подключение к СЦТ ОАО «Теплоэнерго», установленной по состоянию на 2015 год.

В результате выполнения расчетов можно сделать следующий вывод: при условии использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для обеспечения теплоснабжением потребителей города Нижнего Новгорода наиболее рациональным является использование варианта №1:

- Вариант №1 характеризуется низким удельным расходом топлива;
- он предполагает создание дополнительных резервов установленной мощности тепловых источников, обеспечивающих теплоснабжение в Нагорной части города, что позволит обеспечить возможность подключать перспективных потребителей после 2030 года, в том числе к источнику с комбинированной выработкой;
- при реализации Варианта 1 создается возможность обеспечения потребителей в Нагорной части тепловой энергией от большего числа крупных источников тепловой энергии (НГТЭЦ и котельных), что дополнительно повысит надежность системы теплоснабжения в Нагорной части города.

3.3. Развитие систем теплоснабжения Нагорной части города при условии неиспользования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города

В соответствии с вариантами развития СЦТ Нагорной части города, не предусматривающим использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ (вариант рассматривается как рекомендованный при выполнении актуализации схемы теплоснабжения на 2016 год), в СЦТ Нагорной части предусматривается реализация следующих мероприятий (таблица 3.22).

Таблица 3.22. – Перечень мероприятий, предлагаемых к реализации в СЦТ Нагорной части города при реализации рекомендованного варианта развития СЦТ

Состав проекта	Реализация проекта	
	Начало	Завершение
Реконструкция НТЦ с увеличением РТМ на 100 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности в 2019 году	2018	2019
Реконструкция "НТЦ" со снятием ограничений установленной тепловой мощности	2018	2020
Строительство на НТЦ газо-поршневой электростанции УЭМ 12 МВт с полной утилизацией тепла для обеспечения собственных нужд	2019	2020
Переключение нагрузки на НТЦ с кот. Нестерова, 31	2015	2015
Переключение нагрузки на НТЦ с кот. Б.Покровская, 32	2015	2015
Перевод кот. ул. Барминская, 8а в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2016	2016
Перевод кот. ул. Семашко, 22 в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2016	2016
Перевод кот. ул. Генкиной, 37 в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2016	2016
Перевод кот. ул. Ульянова, 47 в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2017	2017
Перевод кот. ул. Большая Покровская, 16 в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2015	2016
Перевод кот. Горького, 50 в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2017	2017
Перевод кот. ул. Горького, 65д в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2017	2017
Перевод кот. ул. Панина, 10б в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2018	2018
Перевод кот. Малая Ямская, 9б в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2018	2019
Перевод кот. Воровского, 3 в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2018	2019
Перевод кот. Ванеева, 63 в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2018	2018
Переключение нагрузки на НТЦ с кот. Горького, 4а	2016	2017
Перевод кот. ул. Варварская, 15б в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2016	2016
перевод кот. 3-я Ямская, 7 в режим работы ЦТП с переключением на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2019	2020

3.4. Развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ

3.4.1. Обоснование мероприятий, предлагаемых для реконструкции АТЭЦ

2-я очередь АТЭЦ полностью выработала свой ресурс (единственное в РФ оборудование с наработкой более 400 тыс. часов, пуск в 1931-1954 гг.), продление срока службы невозможно.

Снабжение горячей водой (ГВС) жителей Автозаводского и Ленинского районов г. Нижний Новгород и горячее водоснабжение завода Группы «ГАЗ» осуществляется тепловыми мощностями 2-й очереди ТЭЦ. Таким образом, вывод 2-й очереди ТЭЦ из эксплуатации приводит к необходимости полного замещения тепловых мощностей этой очереди.

Программой развития Автозаводской ТЭЦ, а также предыдущей схемой теплоснабжения города Нижнего Новгорода предусматривалось строительство парогазовой установки мощностью 400 МВт до 2014 года, имеющей в своем составе новую установку горячего водоснабжения, которая в качестве источника тепловой мощности использовала бы паровую турбину противодавления, входящую в состав ПГУ. Вывод из эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-2 предполагался только после ввода в строй новой УГВС ПГУ-440.

Программой развития ООО «Автозаводская ТЭЦ» были перенесены сроки начала строительства ПГУ-440 на 2019 год.

Год достижения индивидуального ресурса котлоагрегатов 2-й очереди ТЭЦ – с 2016 по 2020, турбоагрегатов – 2017 год. Продление срока службы невозможно. Все эти обстоятельства привели к разработке замещающих мероприятий, которые должны быть реализованы до декабря 2018 года и которые в дальнейшем будут дополнять технические решения проекта ПГУ-440.

Основной задачей замещающих мероприятий является замещение выбывающих тепловых мощностей на производство горячей бытовой воды для населения (276,5 Гкал/ч), технологической воды и пара для производств Группы «ГАЗ», замена выбывающих турбокомпрессоров сжатого воздуха на компрессоры с электроприводом, а также реконструкция системы электроснабжения ТЭЦ (изменение схемы ЧДА, установка пуско-резервного трансформатора собственных нужд Т-ПРТСН 10/6 кВ с присоединениями (выключатели, разъединители, РЗА),

установка трансформатора Т-57 10/6 кВ с присоединением (выключатель, разъединители, РЗА) для питания энергетического котла №16, замена щитов постоянного тока 110В и 220В с кабельными линиями оперативного постоянного тока, замена электрооборудования и устройств РЗА в связи с изменением токов КЗ) для более гибкой и надежной работы электроснабжения станции и потребителя 6, 10, 110 кВ в связи с потерей генерации 100 МВт с ГРУ-6 кВ.

Задачей замещающих мероприятий является также обеспечение топливоснабжения котельного оборудования ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4 в условиях изменения режима работы данных котлов при замещении выбывающих мощностей ТЭЦ-2. Создание кольцевой структуры газопровода природного газа для питания котельных агрегатов ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 с подачей в газопровод дополнительного газа, высвободившегося на ТЭЦ-2, позволит отказаться от экономически неэффективного сжигания мазута на энергетических котлах в зимний период.

В перечень мероприятий по замещению выбывающих мощностей ТЭЦ-2 включен также проект замены трансферного паропровода 140 ата, без которого уже в 2015 будет невозможна эксплуатация установки горячего водоснабжения ТЭЦ-2.

В 2019 году запланировано начало строительства блока ПГУ установленной мощностью 440 МВт.

3.4.2. Мероприятия по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-440

3.4.2.1. Замещающие мероприятия в системе пароснабжения и ТФУ

Замещающие мероприятия в системе пароснабжения и теплофикационной установки включают:

- Трансферный паропровода ТЭЦ-2 - техническое перевооружение.
- Паропровод 11 ата от ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 до ТЭЦ-2 с опорно-подвесной системой и запорной арматурой - техническое перевооружение.
- РУ 11/6,5 ата ТЭЦ-1 с трубопроводами и запорно-регулирующей арматурой - техническое перевооружение.
- РОУ 6,5/1,5 ата ТЭЦ-1 с трубопроводами и запорно-регулирующей арматурой - техническое перевооружение.

- Бойлер ПСВ-500-14-23 на ТЭЦ-1 с трубопроводами и регулирующим клапаном по пару, группой насосов с запорно – регулирующей арматурой для откачки конденсата на деаэраторы ТЭЦ-3 - техническое перевооружение.
- РУ 11/6,5 ата на ТЭЦ-2 с трубопроводами и запорно-регулирующей арматурой - техническое перевооружение.
- РОУ 6,5/1,5 ата ТЭЦ-2 с трубопроводами и арматурой - техническое перевооружение.
- Бойлер ПСВ-500-14-23 на ТЭЦ-2 с трубопроводами и регулирующим клапаном по пару, группой насосов с запорно – регулирующей арматурой для откачки конденсата на деаэраторы ТЭЦ-3 - техническое перевооружение.
- БРОУ 140/11 - техническое перевооружение.
- Трубопровод конденсата греющего пара новых бойлеров от ТЭЦ-1 до ТЭЦ-3 в деаэраторы ТЭЦ-3,4 с опорно-подвесной системой и запорной арматурой - техническое перевооружение.

3.4.2.2. Хозяйство сжатого воздуха АТЭЦ

Замещающие мероприятия в системе воздухообеспечения:

Компрессорная станция сжатого воздуха на ТЭЦ-5 – новое строительство.

3.4.2.3. Топливное хозяйство АТЭЦ

Замещающие мероприятия в системе газоснабжения:

Газопровод среднего давления Ду800 от ГРП до ТЭЦ-4 - реконструкция.

3.4.2.4. Система электроснабжения АТЭЦ

- Схема электроснабжения после вывода из эксплуатации ТГ-3,4,5,6 ТЭЦ-2 - проектно-изыскательские работы.
- Схема частотно - делительной автоматики - техническое перевооружение.

- Пуско-резервный трансформатор собственных нужд Т-ПРТСН 10/6 кВ с присоединениями (выключатели, разъединители, РЗА) для резервирования ГРУ-6 кВ - техническое перевооружение.
- Т-57 10/6 кВ с присоединением (выключатель, разъединители, РЗА), с подключением к резервной ячейке ГРУ-10 кВ и к существующей секции 11Р 6 кВ (питание энергетического котла №16) - техническое перевооружение.
- Щиты постоянного тока 110В и 220В ТЭЦ-2 с кабельными линиями оперативного постоянного тока - техническое перевооружение.
- Электрооборудование и РЗА - техническое перевооружение.

3.4.2.5. *Стоимость мероприятий по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-440*

График реализации мероприятий по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-440 приведен в таблице 3.23.

Стоимость работ по форме представленной в Приложениях 16-17 к Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения – в таблице 3.24.

Таблица 3.23. – График реализации мероприятий по реконструкции АТЭЦ

№ пп	Мероприятия	до 2015 года	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	Итого
1	Газоснабжение		5,7(ПИР)	31,1 (СМР)	29,8 (СМР)	0,7 (ПНР)	98
			20+10,7 (Оборудование+СМР)				
2	Воздухоснабжение		6,0 (ПИР)	24,6 (СМР)	31,50 (СМР+ПНР)		92,1
			19,4 (Оборудование)	10,6 (Оборудование)			
3	Электроснабжение			7,2 (ПИР)	72,0 (Оборудование)	36 (СМР+ПНР)	115,2
4	Пароснабжение		5,7 (ПИР)+75,4 (Оборудование)	170,3 (СМР+оборудование)	185,9 (СМР+оборудование)	18,8 (СМР+оборудование)	437
		2,6 (трансфер)	92,0 (трансфер)				
	Итого	2,6	234,9	243,8	319,2	55,5	856,00

Таблица 3.24. – Стоимость мероприятий по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-440

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	до 2015 года	2015	2016	2017	2018	Всего
Мероприятия по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-400							
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	17,40	7,20	0,00	0,00	24,60
Оборудование	млн. руб.	0	114,80	121,54	213,63	12,25	462,22
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	2,60	102,70	115,06	105,57	37,15	363,08
Всего капитальные затраты	млн. руб.	2,60	234,90	243,80	319,20	55,50	856,00
ПНР	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	6,10	6,10
НДС	млн. руб.	0,47	42,28	43,88	57,46	9,99	154,08
Всего смета проекта	млн. руб.	3,07	277,18	287,68	376,66	65,49	1010,08

3.4.2.6. Вывод по замещающим мероприятиям

В целях эффективного использования капитальных вложений замещающие мероприятия предусматривают максимальное использование основного и вспомогательного оборудования в период после окончания строительства новой парогазовой установки, с соответствующей корректировкой проекта ПГУ-440. В частности, новая компрессорная сжатого воздуха будет построена в проектных решениях и на площадке, предусмотренных проектом ПГУ-440, а реконструкция УГВС позволит сократить количество оборудования на площадке ПГУ и оптимизировать его размещение.

Кроме того, проектом замещения мощностей УГВС предусмотрено использование греющего пара двух давлений – 1,5 ата и 11 ата. Данное решение позволяет более гибко использовать генерирующие мощности ТЭЦ, создавая возможность маневра параметрами пара при меняющейся нагрузке УГВС, а также увеличивает степень резервирования и надежности тепловой мощности установки.

Схема проекта замещения выбывающих мощностей ТЭЦ-2 представлена на рисунке 3.21.

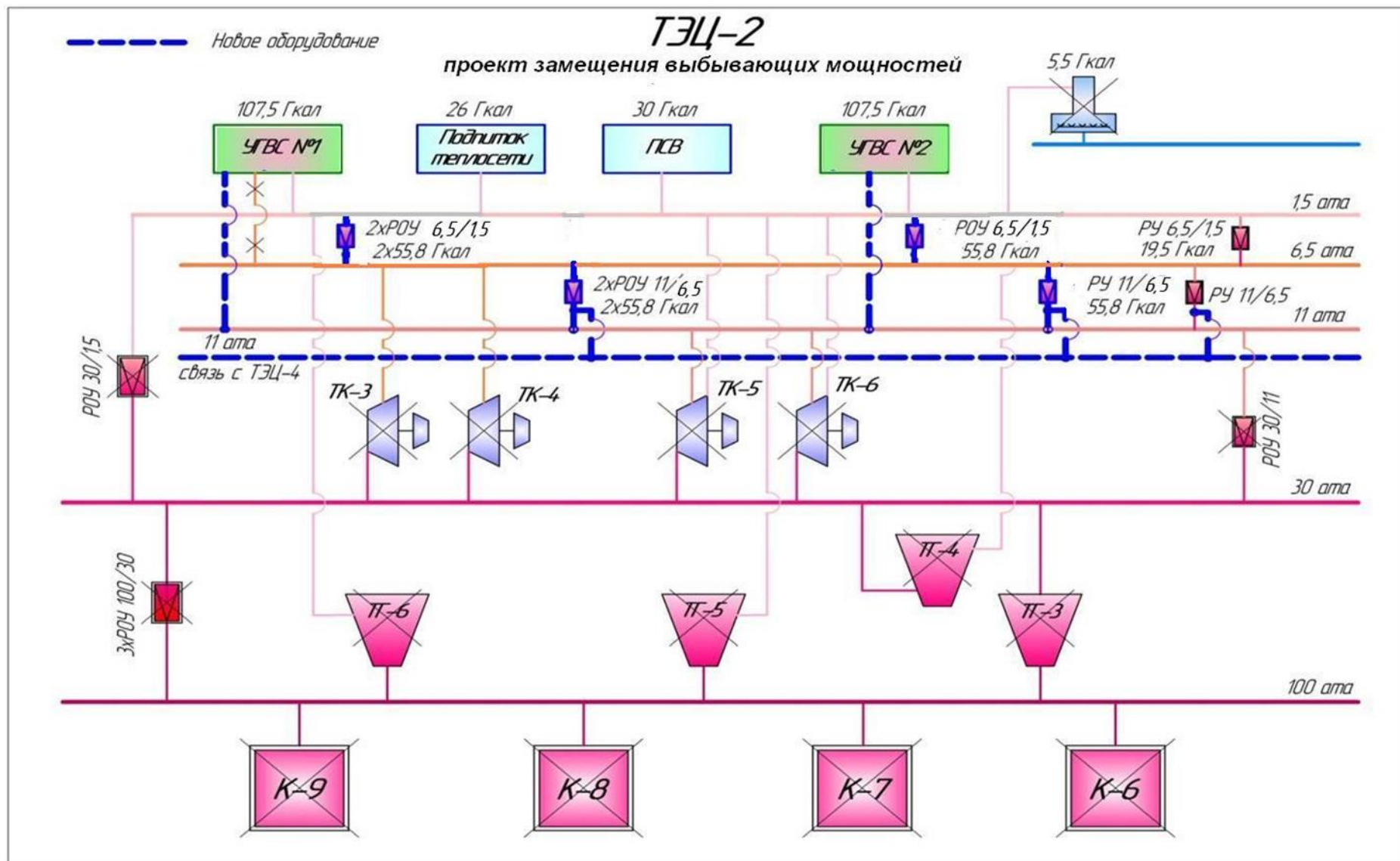


Рисунок 3.21 – Схема проекта замещения выбывающих мощностей ТЭЦ-2

3.4.3. Строительство блока ПГУ-440 на площадке 5-ой очереди АТЭЦ

3.4.3.1. Основные технические решения

АТЭЦ является электростанцией с поперечными связями, когда котлоагрегаты связаны между собой и с паровыми турбинами паропроводами острого и отборного пара. Вновь строящаяся парогазовая установка будет органично встроена в действующую часть ТЭЦ трансферными паропроводами, что позволит, в случае необходимости, передавать пар от котла-утилизатора ПГУ на действующие паровые турбины АТЭЦ.

Для полной загрузки паровой турбины ПГУ имеется возможность передачи пара от энергетического котла (котел № 16). Такая схема дает возможность круглогодично эксплуатировать газотурбинную установку, паровую турбину и котел-утилизатор ПГУ в режиме максимально возможной нагрузки. Также поперечные связи дают возможность поддерживать технологический минимум нагрузки ПГУ в летний период, передавая часть пара от котла-утилизатора к турбинам действующей части ТЭЦ.

Реконструкция АТЭЦ предусматривает ввод в эксплуатацию парогазовой установки мощностью 440 МВт. Устаревшее оборудование замещается высокоэффективными установками, имеющими самые высокие характеристики экономичности и надежности. Благодаря совмещенной выработке электрической и тепловой энергии коэффициент использования топлива превышает 90%. В результате реализации Автозаводской ТЭЦ проекта ПГУ повышается надежность энергоснабжения потребителей, оптимизируется схема выдачи тепловой и электрической энергии.

Блок ПГУ планируется ввести в эксплуатацию в 2021 году. Основными элементами новой установки являются:

а) Газовая турбина.

Мощность газовой турбины - 320 МВт. Для ПГУ выбрана современная газовая турбина класса «F» с наиболее высокими параметрами цикла, что позволит получить в парогазовом цикле КПД более 55%. Важным параметром данной турбины является и очень малый уровень выбросов опасных веществ, например, эмиссия NOx этой турбиной не превышает 25 ppm. Современные технологии, применяемые в проектировании и производстве данного типа турбин,

обеспечивают и высокую надежность оборудования.

б) Котел-утилизатор.

Мощность котла-утилизатора составляет 380 т/ч пара высокого давления. Выбранное оборудование наиболее полно использует тепло уходящих газов газовой турбины для выработки пара высокого и низкого давлений, подогрева сетевой воды и исходной технологической воды, поступающей на ТЭЦ от водопроводной станции (водозабора). Преимуществом выбранного котла-утилизатора является его надежная эксплуатация на существующих параметрах химической очистки воды, подготовленной Хим. цехом АТЭЦ.

в) Паровая турбина.

Это турбина противодействия одного из лидеров в производстве паровых турбин мирового уровня, мощность ее в номинальном режиме составляет 120 МВт. Основное назначение паровой турбины, наряду с выработкой электроэнергии, - обеспечение подачи тепла с отработанным паром установке горячего водоснабжения (УГВС). Потребление пара высокого давления турбиной на максимальной мощности превышает наибольшее значение выработки пара котлом-утилизатором (450 т/ч против 380 т/ч), что делает необходимой в отопительный период подачу дополнительного пара от существующих котлов ТЭЦ (оптимально – от энергетического котла № 16).

г) Энергетический котел № 16.

Для обеспечения работы паровой турбины ПГУ на режиме 70-100% нагрузки на турбину через трансферный паропровод от котла № 16 будет подаваться пар высокого давления. В летний период избыточный пар котла-утилизатора ПГУ будет подаваться через паропроводы котла № 16 в систему трансфера пара, для использования существующими турбинами ТЭЦ.

д) Водопроводная станция.

С учетом того, что основной целью реализации проекта ПГУ является замещение генерирующих и теплофикационных мощностей второй очереди АТЭЦ, которая выработала все возможные сроки эксплуатации, обеспечение подачи воды для УГВС является важной технологической задачей. Постоянная тепловая нагрузка паровой турбины ПГУ, обеспечивающей отработанным паром установку горячего водоснабжения, определяет высокую эффективность ПГУ в целом.

По этой причине в инвестиционный проект строительства ПГУ включено мероприятие по покупке Автозаводской водопроводной станции в собственность ООО «Автозаводская ТЭЦ». Водопроводная станция является единственным источником водоснабжения для УГВС АТЭЦ. Основанием для приобретения станции послужило намерение собственника - ОАО «ГАЗ» - продать непрофильный актив, и намерение ОАО «Нижегородский водоканал» приобрести этот актив. При переходе права собственности на водопроводную станцию к ОАО «Нижегородский водоканал» для Автозаводской ТЭЦ произойдет увеличение затрат на покупку холодной воды на 235 млн. руб. в год (в действующих тарифах цена на воду вырастет с 6,7 руб./м³ до 24,3 руб./м³). Эта ситуация увеличит риск того, что деятельность АТЭЦ при ограничении роста тарифа на тепловую энергию предельными индексами, устанавливаемыми ФСТ, будет убыточной, а также поставит под угрозу окупаемость проекта ПГУ.

е) Установка горячего водоснабжения.

Данная установка призвана заместить существующее оборудование второй очереди АТЭЦ, которое выводится из числа действующих установок в связи с достижением предельно допустимых сроков эксплуатации. Мощность новой УГВС составит 245 Гкал/ч, что на 25 Гкал/ч выше мощности существующей установки. Это позволит создать условия для подключения к сети горячего водоснабжения новых потребителей района. Для обеспечения равномерной работы установки при пиковых нагрузках потребления горячей воды в состав новой установки входят баки-аккумуляторы горячей воды с собственной насосной станцией.

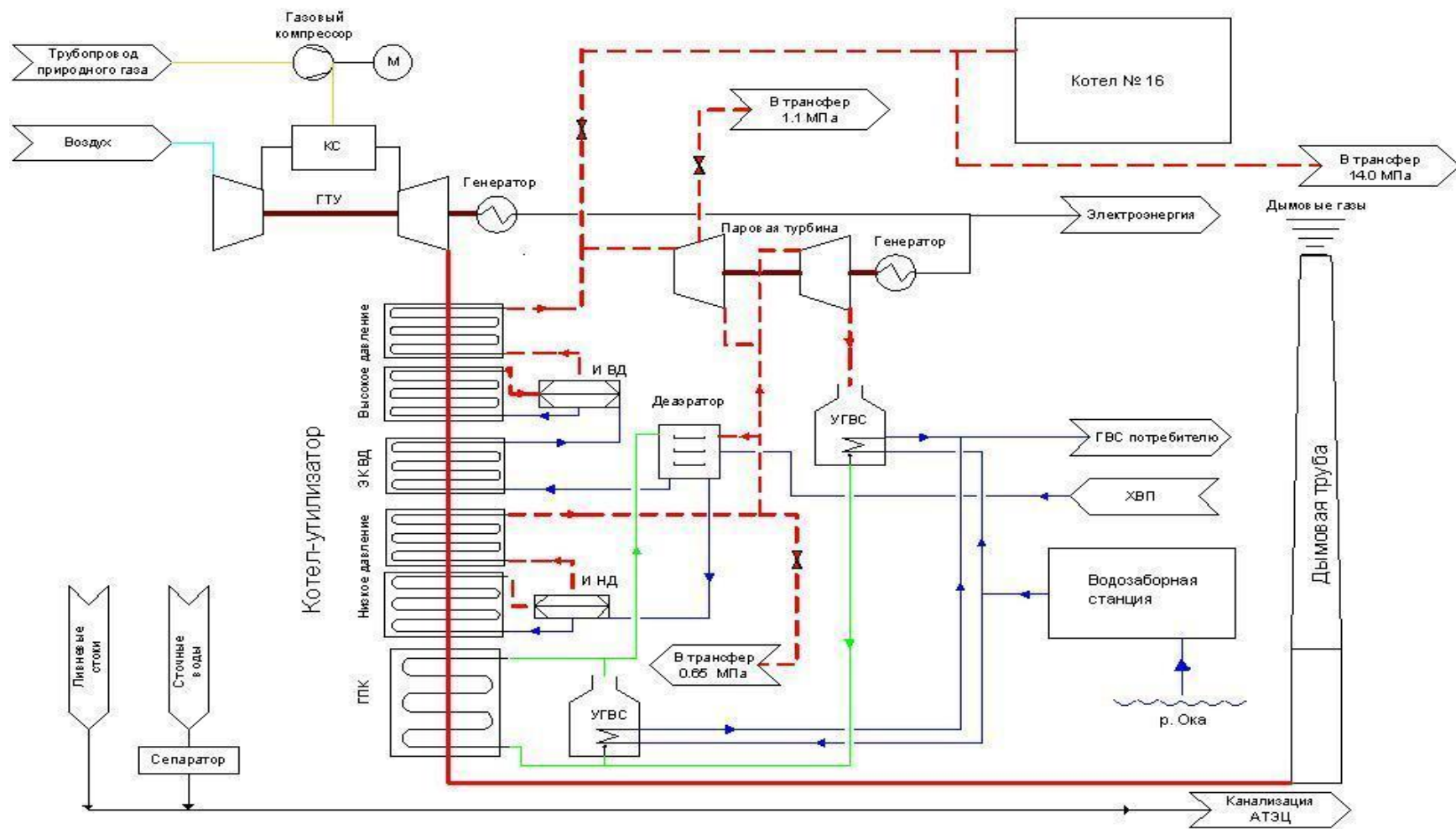
ж) Объекты электросетевого хозяйства.

Для обеспечения выдачи мощности ПГУ в электрические сети проектом предусмотрено сооружение таких крупных объектов, как распределительные устройства 110 и 220 кВ (на площадке АТЭЦ), кабельные линии 110 и 220 кВ, РУ 220 кВ на подстанции «Дизель».

Кроме того, проектом реконструкции предусмотрено строительство газопровода высокого давления от дюкера в р-не р. Ока до площадки АТЭЦ, компрессорной станции сжатого воздуха производительностью 15000 м³/ч, дожимной компрессорной станции топливного газа, хозяйства резервного топлива газовой турбины и других объектов обеспечения ПГУ.

Принципиальная технологическая схема ПГУ-440 представлена на рисунке

3.22.



Принципиальная технологическая схема ПГУ ТЭЦ-5

Рисунок 3.22 – Принципиальная технологическая схема ПГУ-440

3.4.3.2. Назначение ПГУ-440

Парогазовая энергетическая установка предназначена для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения потребностей жилищно-коммунального хозяйства в горячей воде и предприятия ОАО «ГАЗ» в горячей воде, технологическом паре и электрической энергии.

Суммарная установленная электрическая мощность вводимого в эксплуатацию оборудования составляет 440 МВт.

Основным и резервным топливом ПТУ является природный газ.

Режим работы ПГУ - базовый согласно диспетчерского графика нагрузок.

Годовое число часов использования установленной электрической мощности ТЭЦ после ввода ПГУ - 5 609 ч (по тепловому графику).

Годовое число часов использования установленной электрической мощности оборудования ПГУ (без учета ремонтного цикла) - 8806 ч.

Оборудование энергетического блока обеспечивает установленные показатели маневренности оборудования энергетических ПГУ с расчетным сроком службы 40 лет (200000 часов).

Строительство проектируемой ПГУ предусмотрено как реконструкция существующей Автозаводской ТЭЦ с возможностью участия в общем нормированном первичном и, при работе в конденсационном режиме совместно с существующими паровыми турбинами, в автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности энергосистемы.

3.4.3.3. Тип и характеристики основного оборудования блока

На площадях 5-ой очереди АТЭЦ предусматривается установка следующего основного оборудования парогазовой установки:

- газовая турбина типа M701F4 производства фирмы «Mitsubishi Heavy Industries» мощностью 327,7 МВт (ISO) с генератором выходной мощностью 415 МВА - 1 комплект;
- паровая турбина типа SST-600 производства фирмы «Siemens»

номинальной электрической мощностью 115,5 МВт (максимальная эл. мощность 120 МВт) с генератором SGen5-100A-2P 100-34 MO 7 мощностью 140 МВА - 1 комплект.

- котел-утилизатор (горизонтальный) производства «NE Nooter/Eriksen» паропроизводительностью 389 т/ч пара высокого давления (P=14,0 МПа, T=550°C) и 58 т/ч пара низкого давления (P=1,1 МПа, T=280°C) - 1 комплект.

Установленная электрическая мощность блока составит 440 МВт.

Установленная тепловая мощность блока составит 344 Гкал/час.

Характеристики основного оборудования нового блока представлены в таблице 3.25.

Таблица 3.25. – Характеристики основного оборудования нового блока ПГУ-440

Параметры газовой турбины M701F4	Единица измерения	Значение
Мощность	МВт	324,5
Частота	Гц	50
Температура газов на выходе из ГТУ	°С	591
Расход газов на выходе из ГТУ	кг/с	751,9
Удельный расход тепла ГТ (брутто)	кДж/кВтч	9000
КПД, брутто	%	39
Параметры паровой турбины SST-600	Единица измерения	Значение
Номинальная мощность турбины	МВт	115,5
Максимальная мощность турбины	МВт	120
Параметры пара высокого давления перед турбиной		
-давление	МПа	14
-температура	°С	550
-расход	т/ч	450
Параметры пара низкого давления перед турбиной		
-давление	МПа	1,1
-температура	°С	280
-расход	т/ч	58
Параметры пара регулируемого отбора		
-давление номинальное	МПа	0,65
-расход	т/ч	100
Параметры пара на выхлопе турбины		
-давление номинальное	МПа	0,15
-диапазон давлений отработанного пара	МПа	0,12-0,2
-расход пара	т/ч	519,5
-минимальный расход отработанного пара	т/ч	50
-расход пара при работе без нагрузки	т/ч	15
Параметры котла-утилизатора NE	Единица измерения	Значение
Температура наружного воздуха	°С	15

Тип режима		Базовый ISO
Пар высокого давления		
Давление пара контура высокого давления (абс.)	МПа	14,5
Температура пара высокого давления	°С	552,4
Расход пара контура высокого давления	т/ч	390,077
Пар низкого давления		
Давление пара низкого давления (абс.)	МПа	1,196
Температура пара низкого давления	°С	283,1
Расход пара контура низкого давления	т/ч	57,439
Отбор питательной воды на подогреватель газа		
Расход питательной воды на подогреватель газа	т/ч	48,7
Температура питательной воды в точке отбора	°С	286,5
Приток питательной воды после воздухоохладителя системы охлаждения турбины		
Расход питательной воды после воздухоохладителя	т/ч	50,1
Температура пит. воды после воздухоохладителя	°С	339,7
Газо-водяной подогреватель (ГВП)		
Тепловая нагрузка	Гкал/ч	65,524
Температура теплоносителя ГВП	°С	70
Температура теплоносителя после ГВП	°С	144,4
Расход конденсата через ГВП	т/ч	872,8
Питательная вода		
Температура питательной воды	°С	159
Газовый тракт		
Температура газов на выходе из ГТУ	°С	591
Расход газов на выходе из ГТУ	кг/с	751,9
Температура уходящих газов КУ	°С	100
Аэродинамическое сопротивление КУ от среза диффузора газовой турбины (границы присоединения к ГТУ) до выхода из дымовой трубы	мм в.ст.	355,7 / 3 / 580,6

3.4.3.4. Схемы включения блока в общую тепловую схему станции (ТФУ, пар, топливо)

Тепловая схема ПГУ-440 включает в себя основное оборудование, указанное выше, а также вспомогательные системы теплоснабжения:

- установка горячего водоснабжения (УГВС);
- установка подпитки тепловой сети;
- установка подогрева сырой воды.

Тепло уходящих газов газовой турбины используется в котле-утилизаторе для выработки пара высокого и низкого давлений. Пар высокого давления подается в два коллектора острого пара ТЭЦ-4, а затем поступает в паровую

турбину SST-600 для выработки электроэнергии и отпуска отработанного пара от противодавления турбины. Пар низкого давления котла-утилизатора подается к стопорному клапану впуска пара низкого давления турбины SST-600 и на существующие общестанционные коллекторы пара производственного отбора турбин ПТ60-130/13 ст.№№ 9, 10, 11. Конструкция паровой турбины предусматривает регулируемый отбор пара давлением 0,65 МПа (абс.) на общестанционный коллектор пара 0,65 МПа (абс.). Отработавший в паровой турбине давлением 0,12-0,2 МПа (абс.) направляется на установку горячего водоснабжения, установку подогрева сырой воды и установку подогрева подпитки тепловой сети, расположенные на площадях ТЭЦ-5. Автономная работа газовой турбины не предусматривается. Охлаждение оборудования газовой турбины обеспечивается замкнутым контуром охлаждения, который в свою очередь охлаждается оборотной системой технического водоснабжения через промежуточный водо-водяной теплообменник. Охлаждение вспомогательного оборудования паровой турбины и насосов предусматривается с использованием оборотной системы технического водоснабжения.

Конструкция газовой турбины и базовый режим эксплуатации позволяют обеспечить температуру дымовых газов, необходимую для выработки острого пара в котле-утилизаторе с параметрами, соответствующими параметрам пара от существующих энергетических котлов: давлением 14,0 МПа (абс.) и температурой 550°С вне зависимости от температуры наружного воздуха. Параметры пара низкого давления от котлов-утилизаторов соответствуют параметрам пара от производственных отборов существующих паровых турбин (1,1 МПа (абс.), 280°С).

3.4.3.5. Краткое описание тепловой схемы блока ПГУ-440

Поперечные связи

Тепловая схема энергоблока построена по моноблочному принципу (одна газовая турбина работает на один котел-утилизатор). При этом в схеме предусмотрена связь блока ПГУ с существующей частью через следующие трубопроводы:

-два общестанционных паровых коллектора острого пара с давлением 14,0 МПа (абс.) и температурой 550°С (существующие коллекторы);

-два общестанционных паровых коллектора пара с давлением 1,1 МПа (абс.) и температурой 280°С (существующие коллекторы);

-общестанционный паровой коллектор пара с давлением 0,65 МПа (абс.) и температурой 250°С (существующий коллектор);

-общестанционный паровой коллектор пара с давлением 0,12-0,2 МПа (абс.) и температурой 120°С (вновь сооружаемый);

-трубопровод химобессоленной воды от общестанционного коллектора химобессоленной воды для нагрева ХОВ за счет тепла уходящих газов;

-трубопровод конденсата УГВС;

-трубопровод конденсата от общестанционного коллектора конденсата;

-трубопровод сетевой воды;

-трубопровод исходной воды УГВС.

Схемой предусматривается установка дополнительного деаэратора 0,6 МПа (абс.) производительностью 500 т/ч и объемом бака 100м³.

УГВС

Согласно Техническому заданию объект «Реконструкция Автозаводской ТЭЦ со строительством ПГУ-440» предусматривает сооружение новой установки горячего водоснабжения (УГВС) номинальной производительностью 4000 т/ч с выдачей горячей воды потребителю с температурой 75±5°. Выдача горячей воды потребителям выполняется по существующим сетям открытого типа, отдельным от сетей отопления.

Для достижения качества, регламентируемого ПТЭ, установка горячего водоснабжения должна обеспечивать деаэрацию исходной воды, которая, согласно требованию СанПиН 2.1.4.1074-01 должна проходить при температуре более 100 °С. Кроме того, для выполнения требований СанПиН 2.1.4.1074-01 в части качества горячей воды оборудование УГВС исключает смешение исходной воды питьевого качества с прочими потоками, в том числе с паром и конденсатом основного цикла, и технической водой.

Установка горячего водоснабжения предложенной схемы позволяет выдавать горячую воду потребителю требуемой температуры в диапазоне

500...4000 т/ч.

Установка подпитки теплосети

Согласно Техническому заданию объект «Реконструкция Автозаводской ТЭЦ со строительством ПГУ-440» предусматривает сооружение новой установки подпитки теплосети (ПТС) номинальной производительностью 800 т/ч. Минимальная производительность установки - 50 т/ч.

Установка подогрева сырой воды

Согласно Техническому заданию объект «Реконструкция Автозаводской ТЭЦ со строительством ПГУ-440» предусматривает сооружение новой установки подогрева сырой воды (ПСВ) номинальной производительностью 2300 т/ч.

Надежность теплоснабжения промышленных потребителей

В случае аварийного останова оборудования существующей станции, ПГУ обеспечивает возможность подачи пара промышленному потребителю от паропровода низкого давления котла-утилизатора и контура высокого давления котла-утилизатора через общестанционные РОУ и БРОУ.

3.4.3.6. Прогнозируемые параметры работы станции

Согласно расчетам проведенным в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения», прирост тепловой нагрузки перспективных потребителей составит 57,09 Гкал/час, в том числе:

- 46,31 Гкал/час – отопление и вентиляция,
- 1,22 Гкал/час – технология,
- 2,27 Гкал/час – нагрузка ГВС подключенная к магистралям на «отопление»,
- 7,29 Гкал/час – нагрузка ГВС подключенная к магистралям ГВС.

Также до 2019 года, согласно данным ООО «Теплосети», к коллекторам ООО «Автозаводская ТЭЦ» планируется подключение потребителей от четырех муниципальных котельных ООО "Генерация тепла" и двух котельных ЗАО

"Промышленные компьютерные технологии" с ликвидацией котельных.

Прирост тепловой нагрузки к коллекторам источников ООО «Автозаводская ТЭЦ» за счёт ликвидации муниципальных котельных составит 19,429 Гкал/час, в том числе:

- 17,003 Гкал/час – отопление,
- 2,426 – нагрузка ГВС подключенная к магистралям на «отопление».

Общая подключенная нагрузка к коллекторам источников тепловой энергии ООО «Автозаводская ТЭЦ» (учитывая потери в сетях) на расчетный срок разработки схемы теплоснабжения составит 1463,48 Гкал/час, в том числе:

- 47,44 Гкал/час – пар 6 ата (рассчитана из достигнутого максимума в 2014 году);
- 5,96 Гкал/час – пар 11 ата (рассчитана из достигнутого максимума в 2014 году);
- 1,16 Гкал/час – УКС (рассчитана из достигнутого максимума в 2014 году);
- 10,92 Гкал/час – перегретая вода (рассчитана из достигнутого максимума в 2014 году);
- 123,87 Гкал/час – ГВС по магистралям «ГВС» (рассчитана из достигнутого максимума в 2014 году плюс перспективные потребители, учитывая потери в сетях существующих и перспективных потребителей);
- 979,75 Гкал/час – отопление, вентиляция, ГВС по магистралям «отопление» (рассчитана из фактического отпуска в 2014 году плюс перспективные потребители, учитывая потери в сетях существующих и перспективных потребителей).
- 176,71 Гкал/час - отопление, вентиляция от котельной «Ленинская» (рассчитана из фактического отпуска в 2014 году плюс перспективные потребители, учитывая потери в сетях существующих и перспективных потребителей);
- 117,661 Гкал/час - отопление, вентиляция от котельной «Северная» (рассчитана из фактического отпуска в 2014 году плюс перспективные потребители, учитывая потери в сетях существующих и перспективных потребителей).

Подключенная нагрузка к коллекторам источников тепловой энергии ООО
«Автозаводская ТЭЦ» приведена в таблице 3.26.

Таблица 3.26. – Подключенная нагрузка к коллекторам ООО «Автозаводская ТЭЦ»

Источник теплоснабжения		Подключенная нагрузка к коллекторам источников ООО "Автозаводская ТЭЦ"														
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Гкал/час																
АТЭЦ	Пар 6,5 ата	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87
	Пар 11 ата	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51
	Перегретая вода	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22
	УКС	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
	ГВС	102,5	104,6	106,18	106,44	106,7	106,7	106,7	106,7	106,7	106,7	106,7	106,7	106,7	106,7	106,7
	Отопление	821,28	845,92	867,37	871,65	872,46	872,46	872,52	872,8	873,09	873,37	873,84	874,31	874,71	874,71	874,71
	Потери в сетях	124,89	126,77	128,38	128,7	128,77	128,77	128,77	128,79	128,81	128,83	128,87	128,9	128,93	128,93	128,93
Ленинская	Отопление	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34	159,34
	Потери в сетях	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37
Северная	Отопление	105,93	105,93	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16	106,16
	Потери в сетях	11,49	11,49	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Итого		1401,57	1430,18	1455,07	1459,92	1461,06	1461,06	1461,13	1461,43	1461,73	1462,03	1462,54	1463,04	1463,48	1463,48	1463,48

Прогнозные показатели работы АТЭЦ на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения представлены в таблице 3.27.

Динамика изменения отпуска электрической энергии с шин АТЭЦ и УРУТ на отпуск электрической энергии по годам на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения представлена на рисунке 3.23.

Динамика изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов АТЭЦ и УРУТ на отпуск тепловой энергии по годам на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения представлена на рисунке 3.24.

Прогнозные показатели работы котельных «Ленинская» и «Северная» на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения представлены в таблице 3.43.

Динамика изменения отпуска тепловой энергии от котельной «Ленинская» и УРУТ на отпуск тепловой энергии по годам на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения представлена на рисунке 3.25.

Динамика изменения отпуска тепловой энергии от котельной «Северная» и УРУТ на отпуск тепловой энергии по годам на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения представлена на рисунке 3.26.

Таблица 3.27. – Прогнозные показатели работы АТЭЦ на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения

Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Номинальная установленная мощность станции	МВт	580	580	580	480	480	480	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920
Выработка электрической энергии	млн. кВт*ч	1995,6	1995,6	1995,6	1995,6	1995,6	1995,6	5160,3	5160,3	5160,3	5160,3	5160,3	5160,3	5160,3	5160,3	5160,3	5160,3
в том числе, в теплофикационном режиме	млн. кВт*ч	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	4128,2	4128,2	4128,2	4128,2	4128,2	4128,2	4128,2	4128,2	4128,2	4128,2
	%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
в конденсационном режиме	млн. кВт*ч	782,3	782,3	782,3	782,3	782,3	782,3	1032,1	1032,1	1032,1	1032,1	1032,1	1032,1	1032,1	1032,1	1032,1	1032,1
Отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн. кВт*ч	1732,7	1732,7	1732,7	1732,7	1732,7	1732,7	4819,7	4819,7	4819,7	4819,7	4819,7	4819,7	4819,7	4819,7	4819,7	4819,7
Число часов использования электрической мощности	час	3440,6	3440,6	3440,6	4157,4	4157,4	4157,4	5609,0	5609,0	5609,0	5609,0	5609,0	5609,0	5609,0	5609,0	5609,0	5609,0
Расход электрической энергии на СН	млн. кВт*ч	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8	340,6	340,6	340,6	340,6	340,6	340,6	340,6	340,6	340,6	340,6
Отпуск тепловой энергии потребителям	тыс. Гкал	3172,0	3151,0	3184,0	3298,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0	3351,0
Отпуск сжатого воздуха потребителям	млн. м куб.	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3	239,3
Расход условного топлива	тыс. тунт	1069,5	1066,3	1071,3	1088,5	1088,8	1088,8	1511,8	1511,2	1511,2	1511,2	1511,2	1511,2	1511,2	1511,2	1511,2	1511,2
в том числе, на отпущенную электроэнергию	тыс. тунт	583,5	583,5	583,5	583,5	583,5	583,5	1006,8	1006,8	1006,8	1006,8	1006,8	1006,8	1006,8	1006,8	1006,8	1006,8
в том числе, на отпущенную тепловую энергию	тыс. тунт	478,3	475,2	480,1	497,3	505,3	505,3	505,0	504,3	504,3	504,3	504,3	504,3	504,3	504,3	504,3	504,3
в том числе, на отпущенный сжатый воздух	тыс. тунт	7,7	7,7	7,7	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т./кВт*ч	336,7	336,7	336,7	336,7	336,7	336,7	208,9	208,9	208,9	208,9	208,9	208,9	208,9	208,9	208,9	208,9
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг у.т./Гкал	150,8	150,8	150,8	150,7	150,7	150,7	150,7	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5
УРУТ на отпуск сжатого воздуха	кг у.т./тыс. м куб.	32,1	32,1	32,1	32,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

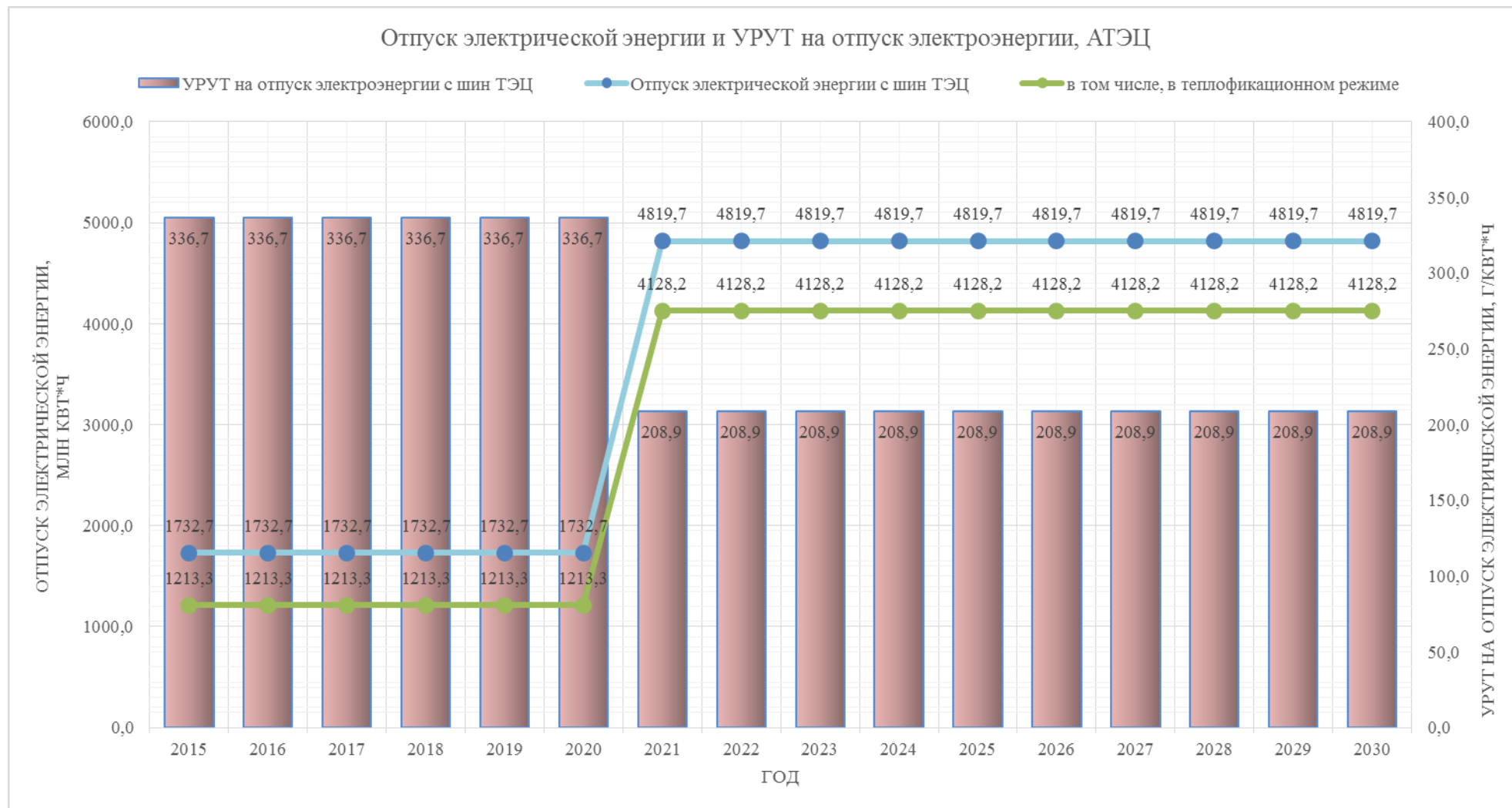


Рисунок 3.23 – Динамика изменения отпуска электрической энергии с шин АТЭЦ и УРУТ на отпуск электрической энергии

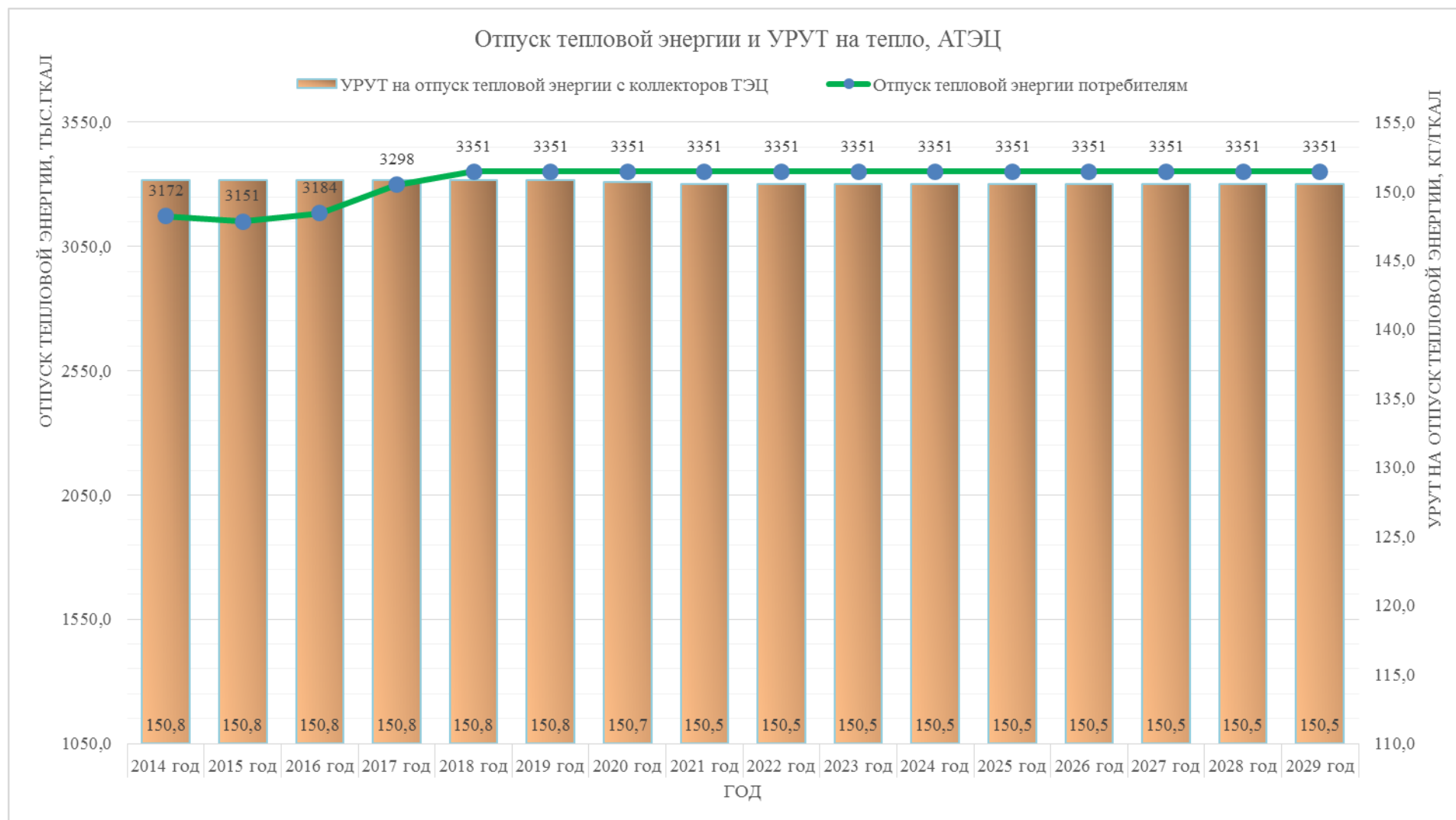


Рисунок 3.24 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов АТЭЦ и УРУТ на отпуск тепловой энергии

Таблица 3.28. - Прогнозные показатели работы котельных «Ленинская» и «Северная» на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения

Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Котельная "Ленинская"																
Отпуск тепловой энергии потребителям	тыс. Гкал	366	370	373	386	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392
Расход условного топлива	тыс. тут	55,5	56,1	56,6	58,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг у.т./Гкал	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7
Котельная "Северная"																
Отпуск тепловой энергии потребителям	тыс. Гкал	228	230	232	240	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241
Расход условного топлива	тыс. тут	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг у.т./Гкал	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2

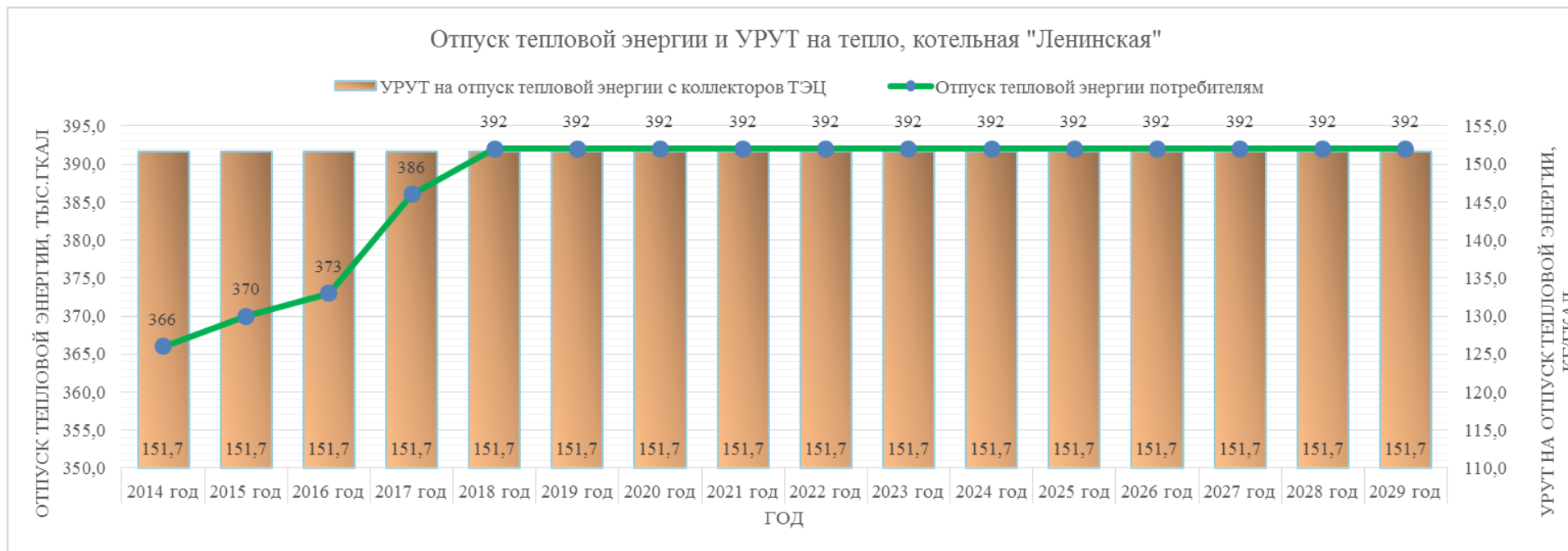


Рисунок 3.25 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии от котельной «Ленинская» и УРУТ на отпуск тепловой энергии

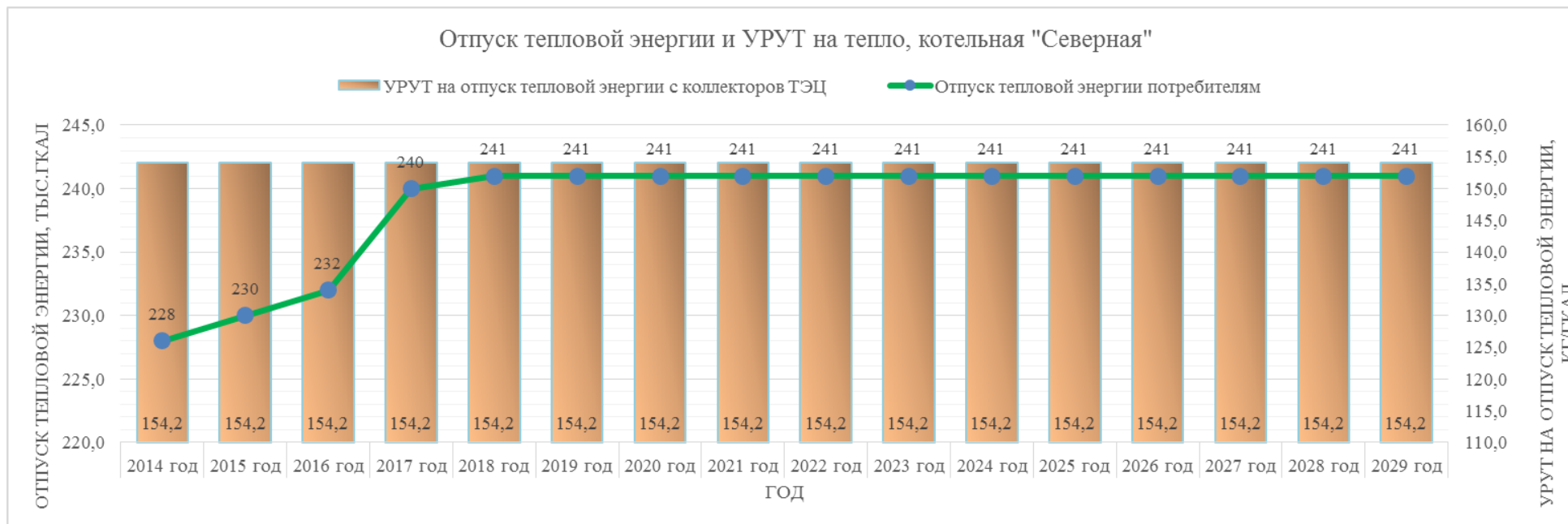


Рисунок 3.26 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии от котельной «Северная» и УРУТ на отпуск тепловой энергии

3.4.3.7. Зона действия станции

Зона действия источников тепловой энергии ООО «Автозаводская ТЭЦ» показана на рисунках 3.27. – 3.29. На рисунках обозначены места подключения перспективных потребителей, а также ликвидируемые муниципальные котельные.

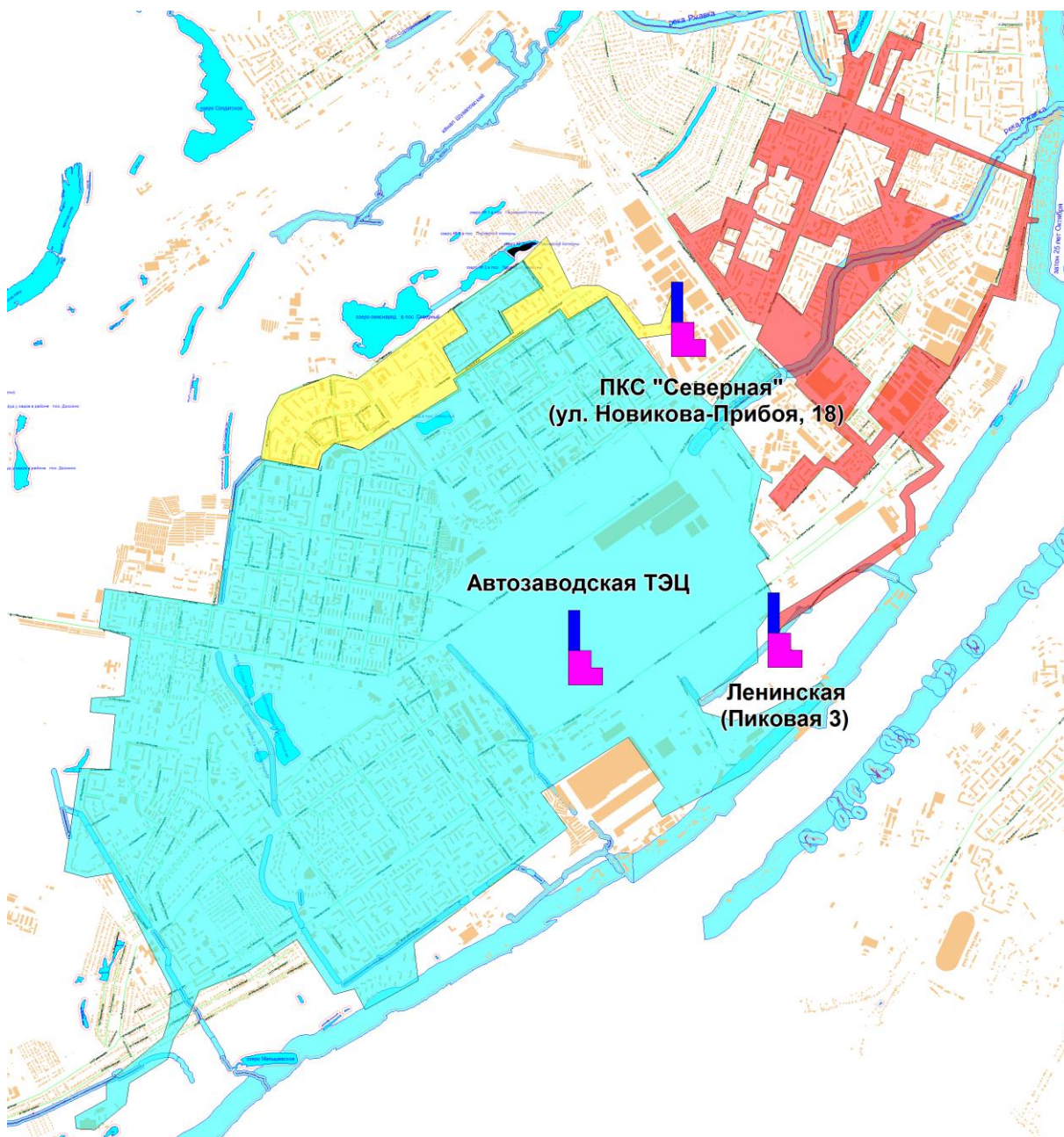


Рисунок 3.27 – Зона действия источников тепловой энергии ООО «Автозаводская ТЭЦ» магистрали «отопления»

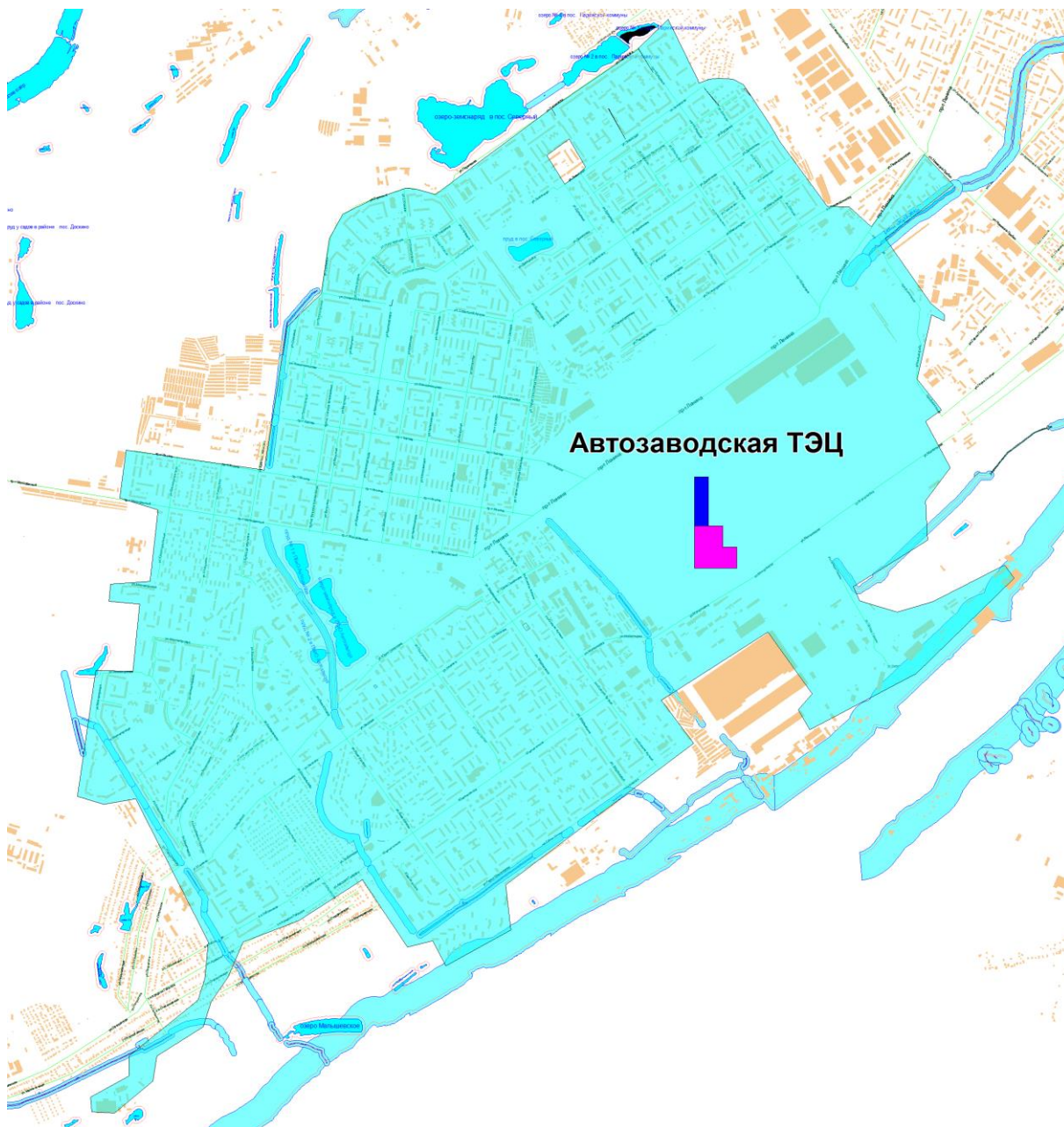


Рисунок 3.28 – Зона действия источников тепловой энергии ООО «Автозаводская ТЭЦ» магистрали «отопления»

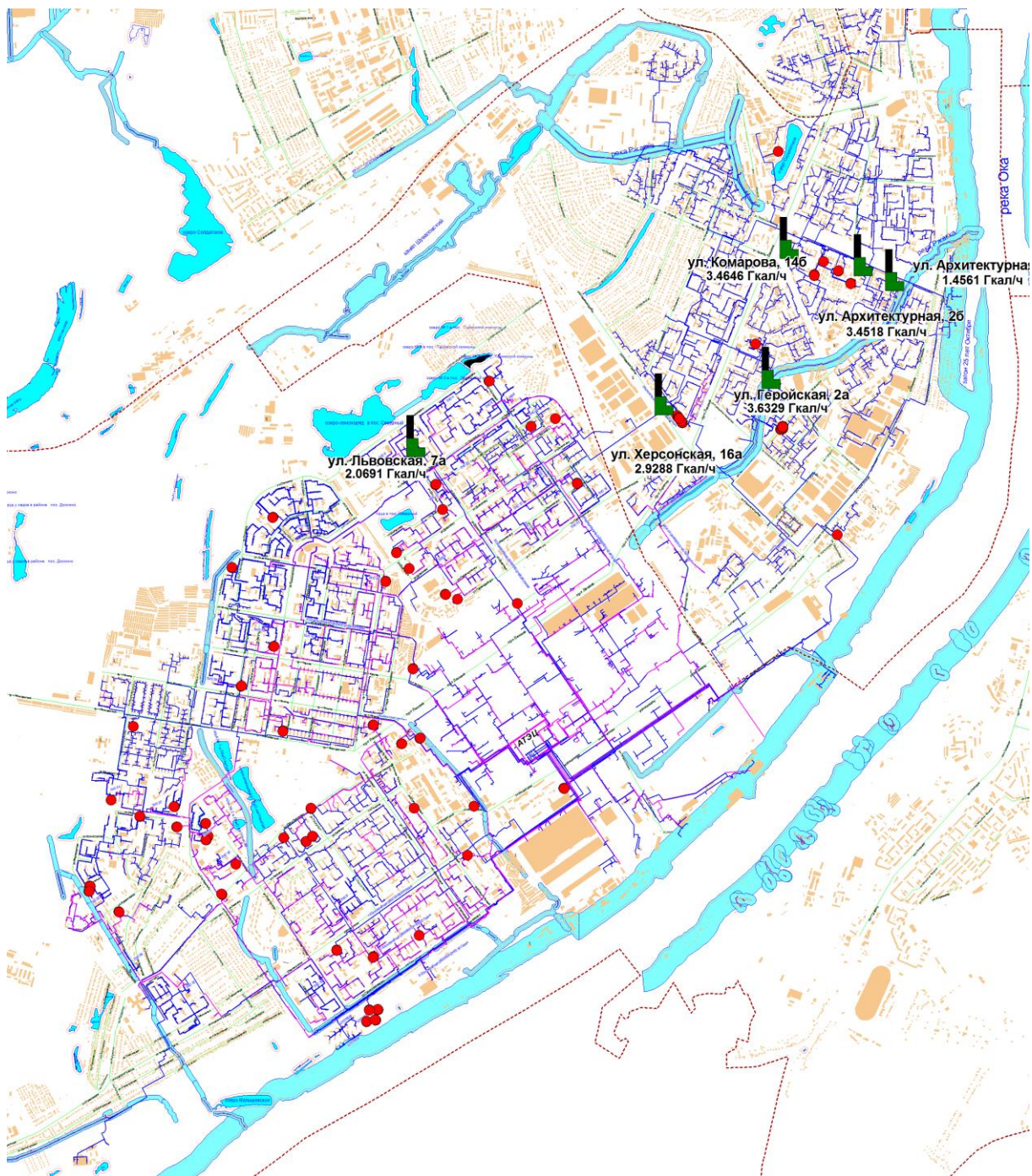


Рисунок 3.29 – Места подключения перспективных потребителей (зона действия ООО «Автозаводская ТЭЦ»)

3.4.3.8. Капитальные затраты на строительство блока ПГУ-440

Стоимость всех мероприятий обозначенных в настоящем разделе составит 20433,152 млн. руб., включая НДС или 17316,271 без НДС. Указанная сумма базируется на последнем предложении претендента на выполнение ЕРС-контракта по строительству ПГУ - консорциума фирм TOYO Engineering Corporation и ITOCHU Corporation (Япония).

Сводная таблица капитальных затрат на реконструкцию АТЭЦ с разделением по составляющим, отнесенным на электрогенерацию и теплогенерацию представлена в таблице 3.29.

Таблица 3.29. - Сводная таблица капитальных затрат на реконструкцию АТЭЦ, млн. руб.

Проект, млн. руб.	СМР, млн. руб.	Оборудование, млн. руб.	Непредвиденные и ПНР, млн. руб.	Всего, млн. руб.
Капитальные затраты на электрогенерацию				
415,3	3870,5	4285,8	952,4	9523,9
Капитальные затраты на теплогенерацию				
339,8	3166,8	3506,5	779,2	7792,3
Капитальные затраты, всего				
755,0	7037,3	7792,3	1731,6	17316,3

Капитальные затраты, распределенные по годам проведения мероприятий, представлены в таблице 3.30. и на рисунке 3.30.

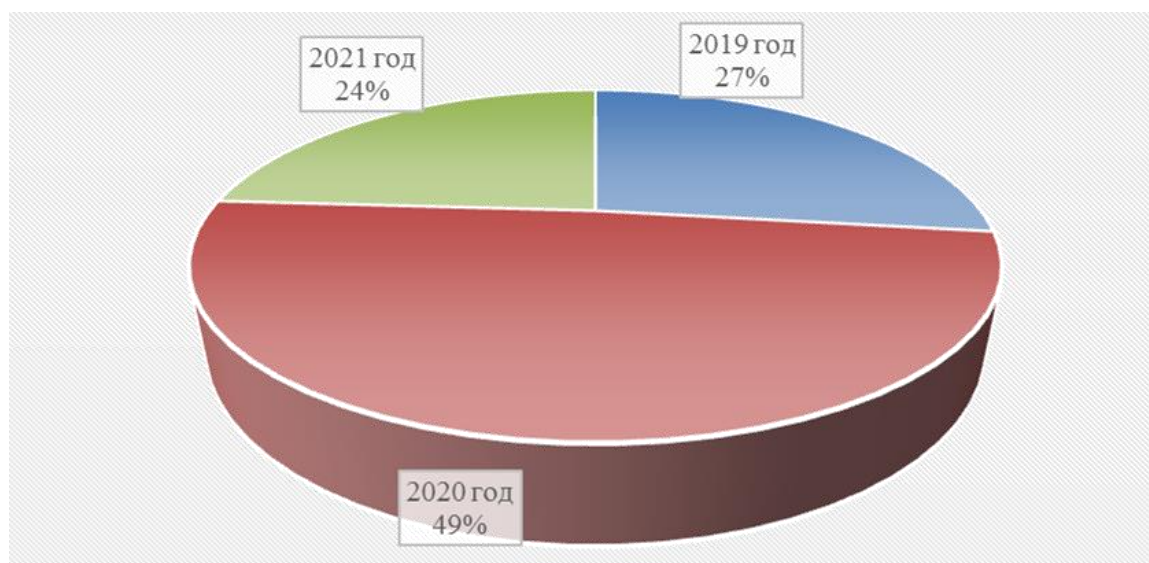


Рисунок 3.30 – Капитальные затраты, распределенные по годам проведения мероприятий

Таблица 3.30. - Капитальные затраты, распределенные по годам проведения мероприятий

Мероприятия АТЭЦ	до 2015 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего
ПИР и ПСД	171	0	0	0	0	584	0	0	755
Оборудование	310	0	0	0	0	1 490	3 976	2 017	7 792
Строительно-монтажные и наладочные работы	32	0	0	0	0	1 863	3 446	1 696	7 037
Всего капитальные затраты	553	0	0	0	0	4 458	8 246	4 059	17 316
Непредвиденные расходы	40	0	0	0	0	521	825	346	1 732
НДС	100	0	0	0	0	803	1 484	731	3 117
Всего смета проекта	653	0	0	0	0	5 261	9 730	4 790	20 433

3.5. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии

В связи с внесением изменений в Требования к схемам теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства РФ №154 от 22.02.2012 года (изменения внесены постановлением Правительства РФ №1016 от 07.10.2014 г.), в схеме теплоснабжения должен быть выполнен анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии. Указанным постановлением в Требования к схемам теплоснабжения (п. 10) введены разделы к) и л) следующего содержания:

10. Раздел 4 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" содержит:

...

к) анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии;

л) вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии.

Также п. 2 дополнен пп. и) следующего содержания:

2. Используемые в настоящем документе понятия означают следующее:

...

и) "возобновляемые источники энергии" - энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов,

полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

При актуализации схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода на 2016 год рассмотрен вариант использования илового осадка сточных вод в качестве топлива для вновь строящегося источника с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

В настоящее время рассматриваются следующие основные способы рационального использования илового осадка сточных вод:

- Использование в качестве сельскохозяйственного удобрения.
- Самостоятельное сжигание осадка.
- Совместное сжигание осадка с другими видами органического топлива.
- Газификация и пиролиз.

Рассмотрение различных технологий позволило выявить отрицательный баланс по энергоносителям в большинстве предлагаемых на сегодняшний день технологических решений. Например, в технологии переработки сточных вод с генерацией биогаза энергопотребление процесса утилизации заметно превышает генерируемые энергоносители. Как правило, технологии сжигания осадка рассматриваются только с целью его утилизации, без рассмотрения возможности использования тепла, выделяющегося при сжигании.

Технология сжигания осадка в кипящем (псевдосжиженном) слое, используемая, в частности, на объектах ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга», позволяет говорить о положительной энергетической эффективности процесса, однако достигаемый эффект является незначительным (по данным производителя производство установкой 1600 кВт*ч электроэнергии требует потребления на собственные нужды в объеме 1400 кВт*ч).

Ряд производителей (например, разрабатывающих технология высокотемпературного быстрого пиролиза) декларируют высокий положительный выход энергоносителей, но при этом отсутствуют действующие установки, разработанные на базе данной технологии, в связи с чем подобные варианты не рассматриваются.

Одним из возможных является вариант, предусматривающий реализацию

в технологической схеме процесса анаэробного сбраживания осадка, подготовку осадка к сжиганию (сушка) и сжигание. Краткое описание технологического процесса и укрупненная оценка эффективности использования установки рассмотрены ниже.

Технологический процесс рассматриваемого варианта состоит из трех основных этапов:

- Этап анаэробной обработки;
- Этап полного обезвоживания и осушения осадка;
- Этап использования газа для получения энергии.

Этап анаэробной обработки основан на мезофильном сбраживании осадка при средней температуре осадка 36°C. Перед сбраживанием, для уменьшения объема осадка, используются установки предварительного уплотнения. Сбраживание осадка осуществляется в специальных емкостях – метантенках – в которых осуществляется постоянная циркуляция осадка.

Этап полного обезвоживания и осушения осадка осуществляется путем следующих последовательных операций: обезвоживание на деканторных центрифугах, просушка обезвоженного шлама на специальных сушильных установках.

Этап использования газа для получения энергии состоит из следующих подэтапов:

- очистка биогаза (газ, выделяющийся при сбраживании осадка в метантенках, содержит сероводород), в том числе осушение газа и очистка на угольных фильтрах;
- сбор очищенного газа в газгольдер (при этом обязательно предусматривается устройство факела сжигания газа для недопущения сброса в атмосферу газа, неиспользованного впоследствии в основной установке);
- сжигание биогаза в блочной мини-ТЭЦ на базе газотурбинных двигателей;
- утилизация тепла уходящих газов в котле-утилизаторе.

В качестве дополнительного этапа, повышающего эффективность установки, может предусматриваться сжигание высушенного и обезвоженного шлама в печи с кипящим слоем. Вырабатываемое тепло может использоваться для нагревания турбинного масла для т.н. ORC-турбины (Organic Rankine Cycle – органический цикл Ренкина), предназначенной для утилизации низкопотенциального тепла.

Оценка возможной эффективности проекта для условий Нижнего Новгорода выполнена исходя из условия применения данного технологического цикла (сбраживание – сушка – сжигание). С учетом расхода сточных вод в объеме около 111 т/сутки возможно достижение следующих эксплуатационных показателей (таблица 3.31.).

Таблица 3.31 – Основные показатели работы рассматриваемой установки

Вид энергии	Произведено	Затрачено	Баланс (произведено минус затрачено)
Электрическая энергия, кВт*ч	4792	1491	3301
Тепловая энергия, Гкал	6912	4513	2399

Объем необходимых инвестиций в строительство такой установки оценивается величиной порядка 69 млн. Евро (с учетом курса валюты, установленного Центральным Банком Российской Федерации на момент подготовки отчета (лето 2015 года) – около 4,5 млрд. руб.). Учитывая эксплуатационные затраты и стоимость (тарифы) на электрическую и тепловую энергию, определен простой срок окупаемости проекта, который составляет свыше 45 лет.

В целом при анализе различных возможных проектов определено, что общий объем необходимых инвестиций в создание завода для использования осадка сточных вод в целях генерации энергии составляет от 50 до 80 млн. Евро (с учетом курса валюты, установленного Центральным Банком Российской Федерации на момент подготовки отчета (лето 2015 года), возможный объем инвестиций находится в диапазоне 3,3-5,3 млрд. руб.), в зависимости от мощности установки, производителя оборудования и предлагаемой технологической схемы. С учетом данного факта проект будет иметь крайне длительный срок окупаемости (значительно выше 15 лет).

При этом указанная величина не учитывает значительную статью затрат – подключение к электрическим сетям. Также не учтены затраты на вывод тепловой мощности в тепловые сети.

С учетом всех вышеописанных факторов можно сделать следующие

выводы:

1. По состоянию на 2015 г. величина инвестиционных затрат в строительство установки генерации тепловой и электрической энергии с топливом на основе илового осадка сточных вод является очень значительной и не позволяет сделать вывод об инвестиционной привлекательности или окупаемости возможного проекта.
2. При выполнении последующих ежегодных актуализаций схемы теплоснабжения при изменении внешнеэкономических факторов возможно вернуться к рассмотрению целесообразности реализации проекта по строительству установки, аналогичной рассмотренной, а также рассмотреть возможность использования иных технологий, например - строительство теплонасосной станции на сточных водах;
3. С учетом мирового опыта, реализация подобных проектов возможна, как правило, только в условия финансовой поддержки со стороны государства или привлечения внешних заимствований (без включения в тарифы).