



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА
НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД)

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ
ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ
ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

ЧАСТЬ 3

СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения города Нижнего Новгорода на перспективу до 2032 года (актуализация на 2018 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.
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.
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.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование документа	Шифр
Приложение 2. Перечень мероприятий по изменению схемы ГВС Автозаводского района	22401.ОМ-ПСТ.007.002.
Глава 8. Перспективные топливные балансы	22401.ОМ-ПСТ.008.000.
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.009.000.
Приложение 1. Расчет надежности теплоснабжения потребителей Автозаводского и Ленинского районов	22401.ОМ-ПСТ.009.001.
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 на перспективу до 2032 г. на 2018 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 2018 год	22401.ОМ-ПСТ.014.000.

СОДЕРЖАНИЕ ГЛАВЫ 1

Глава 1 часть 1

Введение

- 1 Функциональная структура организации теплоснабжения
- 1.1 Краткая характеристика городского округа и перспектив его развития
- 1.2 Теплоснабжение. Существующее состояние
 - 1.2.1 Источники теплоснабжения Нагорной части центра города
 - 1.2.2 Источники теплоснабжения Заречной части центра города
- 1.3 Тепловые сети
- 1.4 Описание решений предыдущей Схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода на 2005 год с учетом перспективы до 2010 года и итоги ее реализации
 - 1.4.1 Тепловые нагрузки
 - 1.4.2 Баланс тепловых нагрузок по данным Схемы теплоснабжения
 - 1.4.3 Теплоисточники
 - 1.4.4 Тепловые сети
 - 1.4.5 Состояние реализации Схемы теплоснабжения
- 1.5 Ранее разработанная документация по планировке территории
 - 1.5.1 Основные показатели реализации Генерального плана 1999 года
 - 1.5.2 Основные показатели Генерального плана 2008 года
- 1.6 Сведения о теплоснабжающих и теплосетевых организациях Нижнего Новгорода, зонах их деятельности структура договорных отношений между ними
- 1.7 Зоны действия производственных котельных
- 1.8 Зоны действия индивидуального теплоснабжения
- 2 Источники тепловой энергии
 - 2.1 Общие положения
 - 2.2 Источники комбинированной выработки тепла и электроэнергии теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)
 - 2.2.1 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)
 - 2.2.2 Состояние тепломеханического оборудования, предписания надзорных органов по запрещению или продлению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности
 - 2.2.3 Показатели работы городских ТЭЦ. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто
 - 2.2.4 Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети
 - 2.2.5 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии
 - 2.2.6 Мини-ТЭЦ
 - 2.3 Котельные
 - 2.3.1 Общие положения
 - 2.3.2 Котельные Нагорной части г. Нижнего Новгорода
 - 2.3.3 Котельные Заречной части г. Нижнего Новгорода
 - 2.3.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто»
 - 2.3.5 Анализ существующего положения по котельным г. Нижнего Новгорода

Глава 1 часть 2

- 3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты
- 3.1 Общие положения
- 3.2 Тепловые сети Нагорного теплосетевого района
- 3.2.1 Тепловые сети от Нагорной теплоцентрали (НТЦ) по ул. Ветеринарная, д.5
- 3.2.2 Тепловые сети от котельной Высоковская по ул. Деловая, д. 14
- 3.2.3 Тепловые сети от котельной Станции переливания крови (КПСК) по ул. Родионова, д. 194б
- 3.2.4 Тепловые сети от котельной кардиоцентра по ул. Ванеева, д. 209б
- 3.2.5 Тепловые сети от котельной ОАО "Завод им. Петровского" по ул. Тургенева, д. 30
- 3.2.6 Тепловые сети от котельной по ул. Батумская, д. 7б
- 3.2.7 Тепловые сети от котельной по ул. Вятская, ул. Голованова, д. 25а 383
- 3.2.8 Тепловые сети от котельной "Кварц", ул. Горная, д. 13
- 3.2.9 Тепловые сети от котельной по ФГУП НИИС им. Седакова, ул. Тропинина, д. 47
- 3.2.10 Тепловые сети от котельной по Цветочная, д. 3
- 3.2.11 Тепловые сети от котельной по пр. Гагарина, д.178б
- 3.2.12 Тепловые сети от котельной микрорайона 2 Щербинки по ул. Военных комиссаров, д. 9
- 3.2.13 Тепловые сети от котельной Медицинской Академии по ул. Гагарина, д. 70а.
- 3.2.14 Тепловая сеть от БМК по ул. Суетинская, д. 21
- 3.2.15 Тепловая сеть от котельной по ул. Горького, д. 4а
- 3.2.16 Тепловая сеть от котельной по ул. Максима Горького, д. 65д
- 3.2.17 Тепловая сеть от встроенной котельная по ул. Заломова, д. 5
- 3.2.18 Тепловая сеть от котельной по ул. Нижегородская, д. 29
- 3.2.19 Тепловая сеть от котельной ул. Гаршина, 40
- 3.2.20 Тепловая сеть от котельной по пр. Гагарина, д. 25 е
- 3.2.21 Тепловая сеть от котельной по ул. Терешковой, д. 7
- 3.2.22 Тепловая сеть от котельной по ул. Батумская, д. 53
- 3.2.23 Тепловая сеть от котельной по ул. Батумская, д. 7 б
- 3.2.24 Тепловая сеть от котельной по ул. Горная, д. 13а.
- 3.2.25 Тепловая сеть от котельной по ул. Радистов, д. 24
- 3.3 Тепловые сети Сормовского теплосетевого района
- 3.3.1 Тепловые сети от Сормовской ТЭЦ
- 3.3.2 Тепловые сети от котельной по проспекту Союзный, 43
- 3.3.3 Тепловые сети от котельной по ул. Пугачева, д. 1
- 3.3.4 Тепловые сети от котельной ул. Пугачева, д. 2
- 3.3.5 Тепловые сети от котельной 4 МР Сормово, ул. Баренца, д. 9а
- 3.3.6 Тепловые сети от котельной 9 МР Сормово, ул. Базарная, д. 6
- 3.3.7 Тепловые сети от котельной 7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д.6 б
- 3.3.8 Тепловые сети от котельной 7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д.25
- 3.3.9 Тепловые сети от котельной ул. Иванова, д.36б
- 3.3.10 Тепловые сети от котельной 3 МР Сормово, ул. Иванова, д. 14б
- 3.3.11 Тепловые сети от котельной ул. Баранова, д.11
- 3.3.12 Тепловые сети от котельной ул. Лесной городок, 6А
- 3.3.13 Тепловые сети от котельной ул. Чкалова, 9г

- 3.3.14 Тепловые сети от котельной "Квартал Д", пр. Ленина, 5а
- 3.3.15 Тепловые сети от котельной ул. Климовская д. 86; ул. Климовская, д. 86а
- 3.3.16 Тепловые сети от котельной по ул. Таллинская, д.15в
- 3.3.17 Тепловые сети от котельной по Московское шоссе, д. 15а
- 3.3.18 Тепловые сети от котельной по ул. Мурашкинская, 13
- 3.3.19 Тепловые сети от котельной "ЗКПД-4 Инвест", по ул. Зайцева, д. 31
- 3.3.20 Тепловые сети от котельной ФГУП "Завод Электромаш", по ул. Федосеенко, д. 64
- 3.3.21 Тепловые сети от котельной 1 ОАО НАЗ "Сокол", ул. Чаадаева, д. 10в
- 3.3.22 Тепловые сети от котельной по 3 ОАО НАЗ "Сокол", ул. Чаадаева, д. 1
- 3.3.23 Тепловые сети от котельной ГП "ОКБМ им. Африкантова", Бурнаковский пр-д, д. 15
- 3.3.24 Тепловые сети от котельной ОАО "Нормаль", ул. Литвинова, д. 74
- 3.3.25 Тепловые сети от котельной по ул. Интернациональная, д. 95
- 3.4 Тепловые сети Автозаводского теплосетевого района
- 3.4.1 Тепловые сети от Автозаводской ТЭЦ
- 3.4.2 Тепловые сети от котельной ул. Академика Баха, 4а
- 3.4.3 Тепловые сети от котельной по ул. Премудрова, д. 12а
- 3.4.4 Тепловые сети от котельной по, ул. Памирская, 11
- 3.4.5 Тепловые сети от котельной "Северная", ул. Новикова-Прибоя, д.18
- 3.4.6 Тепловые сети от котельной по ФГУП НПП "Полет", ул. Заводская, д.19
- 3.4.7 Тепловые сети от котельной №3,"РУМО" по ул. Адмирала Нахимова, д. 13
- 3.4.8 Тепловые сети от котельной по ул.Июльских дней д. 1
- 3.5 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры
- 3.6 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети
- 3.7 Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла
- 3.8 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей
- 3.8.1 Нагорный теплосетевой район
- 3.8.2 Сормовский теплосетевой район
- 3.8.3 Автозаводский теплосетевой район
- 3.9 Диагностика и ремонты тепловых сетей
- 3.10 Технологические потери при передаче тепловой энергии
- 3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети
- 3.12 Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя
- 3.13 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций
- 3.14 Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов и насосных станций
- 3.14.1 ОАО «Теплоэнерго»
- 3.14.2 ООО «Нижновтеплоэнерго»
- 3.14.3 ООО «Теплосети»
- 3.15 Защита тепловых сетей от превышения давления
- 3.16 Бесхозные тепловые сети
- 4 Зоны действия источников тепловой энергии
- 4.1 Зоны действия ТЭЦ
- 4.1.1 Зона действия Сормовской ТЭЦ
- 4.1.1 Зона действия Автозаводской ТЭЦ

4.2 Зоны действия котельных

4.2.1 Зоны действия котельных Нагорной части г. Нижнего Новгорода

4.2.2 Зоны действия котельных Заречной части г. Нижнего Новгорода

5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии

5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления г. Нижний Новгород при расчетных температурах наружного воздуха

5.1.1 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления г. Нижний Новгород по данным договоров

5.1.2 Определение присоединенной тепловой мощности потребителей на основании фактического отпуска теплоты источниками г. Нижнего Новгорода

5.1.3 Коррекция потребности в тепловой мощности потребителей г. Нижнего Новгорода согласно нормативам Постановления Правительства РФ от 23 мая 2006 г. № 306

5.1.4 Сопоставление расчетной потребности в тепловой мощности потребителей централизованного теплоснабжения г. Нижнего Новгорода и городов аналогов

5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

5.3 Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

5.4 Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

5.5 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

6 Существующие балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников централизованного теплоснабжения

6.1 Исходные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

6.2 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии отчетного периода

6.3 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводом тепловой мощности от источников тепловой энергии

6.4 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя

6.4.1 Тепловые сети от котельной 7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д.6 б

6.4.2 Тепловые сети от котельной 7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д.25

6.4.3 Тепловые сети от котельной 9 МР Сормово, ул. Базарная, д. 6

6.4.4 Тепловые сети от котельной по ул. Пугачева, д. 1

6.4.5 Тепловые сети от котельной ул. Пугачева, д. 2

6.4.6 Тепловые сети от котельной 4 МР Сормово, ул. Баренца, д. 9а

6.4.7 Тепловые сети от котельной ул. Иванова, д.36б

6.4.8 Тепловые сети от котельной 3 МР Сормово, ул. Иванова, д. 14б

6.4.9 Тепловые сети от котельной Станиславского 3

6.4.10 Тепловые сети от котельной Циолковского 5

6.4.11 Тепловые сети от котельной по адресу ул. Энгельса, 1в

6.4.12 Тепловые сети от котельной ул. Энгельса, 1 б

- 6.4.13 Тепловые сети от котельной ул. Планетная 8а
- 6.4.14 Тепловые сети от котельной ул. Римского Корсакова, 50
- 6.4.15 Тепловые сети от котельной ул. Федосеенко, 89а
- 6.4.16 Тепловые сети от котельной ул. Дубравная 17.
- 6.4.17 Тепловые сети от котельной "ЗКПД-4 Инвест", по ул. Зайцева, д. 31
- 6.4.18 Тепловые сети от котельной ФГУП "Завод Электромаш", по ул. Федосеенко, д. 64
- 6.4.19 Тепловые сети от котельной ОАО «ЖБС №5», по ул. Федосеенко, д. 44а
- 6.4.20 Тепловые сети от котельной НПАП-1 по ул. Кима, д.335
- 6.4.21 Тепловые сети от Сормовской ТЭЦ
- 6.4.22 Тепловые сети от котельной ул. Баранова, д.11
- 6.4.23 Тепловые сети от котельной ул. Гастелло, 1А
- 6.4.24 Тепловые сети от котельной ул. Красных Зорь, 4а
- 6.4.25 Тепловые сети от котельной ул. Люкина, 6а
- 6.4.26 Тепловые сети от котельной пр-т Героев 13
- 6.4.27 Тепловые сети от котельной 1 ОАО НАЗ "Сокол", ул. Чаадаева, д. 10в
- 6.4.28 Тепловые сети от котельной ОАО «Оргсинтез», Московское шоссе, 83а
- 6.4.29 Тепловые сети от котельной ул. Климовская д. 86; ул. Климовская, д. 86а
- 6.4.30 Тепловые сети от котельной "Квартал Д", пр. Ленина, 5а
- 6.4.31 Тепловые сети от котельной ул. Чкалова, 9г7
- 6.4.32 Тепловые сети от котельной по Московское шоссе, д. 15а
- 6.4.33 Тепловые сети от котельной по ул. Тихорецкая, д. 3а
- 6.4.34 Тепловые сети от котельной ул. Гордеевская, 61в
- 6.4.35 Тепловые сети от котельной по ул. Чкалова 37а
- 6.4.36 Тепловые сети от котельной по ул. Путейская 31а
- 6.4.37 Тепловые сети от котельной ул. Куйбышева, 41а
- 6.4.38 Тепловые сети от котельной ул.Ивана Романова 3а
- 6.4.39 Тепловые сети от котельной по ул. Знаменская, д. 5б
- 6.4.40 Тепловые сети от котельной ул. Вольская 15а
- 6.4.41 Тепловые сети от котельной по ул. Невельская, д. 9а
- 6.4.42 Тепловые сети от котельной Московское шоссе, д. 219а
- 6.4.43 Тепловые сети от котельной по ул. Конотопская, д. 5
- 6.4.44 Тепловые сети от котельной по ул. Металлистов, д. 4б
- 6.4.45 Тепловые сети от котельной бульвар Мира 4а
- 6.4.46 Тепловые сети от котельной по ул. Конотопская, д. 4а
- 6.4.47 Тепловые сети от котельной по пер. Тургайский 3а
- 6.4.48 Тепловые сети от котельной по ул. Тепличная, 8а
- 6.4.49 Тепловые сети от котельной ООО СТН-Энергосети, Московское шоссе, 52
- 6.4.50 Тепловые сети от котельной ООО Старт-Строй, К. Маркса, 60б
- 6.4.51 Тепловые сети от котельной по ул. Премудрова, д. 12а (квартал Д)
- 6.4.52 Тепловые сети от котельной ул. Геройская, 11а.
- 6.4.53 Тепловые сети от котельной пр-т Ленина, 51
- 6.4.54 Тепловые сети от котельной ул. Октябрьской революции, 6б
- 6.4.55 Тепловые сети от котельной ул. Архитектурная, 2б
- 6.4.56 Тепловые сети от котельной ул. Геройская, 2а
- 6.4.57 Тепловые сети от котельной пр-т Ленина 22В
- 6.4.58 Тепловые сети от котельной ул. Снежная 100б
- 6.4.59 Тепловые сети от котельной ул. Комарова, 3
- 6.4.60 Тепловые сети от котельной ул. Октябрьской Революции, 64б

- 6.4.61 Тепловые сети от котельной ул. Завкомовская, 8
- 6.4.62 Тепловые сети от котельной ул. Профинтерна, 7б
- 6.4.63 Тепловые сети от котельной №3, "РУМО" по ул. Адмирала Нахимова, д. 13
- 6.4.64 Тепловые сети от котельной ул. Мончегорская, 11
- 6.4.65 Тепловые сети от котельной пос. Мостоотряд, 32А
- 6.4.66 Тепловые сети от котельной ул. Героя Смирнова, 71а
- 6.4.67 Тепловые сети от котельной Школа №145 по ул.19 линия, д. 25а
- 6.4.68 Тепловые сети от котельной ПКС "Северная", ул. Новикова-Прибоя, д.18
- 6.4.69 Тепловые сети от котельной по Плотничный пер., д. 11 717
- 6.4.70 Тепловые сети от котельной по ул. Суетинская, д. 21а 21б
- 6.4.71 Тепловые сети от котельной по ул. Донецкая, д. 9в
- 6.4.72 Тепловые сети от котельной по Н.-Волжская набережная, д. 2а
- 6.4.73 Тепловые сети от котельной по ул. Максима Горького, д. 65д
- 6.4.74 Тепловые сети от котельной по ул. Большая Покровская, д. 32
- 6.4.75 Тепловые сети от котельной по пл. Горького, д. 4-а
- 6.4.76 Тепловые сети от котельной по ул. Варварская, д. 15б
- 6.4.77 Тепловые сети от котельной по ул. Тургенева, д. 13, пер. Бойновский, д. 9д
- 6.4.78 Тепловые сети от котельной по ул. Нестерова, д. 31
- 6.4.79 Тепловые сети от котельной по ул. Нижегородская, д.29
- 6.4.80 Тепловые сети от котельной по ул. Радужная, 2а
- 6.4.81 Тепловые сети от котельной по ул. Минина, д.1
- 6.4.82 Тепловые сети от котельной по ул. Семашко, 22е
- 6.4.83 Тепловые сети от котельной по ул. Заломова, д.5
- 6.5 Причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения
- 6.6 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности
- 7 Балансы теплоносителя
 - 7.1 Построение балансов
 - 7.2 Требования к водоподготовительным установкам ТЭЦ
 - 7.3 Требования к водоподготовительным установкам котельных
 - 7.4 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных Нагорной части г. Нижнего Новгорода
 - 7.5 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных Заречной части г. Нижнего Новгорода
 - 7.6 Описание водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления тепло-носителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия ТЭЦ
 - 7.6.1 Сормовская ТЭЦ
 - 7.6.2 ООО «Автозаводская ТЭЦ»

- 7.7 Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения
- 8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом
 - 8.1 Основное топливо, резервное и аварийное топливо и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями
 - 8.2 Состояние топливоснабжения
 - 8.2.1 Газоснабжение. Существующее положение
 - 8.2.1 Мазутоснабжение
 - 8.2.1 Иные виды топлива
 - 8.3 Топливные балансы источников тепловой энергии
 - 8.4 Описание топливоподачи ООО «Автозаводская ТЭЦ»
- 9 Надёжность систем централизованного теплоснабжения
 - 9.1 Основные положения оценки надежности систем теплоснабжения
 - 9.2 Анализ аварийных отключений объектов ЖКХ Нижнего Новгорода и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений
 - 9.2.1 Автозаводский теплосетевой район
 - 9.2.2 Нагорный теплосетевой район
 - 9.2.3 Сормовский теплосетевой район
 - 9.3 Описание показателей по расчету уровня надежности
 - 9.3.1 Показатель, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии
 - 9.3.2 Показатель, определяемый продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии
 - 9.3.3 Показатель, определяемый объемом недоотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой энергии
 - 9.3.4 Показатель, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии
- 10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций
 - 10.1 ОАО «Теплоэнерго»
 - 10.1.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.1.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
 - 10.1.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год
 - 10.2 ООО «Автозаводская ТЭЦ»
 - 10.2.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.2.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
 - 10.2.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год
 - 10.3 ООО «Нижновтеплоэнерго»
 - 10.3.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.3.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
 - 10.3.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год
 - 10.4 ООО «Теплосети»
 - 10.4.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.4.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
 - 10.4.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год
 - 10.5 Нижегородский филиал ОАО «ТГК-6»
 - 10.5.1 Основные производственные и финансовые показатели

- 10.5.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.5.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год
- 10.6 ЗАО «Энергогрупп»
 - 10.6.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.6.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.7 ОАО «Красный якорь»
 - 10.7.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.7.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.8 «Нижегородское пассажирское автотранспортное предприятие № 1»
 - 10.8.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.8.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.9 ООО «СТН-Энергосети»
 - 10.9.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.9.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.10 ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН»
 - 10.10.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.10.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.11 ООО «РАСКО-Энергосервис»
 - 10.11.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.11.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.12 ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость»»
 - 10.12.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.12.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.13 ООО «Нижегородский завод «Старт»»
 - 10.13.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.13.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.14 ОАО «Нижегородский текстиль»
 - 10.14.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.14.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.15 ОАО «Нижегородский молочный завод № 1»
 - 10.15.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.15.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.16 ОАО «Нормаль»
 - 10.16.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.16.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 10.17 ОАО «Железобетонстрой №5»
 - 10.17.1 Основные производственные и финансовые показатели
 - 10.17.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии
- 11 Тарифы в системе теплоснабжения
 - 11.1 Существующие тарифы на тепловую энергию
 - 11.2 Прогноз тарифов на тепловую энергию до 2027 года

11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности

12 Описание существующих технических и технологических проблем

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения

12.2.1 Аварийные ситуации в системах теплоснабжения и отопления

12.2.2 Возможные способы оперативной локализации и устранения аварийных ситуаций в системах теплоснабжения и отопления

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

СОДЕРЖАНИЕ

7	Балансы теплоносителя	729
7.1	Построение балансов.....	729
7.2	Требования к водоподготовительным установкам ТЭЦ.....	730
7.3	Требования к водоподготовительным установкам котельных ..	739
7.4	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных Нагорной части г. Нижнего Новгорода	741
7.5	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных Заречной части г. Нижнего Новгорода	757
7.6	Описание водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления тепло-носителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия ТЭЦ	775
7.6.1	Сормовская ТЭЦ	775
7.6.2	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	776
7.7	Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	779
8	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	796
8.1	Основное топливо, резервное и аварийное топливо и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	796
8.2	Состояние топливоснабжения.....	797
8.2.1	Газоснабжение. Существующее положение.....	797
8.2.1	Мазутоснабжение	800

8.2.1	Иные виды топлива	801
8.3	Топливные балансы источников тепловой энергии	802
8.4	Описание топливоподачи ООО «Автозаводская ТЭЦ»	833
9	Надёжность систем централизованного теплоснабжения	835
9.1	Основные положения оценки надежности систем теплоснабжения.....	835
9.2	Анализ аварийных отключений объектов ЖКХ Нижнего Новгорода и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	839
9.2.1	Автозаводский теплосетевой район	840
9.2.2	Нагорный теплосетевой район	847
9.2.3	Сормовский теплосетевой район.....	855
9.3	Описание показателей по расчету уровня надежности.....	868
9.3.1	Показатель, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии.....	871
9.3.2	Показатель, определяемый продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии	873
9.3.3	Показатель, определяемый объемом недоотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой энергии.....	878
9.3.4	Показатель, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии	880
10	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	884
10.1	ОАО «Теплоэнерго»	884
10.1.1	Основные производственные и финансовые показатели	884
10.1.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	886
10.1.3	Анализ финансовой отчетности за 2010 год.....	888
10.2	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	901
10.2.1	Основные производственные и финансовые показатели	901
10.2.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	903

10.2.3	Анализ финансовой отчетности за 2010 год.....	904
10.3	ООО «Нижновтеплоэнерго»	916
10.3.1	Основные производственные и финансовые показатели	916
10.3.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	917
10.3.3	Анализ финансовой отчетности за 2010 год.....	919
10.4	ООО «Теплосети»	932
10.4.1	Основные производственные и финансовые показатели	932
10.4.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	934
10.4.3	Анализ финансовой отчетности за 2010 год.....	936
10.5	Нижегородский филиал ОАО «ТГК-6»	948
10.5.1	Основные производственные и финансовые показатели	948
10.5.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	950
10.5.3	Анализ финансовой отчетности за 2010 год.....	952
10.6	ЗАО «Энергогрупп»	953
10.6.1	Основные производственные и финансовые показатели	953
10.6.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	955
10.7	ОАО «Красный якорь».....	957
10.7.1	Основные производственные и финансовые показатели	957
10.7.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	958
10.8	«Нижегородское пассажирское автотранспортное предприятие № 1»	960
10.8.1	Основные производственные и финансовые показатели	960
10.8.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	962
10.9	ООО «СТН-Энергосети»	964
10.9.1	Основные производственные и финансовые показатели	964
10.9.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии.....	966

10.10	ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН»	968
10.10.1	Основные производственные и финансовые показатели	968
10.10.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	970
10.11	ООО «РАСКО-Энергосервис»	972
10.11.1	Основные производственные и финансовые показатели	972
10.11.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	974
10.12	ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость»	976
10.12.1	Основные производственные и финансовые показатели	976
10.12.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	978
10.13	ООО «Нижегородский завод «Старт»	980
10.13.1	Основные производственные и финансовые показатели	980
10.13.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	982
10.14	ОАО «Нижегородский текстиль»	984
10.14.1	Основные производственные и финансовые показатели	984
10.14.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	985
10.15	ОАО «Нижегородский молочный завод № 1»	988
10.15.1	Основные производственные и финансовые показатели	988
10.15.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	990
10.16	ОАО «Нормаль»	992
10.16.1	Основные производственные и финансовые показатели	992
10.16.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	993
10.17	ОАО «Железобетонстрой №5»	996
10.17.1	Основные производственные и финансовые показатели	996
10.17.2	Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	997
11	Тарифы в системе теплоснабжения	999

11.1	Существующие тарифы на тепловую энергию	999
11.2	Прогноз тарифов на тепловую энергию до 2027 года	1005
11.3	Плата за подключение к системе теплоснабжения и за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности	1009
12	Описание существующих технических и технологических проблем	1012
12.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.....	1014
12.2	Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения	1019
12.2.1	Аварийные ситуации в системах теплоснабжения и отопления	1031
12.2.2	Возможные способы оперативной локализации и устранения аварийных ситуаций в системах теплоснабжения и отопления	1037
12.3	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	1039

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 7.1 – Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и производительности ВПУ муниципальных котельных Нагорной части города.....	742
Таблица 7.2 – Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и производительности ВПУ ведомственных котельных Нагорной части города.....	751
Таблица 7.3 – Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и производительности ВПУ муниципальных котельных Нагорной части города.....	758
Таблица 7.4 – Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и установленной производительности ВПУ ведомственных котельных Заречной части города	767
Таблица 7.5 – Распределение теплоносителя от ТЭЦ в январе 2012 г. по теплотрассам.....	777
Таблица 7.6 – Данные по расчету аварийной подпитки тепловых сетей муниципальных и ведомственных котельных Нагорной части города	780
Таблица 7.7 – Данные по расчету аварийной подпитки тепловых сетей муниципальных и ведомственных котельных Заречной части города.....	788
Таблица 8.1 – Направления использования газа.....	798
Таблица 8.2 – Направления использования газа.....	800
Таблица 8.3 – Общий расход всех используемых видов топлива на выработку электрической и тепловой энергии	803
Таблица 8.4 – Объемы и структура топливного баланса по состоянию на 1 января 2012 года	805

Таблица 8.5 – Топливо-энергетический баланс Автозаводская ТЭЦ.....	833
Таблица 9.1 – Значения показателя $P_{\text{ч}}$ ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	872
Таблица 9.2 – Значения показателя $P_{\text{п}}$ ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	877
Таблица 9.3 – Значения показателя $P_{\text{о}}$ ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	879
Таблица 10.1 – Рост тарифов на тепловую энергию ОАО «Теплоэнерго» в 2010 году	885
Таблица 10.2 – Темпы роста составляющих себестоимости тепловой энергии ОАО «Теплоэнерго» в 2010 году	886
Таблица 10.3 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	887
Таблица 10.4 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (поставка горячей воды, оказание услуг в сфере горячего водоснабжения) в 2011 году	888
Таблица 10.5 – Платежеспособность предприятия	889
Таблица 10.6 – Показатели финансовой устойчивости, тыс. руб.....	889
Таблица 10.7 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям	891
Таблица 10.8 – Оценка ликвидности баланса.....	894
Таблица 10.9 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках	898
Таблица 10.10 – Расчет показателей рентабельности.....	898
Таблица 10.11 – Информация об основных показателях финансово- хозяйственной деятельности ООО «Автозаводская ТЭЦ» в части регулируемой деятельности (производство тепловой энергии) в 2011 году.....	902
Таблица 10.12 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство тепловой энергии) в 2011 году	903
Таблица 10.13 – Платежеспособность предприятия	904
Таблица 10.14 – Показатели финансовой устойчивости, тыс. руб.....	905

Таблица 10.15 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям	906
Таблица 10.16 – Оценка ликвидности баланса	909
Таблица 10.17 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках	913
Таблица 10.18 – Расчет показателей рентабельности	914
Таблица 10.19 – Информация об основных показателях хозяйственной деятельности ООО «Нижновтеплоэнерго» в сфере теплоснабжения в 2011 году	917
Таблица 10.20 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	918
Таблица 10.21 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (оказание услуг в сфере ГВС) в 2011 году	919
Таблица 10.22 – Платежеспособность предприятия	920
Таблица 10.23 – Показатели финансовой устойчивости, тыс. руб.	920
Таблица 10.24 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям	922
Таблица 10.25 – Оценка ликвидности баланса	925
Таблица 10.26 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках	929
Таблица 10.27 – Расчет показателей рентабельности	930
Таблица 10.28 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Теплосети» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии (отопление) в 2011 году	933
Таблица 10.29 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	934
Таблица 10.30 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (поставка горячей воды) в 2011 году	935
Таблица 10.31 – Платежеспособность ООО «Теплосети»	937
Таблица 10.32 – Показатели финансовой устойчивости, тыс. руб.	937

Таблица 10.33 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям	938
Таблица 10.34 – Оценка ликвидности баланса.....	942
Таблица 10.35 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках	945
Таблица 10.36 – Расчет показателей рентабельности.....	946
Таблица 10.37 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	950
Таблица 10.38 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	951
Таблица 10.39 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (поставка горячей воды, оказание услуг в сфере горячего водоснабжения) в 2011 году	952
Таблица 10.40 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ЗАО «Энергогрупп» в части регулируемой деятельности (передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году.....	954
Таблица 10.41 – Информация о структуре основных производственных затрат ЗАО «Энергогрупп» в части регулируемой деятельности (передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	955
Таблица 10.42 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Красный якорь» в части регулируемой деятельности (производство тепловой энергии) в 2011 году.....	957
Таблица 10.43 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Красный якорь» в части регулируемой деятельности (производство тепловой энергии) в 2011 году	959
Таблица 10.44 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности «Нижегородского пассажирского автотранспортного предприятия № 1» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году.....	961

Таблица 10.45 – Информация о структуре основных производственных затрат «Нижегородского пассажирского автотранспортного предприятия № 1» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	962
Таблица 10.46 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «СТН-Энергосети» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	965
Таблица 10.47 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «СТН-Энергосети» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году.....	966
Таблица 10.48 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	969
Таблица 10.49 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году.....	970
Таблица 10.50 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «РАСКО-Энергосервис» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	973
Таблица 10.51 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «РАСКО-Энергосервис» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году.....	974
Таблица 10.52 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	977
Таблица 10.53 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	978

Таблица 10.54 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Нижегородский завод «Старт» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	981
Таблица 10.55 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «Нижегородский завод «Старт» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году.....	982
Таблица 10.56 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Нижегородский текстиль» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	985
Таблица 10.57 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Нижегородский текстиль» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году.....	986
Таблица 10.58 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Нижегородский молочный завод № 1» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	989
Таблица 10.59 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Нижегородский молочный завод № 1» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	991
Таблица 10.60 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Нормаль» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	993
Таблица 10.61 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Нормаль» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	994
Таблица 10.62 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Железобетонстрой №5» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году	997

Таблица 10.63 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Железобетонстрой №5» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году.....	998
Таблица 11.1 – Средневзвешенный тариф с учётом передачи (транспортировки) тепловой энергии теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород в 2011-2012 годах, руб./Гкал (без НДС)	999
Таблица 11.2 – Тарифы на услуги по передаче (транспортировке) тепловой энергии теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород в 2011-2012 годах, руб./Гкал (без НДС)	1004
Таблица 11.3 – Прогноз роста тарифов на тепловую энергию в 2012-2015 годах в среднем по Рос-сийской Федерации, %.....	1006
Таблица 11.4 – Прогноз темпов роста тарифов на тепловую энергию, в среднем по РФ, в период до 2030 года	1007
Таблица 11.5 – Прогноз средних тарифов на тепловую энергию основных теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород до 2027 года.....	1008
Таблица 11.6 – Плата за подключение к системам теплоснабжения г. Нижнего Ногорода	1010
Таблица 12.1 – Внешние проявления технологических нарушений и причины их возникновения	1029
Таблица 12.2 – Оценка потенциала снижения расчетного расхода теплоты на отопление на примере жилых зданий обслуживаемых ООО "Теплосети "....	1030
Таблица 12.3 – Неисправности в системах отопления и горячего водоснабжения, косвенно способствующие возникновению аварийных ситуаций	1033
Таблица 12.4 – Примерные сроки ликвидации повреждений на подземных теплопроводах.....	1036
Таблица 12.5 – Лимит времени на производство аварийно-восстановительных работ в зависимости от погодных условий.....	1037

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 7.1 – Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя Автозаводской ТЭЦ, лист 1.....	735
Рисунок 7.2 – Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя Автозаводской ТЭЦ, лист 2.....	736
Рисунок 7.3 – Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя Сормовской ТЭЦ, лист 1	737
Рисунок 7.4 – Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя Сормовской ТЭЦ, лист 2	738
Рисунок 8.1 – Использование различных видов топлива для выработки электрической и тепловой энергии в городе Нижнем Новгороде	802
Рисунок 8.2 – Количество потребляемого топлива по административным районам г. Нижнего Новгорода.....	803
Рисунок 9.1 – Количество технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Нижнего Новгорода за период с 2008 по 2012 гг.	839
Рисунок 9.2 – Распределение технологических нарушений по системам теплоснабжения объектов ЖКХ Автозаводского РТС в период 2008÷2012 гг. .	840
Рисунок 9.3 – Динамика количества технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	841
Рисунок 9.4 – Количество жителей Автозаводского РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	842
Рисунок 9.5 – Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	843
Рисунок 9.6 – Количество недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	843
Рисунок 9.7 – Структура причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.	844
Рисунок 9.8 – Распределение технологических нарушений в Автозаводском РТС в период 2008 ÷ 2012 гг. по теплоснабжающим организациям.....	845
Рисунок 9.9 – Структура основных причин технологических нарушений в работе оборудования ООО «Теплосети» в период 2008 ÷ 2012 гг.	846

Рисунок 9.10 – Распределение технологических нарушений по системам теплоснабжения объектов ЖКХ Нагорного РТС за период с 2008 по 2012 гг. .	847
Рисунок 9.11 – Динамика количества технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах с 2008 по 2012 гг.....	848
Рисунок 9.12 – Количество жителей Нагорного РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	849
Рисунок 9.13 – Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. .	850
Рисунок 9.14 – Количество недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	850
Рисунок 9.15 – Структура основных причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	852
Рисунок 9.16 – Структура других причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	852
Рисунок 9.17 – Распределение технологических нарушений в Нагорном РТС в период 2008 ÷ 2012 гг. по теплоснабжающим организациям.....	853
Рисунок 9.18 – Структура причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» в период 2008 ÷ 2012 гг.	853
Рисунок 9.19 – Структура других причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» в период 2008 ÷ 2012 гг.	854
Рисунок 9.20 – Распределение технологических нарушений по системам теплоснабжения объектов ЖКХ Сормовского РТС в период 2008 ÷ 2012 гг. ...	856
Рисунок 9.21 – Динамика количества технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	857
Рисунок 9.22 – Количество жителей Сормовского РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.....	858

Рисунок 9.23 – Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.	859
Рисунок 9.24 – Количество недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.	860
Рисунок 9.25 – Структура основных причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.	861
Рисунок 9.26 – Структура других причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.	861
Рисунок 9.27 – Распределение технологических нарушений в Сормовском РТС в период с 2008 по 2012 гг. между теплоснабжающими организациями	862
Рисунок 9.28 – Структура основных причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» в период с 2008 по 2012 гг.	863
Рисунок 9.29 – Структура других причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» в период с 2008 по 2012 гг.	863
Рисунок 9.30 – Показатели $P_{\text{ч}}$ ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008÷2012 гг.	873
Рисунок 9.31 – Показатели $P_{\text{п}}$ ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008÷2012 гг.	878
Рисунок 9.32 – Показатели $P_{\text{о}}$ ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008÷2012 гг.	880
Рисунок 12.1 – Распределение причин технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг.	1020
Рисунок 12.2 – Количество вышедших из строя теплопроводов в диапазоне диаметров 57÷720 мм в тепловых сетях объектов ЖКХ Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг.	1021
Рисунок 12.3 – Протяженность теплопроводов сетей отопления ООО «Теплосети» в диапазоне диаметров 32÷900 мм	1022
Рисунок 12.4 – Протяженность теплопроводов сетей ГВС ООО «Теплосети» в диапазоне диаметров 32÷900 мм	1022
Рисунок 12.5 – Количество вышедших из строя теплопроводов в системах ..	1023

Рисунок 12.6 – Количество вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ административных районов Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг.....	1024
Рисунок 12.7 – Протяженность теплопроводов сетей отопления ООО «Теплосети» по годам прокладки (перекладки)	1025
Рисунок 12.8 – Протяженность теплопроводов сетей ГВС ООО «Теплосети» по годам прокладки (перекладки).....	1025
Рисунок 12.9 – Доля протяженности «старых» теплопроводов сетей отопления в общей протяженности сетей отопления ООО «Теплосети»	1026
Рисунок 12.10 – Доля протяженности «старых» теплопроводов сетей ГВС в общей протяженности сетей отопления ООО «Теплосети»	1026
Рисунок 12.11 – Структура причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.	1027
Рисунок 12.12 – Распределение протяженности теплопроводов сетей отопления ООО «Теплосети» по диаметрам и годам прокладки (перекладки)	1027
Рисунок 12.13 – Распределение протяженности теплопроводов сетей ГВС ООО «Теплосети» по диаметрам и годам прокладки (перекладки).....	1028

7 БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

7.1 Построение балансов

В настоящее время положение о необходимости составления и утверждения балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствует. По сложившейся практике подготовка подпиточной воды, как правило, производится на источниках тепловой энергии. Требование Постановления Правительства РФ №154 о включении в состав схем теплоснабжения описания утвержденных балансов производительности водо-подготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей является новым. Поэтому до утверждения таких балансов необходимо их составление, что требует наряду с законодательным методологического или нормативного разъяснения как по форме, так и по содержанию.

Согласно «Методике определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» (МДС 41-4.2000) под балансом теплоносителя в системе теплоснабжения (водным балансом) понимается итог распределения теплоносителя (сетевой воды), отпущенного источником (источниками) тепла с учетом потерь при транспортировании до границ эксплуатационной ответственности и использованного абонентами.

Под балансами производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии в данной работе понимаются итоги проверки на соблюдение требований норм технологического проектирования или других нормативных документов, т.е. соответствия и достаточности, резервов или дефицитов производительности оборудования установок химводоочисток для подпитки теплосети существующих источников тепловой энергии по каждому источнику, работающему на единую тепловую сеть. Такая проверка должна быть проведена производственно-техническим персоналом теплоснабжающих организаций самостоятельно или по их поручению специализированными организациями в рамках проведения энергетического обследования

(энергоаудита) и составления энергетического паспорта источника тепловой энергии.

Утвержденный баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и определение максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения необходим для принятия в проектной документации технических решений и мер, обеспечивающих достаточность производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей при снабжении от действующих теплоисточников (ТЭЦ, котельных) перспективных зон систем теплоснабжения.

Определение перспективных нагрузок и расходов теплоносителя в системах теплоснабжения городского округа является задачей следующего, третьего этапа работы по разработке схемы теплоснабжения

Ниже приводятся требования прежних нормативных документов, которыми можно руководствоваться при проведении вышеуказанной проверки.

7.2 Требования к водоподготовительным установкам ТЭЦ

Производительность химводоочистки ТЭЦ и соответствующего оборудования для подпитки тепловых сетей принимается согласно ВНТП 81 и СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», которыми установлены следующие значения и требования:

- в закрытых системах теплоснабжения - 0,75 % от объема воды в тепловых сетях и 0,5 % от объема транзитных магистралей;

- в открытых системах теплоснабжения - по расчетному среднечасовому расходу воды на горячее водоснабжение за отопительный период с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % суммарного объема воды в тепловых сетях и 0,5 % от объема в транзитных магистралях.

При отсутствии фактических данных объем воды тепловых сетей принимается из расчета 50 м³ на 1 Гкал/ч при наличии транзитных магистралей и 66 м³ на 1 Гкал/ч при их отсутствии.

Объем воды в транзитных магистралях определяется по фактической емкости.

Для открытых систем теплоснабжения предусматривается установка баков-аккумуляторов подготовленной воды емкостью равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение за отопительный период. Число баков принимается не менее двух по 50 % расчетной емкости в каждом.

Размещение баков-аккумуляторов подпиточной воды возможна как на площадке ТЭЦ, так и в районах теплоснабжения. При этом на источнике теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости баков.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более следует предусматривать установку баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3 % объема воды в системе теплоснабжения, при этом должно обеспечиваться обновление воды в баках. Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема.

В системах централизованного теплоснабжения с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплоснабжения допускается использование теплопроводов в качестве аккумулирующих емкостей.

Баки-аккумуляторы горячей воды у потребителей должны предусматриваться в системах горячего водоснабжения промышленных предприятий для выравнивания сменного графика потребления воды объектами, имеющими сосредоточенные кратковременные расходы воды на горячее водоснабжение.

Для объектов промышленных предприятий, имеющих отношение средней тепловой нагрузки на горячее водоснабжение к максимальной тепловой нагрузке на отопление меньше 0,2, баки-аккумуляторы не устанавливаются.

Для уменьшения потерь сетевой воды и, соответственно, теплоты при плановых или вынужденных опорожнениях теплопроводов допускается

установка в тепловых сетях специальных баков-накопителей, вместимость которых определяется объемом теплопроводов между двумя секционирующими задвижками.

Для закрытых систем теплоснабжения предусматривается установка на ТЭЦ 2-х баков запаса подготовленной подпиточной воды емкостью равной 3% от объема воды в тепловых сетях. Для закрытых и открытых систем теплоснабжения предусматривается дополнительная аварийная подпитка тепловых сетей необработанной водой в размере 2% от объема воды в тепловых сетях.

На ТЭЦ подогрев сырой воды, поступающей на химводоочистку, для подпитки сетей с открытым водозабором осуществляется, как правило, в выделенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин. На ТЭЦ с отдачей пара на производство восполнение потерь может производиться химически обессоленной водой (при необходимости в сочетании с мембранным и другими методами) или дистиллатом испарителей в зависимости от качества исходной воды и при технико-экономическом обосновании; возможен вариант с использованием паропреобразователей.

Производительность водоподготовительной установки для ТЭЦ с отдачей пара на производство согласно ВНТП 81 рассчитывается, исходя из покрытия внутростанционных потерь конденсата в размере 2 % установленной паропроизводительности котельной, покрытия потерь конденсата на производстве с 50 %-ным запасом на невозврат конденсата и покрытия потерь с продувкой котлов и испарителей, а для мазутных ТЭС – с учетом потерь конденсата в мазутной хозяйстве.

С первым котлоагрегатом ТЭЦ включается водоподготовка на производительность, определяемую конкретными условиями развития обслуживаемых теплосетей и промпредприятий.

Для подготовки подпиточной воды закрытых систем теплоснабжения применяется, как правило, вода поверхностных водоисточников и очищенные сбросные воды.

Для очистки подпиточной воды теплосетей с закрытой системой горячего водоснабжения могут применяться следующие схемы:

а) при наличии на ТЭЦ водогрейных котлов:

- известкование с коагуляцией или без нее с последующим катионированием; при наличии ограничений по сбросам минерализованных стоков рассматриваются схемы обработки воды содоизвестковым методом;

- известкование или в отдельных случаях содоизвесткование для вод с высокой карбонатной и некарбонатной жесткостью;

б) при подогреве сетевой воды только в основных и пиковых сетевых подогревателях:

- известкование с коагуляцией или без нее. Для подпитки открытых систем теплоснабжения должна применяться вода, удовлетворяющая по своим качествам ГОСТ на питьевую воду.

Для очистки подпиточной воды теплосетей с открытой системой горячего водоснабжения при наличии на ТЭЦ водогрейных котлов могут применяться следующие схемы:

- Н-катионирование с голодной регенерацией для вод с Жкарб. = Жобщ.;
- подкисление серной или соляной кислотой для вод Жкарб. = Жобщ - (0+3) мг-экв/л;

- подкисление сырой воды серной или соляной кислотой с полным или частичным натрий-катионированием;

- известкование (при необходимости с коагуляцией) или содоизвесткование с подкислением при наличии ограничений по сбросу минерализованных стоков и невозможности ограничиться одним подкислением.

Выбор той или иной схемы водоподготовки, в том числе и подкисление, должны производиться, исходя на требования растворимости сульфата кальция (CaSO_4) при максимальной температуре воды.

При проектировании на электростанции водоочисток разного назначения (добавочная вода котлов, питательная вода испарителей, добавочная вода теплосетей без непосредственного водозабора и т.д.) предусматриваются перемычки между отдельными группами одноименного оборудования, позволяющие в случае необходимости использовать их в схеме водоочистки того или иного назначения.

Окончательный выбор схемы химводоочистки ТЭЦ для подпитки теплосети, расчет производительности и выбор оборудования производится на стадии разработки проектной документации на основании данных многолетнего анализа исходной воды и утверждается в составе этой документации.

Утверждение балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей должно осуществляться руководством (главным инженером) ТЭЦ по представлению начальника водно-химического цеха.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей по Автозаводской и Сормовской ТЭЦ приведены на рисунках 7.1 - 7.4.



АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ (ООО «АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ»)

07.05.2013 № 2118
На № от

ОАО «Газпром промгаз»
Заместителю генерального директора

о предоставлении информации

В.К. Аверьянову

Уважаемый Владимир Константинович!

На Ваш запрос направляю данные касающиеся производительности ВПУ и подпитка тепловой сети по прилагаемой в запросе форме.

Таблица 1

Зона действия источника тепловой энергии	Ед. изм.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Производительность ВПУ (установка подпитка тепловой сети)	т/ч	720	720	720	720	720
Средневзвешенный срок службы	лет	20	20	20	20	20
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	720	720	720	720	720
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	3,5	1,8	1,5	1,4	1,5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	-	-	-	-	-
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-
*Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	393	358	413	415	358
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	324	324	324	324	324
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	69	34	89	90	35
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме (от системы гвс (аварийная))	т/ч	0	0	0	0	0
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (от системы гвс (аварийная))	т/ч	данных нет			387	481
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	323,5	360,2	305,5	303,6	360,5
Доля резерва	%	44,9	50,0	42,4	42,2	50,0

Рисунок 7.1 – Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя Автозаводской ТЭЦ, лист 1

Таблица 2

Зона действия ТЭЦ	Ед. изм.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
*Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	2001,888	1819,122	2101,577	2110,209	1828,570
*нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	1648,512	1648,512	1648,512	1648,512	1656,288
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	353,376	170,61	453,068	461,697	172,282
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-

Примечание:

* данные за период январь - апрель, октябрь - декабрь (отопительный период).

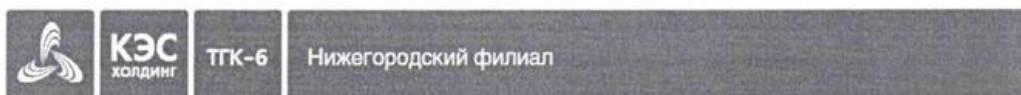
Технический директор



В.В. Решетников

Юридический адрес: 603004, Россия, г.Н.Новгород, пр. Ленина, 88,
Почтовый адрес: 603950, Россия, г.Н.Новгород, ул. Лоскутова, 1
тел. (831) 243-04-05, 290-83-25, факс. (831) 290-84-30

Рисунок 7.2 – Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя
Автозаводской ТЭЦ, лист 2



Россия, 603950, г. Нижний Новгород
Ул. Алексеевская 10/16
Тел. +7 (831) 25-77-111
Факс: +7 (831) 25-77-127
www.tgc6.ru; e-mail: tgc6-info@ies-holding.com

Заместителю генерального директора
ОАО "Газпром промгаз"
В.К. Аверьянову

15 мая 2013, № 01-10/841

(Вниманию Миронова А.В.)

на № _____ от _____

О предоставлении информации

Уважаемый Владимир Константинович!

На Ваш запрос от 07.05.2013г. направляем Вам информацию, касающуюся баланса производительности ВПУ и подпитки тепловой сети Сормовской ТЭЦ (Таблица №1, Таблица №2).

Приложение: Таблица №1 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети;
Таблица №2 – Годовой расход теплоносителя в 1 экз. на 1-м листе.

Директор Нижегородского филиала ОАО "ТГК-6"

Д.И. Морозов

Исп.: Е.В.Лебедев тел. +7 (831) 2577 – 111 доб. 2384

Рисунок 7.3 – Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя Сормовской ТЭЦ, лист 1

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети Сормовской ТЭЦ

Таблица №1

№ п/п	Зона действия источника тепловой энергии	Ед.изм.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	
1	Производительность ВПУ	т/ч	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	
2	Средневзвешенный срок службы	лет	9,7	10,7	11,7	12,7	13,7	
3	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	
4	Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	
5	Собственные нужды	т/ч	< 1,0	< 1,0	< 1,0	< 1,0	< 1,0	
6	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	4	4	4	4	4	
7	Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	14	14	14	14	14	
8	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	707,0	630,1	625,7	581,0	571,4	
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	69,9	69,9	69,9	67,6	67,6	
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
8.3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	637,1	560,2	555,8	513,4	503,8	
9	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	
10	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	нет данных					
11	Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	
12	Доля резерва	%	64,7	68,9	68,7	71,0	71,4	

Годовой расход теплоносителя

Таблица №2

№ п/п	Зона действия ТЭЦ	Ед.изм.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.
1	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	5956,061	5307,789	5270,664	4894,349	4813,2
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	588,922	588,922	588,922	569,451	569,451
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	5367,139	4718,867	4681,742	4324,898	4243,749

Рисунок 7.4 – Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя Сормовской ТЭЦ, лист 2

7.3 Требования к водоподготовительным установкам котельных

Расчетная производительность водоподготовительной установки (ВПУ) котельной для подпитки тепловых сетей определяется в соответствии со строительными нормами и правилами по проектированию тепловых сетей.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

- в закрытых системах теплоснабжения - 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

- в открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баковакумуляторов - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков - по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

Кроме того, для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и

присоединенных к ним системам отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Составление и утверждение балансов производительности ВПУ котельных является новым требованием Постановления Правительства РФ № 154. В настоящее время имеется только законодательное разъяснение того, что должно выполняться в п. 31 Постановления Правительства РФ № 154, а методическое и нормативное разъяснения выполнения данного пункта отсутствуют.

В этой связи для описания утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных выполнено следующее:

1. Для котельных с установленной тепловой мощностью свыше 1 Гкал/ч произведены расчеты нормативного (проектного) часового расхода воды на подпитку тепловой сети и нормы расхода теплоносителя на подпитку тепловой сети в зависимости от мощности котельных.

2. Сделано сравнение расчетных данных с данными теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих котельные, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей, по производительности ВПУ котельных, в том числе с данными архивов с узлов учета на котельных (за 3 месяца отопительного периода и часовых за 4 дня характерной недели).

В данном отчете в соответствии с предлагаемой выше методикой выполнено описание балансов производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных. При этом описание балансов выполнено для зон действия котельных Нагорной и Заречной частей города отдельно.

7.4 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных Нагорной части г. Нижнего Новгорода

Расчет расхода теплоносителя (воды) на подпитку тепловых сетей котельных установленной тепловой мощностью свыше 1 Гкал/ч выполнен согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

В таблице 7.1 приведены сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и производительности ВПУ муниципальных котельных Нагорной части города.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 7.1 – Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и производительности ВПУ муниципальных котельных Нагорной части города

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
НИЖЕГОРОДСКИЙ РАЙОН						
1.	ул. Деловая, д. 14	60	1548	11,6	3,9	0
2.	Ст. переливания крови (КПСК), ул. Родионова, д. 194б	141	3637,8	27,3	9,1	16
3.	ул. Горького, д. 4а	5,87	151,4	1,1	0,4	0,2
4.	ул. Родионова, д. 190	14,4	371,5	2,8	0,9	
5.	ул. Донецкая, д. 9в	12,6	325,1	2,4	0,8	0,6
6.	БМК, ул. Суетинская, д. 21 (21а,21б)	14,45	372,8	2,8	0,9	0,83
7.	пер. Плотничный, д. 11	12,6	325,1	2,4	0,8	1,5
8.	ул. Тургенева 13, пер.Бойновский, д. 9д	4,8	123,8	0,9	0,3	0,01
9.	ул. Нестерова, д. 31	4,8	123,8	0,9	0,3	0
10.	ул. В.Волжская набережная, д. 7	2	51,6	0,4	0,1	
11.	Почтовый съезд 2, ул. Рождественская, д. 24	2,01	112,4	0,8	0,3	
12.	ул. Нижегородская, д. 29	4,8	123,8	0,9	0,3	0,3
13.	ул. Н.Волжская набережная, д. 2а	7,08	182,7	1,4	0,5	0,02
14.	ул. Рождественская, д. 40а	1,18	66	0,5	0,2	

22401.ОМ-ПСТ.001.000.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
15.	НИИ Педиатрии, ул. Семашко, д. 22е	3,36	86,7	0,7	0,2	0,05
16.	БМК ул. Огородная 9/10, ул. Радужная, д. 2а	4,77	266,6	2	0,7	0,05
17.	ул. Соревнования, д. 4а	1,17	65,4	0,5	0,2	
18.	Школа №40, ул. Варварская, д. 15б	5	129	1	0,3	
19.	ул. Родионова, д. 28б	0,36	20,1	0,2	0,1	
20.	ул. Минина, д. 1	4,22	108,9	0,8	0,3	
21.	ул. Гоголя, д. 9д	2,01	51,9	0,4	0,1	0
22.	ул. Рождественская, д. 8	0,9	50,3	0,4	0,1	
23.	ул. Б. Покровская, д. 16	0,79	44,2	0,3	0,1	0,01
24.	ул. Максима Горького, д. 65д	6,45	360,6	2,7	0,9	0,23
25.	ул. Б. Покровская, д. 32	6,4	357,8	2,7	0,9	0,1
26.	ул. Гребешковский откос, д. 7	1,17	30,2	0,2	0,1	
27.	Художественный музей, Кремль, корпус 3-а	1,84	102,9	0,8	0,3	0,01
28.	ул. Ярославская, д. 23	0,26	6,7	0,1	0	
29.	ул. Рождественская, д. 2	0,3	16,8	0,1	0	
30.	ул. М.Ямская, д. 9б	0,26	6,7	0,1	0	
31.	ул. 3-я Ямская, д. 7	0,63	16,3	0,1	0	
32.	БМК, ул. Дальняя, д. 1/29в	0,31	17,3	0,1	0	
33.	Очистные сооружения, Артемовские луга	38,7	998,5	7,5	2,5	0,15

22401.ОМ-ПСТ.001.000.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
34.	"НИИТО", В. Волжская набережная, д. 18ж	2,58	66,6	0,5	0,2	
35.	ул. Ульянова, д. 47	0,62	16	0,1	0	
36.	санаторий "Нижегородский", ул. Березовская, д. 18	4,8	123,8	0,9	0,3	0
37.	ул. Воровского, д. 3	2,06	53,1	0,4	0,1	
38.	ул. Горького, д. 50	0,99	25,5	0,2	0,1	
39.	Дом отдыха "Зеленый город"	1,6	89,4	0,7	0,2	0,03
40.	Мореновская обл. СЛШ п. Зеленый город д. 7г	1,03	26,6	0,2	0,1	0,04
41.	Санаторий "Ройка", к.п. Зеленый город	2,06	53,1	0,4	0,1	
42.	БМК ДООЛ "Чайка", к.п. Зеленый город	2,3	59,3	0,4	0,1	0,73
43.	Дом интернат для престарелых и инвалидов "Зеленый город"	3,44	88,8	0,7	0,2	0
44.	ул. Заломова, д. 5	1,08	60,4	0,5	0,2	
45.	пер. Вахитова, д. 4	0,32	17,8	0,1	0	
46.	наб. В.Волжская, д. 18	2,6	145,6	1,1	0,4	0
47.	Котельная 1, 2, 3 этажа, пл. Театральная, д. 4	0	2,1	0	0	
48.	ул. Октябрьская, д. 25	0,1	7,3	0,1	0	
49.	ул. Ильинская, д. 90	0,041	2,3	0	0	
50.	ул. Рождественская, д. 18 лит. А	0,1	3,6	0	0	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
51.	ул. Рождественская, д. 18 лит. Б, Д	0,032	1,8	0	0	
52.	ул. Рождественская, д. 45	0,042	2,3	0	0	
53.	ул. Тургенева, д. 3	0,7	41,5	0,3	0,1	0,08
54.	"ЦПС" и гаража, наб. Гребного канала, д. 2А	0,2	9,8	0,1	0	
55.	ул. Гоголя, д. 8	0,2	8,6	0,1	0	
56.	ул. Минина, д. 14в	0,007	0,4	0	0	
57.	Котельная музея, ул. Б.Покровская, д. 8	0,03	1,7	0	0	
58.	Котельная музея, ул. Горького, д. 127	0,022	1,2	0	0	
59.	Котельная выставочного центра, ул. Ильинская	0,007	0,4	0	0	
60.	ул. Короленко, д. 11	0,022	1,2	0	0	
61.	Котельная амбулатории, пер. Вахитова	0,005	0,3	0	0	
62.	Лыжехранилище, пл. Сенная, д. 2	0,1	3,1	0	0	
63.	наб. Ниж. Волжская, д. 1/1	1,3	72,3	0,5	0,2	
64.	ФОК, ул. Варварская, д. 11а	0,2	13,9	0,1	0	
65.	ул. Нестерова, д. 5	1,7	96,7	0,7	0,2	
66.	ул. Ульянова, д. 10	0,6	32	0,2	0,1	
67.	ул. Б.Покровская, д. 26	1,4	79,9	0,6	0,2	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
68.	Котельная корпуса №1-5, ул. Минина, д. 28	2,6	146,4	1,1	0,4	
69.	в/ч 10839, ул. Почтовый съезд, д. 9	0,046	2,6	0	0	
70.	Котельная склада, ул. Ульянова, д. 52	0,016	0,9	0	0	
71.	наб. Гребного канала, д. 8	0,3	17,6	0,1	0	
72.	ул. Деловая, д. 7	0,3	15,9	0,1	0	
73.	Аптека №1, ул. Б.Печерская	0,03	1,7	0	0	
74.	Аптека №3, ул. Рождественская	0,017	0,9	0	0	
75.	Аптека №330, Зеленый город	0,033	1,9	0	0	
76.	БОК, ул. Ковалихинская, д. 58	1,3	70,3	0,5	0,2	
77.	БОК, ул. Новая, д. 13а	0,8	42,7	0,3	0,1	
78.	ул. Рождественская, д. 38в	0,018	1	0	0	
79.	НО №7 СБ, ул. Ильинская, д. 77	0,005	0,3	0	0	
80.	Котельная административного здания, ул. Б. Покровская, д. 97	0,017	1	0	0	
81.	ул. Ярославская, д. 25	0,2	12,2	0,1	0	
Итого по Нижегородскому району		404,5	11776,3	88,3	29,4	
СОВЕТСКИЙ РАЙОН						
82.	Теплоцентраль (НТЦ), ул. Ветеринарная, д. 5	660	17028	127,7	42,6	93
83.	"РИАП", ул. Бекетова, д. 13	13	335,4	2,5	0,8	0,9

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
84.	Кардиоцентр, ул. Ванеева, д. 209б	19,5	503,1	3,8	1,3	0,3
85.	Школа №151, ул. Панина, д. 10б	3	77,4	0,6	0,2	
86.	ул. Панина, д. 19б	3,03	78,2	0,6	0,2	0,09
87.	Дворец спорта, пр. Гагарина, д. 25е	12,6	325,1	2,4	0,8	
88.	ул. Генкиной, д. 37	0,81	20,9	0,2	0,1	
89.	Инфекционная Больница №2, ул. Барминская, д. 8в	3,68	94,9	0,7	0,2	0,15
90.	ул. Ванеева, д. 63	4,61	257,7	1,9	0,6	0,29
91.	Высоковской проезд 39, пер. Звенигородский, д. 8а	4,8	268,3	2	0,7	0,01
92.	ул. Студенческая, д. 15	0,3	16,3	0,1	0	
93.	Центр Юннатов, ул. Овражная	0,016	0,9	0	0	
94.	ИЗ-52/1, пр. Гагарина, д. 26а	10,9	606,8	4,6	1,5	
95.	Котельная в/ч 7408, пр. Гагарина, д. 42	1,6	88,3	0,7	0,2	
96.	ул. Республиканская, д. 22	0,5	28,8	0,2	0,1	
97.	ул. Эльтонская, д. 19	0,1	7,1	0,1	0	
	Итого по Советскому району	738,42	19737,3	148	49,3	
ПРИОКСКИЙ РАЙОН						
98.	ул.Батумская 5, ул. Углова, д. 7	13,6	350,9	2,6	0,9	0,8
99.	ул.Батумская, д. 7б	30	774	5,8	1,9	1,7

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
100.	ул.Вятская, ул. Голованова, д. 25а	33,2	856,6	6,4	2,1	0,5
101.	"Кварц", ул.Горная, д. 13	25	645	4,8	1,6	1,23
102.	Цветочная, д. 3	19,5	503,1	3,8	1,3	0,85
103.	Академия МВД, Анкудиновское шоссе, д. 3б	16,8	433,4	3,3	1,1	0,5
104.	пр. Гагарина, д. 178б	73	1883,4	14,1	4,7	4,5
105.	ул. Гагарина, д. 60 корпус 22	12,6	325,1	2,4	0,8	0,6
106.	мкрн. 2 Щербинки, ул. Военных комиссаров, д. 9	33,2	856,6	6,4	2,1	1,45
107.	Больница №35, ул. Республиканская, д. 47а	2,71	69,9	0,5	0,2	0,12
108.	Лесная школа, Анкудиновское шоссе, д. 24	2,34	60,4	0,5	0,2	0,1
109.	пр. Гагарина, д. 156	5,9	152,2	1,1	0,4	0,3
110.	ул. Радистов, д. 24	8,4	216,7	1,6	0,5	0,3
111.	ул. Терешковой, д. 7	16,8	433,4	3,3	1,1	1
112.	МР Юго-Запад, ул. 40-лет Победы, д. 15	16,8	433,4	3,3	1,1	0,5
113.	Медицинская Академия, ул. Гагарина, д. 70а	20	516	3,9	1,3	1,3
114.	Центр "Мать и дитя", ул. Тропинина, д. 13б	2,14	55,2	0,4	0,1	0,02
115.	БМК, ул. Гагарина, д. 97 корп. 14	12,17	314	2,4	0,8	0

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
116.	МОУ ДОД ДЮЦ "Контакт" д. Бешенцево, д. 131	0,2	11,2	0,1	0	
117.	МОУ ДОД ДЮЦ "Контакт" д. Б. Константиново ул. Борисова д. 40	0,2	11,2	0,1	0	
118.	МОУ ДОД "ДЮСШ по парусному спорту", п. Слуда	0,2	11,2	0,1	0	
119.	ул. Углова, д. 3в	0,013	0,7	0	0	
120.	Медсклад, ул. Ларина, д. 14	0,1	4,8	0	0	
121.	Котельная	3,8	213,9	1,6	0,5	
122.	ул. Геологов, д. 10	0,1	5,4	0	0	
123.	Котельная офисов, ул. Ларина, д. 22	0,5	27	0,2	0,1	
124.	ул. Ветлужская, д. 9	0,034	1,9	0	0	
125.	ул. Ларина, д. 20	0,6	34,9	0,3	0,1	
Итого по Приокскому району		349,92	9201,5	69	23	

Как следует из представленных данных таблицы 1, только в котельной БМК ДООЛ "Чайка", к.п. Зеленый город фактическая подпитка тепловой сети превышает расчетную подпитку, что при наличии закрытой системы теплоснабжения свидетельствует о плохом состоянии тепловых сетей или имеющемся несанкционированном разборе теплоносителя.

Если сравнить фактическую подпитку тепловых сетей котельных с нормой подпитки, то превышение нормы подпитки наблюдается в следующих котельных: котельная ул. Бекетова, д. 13, Теплоцентраль (НТЦ), ул. Ветеринарная, д. 5, котельная пер. Плотничный, д. 11, котельная станции переливания крови (КПСК), ул. Родионова, д. 194б.

В таблице 7.2 приведены сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и производительности ВПУ ведомственных котельных Нагорной части города.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 7.2 – Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и производительности ВПУ ведомственных котельных Нагорной части города

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч
НИЖЕГОРОДСКИЙ РАЙОН					
1.	ул. Ильинская, д. 65А	17,99	464,1	3,5	1,2
2.	ул. Дальняя, д. 17А	0,76	19,6	0,1	0
3.	ул. Белинского, д. 62	1,4	36,2	0,3	0,1
4.	ул. 3-я Ямская, д. 30	1,41	36,4	0,3	0,1
5.	ул. Гаршина, д. 40	7,39	413,1	3,1	1
6.	ул. Яблоневая, д. 18	6,1	340,8	2,6	0,9
7.	ул. Деловая, д. 7	20	1118	8,4	2,8
8.	ул. Ильинская, д. 45а	1,24	69,2	0,5	0,2
9.	ул. Грузинская, д. 5	2,58	144,2	1,1	0,4
10.	Н. Волжская набережная, д. 17	1,65	92,2	0,7	0,2
11.	пер. Бойновский, д. 17	1,71	95,3	0,7	0,2
12.	Казанское шоссе, д. 12а	20	1118	8,4	2,8
13.	ул. Ярославская, д. 8А	3,44	192,3	1,4	0,5
14.	ул. Белинского, д. 32	0,86	48,1	0,4	0,1
15.	ул. Минина, д. 43а	2,15	120,2	0,9	0,3
16.	ул. Грузинская, д. 37б	1,72	96,1	0,7	0,2
17.	ул. Костина, д. 6	2,1	117,4	0,9	0,3

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч
18.	ул. Пожарского, д. 5	1,72	96,1	0,7	0,2
19.	ул. Варварская, д. 40а	1,46	81,6	0,6	0,2
20.	к.п. Зеленый город	4,48	250,4	1,9	0,6
21.	к.п. Зеленый город	1,37	76,6	0,6	0,2
22.	к.п. Зеленый город	4,38	113	0,8	0,3
23.	к.п. Зеленый город	1,87	104,5	0,8	0,3
24.	к.п. Зеленый город	2,49	139,2	1	0,3
25.	ул. Володарского, д. 40	1,78	99,5	0,7	0,2
26.	пер. Обозный, д. 2	0,86	48,1	0,4	0,1
27.	ул. Варварская, д. 7	2,5	139,8	1	0,3
28.	ул. Тургенева, д. 30	25,5	657,9	4,9	1,6
29.	Нижне-Волжская наб., 7/8	1,03	57,6	0,4	0,1
30.	ул. Грузинская, д. 44	2,3	128,6	1	0,3
31.	пер. Вахитова, д. 4	2,6	145,3	1,1	0,4
32.	ул. Ковалихинская, д. 18	1,5	82,6	0,6	0,2
33.	ул. Варварская, д. 32	3,7	208,1	1,6	0,5
34.	пер. Нежинский, д. 1	1,6	88,3	0,7	0,2
35.	Казанское шоссе, д. 6	4,2	236,6	1,8	0,6
36.	Автосалон, ул. Бринского, д. 12	1,2	65	0,5	0,2
37.	Котельная жилого дома, ул. Варварская	1,2	67,7	0,5	0,2
38.	ул. Почаинская, д. 17	2,3	126,1	0,9	0,3

22401.ОМ-ПСТ.001.000.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч
39.	Торговый центр ул. Родионова	1,8	101,1	0,8	0,3
40.	ул. М.Ямская, д. 18	1,3	74,3	0,6	0,2
41.	ул. Дальняя-Ереванская, д. 8/1	1,6	90,3	0,7	0,2
42.	ГК "Волжский откос", наб. В.Волжская	1,2	66,3	0,5	0,2
43.	Котельная офис, ул. Студеная, д. 35а	0,1	3,7	0	0
44.	пер. Ткачева, д. 2а	1	57,3	0,4	0,1
45.	ул. Володарского, д. 40	1,3	74,7	0,6	0,2
46.	ул. Белинского, д. 124	2,6	143,9	1,1	0,4
47.	съезд Георгиевский, д. 3	1,1	61,9	0,5	0,2
48.	ул. Родионова, д. 187а	12,9	721,2	5,4	1,8
49.	ул. Белинского, д. 58/60	1,1	60,6	0,5	0,2
Итого по Нижегородскому району		188,51	8989,1	67,4	22,5
СОВЕТСКИЙ РАЙОН					
50.	ул. Нартова, д. 6	44,8	1155,8	8,7	2,9
51.	ул. Нартова, д. 6 (ВПУ отсутствует)	2,61	157,1	1,2	0,4
52.	ул. Ошарская, д. 76	1,11	62	0,5	0,2
53.	ул. Б. Панина, д. 16	12,9	721,1	5,4	1,8
54.	ул. Ижорская, д. 25	6,3	352,2	2,6	0,9
55.	пр. Гагарина, д. . 50	8,38	468,4	3,5	1,2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч
56.	ул. Краснозвездная, д. 37	18,4	474,7	3,6	1,2
57.	ул. Медицинская, д. 2	8,1	209	1,6	0,5
58.	ул. Б. Панина, д. 16	0,84	46,7	0,4	0,1
59.	пр. Гагарина, д. 23	8,1	209	1,6	0,5
60.	ул. Белинского, д. 61	11,52	644	4,8	1,6
61.	ул. Охотничья, д. 1	4	223,6	1,7	0,6
62.	ФГОУ СПО "НРТК", ул. Студенческая, д. 6	2	111,8	0,8	0,3
63.	ул. Тимирязева, д. 7/1	1,24	69,5	0,5	0,2
64.	ул. Тимирязева, д. 7/2	1,21	67,9	0,5	0,2
65.	ул. Тимирязева, д. 7/3	1,17	65,5	0,5	0,2
66.	ул. Ошарская, д. 74	3,8	212,4	1,6	0,5
67.	пр. Гагарина, д. 22	16,6	927,3	7	2,3
68.	пр. Гагарина, д. 34	6,9	387,6	2,9	1
69.	ул. Б.Панина, д. 3	1	58,3	0,4	0,1
70.	ул. Кулибина, д. 4	1,6	88	0,7	0,2
71.	ул. Салганская, д. 7	13,7	767,6	5,8	1,9
72.	ул. Нартова, д. 2	2,3	126,7	1	0,3
73.	пр. Гагарина, д. 60	15,5	864,3	6,5	2,2
74.	ул. Кулибина, д. 3	2,8	157,3	1,2	0,4
75.	Торговый комплекс, ул. Нартова, д. 4	1,1	62,5	0,5	0,2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч
76.	ул. Тимирязева, д. 31А	1,5	81,1	0,6	0,2
77.	ул. Ошарская, д. 67	0,9	47,7	0,4	0,1
78.	ул. Ошарская, д. 63	1	57,3	0,4	0,1
Итого по Советскому району		201,35	8876,5	66,6	22,2
ПРИОКСКИЙ РАЙОН					
79.	ФГУП НИИС им.Седакова, ул. Тропинина, д. 47	83,6	2156,9	16,2	5,4
80.	ОАО "НИТЕЛ", пр. Гагарина, д. 37	44,48	1147,6	8,6	2,9
81.	ФГУП "Нижегородский з-д им. Фрунзе", пр. Гагарин, д. 174	83,33	2149,9	16,1	5,4
82.	ЗАО "Класс-Плюс", пос. Черепичный, д. 14	8,98	502	3,8	1,3
83.	Областная больница №1, п. Ляхово	4,48	250,4	1,9	0,6
84.	ОАО МК "Нижегородский", ул. Ларина, д. 19	34,05	878,5	6,6	2,2
85.	ул. Ларина, д. 18	2,6	147,6	1,1	0,4
86.	п. Черепичный, д. 2а	1,3	74,4	0,6	0,2
87.	Складской комплекс, ул. Ларина	1	57,4	0,4	0,1
88.	ул. Ларина, д. 11	2	110,5	0,8	0,3
89.	База, ул. Ларина, д. 19а	1,3	74,6	0,6	0,2
90.	ул. Ларина, д. 12	1,6	88,9	0,7	0,2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч
91.	ул. Геологов, д. 12/1	3	165,2	1,2	0,4
92.	пр. Гагарина	1	57,3	0,4	0,1
93.	ул. Шапошникова, д. 13	8,1	454,3	3,4	1,1
94.	ул. Кащенко, д. 9	2,4	132,5	1	0,3
Итого по Приокскому району		283,3	8448,1	63,4	21,1

Как следует из таблицы 7.2, превышение фактической подпитки тепловой сети над расчетной подпиткой наблюдается в котельной ул. Нартова, д. 6. В данной котельной ВПУ отсутствует.

В котельной ЗАО "Класс-Плюс", пос. Черепичный, д. 14 фактическая подпитка тепловой сети превышает расчетную норму подпитки.

7.5 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных Заречной части г. Нижнего Новгорода

В таблице 7.3 приведены сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и установленной производительности ВПУ муниципальных котельных Заречной части города.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 7.3 – Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и производительности ВПУ муниципальных котельных Нагорной части города

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
СОРМОВСКИЙ РАЙОН						
1.	пр. Союзный, 43	60	1548	11,6	3,9	2,5
2.	"Циолковского", 5, ул. Коперника, д. 1а	12,6	325,1	2,4	0,8	1,2
3.	БМК ул. Римского-Корсакова, 50	7,2	185,8	1,4	0,5	0
4.	ул. Пугачева, д. 1	19,5	503,1	3,8	1,3	1,5
5.	ул. Пугачева, д. 2	19,5	503,1	3,8	1,3	0,5
6.	4 МР Сормово, ул. Баренца, д. 9а	19,5	503,1	3,8	1,3	1,4
7.	Баня №7, ул. Станиславского, д. 3	16,8	433,4	3,3	1,1	1,2
8.	9 МР Сормово, ул. Базарная, д. 6	26	670,8	5	1,7	1
9.	7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д. 6б	33,2	856,6	6,4	2,1	1,2
10.	7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д. 25	33,2	856,6	6,4	2,1	0,2
11.	Роддом №6, ул. Сутырина, д. 19а	0,4	10,3	0,1	0	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
12.	ул. Иванова, д. 36б	19,5	503,1	3,8	1,3	0,5
13.	3 МР Сорново, ул. Иванова, д. 14б	19,5	503,1	3,8	1,3	1,6
14.	Центр Сорново, ул. Энгельса, д. 16	10,4	268,3	2	0,7	0,5
15.	Квартал Энгельса, ул. Энгельса, д. 1в	12,6	325,1	2,4	0,8	0,1
16.	п. Народный, ул. Планетная, д. 8а	10,4	268,3	2	0,7	0,9
17.	Школа №116, ул. Меднолитейная, д. 16	0,32	8,3	0,1	0	0
18.	Школа №90, пер. Общественный, д. 6а	0,33	8,5	0,1	0	0
19.	БМК п. Дубравный, ул. Дубравная, д. 17	2,86	73,8	0,6	0,2	1,37
20.	ул. Озерная, д. 16	2,6	143,8	1,1	0,4	
21.	"КЭЧ", ул. Федосеенко, д. 89а	4,22	108,9	0,8	0,3	0,3
22.	Ветлечебница ул. Перова, д. 39	0,003	0,1	0	0	
23.	в/ч 48422, ул. Планетная	2,7	70	0,5	0,2	
24.	в/ч 40636, ул. Свободы, д. 95	1	25,3	0,2	0,1	
25.	Котельная №2 в/г №53, ул. Федосеенко	4	103,7	0,8	0,3	
26.	Котельная №3 в/ч 31688, ул. Федосеенко	3,3	86,2	0,6	0,2	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
27.	Котельная аптеки №274, ул. Ужгородская, д. 1Б	0	0,1	0	0	
28.	Баня №10, ул. Свободы, д. 83а	0,8	20,5	0,2	0,1	
Итого по Сормовскому району		342,45	8912,7	66,8	22,3	
МОСКОВСКИЙ РАЙОН						
29.	ул. Люкина, д. 6а	8,6	221,9	1,7	0,6	0,25
30.	ул. Баранова, д. 11	26	670,8	5	1,7	0,7
31.	ул. Безрукова, д. 5	14,9	384,4	2,9	1	0
32.	ул. Красных Зорь, д. 4а	11,3	291,5	2,2	0,7	1,2
33.	ул. Гастелло, д. 1а	11,7	301,9	2,3	0,8	1
34.	пр. Героев, д. 13	5,11	131,8	1	0,3	0,1
35.	Ветлечебница ул. Камская, д. 65	0,012	0,3	0	0	
36.	Испытательная станция ул. Федосеенко	0,6	15,7	0,1	0	
37.	ул. Сормовское ш., д. 1а	1,8	47,3	0,4	0,1	
38.	Депо №2, ул. Сормовское шоссе, д. 16	0,7	18,5	0,1	0	
39.	ул. Петродворецкая, д. 80	0	0,2	0	0	
40.	Оранжерея, ул. Красных Зорь	1,3	34,1	0,3	0,1	
Итого по Московскому району		82,1	2118,5	15,9	5,3	
КАНАВИНСКИЙ РАЙОН						

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
41.	ул. Лесной городок, 6А	48,75	1257,8	9,4	3,1	0,914
42.	ул. Чкалова, 9г	19,5	503,1	3,8	1,3	1,63
43.	"Квартал Д", пр. Ленина, 5а	20,6	531,5	4	1,3	
44.	ул. Климовская д. 86; ул. Климовская, д. 86а	25,04	646	4,8	1,6	1,5
45.	ул. Таллинская, д. 15в	42,25	1090,1	8,2	2,7	3,335
46.	ул. Вольская д. 15а	5	129	1	0,3	0,29
47.	15-й кв., Московское шоссе, ул.Тихорецкая, д. 3в	12,6	325,1	2,4	0,8	1,04
48.	15-й кв., Московское шоссе, ул. Тихорецкая, д. 3в	1,9	106,2	0,8	0,3	
49.	ул. Знаменская, д. 5б	5,16	133,1	1	0,3	0,3
50.	ул. Ивана Романова, д. 3а	5,54	309,7	2,3	0,8	0,3
51.	ул. Водопроводная; Московское шоссе, д. 15а	19,5	503,1	3,8	1,3	0,9
52.	фабрика "Рекорд", ул .Гордеевская, д. 61в	12,6	325,1	2,4	0,8	0,3
53.	ул. Мурашкинская, 13	33,2	856,6	6,4	2,1	1,55
54.	"17 Квартал", ул. Куйбышева, 41а	7,8	201,2	1,5	0,5	0,7
55.	бульвар Мира, 4а	3,07	171,6	1,3	0,4	0,179
56.	ул. Конотопская, 5	3,75	96,8	0,7	0,2	0,1
57.	ул. Конотопская, 4а	1,85	103,4	0,8	0,3	0,08

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
58.	БМК ул. Чкалова, 37а	10,83	279,4	2,1	0,7	0,1
59.	ул. Невельская, 9а	4,8	123,8	0,9	0,3	0,24
60.	ул. Путейская, 31а	8,42	217,2	1,6	0,5	0,966
61.	Больница №10, ул. Чонгарская, 43а	1,65	42,6	0,3	0,1	0,03
62.	пер. Рубо, 3	1,08	60,4	0,5	0,2	
63.	ул. Металлистов, 4б	3,26	84,1	0,6	0,2	0,29
64.	ул. Московское шоссе, 219а	3,92	219,1	1,6	0,5	0,25
65.	ОАО "Агрокомбинат Горьковский", БМК, ул. Тепличная, 2а	8,81	227,3	1,7	0,6	0
66.	пер. Тургайский, д. 3а	1,66	92,8	0,7	0,2	0,01
67.	ул. Фильченкова, д. 42	0,1	2,9	0	0	
68.	ул. Чкалова, д. 27	0,015	0,8	0	0	
69.	УЗ-62/5, ул. Ракетная, д. 2г	4,1	226,7	1,7	0,6	
70.	в/ч 21167, ул. Московское шоссе, д. 167	0,8	46,4	0,3	0,1	
71.	в/ч 86700, ул. Вязниковская, д. 88	0,6	30,8	0,2	0,1	
72.	ул. Интернациональная, д. 38	11,3	633,4	4,8	1,6	
73.	ул. Сивашинская, д. 25	0,1	3,1	0	0	
74.	ул. Кузбасская, д. 1	0,5	28,6	0,2	0,1	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
75.	БОК, ул. Октябрьской революции, д. 62	1,7	93,6	0,7	0,2	
76.	Диспетчерская, ул. Литвинова, д. 12	0,012	0,7	0	0	
Итого по Канавинскому району		331,63	9703	72,8	24,3	
77.	ул. Академика Баха, 4а	80	2064	15,5	5,2	15
78.	"ЗеФС", ул. Памирская, 11	52	1341,6	10,1	3,4	0,2
79.	ул. Премудрова, д. 12а (квартал Д)	32,5	838,5	6,3	2,1	7,7
80.	Роддом №4, ул.Октябрьской Революции, д. 66	8,25	212,9	1,6	0,5	0,21
81.	ул.Геройская, д. 2а	6,02	336,5	2,5	0,8	
82.	ул.Геройская, д. 11а	17,2	443,8	3,3	1,1	1,5
83.	ул. Херсонская, д. 16а	6,4	357,8	2,7	0,9	
84.	ул. Профинтерна, д. 7Б	1,32	73,8	0,6	0,2	
85.	кв. "Ржавка", ул. Комарова, д. 14Б	6,4	165,1	1,2	0,4	
ЛЕНИНСКИЙ РАЙОН						
86.	ул. Завкомовская, д. 8	1,36	76	0,6	0,2	
87.	ул. Архитектурная, д. 2д	7,76	433,8	3,3	1,1	
88.	ул. Снежная, д. 100б	3,87	216,3	1,6	0,5	
89.	ул. Ленина, д. 22в	5,89	329,3	2,5	0,8	
90.	ул. Комарова, д. 3	2,17	121,3	0,9	0,3	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
91.	ул. Архитектурная, д. 2б	6,4	165,1	1,2	0,4	
92.	РЭБ Флота, ул. Правдинская, д. 27	4,5	251,6	1,9	0,6	
93.	"Ипподром", ул. Ленина, д. 51, корп.10	17,2	443,8	3,3	1,1	1,34
94.	ФОКа, ул. Арктическая, д. 7	2	109,1	0,8	0,3	
95.	Ветлечебница, ул. Дачная, д. 13а	0,013	0,7	0	0	
96.	АТХ №2, ул. Удмуртская, д. 37/1	1,4	80,3	0,6	0,2	
97.	ФОК, ул. Перекопская, д. 12а	2	109,1	0,8	0,3	
98.	Цех "Кристалл", ул. Гл. Успенского	3,3	183,7	1,4	0,5	
Итого по Ленинскому району		267,88	8353,9	62,7	20,9	
АВТОЗАВОДСКОЙ РАЙОН						
99.	"Мостоотряд", п. Мостоотряд, 32А	7,5	193,5	1,5	0,5	
100.	ул. Мончегорская, д. 11	10,3	265,7	2	0,7	
101.	Больница №40, ул. Героя Смирнова, д. 71а	3,17	177,2	1,3	0,4	
102.	Школа №16, ул. Ляхова, д. 92а (Гнилицы)	0,33	18,4	0,1	0	
103.	Школа №114, ул. Земляничная, д. 1б (Стригино)	0,5	28	0,2	0,1	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
104.	Школы №145, ул. 19 Линия, д. 25а (Н.Доскино)	0,33	18,4	0,1	0	
105.	ул. Львовская, д. 7а	2,45	137	1	0,3	
106.	Инфекционная больница №23, пр. Ильича, д. 54а	1,34	34,6	0,3	0,1	
107.	Больница №37, ул. Челюскинцев, д. 3	0,05	2,7	0	0	
108.	Больница №26 (Гнилицы), ул.Гнилицкая, д. 105	0,15	8,4	0,1	0	
109.	МДОУ №31 "Лесная сказка", ул. Земляничная, д. 32	0,2	11,2	0,1	0	
110.	МДОУ №43"Д/с худож.-эстет. развития" ул. Зенитчиков, д. 7а	0,5	28	0,2	0,1	
111.	ул. Космическая, д. 38	1,2	68,1	0,5	0,2	
112.	пр. Ильича, д. 56	1,8	101,1	0,8	0,3	
113.	ул. Ак.Павлова, д. 26а	0,044	2,5	0	0	
114.	Депо №3, пр. Молодежный, д. 29а	0,8	46,2	0,3	0,1	
115.	Диспетчерская, ул. Коломенская, д. 4	0,006	0,3	0	0	
116.	Диспетчерская, ул. Я.Купалы, д. 1	0,006	0,3	0	0	
117.	Промбаза, ул. Смирнова, д. 3а	0,1	4,7	0	0	
Итого по Автозаводскому району		30,81	1146,2	8,6	2,9	

Как следует из таблицы 7.3, превышение фактической подпитки тепловой сети над расчетной подпиткой наблюдается в котельной БМК п. Дубравный, ул. Дубравная, д. 17, котельной на ул. Премудрова, д. 12а (квартал Д). При наличии закрытой системы теплоснабжения это свидетельствует о плохом состоянии тепловых сетей или имеющемся несанкционированном разборе теплоносителя.

В 15 котельных фактическая подпитка тепловой сети превышает расчетную норму подпитки.

В таблице 7.4 приведены сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и установленной производительности ВПУ ведомственных котельных Заречной части города.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 7.4 – Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и установленной производительности ВПУ ведомственных котельных Заречной части города

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
1	2	3	4	5	6	7
СОРМОВСКИЙ РАЙОН						
1.	"ЗКПД-4 Инвест", ул. Зайцева, д. 31	155	3999	30	10	32,23
2.	ОАО "ЖБС №5", ул. Федосеенко, д. 44а	15,8	883,2	6,6	2,2	
3.	ФГУП "Завод Электромаш", ул. Федосеенко, д. 64	101,19	2610,7	19,6	6,5	2
4.	НПАП-1, ул. Кима, д. 335	8,2	458,4	3,4	1,1	
5.	Завод, ул. Зайцева, д. 35	34,8	1944,4	14,6	4,9	
6.	Коминтерна, д. 47а	20,2	1127,2	8,5	2,8	
7.	пл. Базарная, д. 10	10,2	570,4	4,3	1,4	
8.	ул. Зайцева, д. 46	1,3	75,2	0,6	0,2	
9.	ул. Федосеенко, д. 6	8,6	478	3,6	1,2	
10.	ул. Торфяная, д. 40	8,1	454,6	3,4	1,1	
11.	ул. Баррикад, д. 1	94	5253,3	39,4	13,1	
12.	ул. Ново-Советская, д. 2	4,3	242,7	1,8	0,6	
13.	ул. Травяная, д. 6	1,6	89,1	0,7	0,2	
14.	АБК, ул. Коминтерна, д. 43	1,7	96	0,7	0,2	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
15.	ул. Коминтерна, д. 105	2	109,7	0,8	0,3	
16.	База, ул. Торфянная, д. 43	1,4	77,7	0,6	0,2	
17.	б-р Юбилейный, д. 32	1,6	88,2	0,7	0,2	
18.	б-р Юбилейный, д. 29а	1,6	88,2	0,7	0,2	
19.	Мебельного цех, ул. Федосеенко, д. 64	1,4	75,9	0,6	0,2	
Итого по Сормовскому району		472,87	18721,9	140,4	46,8	
МОСКОВСКИЙ РАЙОН						
20.	1 ОАО НАЗ "Сокол", ул. Чаадаева, д. 10в	95,8	2471,6	18,5	6,2	4
21.	3 ОАО НАЗ "Сокол", ул. Чаадаева, д. 1	223,3	5761,1	43,2	14,4	13
22.	ГП "ОКБМ им. Африкантова", Бурнаковский пр-д, д. 15	70,3	1813,7	13,6	4,5	2,5
23.	ООО "ЭСМА", Московское шоссе, д. 83а	42	1083,6	8,1	2,7	
24.	ОАО ЗТО"Камея",п. Б.Пойма, ул. Механизаторов д. 3	15,1	389,6	2,9	1	
25.	ул. Коминтерна, д. 2	5,4	304,6	2,3	0,8	
26.	ул. Бурнаковский пр., д. 1	1,3	75,1	0,6	0,2	
27.	ул. Сормовское шоссе, д. 11а	2,9	161,7	1,2	0,4	
28.	ул. Шалапина, д. 2а	1,5	82,7	0,6	0,2	
29.	№4, ул. Чаадаева	27,3	1526,5	11,4	3,8	
30.	ул. Московское шоссе, д. 105	40,1	2240,6	16,8	5,6	

22401.ОМ-ПСТ.001.000.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
31.	Дворец спорта	1	56,6	0,4	0,1	0,3
32.	ул. Сормовское шоссе, д. 21	102,2	5715,3	42,9	14,3	
33.	ул. Сормовское шоссе, д. 21	79,2	4425,5	33,2	11,1	
34.	пр. Героев, д. 37/18	6,8	380,7	2,9	1	
Итого по Московскому району		714,29	26488,9	198,7	66,2	
КАНАВИНСКИЙ РАЙОН						
35.	Московское шоссе, д. 52	35	903	6,8	2,3	
36.	ОАО "Нормаль", ул. Литвинова, д. 74	23,2	598,6	4,5	1,5	
37.	ул. Интернациональная, д. 95	22	567,6	4,3	1,4	
38.	ул. Интернациональная, д. 96	4,7	262,7	2	0,7	
39.	ул. Электровозная, д. 18	6,1	157,4	1,2	0,4	
40.	Московское шоссе, д. 302/1	1,03	57,6	0,4	0,1	
41.	Котельная №2, ул. К.Маркса, д. 60Б	18,23	470,4	3,5	1,2	
42.	ОАО "НН масло-жировой комбинат", ш. Жиркомбинат, д. 11	71,55	3999,6	30	10	
43.	ул. Обухова, д. 45	1,52	39,1	0,3	0,1	
44.	ул. Октябрьской революции, д. 45	2,68	69	0,5	0,2	
45.	ул. Акимова, д. 55а	16,86	434,9	3,3	1,1	
46.	ул. Интернациональная, д. 81, 85	0,08	4,5	0	0	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
47.	Московское ш., 52	5,92	330,8	2,5	0,8	
48.	ул. Интернациональная, д. 95	33,8	1889,4	14,2	4,7	
49.	Фабрика	7,7	432,5	3,2	1,1	
50.	ул. Стрелка, д. 21	2,2	121,2	0,9	0,3	
51.	НГЧ-2 ст. Кондукторская, д. 26	29,4	1644	12,3	4,1	
52.	ул. Вторчермета, д. 7	11,8	660,5	5	1,7	
53.	ул. Советская, д. 12	2	112,7	0,8	0,3	
54.	Котельная жилых домов 5 мкрн. "Мещерский"	7,2	402,7	3	1	
55.	ул. Кузбасская, д. 1	1,4	79	0,6	0,2	
56.	ул. Московское шоссе, д. 120	11,9	666,2	5	1,7	
57.	ул. Кузбасская, д. 7а	1,6	87,2	0,7	0,2	
58.	ул. Кузбасская, д. 17а	1,2	67,9	0,5	0,2	
59.	ул. Гордеевская, д. 1	2,4	131,7	1	0,3	
60.	Котельная	1	56,2	0,4	0,1	
61.	ул. Спортсменский, д. 11	18,7	1046	7,8	2,6	
62.	ул. Долгополова, д. 77	7,5	419,5	3,1	1	
63.	ул. Московское шоссе, д. 30	2,2	122,3	0,9	0,3	
64.	Котельная №3, ул. Актюбинская, д. 17	2,8	155,8	1,2	0,4	
65.	ул. Московское шоссе, д. 302/2	12,3	687,8	5,2	1,7	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
66.	ул. Жиркомбината, д. 22	4,6	257,1	1,9	0,6	
67.	ул. Московское шоссе, д. 300	3,6	200,2	1,5	0,5	
68.	ул. Московское шоссе, д. 34	4,4	244,5	1,8	0,6	
69.	ул. Электровозная, д. 1	4,8	271	2	0,7	
Итого по Канавинскому району		383,37	17650,4	132,4	44,1	
ЛЕНИНСКИЙ РАЙОН						
70.	ФГУП НПП "Полет", ул. Заводская, д. 19	52	1341,6	10,1	3,4	5,7
71.	Котельная №3, "РУМО" ул. Адмирала Нахимова, д. 13	80	4472	33,5	11,2	
72.	Котельная №2, "РУМО" ул. Адмирала Нахимова д. 13	22,39	1251,6	9,4	3,1	
73.	пр. Ленина, д. 31Б	4,3	240,4	1,8	0,6	
74.	ОАО "РЖД", пр. Ленина, д. 18	1,37	76,6	0,6	0,2	
75.	ЗАО "Завод спец. автомобилей" ул. Июльских дней д. 1	33,6	866,9	6,5	2,2	
76.	ООО "Энергосервис", пер. Мотальный, д. 8	12,81	716,1	5,4	1,8	
77.	ЗАО "Хромтан", ул. Шекспира, д. 10	8,7	486,3	3,6	1,2	
78.	Нижегородский коммерческий институт, пр. Ленина, д. 27	1,44	80,5	0,6	0,2	

22401.ОМ-ПСТ.001.000.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
79.	Профессиональный лицей №6, ул. Национальная, д. 6	1	55,9	0,4	0,1	
80.	ОАО ПКО "Теплообменник", пр. Ленина, д. 85б	3,44	192,3	1,4	0,5	
81.	ул. Удмуртская, д. 40	4,7	263,3	2	0,7	
82.	Цех спирта, ул. Удмуртская, д. 39	3,5	193	1,4	0,5	
83.	Котельная, ул. Премудрова, д. 10/4	98,7	5518,5	41,4	13,8	
84.	пр. Ленина, д. 85	3	168,3	1,3	0,4	
85.	пер. Мотальный, д. 8	11,6	647,9	4,9	1,6	
86.	ул. Баумана, д. 66	1,7	95,9	0,7	0,2	
87.	Котельная технологической линии ЖБИ №1	1,2	64,5	0,5	0,2	
88.	ул. Воротынская, д. 1	3,6	201,5	1,5	0,5	
89.	ул. Воротынская, д. 3	21,4	1198,4	9	3	
90.	ул. Комарова, д. 2	1,4	76,3	0,6	0,2	
91.	ул. Шекспира, д. 10	5,6	311,3	2,3	0,8	
Итого по Ленинскому району		377,38	18519	138,9	46,3	
АВТОЗАВОДСКОЙ РАЙОН						
92.	Котельная "Северная", ул. Новикова-Прибоя, д. 18	239,9	6189,4	46,4	15,5	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный объем тепловой сети (СНиП 41-02-2003), м ³	Максимальный (расчетный) часовой расход воды на подпитку ТС; Расчетная производительность ВПУ (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч	Норма расхода воды на подпитку ТС (Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 2003г.), м ³ /ч	Фактический максимальный расход воды на подпитку ТС по показаниям приборов учета, м ³ /ч
93.	«Ленинская», ул. Монастырка, д. 5 А	360	9288	69,7	23,2	
94.	ООО "Агрокомплекс "Доскино", ул. Заслонова, д. 20	118	7103,6	53,3	17,8	
95.	ул. Лесная, д. 9а	3,45	89	0,7	0,2	
96.	ОАО "МАНН", аэропорт г. Н. Новгорода	6,02	155,3	1,2	0,4	
97.	ул. Ореховская, д. 80	4	223,5	1,7	0,6	
98.	пр.Молодежный, д. 82	4	225,2	1,7	0,6	
99.	ул. Шуваловский пр., д. 5	1,9	109	0,8	0,3	
100.	ул. Монастырка, д. 17а	8,4	468,4	3,5	1,2	
101.	пр. Молодежный, д. 82	3,3	185,7	1,4	0,5	
102.	Булочный цех, хлебного цеха, пр. Кирова, д. 1	3,2	180,9	1,4	0,5	
103.	ул. Дьяконова, д. 2в	4,3	238,9	1,8	0,6	
104.	ул. Ковпака, д. 1а	1,7	93,3	0,7	0,2	
105.	Автосервис пр. Молодежный, д. 80	1,3	72,9	0,5	0,2	
106.	Котельная Лесная, ул. Васильева	2,9	161,7	1,2	0,4	
107.	ул. Фучика, д. 60	10,7	596,2	4,5	1,5	
Итого по Автозаводскому району		773,09	25381,1	190,4	63,5	

Как следует из таблицы 4, превышение фактической подпитки тепловой сети над расчетной подпиткой наблюдается в котельной "ЗКПД-4 Инвест", ул. Зайцева, д. 31. При наличии закрытой системы теплоснабжения это свидетельствует о плохом состоянии тепловых сетей или имеющемся несанкционированном разборе теплоносителя.

В 2 котельных фактическая подпитка тепловой сети превышает расчетную норму подпитки.

Приведенная в таблицах 1, 2, 3, 4 норма часового расхода воды на подпитку тепловых сетей котельных рассчитана согласно приказу Министерства энергетики РФ от 24 марта 2003 года № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

В соответствии с п. 6.2.29 этого документа при эксплуатации тепловых сетей утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения в час независимо от схемы их присоединения за исключением систем горячего водоснабжения (далее - ГВС), присоединенных через водоподогреватель. При определении нормы утечки теплоносителя не должен учитываться расход воды на заполнение теплопроводов и систем теплоснабжения при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей.

7.6 Описание водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления тепло-носителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия ТЭЦ

7.6.1 Сормовская ТЭЦ

Сормовская ТЭЦ с 1978 г. переведена на открытую схему теплоснабжения.

Установка водоподготовки подготовки подпиточной воды для теплосети запроектирована по схеме подкисление-буферное Н-катионирование-декарбонизация. В 1988 г. схема была реконструирована с целью увеличения производительности с 1000 до 2000 м³/ч. Дополнительно к трем существующим были установлены еще два вакуумных деаэратора типа ДСВ-400 и два бака-аккумулятора емкостью по 5000 м³ каждый в дополнение к двум существующим бакам-аккумуляторам емкостью по 2000 м³ каждый.

В 1997-98 гг. для сокращения расхода циркуляционной воды (свыше 5300 м³) было установлено два деаэратора типа ДВ-2000 мгновенного вскипания, и реконструирована схема подогрева воды перед вакуумными деаэраторами.

Согласно данным отчета института «Теплоэлектропроект», выполненного в 1999 году, трубопроводы подачи химочищенной воды на вакуумные деаэраторы для подпитки теплосети №1 Ду500 и №2 Ду400 имели сильную наружную коррозию и требовали проведения замены в 2004-2005 гг. Насосы подпитки теплосети общей производительностью 5160 м³/ч находились в удовлетворительном состоянии. Трубопровод подпитки теплосети Ду500 до насосной подпитки теплосети также находился в удовлетворительном состоянии. Уменьшение толщины стенки трубопровода из-за коррозии внутренней поверхности не превышало расчетного. Подобное заключение относилось ко всем трубопроводам обвязки баков-аккумуляторов, насосов подпитки теплосети и трубопроводам подпитки теплосети Ду500 от насосов подпитки теплосети до их врезки в трубопровод обратной сетевой воды.

Фактическое водопотребление Сормовской ТЭЦ в 2011 году составило от ОАО «Нижегородский водоканал» - 4 190,0 тыс. м³, из реки Волги - 211 570,58 тыс. м³.

Распределение теплоносителя в Сормовском теплосетевом районе осуществляется по трем тепломагистралям:

- две магистральные теплотрассы в жилой комплекс «Мещера»;
- магистральная теплотрасса в промзону Сормовского района.

7.6.2 ООО «Автозаводская ТЭЦ»

Схема теплоснабжения Автозаводской ТЭЦ и, входящей в ее состав, котельной Ленинская закрытая.

Отопление (горячая вода на отопление с температурным графиком 150/70 °С со срезкой 110 °С) осуществляется:

- завода «ГАЗ»;
- Автозаводского района;
- частично Ленинского района.
-

Распределение теплоносителя на отопление в Автозаводском теплосетевом районе осуществляется по 16 тепломагистралям.

Районные теплотрассы: I Соцгородская, II Соцгородская, I Юго-Западная, II Юго-Западная, III Юго-Западная, Ленинская, Прибрежная.

Заводские теплотрассы: Северная, Ново-Северная, Западная, Ново-Восточная, Комсомольская, Восточная, Ново-Западная, Дизельная, МСК-9.

При этом:

- районная теплотрасса III Соцгородская в районе запитана от II Юго-Западной теплотрассы;
- теплотрасса МСК-10, которая частично является районной, запитана от теплотрассы Дизельной;
- заводская Комсомольская теплотрасса небольшим ответвлением обеспечивает теплоснабжение района.

Распределение теплоносителя на нужды централизованного горячего водоснабжения завода «ГАЗ» и населения Автозаводского района осуществляется по 9 магистральным выводам: пять в город, четыре на завод «ГАЗ» с температурой 75–65 °С (однотрубная схема с открытым водоразбором).

Районные трассы ГВС: I Соцгородская, II Соцгородская, III Соцгородская, Северный посёлок, II Юго-Западная,

Заводские трассы ГВС: Завод – I, Ново-Восточная, Завод – II, МСК-9.

Теплоснабжение от котельной Ленинская ООО «Автозаводская ТЭЦ»

Распределение теплоносителя от котельной осуществляется на отопление по 2 теплотрассам, запитанным от ТЭЦ - Ленинская и Дизельная.

В таблице 7.5 представлено распределение теплоносителя (среднемесячный расход сетевой воды) от ТЭЦ в январе 2012 г. по теплотрассам.

Таблица 7.5 – Распределение теплоносителя от ТЭЦ в январе 2012 г. по теплотрассам

№ п/п	Наименование теплотрассы	Расчетная тепловая нагрузка Q, Гкал/ч	Среднемесячный расход сетевой воды в январе 2012г. G, м ³ /ч
1	I Юго-западная	63,5	1074,04
2	II Юго-западная + III Соцгородская	176,2	3386,95
2.1	II Юго-западная.	115,4	-
2.2	III Соцгородская	60,8	-
3	III Юго-западная	68,6	1462,26
4	I Соцгородская	78,7	1793,00
5	II Соцгородская	91,5	1737,38
6	Комсомольская	23,1	843,35
7	Дизельная		2695,38
7.1	МСК-10	29,0	-
8	Ленинская	127,3	2422,08

В химическом цехе на участке водоподготовки имеются следующие установки:

1. Предочистка сырой воды на баковом хозяйстве, которая включает в себя 5 осветлителей типа ВТИ-350, где:

- осветлители № 1, 2 и бак осветленной воды № 1 (объем 700 м³) предназначены для подготовки воды на установку подпитки теплосети;

- осветлители № 3, 4, 5 и баки осветленной воды № 2, 3 (объем 700 м³) - на установку обессоливания ХВО-3.

2. Предочистка сырой воды на ХВО-2, где:
 - осветлитель типа ЦНИИ МПС- 2 шт. и бак осветленной воды (объем 100 м³) – 2 шт., предназначенные для подготовки воды на установку подпитка теплосети и установку химобессоливания ХВО-2.
3. Химобессоливающая установка ХВО-3 производительностью 490 м³/ч (с двухступенчатым Н-катионированием и с трехступенчатым ОН-анионированием).
4. Установка подпитки теплосети производительностью 720 м³/ч (с одноступенчатым натрий-катионированием).
5. Установка химобессоливания ХВО-2 производительностью проектной 110 м³/ч (с двухступенчатым Н-катионированием и ОН-анионированием).
6. Очистные сооружения ТЭЦ (относятся к химическому цеху).
7. Реагентное хозяйство.
8. Экспресс-лаборатории и дневная (общестанционные) лаборатории.

7.6.2.1. Установка ХВО-3

Сырая вода р. Ока, подогретая до 30 ± 1 °С, подается насосами от конденсатора ТГ № 5, 6 или подогревателя сырой воды (ПСВ) турбокомпрессоров № 3, 4 в осветлители типа ВТИ-350 № 3, 4, 5, в которых подвергается известкованию и коагуляции, после чего собирается в баки осветленной воды №№ 2,3 ($V = 700$ м³ каждый). Затем насосами осветленной воды вода подается на двухкамерные механические фильтры № 1÷4; далее вода последовательно проходит по схеме трехступенчатого химобессоливания:

→ Н-катионит.фильтры I ступени (6 пар) → ОН-анионит. фильтры I ступени (5 пар) → декарбонизатор (2 шт.) → баки ЧОВ (частично-обессоленной воды- 2 шт., $V = 300$ м³);

Н-катионит. фильтры II ступени (5 шт.) → ОН-анионит.фильтры II ступени (5 шт.);

→ ОН-анионит. фильтры III ступени (2 шт.),- химочищенная вода поступает на бак обессоленной воды (БОВ, $V = 300$ м³) или на насосы обессоленной воды. Насосами химочищенная вода подается по двум ниткам на ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4.

7.6.2.2. Установка подпитки тепловой сети

Осветленная вода после осветлителей типа ВТИ-350 № 1, 2 предочистки бакового хозяйства из бака воды № 1 ($V = 700$ м³) насосами (на вход которых вводится подкисление), а также после осветлителя ЦНИИ МПС № 1 и с бака воды № 1 ($V = 100$ м³) ХВО-2 насосами подается на механические фильтры № 6÷12, а затем на одноступенчатые натрий-катионитовые фильтры № 1÷8. После фильтров вода поступает на насосы подпитки теплосети и на бак катионированной воды ($V = 120$ м³), откуда подается по двум ниткам на ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1.

7.6.2.3. Блок обессоливания ХВО-2

С 1982 года по настоящее время в химическом цехе ТЭЦ работает установка приготовления обессоленной воды ХВО-2 по малосточной технологии, разработанной работниками кафедры «Теплоснабжения и вентиляции» Азербайджанского инженерно-строительного института.

Водоподготовительная установка ХВО-2 работает по следующей схеме:

- исходная вода реки Ока подвергается известково-едко-натровому умягчению и коагуляции железным купоросом в осветлителе типа ЦНИИ МПС производительностью 200 м³/ч, собирается в бак, из него насосами двумя потоками подается одновременно сверху и снизу в механический-Н-катионитный фильтр (МН); - далее катионированная вода последовательно сверху вниз идет через предвключенный анионитный фильтр (Ап), Н-катионитный фильтр I ступени, анионитный фильтр I ступени, Н-катионитный II ступени, анионитный II ступени, поступает в бак обессоленной воды и затем подается в тепловую схему ТЭЦ. Производительность установки 80÷100 м³/ч.

7.7 Утвержденные балансы производительности

водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Описание утвержденных балансов производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения, требуемое по Постановлению Правительства № 154, может быть выполнено на основании данных расчета аварийной подпитки тепловых сетей котельных г. Нижнего Новгорода. При этом расчет аварийной подпитки тепловых сетей выполняется по СНиП 41-02-2003. Но в этом случае система ВПУ котельных не задействована, а аварийная подпитка осуществляется по обводной линии напрямую в тепловую сеть.

Согласно п. 6.17 СНиП 41-02-2003 для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В таблице 7.6 приведены данные по расчету аварийной подпитки тепловых сетей муниципальных и ведомственных котельных Нагорной части города.

Таблица 7.6 – Данные по расчету аварийной подпитки тепловых сетей муниципальных и ведомственных котельных Нагорной части города

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
МУНИЦИПАЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНОЕ			
НИЖЕГОРОДСКИЙ РАЙОН			
1.	ул. Деловая, д. 14	60	31
2.	КПСК, ул. Родионова, д. 194б	141	72,8
3.	ул. Горького, д. 4а	5,87	3
4.	ул. Родионова, д. 190	14,4	7,4
5.	ул. Донецкая, д. 9в	12,6	6,5
6.	БМК, ул. Суетинская, д. 21 (21а,21б)	14,45	7,5
7.	пер. Плотничный, д. 11	12,6	6,5
8.	ул. Тургенева 13, пер.Бойновский, д. 9д	4,8	2,5
9.	ул. Нестерова, д. 31	4,8	2,5
10.	ул. В.Волжская набережная, д. 7	2	1
11.	Почтовый съезд 2, ул. Рождественская, д. 24	2,01	2,2
12.	ул. Нижегородская, д. 29	4,8	2,5
13.	ул. Н.Волжская набережная, д. 2а	7,08	3,7
14.	ул. Рождественская, д. 40а	1,18	1,3
15.	НИИ Педиатрии, ул. Семашко, д. 22е	3,36	1,7
16.	БМК ул. Огородная 9/10, ул.Радужная, д. 2а	4,77	5,3
17.	ул. Соревнования, д. 4а	1,17	1,3
18.	Школа №40, ул. Варварская, д. 15б	5	2,6
19.	ул. Родионова, д. 28б	0,36	0,4
20.	ул. Минина, д. 1	4,22	2,2
21.	ул. Гоголя, д. 9д	2,01	1
22.	ул. Рождественская, д. 8	0,9	1
23.	ул. Б. Покровская, д. 16	0,79	0,9
24.	ул. Максима Горького, д. 65д	6,45	7,2
25.	ул. Б. Покровская, д. 32	6,4	7,2
26.	ул. Гребешковский откос, д. 7	1,17	0,6
27.	Художественный музей, Кремль, корпус 3-а	1,84	2,1
28.	ул. Ярославская, д. 23	0,26	0,1
29.	ул. Рождественская, д. 2	0,3	0,3
30.	ул. М.Ямская, д. 9б	0,26	0,1
31.	ул. 3-я Ямская, д. 7	0,63	0,3

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНИП 41-02-2003), м ³ /ч
32.	БМК, ул. Дальняя, д. 1/29в	0,31	0,3
33.	Очистные сооружения, Артемовские луга	38,7	20
34.	"НИИТО", В.Волжская набережная, д. 18ж	2,58	1,3
35.	ул. Ульянова, д. 47	0,62	0,3
36.	санаторий "Нижегородский", ул. Березовская, д. 18	4,8	2,5
37.	ул. Воровского, д. 3	2,06	1,1
38.	ул. Горького, д. 50	0,99	0,5
39.	Дом отдыха "Зеленый город"	1,6	1,8
40.	Мореновская обл. СЛШ п. Зеленый город д. 7г, л. С	1,03	0,5
41.	Санаторий "Ройка", к.п. Зеленый город	2,06	1,1
42.	БМК ДООЛ "Чайка", к.п. Зеленый город	2,3	1,2
43.	Дом-интернат для престарелых и инвалидов "Зеленый город"	3,44	1,8
44.	ул. Заломова, д. 5	1,08	1,2
45.	пер. Вахитова, д. 4	0,32	0,4
46.	наб. В.Волжская, д. 18	2,6	2,9
47.	Котельная 1, 2, 3 этажа, пл. Театральная, д. 4	0	0
48.	ул. Октябрьская, д. 25	0,1	0,1
49.	ул. Ильинская, д. 90	0,041	0
50.	ул. Рождественская, д. 18 лит. А	0,1	0,1
51.	ул. Рождественская, д. 18 лит. Б, Д	0,032	0
52.	ул. Рождественская, д. 45	0,042	0
53.	ул. Тургенева, д. 3	0,7	0,8
54.	"ЦПС" и гаража, наб. Гребного канала, д. 2А	0,2	0,2
55.	ул. Гоголя, д. 8	0,2	0,2
56.	ул. Минина, д. 14в	0,007	0
57.	Котельная музея, ул. Б.Покровская, д. 8	0,03	0
58.	Котельная музея, ул. Горького, д. 127	0,022	0
59.	Котельная выставочного центра, ул. Ильинская	0,007	0
60.	ул. Короленко, д. 11	0,022	0
61.	Котельная амбулатории, пер.	0,005	0

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
	Вахитова		
62.	Лыжехранилище, пл. Сенная, д. 2	0,1	0,1
63.	наб. Нижне-Волжская, д. 1/1	1,3	1,4
64.	ФОК, ул. Варварская, д. 11а	0,2	0,3
65.	ул. Нестерова, д. 5	1,7	1,9
66.	ул. Ульянова, д. 10	0,6	0,6
67.	ул. Б.Покровская, д. 26	1,4	1,6
68.	Котельная корпуса №1-5, ул. Минина, д. 28	2,6	2,9
69.	в/ч 10839, ул. Почтовый съезд, д. 9	0,046	0,1
70.	Котельная склада, ул. Ульянова, д. 52	0,016	0
71.	наб. Гребного канала, д. 8	0,3	0,4
72.	ул. Деловая, д. 7	0,3	0,3
73.	Аптека №1, ул. Б.Печерская	0,03	0
74.	Аптека №3, ул. Рождественская	0,017	0
75.	Аптека №330, Зеленый город	0,033	0
76.	БОК, ул. Ковалихинская, д. 58	1,3	1,4
77.	БОК, ул. Новая, д. 13а	0,8	0,9
78.	ул. Рождественская, д. 38в	0,018	0
79.	НО №7 СБ, ул. Ильинская, д. 77	0,005	0
80.	Котельная административного здания, ул. Б. Покровская, д. 97	0,017	0
81.	ул. Ярославская, д. 25	0,2	0,2
Итого по Нижегородскому району		404,5	235,5
СОВЕТСКИЙ РАЙОН			
82.	Теплоцентраль (НТЦ), ул. Ветеринарная, д. 5	660	340,6
83.	"РИАП", ул. Бекетова, д. 13	13	6,7
84.	Кардиоцентр, ул. Ванеева, д. 209б	19,5	10,1
85.	Школа №151, ул. Панина, д. 10б	3	1,5
86.	ул. Панина, д. 19б	3,03	1,6
87.	Дворец спорта, пр. Гагарина, д. 25е	12,6	6,5
88.	ул. Генкиной, д. 37	0,81	0,4
89.	Инфекционная Больница №2, ул. Барминская, д. 8в	3,68	1,9
90.	ул. Ванеева, д. 63	4,61	5,2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
91.	Высоковской проезд 39, пер. Звенигородский, д. 8а	4,8	5,4
92.	ул. Студенческая, д. 15	0,3	0,3
93.	Центр Юннатов, ул. Овражная	0,016	0
94.	ИЗ-52/1, пр. Гагарина, д. 26а	10,9	12,1
95.	Котельная в/ч 7408, пр. Гагарина, д. 42	1,6	1,8
96.	ул. Республиканская, д. 22	0,5	0,6
97.	ул. Эльтонская, д. 19	0,1	0,1
Итого по Советскому району		738,42	394,7
ПРИОКСКИЙ РАЙОН			
98.	ул. Батумская 5, ул. Углова, д. 7	13,6	7
99.	ул. Батумская, д. 7б	30	15,5
100.	ул. Вятская, ул. Голованова, д. 25а	33,2	17,1
101.	"Кварц", ул. Горная, д. 13	25	12,9
102.	Цветочная, д. 3	19,5	10,1
103.	Академия МВД, Анкудиновское шоссе, д. 3б	16,8	8,7
104.	пр. Гагарина, д. 178б	73	37,7
105.	ул. Гагарина, д. 60 корпус 22	12,6	6,5
106.	мкрн. 2 Щербинки, ул. Военных комиссаров, д. 9	33,2	17,1
107.	Больница №35, ул. Республиканская, д. 47а	2,71	1,4
108.	Лесная школа, Анкудиновское шоссе, д. 24	2,34	1,2
109.	пр. Гагарина, д. 156	5,9	3
110.	ул. Радистов, д. 24	8,4	4,3
111.	ул. Терешковой, д. 7	16,8	8,7
112.	МР Юго-Запад, ул. 40-лет Победы, д. 15	16,8	8,7
113.	Медицинская Академия, ул. Гагарина, д. 70а	20	10,3
114.	Центр "Мать и дитя", ул. Тропинина, д. 13б	2,14	1,1
115.	БМК, ул. Гагарина, д. 97 корп. 14	12,17	6,3
116.	МОУ ДОД ДЮЦ "Контакт" д. Бешенцево, д. 131	0,2	0,2
117.	МОУ ДОД ДЮЦ "Контакт" д. Б.Константиново ул. Борисова д. 40	0,2	0,2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
118.	МОУ ДОД "ДЮСШ по парусному спорту", п. Слуда	0,2	0,2
119.	ул. Углова, д. 3в	0,013	0
120.	Медсклад, ул. Ларина, д. 14	0,1	0,1
121.	Котельная	3,8	4,3
122.	ул. Геологов, д. 10	0,1	0,1
123.	Котельная офисов, ул. Ларина, д. 22	0,5	0,5
124.	ул. Ветлужская, д. 9	0,034	0
125.	ул. Ларина, д. 20	0,6	0,7
Итого по Приокскому району		349,92	184
ВЕДОМСТВЕННЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ			
НИЖЕГОРОДСКИЙ РАЙОН			
126.	л. Ильинская, д. 65А	17,99	9,3
127.	ул. Дальняя, д. 17А	0,76	0,4
128.	ул. Белинского, д. 62	1,4	0,7
129.	ул. 3-я Ямская, д. 30	1,41	0,7
130.	ул. Гаршина, д. 40	7,39	8,3
131.	ул. Яблонева, д. 18	6,1	6,8
132.	ул. Деловая, д. 7	20	22,4
133.	ул. Ильинская, д. 45а	1,24	1,4
134.	ул. Грузинская, д. 5	2,58	2,9
135.	Н. Волжская набережная, д. 17	1,65	1,8
136.	пер. Бойновский, д. 17	1,71	1,9
137.	Казанское шоссе, д. 12а	20	22,4
138.	ул. Ярославская, д. 8А	3,44	3,8
139.	ул. Белинского, д. 32	0,86	1
140.	ул. Минина, д. 43а	2,15	2,4
141.	ул. Грузинская, д. 37б	1,72	1,9
142.	ул. Костина, д. 6	2,1	2,3
143.	ул. Пожарского, д. 5	1,72	1,9
144.	ул. Варварская, д. 40а	1,46	1,6
145.	к.п. Зеленый город	4,48	5
146.	к.п. Зеленый город	1,37	1,5
147.	к.п. Зеленый город	4,38	2,3
148.	к.п. Зеленый город	1,87	2,1
149.	к.п. Зеленый город	2,49	2,8
150.	ул. Володарского, д. 40	1,78	2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
151.	пер. Обозный, д. 2	0,86	1
152.	ул. Варварская, д. 7	2,5	2,8
153.	ул. Тургенева, д. 30	25,5	13,2
154.	Нижне-Волжская наб., 7/8	1,03	1,2
155.	ул. Грузинская, д. 44	2,3	2,6
156.	пер. Вахитова, д. 4	2,6	2,9
157.	ул. Ковалихинская, д. 18	1,5	1,7
158.	ул. Варварская, д. 32	3,7	4,2
159.	пер. Нежинский, д. 1	1,6	1,8
160.	Казанское шоссе, д. 6	4,2	4,7
161.	Автосалон, ул. Бринского, д. 12	1,2	1,3
162.	Котельная жилого дома, ул. Варварская	1,2	1,4
163.	ул. Почаинская, д. 17	2,3	2,5
164.	Торговый центр ул. Родионова	1,8	2
165.	ул. М.Ямская, д. 18	1,3	1,5
166.	ул. Дальняя-Ереванская, д. 8/1	1,6	1,8
167.	ГК "Волжский откос", наб. В.Волжская	1,2	1,3
168.	Котельная офис, ул. Студеная, д. 35а	0,1	0,1
169.	пер. Ткачева, д. 2а	1	1,1
170.	ул. Володарского, д. 40	1,3	1,5
171.	ул. Белинского, д. 124	2,6	2,9
172.	съезд Георгиевский, д. 3	1,1	1,2
173.	ул. Родионова, д. 187а	12,9	14,4
174.	ул. Белинского, д. 58/60	1,1	1,2
Итого по Нижегородскому району		188,51	179,8
СОВЕТСКИЙ РАЙОН			
175.	ул. Нартова, д. 6	44,8	23,1
176.	ул. Нартова, д. 6 (ВПУ отсутствует)	2,61	3,1
177.	ул. Ошарская, д. 76	1,11	1,2
178.	ул. Б. Панина, д. 16	12,9	14,4
179.	ул. Ижорская, д. 25	6,3	7
180.	пр. Гагарина, д. . 50	8,38	9,4
181.	ул. Краснозвездная, д. 37	18,4	9,5
182.	ул. Медицинская, д. . 2	8,1	4,2
183.	ул. Б. Панина, д. 16	0,84	0,9

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
184.	пр. Гагарина, д. 23	8,1	4,2
185.	ул. Белинского, д. 61	11,52	12,9
186.	ул. Охотничья, д. 1	4	4,5
187.	ФГОУ СПО "НРТК", ул. Студенческая, д. 6	2	2,2
188.	ул. Тимирязева, д. 7/1	1,24	1,4
189.	ул. Тимирязева, д. 7/2	1,21	1,4
190.	ул. Тимирязева, д. 7/3	1,17	1,3
191.	ул. Ошарская, д. 74	3,8	4,2
192.	пр. Гагарина, д. 22	16,6	18,5
193.	пр. Гагарина, д. 34	6,9	7,8
194.	ул. Б.Панина, д. 3	1	1,2
195.	ул. Кулибина, д. 4	1,6	1,8
196.	ул. Салганская, д. 7	13,7	15,4
197.	ул. Нартова, д. 2	2,3	2,5
198.	пр. Гагарина, д. 60	15,5	17,3
199.	ул. Кулибина, д. 3	2,8	3,1
200.	Торговый комплекс, ул. Нартова, д. 4	1,1	1,3
201.	ул. Тимирязева, д. 31А	1,5	1,6
202.	ул. Ошарская, д. 67	0,9	1
203.	ул. Ошарская, д. 63	1	1,1
Итого по Советскому району		201,35	177,5
ПРИОКСКИЙ РАЙОН			
204.	ФГУП НИИС им. Седакова, ул. Тропинина, д. 47	83,6	43,1
205.	ОАО "НИТЕЛ", пр. Гагарина, д. 37	44,48	23
206.	ФГУП "Нижегородский завод им. Фрунзе", пр. Гагарин, д. 174	83,33	43
207.	ЗАО "Класс-Плюс", пос. Черепичный, д. 14	8,98	10
208.	Областная больница №1, п. Ляхово	4,48	5
209.	ОАО МК "Нижегородский", ул. Ларина, д. 19	34,05	17,6
210.	ул. Ларина, д. 18	2,6	3
211.	п. Черепичный, д. 2а	1,3	1,5
212.	Складской комплекс, ул. Ларина	1	1,1
213.	ул. Ларина, д. 11	2	2,2
214.	База, ул. Ларина, д. 19а	1,3	1,5

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
215.	ул. Ларина, д. 12	1,6	1,8
216.	ул. Геологов, д. 12/1	3	3,3
217.	пр. Гагарина	1	1,1
218.	ул. Шапошникова, д. 13	8,1	9,1
219.	ул. Кащенко, д. 9	2,4	2,7
Итого по Приокскому району		283,3	169

В таблице 7.7 приведены данные по расчету аварийной подпитки тепловых сетей муниципальных и ведомственных котельных Заречной части города.

Таблица 7.7 – Данные по расчету аварийной подпитки тепловых сетей муниципальных и ведомственных котельных Заречной части города

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
<i>МУНИЦИПАЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ</i>			
СОРМОВСКИЙ РАЙОН			
1.	пр. Союзный, 43	60	31
2.	"Циолковского", 5, ул. Коперника, д. 1а	12,6	6,5
3.	БМК ул. Римского-Корсакова, 50	7,2	3,7
4.	ул. Пугачева, д. 1	19,5	10,1
5.	ул. Пугачева, д. 2	19,5	10,1
6.	4 МР Сормово, ул. Баренца, д. 9а	19,5	10,1
7.	Баня №7, ул. Станиславского, д. 3	16,8	8,7
8.	9 МР Сормово, ул. Базарная, д. 6	26	13,4
9.	7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д. 6б	33,2	17,1
10.	7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д. 25	33,2	17,1
11.	Роддом №6, ул. Сутырина, д. 19а	0,4	0,2
12.	ул. Иванова, д. 36б	19,5	10,1
13.	3 МР Сормово, ул. Иванова, д. 14б	19,5	10,1
14.	Центр Сормово, ул. Энгельса, д. 16	10,4	5,4
15.	Квартал Энгельса, ул. Энгельса, д. 1в	12,6	6,5
16.	п. Народный, ул. Планетная, д. 8а	10,4	5,4

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
17.	Школа №116, ул. Меднолитейная, д. 16	0,32	0,2
18.	Школа №90, пер. Общественный, д. 6а	0,33	0,2
19.	БМК п. Дубравный, ул. Дубравная, д. 17	2,86	1,5
20.	ул. Озерная, д. 16	2,6	2,9
21.	"КЭЧ", ул. Федосеенко, д. 89а	4,22	2,2
22.	Ветлечебница ул. Перова, д. 39	0,003	0
23.	в/ч 48422, ул. Планетная	2,7	1,4
24.	в/ч 40636, ул. Свободы, д. 95	1	0,5
25.	Котельная №2 в/г №53, ул. Федосеенко	4	2,1
26.	Котельная №3 в/ч 31688, ул. Федосеенко	3,3	1,7
27.	Котельная аптеки №274, ул. Ужгородская, д. 1Б	0	0
28.	Баня №10, ул. Свободы, д. 83а	0,8	0,4
Итого по Сормовскому району		342,45	178,3
МОСКОВСКИЙ РАЙОН			
29.	ул. Люкина, д. 6а	8,6	4,4
30.	ул. Баранова, д. 11	26	13,4
31.	ул. Безрукова, д. 5	14,9	7,7
32.	ул. Красных Зорь, д. 4а	11,3	5,8
33.	ул. Гастелло, д. 1а	11,7	6
34.	пр. Героев, д. 13	5,11	2,6
35.	Ветлечебница ул. Камская, д. 65	0,012	0
36.	Испытательная станция ул. Федосеенко	0,6	0,3
37.	ул. Сормовское ш., д. 1а	1,8	0,9
38.	Депо №2, ул. Сормовское шоссе, д. 16	0,7	0,4
39.	ул. Петродворецкая, д. 80	0	0
40.	Оранжерея, ул. Красных Зорь	1,3	0,7
Итого по Московскому району		82,1	42,4
КАНАВИНСКИЙ РАЙОН			
41.	ул. Лесной городок, 6А	48,75	25,2
42.	ул. Чкалова, 9г	19,5	10,1
43.	"Квартал Д", пр. Ленина, 5а	20,6	10,6
44.	ул. Климовская д. 86; ул. Климовская, д. 86а	25,04	12,9
45.	ул. Таллинская, д. 15в	42,25	21,8
46.	ул. Вольская д. 15а	5	2,6

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
47.	15-й кв., Московское ш-се, ул.Тихорецкая, д. 3в	12,6	6,5
48.	15-й кв., Московское ш-се, ул. Тихорецкая, д. 3в	1,9	2,1
49.	ул. Знаменская, д. 5б	5,16	2,7
50.	ул. Ивана Романова, д. 3а	5,54	6,2
51.	ул. Водопроводная; Московское шоссе, д. 15а	19,5	10,1
52.	фабрика "Рекорд", ул.Гордеевская, д. 61в	12,6	6,5
53.	ул. Мурашкинская, 13	33,2	17,1
54.	"17 Квартал", ул. Куйбышева, 41а	7,8	4
55.	бульвар Мира, 4а	3,07	3,4
56.	ул. Конотопская, 5	3,75	1,9
57.	ул. Конотопская, 4а	1,85	2,1
58.	БМК ул. Чкалова, 37а	10,83	5,6
59.	ул. Невельская, 9а	4,8	2,5
60.	ул. Путейская, 31а	8,42	4,3
61.	Больница №10, ул. Чонгарская, 43а	1,65	0,9
62.	пер. Рубо, 3	1,08	1,2
63.	ул. Металлистов, 4б	3,26	1,7
64.	ул. Московское шоссе, 219а	3,92	4,4
65.	ОАО "Агрокомбинат Горьковский", БМК, ул. Тепличная, 2а	8,81	4,5
66.	пер. Тургайский, д. 3а	1,66	1,9
67.	ул. Фильченкова, д. 42	0,1	0,1
68.	ул. Чкалова, д. 27	0,015	0
69.	УЗ-62/5, ул. Ракетная, д. 2г	4,1	4,5
70.	в/ч 21167, ул. Московское шоссе, д. 167	0,8	0,9
71.	в/ч 86700, ул. Вязниковская, д. 88	0,6	0,6
72.	ул. Интернациональная, д. 38	11,3	12,7
73.	ул. Сивашинская, д. 25	0,1	0,1
74.	ул. Кузбасская, д. 1	0,5	0,6
75.	БОК, ул. Октябрьской революции, д. 62	1,7	1,9
76.	Диспетчерская, ул. Литвинова, д. 12	0,012	0
Итого по Канавинскому району		331,63	194,1
ЛЕНИНСКИЙ РАЙОН			
77.	ул. Академика Баха, 4а	80	41,3
78.	"ЗеФС", ул. Памирская, 11	52	26,8

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
79.	ул. Премудрова, д. 12а (квартал Д)	32,5	16,8
80.	Роддом №4, ул. Октябрьской Революции, д. 66	8,25	4,3
81.	ул. Геройская, д. 2а	6,02	6,7
82.	ул. Геройская, д. 11а	17,2	8,9
83.	ул. Херсонская, д. 16а	6,4	7,2
84.	ул. Профинтерна, д. 7Б	1,32	1,5
85.	кв. "Ржавка", ул. Комарова, д. 14Б	6,4	3,3
86.	ул. Завкомовская, д. 8	1,36	1,5
87.	ул. Архитектурная, д. 2д	7,76	8,7
88.	ул. Снежная, д. 100б	3,87	4,3
89.	ул. Ленина, д. 22в	5,89	6,6
90.	ул. Комарова, д. 3	2,17	2,4
91.	ул. Архитектурная, д. 2б	6,4	3,3
92.	РЭБ Флота, ул. Правдинская, д. 27	4,5	5
93.	"Ипподром", ул. Ленина, д. 51, корп.10	17,2	8,9
94.	ФОКа, ул. Арктическая, д. 7	2	2,2
95.	Ветлечебница, ул. Дачная, д. 13а	0,013	0
96.	АТХ №2, ул. Удмуртская, д. 37/1	1,4	1,6
97.	ФОК, ул. Перекопская, д. 12а	2	2,2
98.	Цех "Кристалл", ул. Гл. Успенского	3,3	3,7
Итого по Ленинскому району		267,88	167,1
АВТОЗАВОДСКОЙ РАЙОН			
99.	"Мостоотряд", п. Мостоотряд, 32А	7,5	3,9
100.	ул. Мончегорская, д. 11	10,3	5,3
101.	Больница №40, ул. Героя Смирнова, д. 71а	3,17	3,5
102.	Школа №16, ул. Ляхова, д. 92а (Гнилицы)	0,33	0,4
103.	Школа №114, ул. Земляничная, д. 16 (Стригино)	0,5	0,6
104.	Школы №145, ул. 19 Линия, д. 25а (Н.Доскино)	0,33	0,4
105.	ул. Львовская, д. 7а	2,45	2,7
106.	Инфекционная больница №23, пр. Ильича, д. 54а	1,34	0,7
107.	Больница №37, ул. Челюскинцев, д. 3	0,05	0,1
108.	Больница №26 (Гнилицы), ул. Гнилицкая, д. 105	0,15	0,2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
109.	МДОУ №31 "Лесная сказка", ул. Земляничная, д. 32	0,2	0,2
110.	МДОУ №43"Д/с художественно-эстетического развития" ул. Зенитчиков, д. 7а	0,5	0,6
111.	ул. Космическая, д. 38	1,2	1,4
112.	пр. Ильича, д. 56	1,8	2
113.	ул. Ак.Павлова, д. 26а	0,044	0
114.	Депо №3, пр. Молодежный, д. 29а	0,8	0,9
115.	Диспетчерская, ул. Коломенская, д. 4	0,006	0
116.	Диспетчерская, ул. Я.Купалы, д. 1	0,006	0
117.	Промбаза, ул. Смирнова, д. 3а	0,1	0,1
Итого по Автозаводскому району		30,81	22,9
ВЕДОМСТВЕННЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ			
СОРМОВСКИЙ РАЙОН			
118.	"ЗКПД-4 Инвест", ул. Зайцева, д. 31	155	80
119.	ОАО "ЖБС №5", ул. Федосеенко, д. 44а	15,8	17,7
120.	ФГУП "Завод Электромаш", ул. Федосеенко, д. 64	101,19	52,2
121.	НПАП-1, ул. Кима, д. 335	8,2	9,2
122.	Завод, ул. Зайцева, д. 35	34,8	38,9
123.	Коминтерна, д. 47а	20,2	22,5
124.	пл. Базарная, д. 10	10,2	11,4
125.	ул. Зайцева, д. 46	1,3	1,5
126.	ул. Федосеенко, д. 6	8,6	9,6
127.	ул. Торфяная, д. 40	8,1	9,1
128.	ул. Баррикад, д. 1	94	105,1
129.	ул. Ново-Советская, д. 2	4,3	4,9
130.	ул. Травяная, д. 6	1,6	1,8
131.	АБК, ул. Коминтерна, д. 43	1,7	1,9
132.	ул. Коминтерна, д. 105	2	2,2
133.	База, ул. Торфяная, д. 43	1,4	1,6
134.	бульвар Юбилейный, д. 32	1,6	1,8
135.	бульвар Юбилейный, д. 29а	1,6	1,8
136.	Мебельный цех, ул. Федосеенко, д. 64	1,4	1,5
Итого по Сормовскому району		472,87	374,4
МОСКОВСКИЙ РАЙОН			

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
137.	1 ОАО НАЗ "Сокол", ул. Чаадаева, д. 10в	95,8	49,4
138.	3 ОАО НАЗ "Сокол", ул. Чаадаева, д. 1	223,3	115,2
139.	ГП "ОКБМ им. Африкантова", Бурнаковский пр-д, д. 15	70,3	36,3
140.	ООО "ЭСМА", Московское шоссе, д. 83а	42	21,7
141.	ОАО ЗТО "Камея", п. Б.Пойма, ул. Механизаторов д. 3	15,1	7,8
142.	ул. Коминтерна, д. 2	5,4	6,1
143.	ул. Бурнаковский пр., д. 1	1,3	1,5
144.	ул. Сорновское шоссе, д. 11а	2,9	3,2
145.	ул. Шаляпина, д. 2а	1,5	1,7
146.	№4, ул. Чаадаева	27,3	30,5
147.	ул. Московское шоссе, д. 105	40,1	44,8
148.	Дворец спорта	1	1,1
149.	ул. Сорновское шоссе, д. 21	102,2	114,3
150.	ул. Сорновское шоссе, д. 21	79,2	88,5
151.	пр. Героев, д. 37/18	6,8	7,6
Итого по Московскому району		714,29	529,8
КАНАВИНСКИЙ РАЙОН			
152.	Московское шоссе, д. 52	35	18,1
153.	ОАО "Нормаль", ул. Литвинова, д. 74	23,2	12
154.	ул. Интернациональная, д. 95	22	11,4
155.	ул. Интернациональная, д. 96	4,7	5,3
156.	ул. Электровозная, д. 18	6,1	3,1
157.	Московское шоссе, д. 302/1	1,03	1,2
158.	Котельная №2, ул. К.Маркса, д. 60Б	18,23	9,4
159.	ОАО "НН масло-жировой к-т", ш-се Жиркомбинат, д. 11	71,55	80
160.	ул. Обухова, д. 45	1,52	0,8
161.	ул. Октябрьской революции, д. 45	2,68	1,4
162.	ул. Акимова, д. 55а	16,86	8,7
163.	ул. Интернациональная, д. 81, 85	0,08	0,1
164.	Московское ш., 52	5,92	6,6
165.	ул. Интернациональная, д. 95	33,8	37,8
166.	Фабрика	7,7	8,6
167.	ул. Стрелка, д. 21	2,2	2,4
168.	НГЧ-2 ст. Кондукторская, д. 26	29,4	32,9

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
169.	ул. Вторчермета, д. 7	11,8	13,2
170.	ул. Советская, д. 12	2	2,3
171.	Котельная жилых домов 5 мкрн. "Мещерский"	7,2	8,1
172.	ул. Кузбасская, д. 1	1,4	1,6
173.	ул. Московское шоссе, д. 120	11,9	13,3
174.	ул. Кузбасская, д. 7а	1,6	1,7
175.	ул. Кузбасская, д. 17а	1,2	1,4
176.	ул. Гордеевская, д. 1	2,4	2,6
177.	Котельная	1	1,1
178.	ул. Спортсменский, д. 11	18,7	20,9
179.	ул. Долгополова, д. 77	7,5	8,4
180.	ул. Московское шоссе, д. 30	2,2	2,4
181.	Котельная №3, ул. Актюбинская, д. 17	2,8	3,1
182.	ул. Московское шоссе, д. 302/2	12,3	13,8
183.	ул. Жиркомбината, д. 22	4,6	5,1
184.	ул. Московское шоссе, д. 300	3,6	4
185.	ул. Московское шоссе, д. 34	4,4	4,9
186.	ул. Электровозная, д. 1	4,8	5,4
Итого по Канавинскому району		383,37	353
ЛЕНИНСКИЙ РАЙОН			
187.	ФГУП НПП "Полет", ул. Заводская, д. 19	52	26,8
188.	Котельная №3, "РУМО" ул. Адмирала Нахимова, д. 13	80	89,4
189.	Котельная №2, "РУМО" ул. Адмирала Нахимова д. 13	22,39	25
190.	пр. Ленина, д. 31Б	4,3	4,8
191.	ОАО "РЖД", пр. Ленина, д. 18	1,37	1,5
192.	ЗАО "3-д спец. автомобилей" ул. Июльских дней д. 1	33,6	17,3
193.	ООО "Энергосервис", пер. Мотальный, д. 8	12,81	14,3
194.	ЗАО "Хромтан", ул. Шекспира, д. 10	8,7	9,7
195.	Ниж. коммерческий институт, пр. Ленина, д. 27	1,44	1,6
196.	Профессиональный лицей №6, ул. Национальная, д. 6	1	1,1
197.	ОАО ПКО "Теплообменник", пр. Ленина, д. 85б	3,44	3,8
198.	ул. Удмуртская, д. 40	4,7	5,3

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность котельной (паспортная), Гкал/ч	Расчетный расход аварийной подпитки ТС (СНиП 41-02-2003), м ³ /ч
199.	Цех спирта, ул. Удмуртская, д. 39	3,5	3,9
200.	Котельная, ул. Премудрова, д. 10/4	98,7	110,4
201.	пр. Ленина, д. 85	3	3,4
202.	пер. Мотальный, д. 8	11,6	13
203.	ул. Баумана, д. 66	1,7	1,9
204.	Котельная технологической линии ЖБИ №1	1,2	1,3
205.	ул. Воротынская, д. 1	3,6	4
206.	ул. Воротынская, д. 3	21,4	24
207.	ул. Комарова, д. 2	1,4	1,5
208.	ул. Шекспира, д. 10	5,6	6,2
Итого по Ленинскому району		377,38	370,4
АВТОЗАВОДСКОЙ РАЙОН			
209.	Котельная "Северная", ул. Новикова-Прибоя, д. 18	239,9	123,8
210.	«Ленинская», ул. Монастырка, д. 5 А	360	185,8
211.	ООО "Агрокомплекс "Доскино", ул. Заслонова, д. 20	118	142,1
212.	ул. Лесная, д. 9а	3,45	1,8
213.	ОАО "МАНН", аэропорт г. Н. Новгорода	6,02	3,1
214.	ул. Ореховская, д. 80	4	4,5
215.	пр. Молодежный, д. 82	4	4,5
216.	ул. Шуваловский пр., д. 5	1,9	2,2
217.	ул. Монастырка, д. 17а	8,4	9,4
218.	пр. Молодежный, д. 82	3,3	3,7
219.	Булочный цех, хлебного цеха, пр. Кирова, д. 1	3,2	3,6
220.	ул. Дьяконова, д. 2в	4,3	4,8
221.	ул. Ковпака, д. 1а	1,7	1,9
222.	Автосервис пр. Молодежный, д. 80	1,3	1,5
223.	Котельная Лесная, ул. Васильева	2,9	3,2
224.	ул. Фучика, д. 60	10,7	11,9
Итого по Автозаводскому району		773,09	507,6

8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1 Основное топливо, резервное и аварийное топливо и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Основными потребителями топлива в городе являются источники энергоснабжения - ТЭЦ и котельные. Самыми крупными потребителями газового топлива являются: Автозаводская ТЭЦ (ТЭЦ ГАЗ), Сормовская ТЭЦ и Нагорная теплоцентраль.

На двух городских ТЭЦ в качестве основного топлива используется природный газ, в качестве резервного топлива используется топочный мазут. Природный газ в качестве основного топлива и мазут в качестве резервного топлива выделен ТЭЦ Нижнего Новгорода Постановлением Госплана СССР от 10.04.1984 № 73:

- Сормовской ТЭЦ мощностью 340 МВт в количестве 1200 тыс. т у.т., начиная с 1989 г.;
- ТЭЦ Горьковского завода (Автозаводской ТЭЦ) на 4хПТВМ-100, 4хПТВМ-180, 4хТГМ -96Б, 2хТГМ -96, 4 котла СПП-100, 160, 220, 230 в количестве 1972 тыс. т у.т., начиная с 1989 г.

Из восьми административных районов города Нижнего Новгорода к рассмотрению приняты 442 котельных, основная часть которых работает на природном газе, а именно:

- 434 котельных (98,24%) - на природном газе;
- 6 котельных (1,32%) - на угле;
- 1 котельная (0,22%) - на мазуте;
- 1 котельная (0,22%) - на дровах.

8.2 Состояние топливоснабжения

8.2.1 Газоснабжение. Существующее положение

Газоснабжение Нижнего Новгорода осуществляется по газопроводам-отводам от магистральных газопроводов: Саратов - Горький - Череповец и Пермь – Казань - Горький.

Природный газ подается в город через четыре газораспределительных станций: ГРС Горький-2, расположенной в Канавинском районе г. Нижний Новгород; ГРС Горький-1, расположенной в Приокском районе г. Нижний Новгород; ГРС Горький-3, расположенной в Советском районе г. Нижний Новгород; ГРС Дзержинск-2, расположенной в МО «Город Дзержинск».

ГРС Горький-2, расположена в Канавинском районе г. Нижний Новгород и имеет два выхода:

- первый выход на городские сети давлением 1,1 МПа, диаметром 720 мм и производительностью 240 тыс. м³/ч для обеспечения природным газом потребителей Сормовского, Ленинского, Канавинского и Московского районов.
- второй выход на АГНКС-2, производительностью 12 тыс. м³/ч.

ГРС Горький-1, расположена в Приокском районе г. Нижний Новгород, имеет один выход на городские сети давлением 1,1 МПа производительностью 300 тыс. м³/ч. В настоящее время поставка газа через ГРС не осуществляется.

ГРС Горький-3, расположена в Советском районе г. Нижний Новгород, имеет два выхода на городские сети давлением 1,1 МПа производительностью 530 тыс. м³/ч.

ГРС Дзержинск-2, расположена в МО «Город Дзержинск», имеет четыре вы-хода:

- первый выход на ТЭЦ ГАЗ давлением газа 1,2 МПа, диаметром 630 мм, производительностью 160 тыс. м³/ч;
- второй выход на городские сети Автозаводского района давлением 1,2 МПа, диаметром 530 мм, производительностью 106 тыс. м³/ч;
- третий выход на Игумновскую ТЭЦ г. Дзержинск давлением 1,2 МПа,

диаметром 720 мм и производительностью 300 тыс. м³/ч;

- четвертый выход «Доскино» на поселки городского типа Гавриловка и Горбатовка давлением 0,3 МПа, диаметром 273 мм и производительностью 64 тыс. м³/ч;

На ГРС давление газа снижается и далее газ поступает в распределительные сети высокого давления $P = 1,2$ МПа и через РС и ГРП в сети среднего и низ-кого давления. Диаметры распределительных сетей 600-350 мм.

Направления использования газа по категориям потребителей приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Направления использования газа

Потребители	Направление использования
Население	Приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных и санитарно-гигиенических нужд
Учреждения здравоохранения и коммунально-бытовые предприятия	Приготовление пищи, лечебные процедуры, лабораторные нужды, стирка белья
Отопительные котельные и местное отопление от котлов	Отопление жилого и общественного фонда и мелких коммунально-бытовых предприятий
Промышленные предприятия, ТЭЦ	Отопление, вентиляция и технологические нужды, выработка электроэнергии и тепла

Газоснабжение природным газом охватывает всю территорию города.

Распределение газа на территории города осуществляется по распределительным газопроводам:

- высокого давления первой категории давлением до 1,2 МПа;
- высокого давления второй категории давлением до 0,6 МПа;
- среднего давления до 0,3 МПа;
- низкого давления до 3000 Па.

К газопроводам высокого давления 1,2 МПа подключаются:

- существующие головные газорегуляторные пункты для снижения давления газа до 0,6 МПа;
- промышленные предприятия, котельные;

К газопроводам высокого давления 0,6 МПа подключаются:

- газорегуляторные пункты (ГРП) для снижения давления газа до 0,3

МПа и 3000 Па;

- промышленные предприятия;
- коммунально-бытовые предприятия;
- районные отопительные котельные, котельные учреждений здравоохранения.

К газопроводам среднего давления 0,3 МПа подключаются:

- газорегуляторные пункты (ГРП) для снижения давления газа до 3000 Па;
- промышленные предприятия;
- коммунально-бытовые предприятия;
- отопительные котельные.
-

К газопроводам низкого давления подключаются:

- мелкие отопительные котельные;
- коммунально-бытовые предприятия;
- жилые дома и общественные здания.

За исходную величину расход газа в целом по городу принят объем потребления 847,14 млн. м³/год на основании «Генерального плана развития города Нижнего Новгорода», разработанного институтом «НижегородгражданНИИпроект» в 1999 г.

Магистральные сети $P = 5,5$ МПа эксплуатирует ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». Сети $P = 1,2$ МПа, $P = 0,3$ МПа и низкого давления эксплуатирует ОАО «Нижегородоблгаз».

Из-за технического состояния газопроводов снижено максимальное разрешенное рабочее давление. В связи с этим, ограничена возможность дополнительной подачи газа потребителям города Нижнего Новгорода.

Существующие показатели газификации на 01.01.2012 приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Направления использования газа

№	Наименование показателей	Значение
1	Количество газифицированных квартир, шт.	489320
2	Протяженность газопроводов, км	2861,13
	в том числе:	
	- высокого давления, Ру 1,2 МПа;	96,76
	- высокого давления, Ру 0,6 МПа;	55,63
	- среднего давления, Ру 0,3 МПа;	453,67
	- низкого давления, 3000 Па.	2216,70
3	Построено сооружений газового хозяйства, шт.	
	- ГРП, ГРПБ, ГРУ	207
	- ШРП	335
4	Количество газифицированных котельных,	1073
	в том числе:	
	- промышленные,	228
	- коммунально-бытовые,	844
	- сельскохозяйственные.	1

8.2.1 Мазутоснабжение

Основными потребителями топочного в Нижнем Новгороде являются Автозаводская и Сормовская ТЭЦ. Для снабжения ТЭЦ топливом при ограничениях поставок природного газа, в их составе имеются участки топливоподдачи, включающий в себя мазутонасосные станции и приемно-сливные устройства с резервуарами хранения, предназначенными для приемки мазута, поставляемого железнодорожным или автомобильным транспортом.

Для снабжения котлов Автозаводской ТЭЦ топливом при ограничениях поставок природного газа, в составе ТЭЦ имеется участок топливоподдачи, включающий в себя три мазутонасосные станции МНС-1, 2, 3.

- МНС-1 предназначена для хранения, подготовки мазута и подачи его на котлы ТЭЦ. В состав МНС-1 входят резервные резервуары мазута № 1, 2, 3, 4 объемом по 5000 м³, расходные резервуары № 5 объемом 10000 м³ и № 7 объемом 5000 м³, насосы 1-ого подъема (4 шт.) с фильтрами грубой очистки, предназначенные для подачи мазута на подогреватели, насосы 2-ого подъема (5 шт.) с фильтрами тонкой очистки, предназначенные для подачи мазута на форсунки котлов.

- МНС-2, 3 предназначены для приемки мазута, поставляемого железнодорожным или авто- транспортом, хранения и подачи мазута на МНС-1. На МНС-2 расположены приемно-сливные устройства и резервные резервуары

№ 9, 10, 11, 12 объемом по 10000 м³ и № 13, 14 объемом по 20000 м³. На МНС-3 находятся резервные резервуары мазута № 15, 16, 17, 18 объемом по 20000 м³. Кроме того в состав оборудования МНС-2 входят мазутные насосы (3 шт.), служащие для перекачки мазута в резервуары МНС-1. Общее количество мазута, которое может храниться на МНС-1, 2, 3 – 154,2 тыс. т. Участок топливоподачи может обеспечить бесперебойную подачу мазута в количестве 250 т/ч.

К котельным, работающим на мазуте, или использующим в качестве резервного (аварийного) вида топлива топочный мазут поставляется автотранспортом.

8.2.1 Иные виды топлива

Основным видом топлива для производства электрической и тепловой энергии в Нижнем Новгороде является природный газ, доля которого составляет 88,8% в суммарном топливном балансе.

Уголь и торф электрическими станциями не используется. В выработке тепловой энергии котельными города торф не используется, а уголь и возобновляемые местные виды топлива используется в незначительном количестве.

На рисунке 8.1 приведена диаграмма с указанием процентного соотношения использования различных видов топлива для выработки электрической и тепловой энергии в городе Нижнем Новгороде.

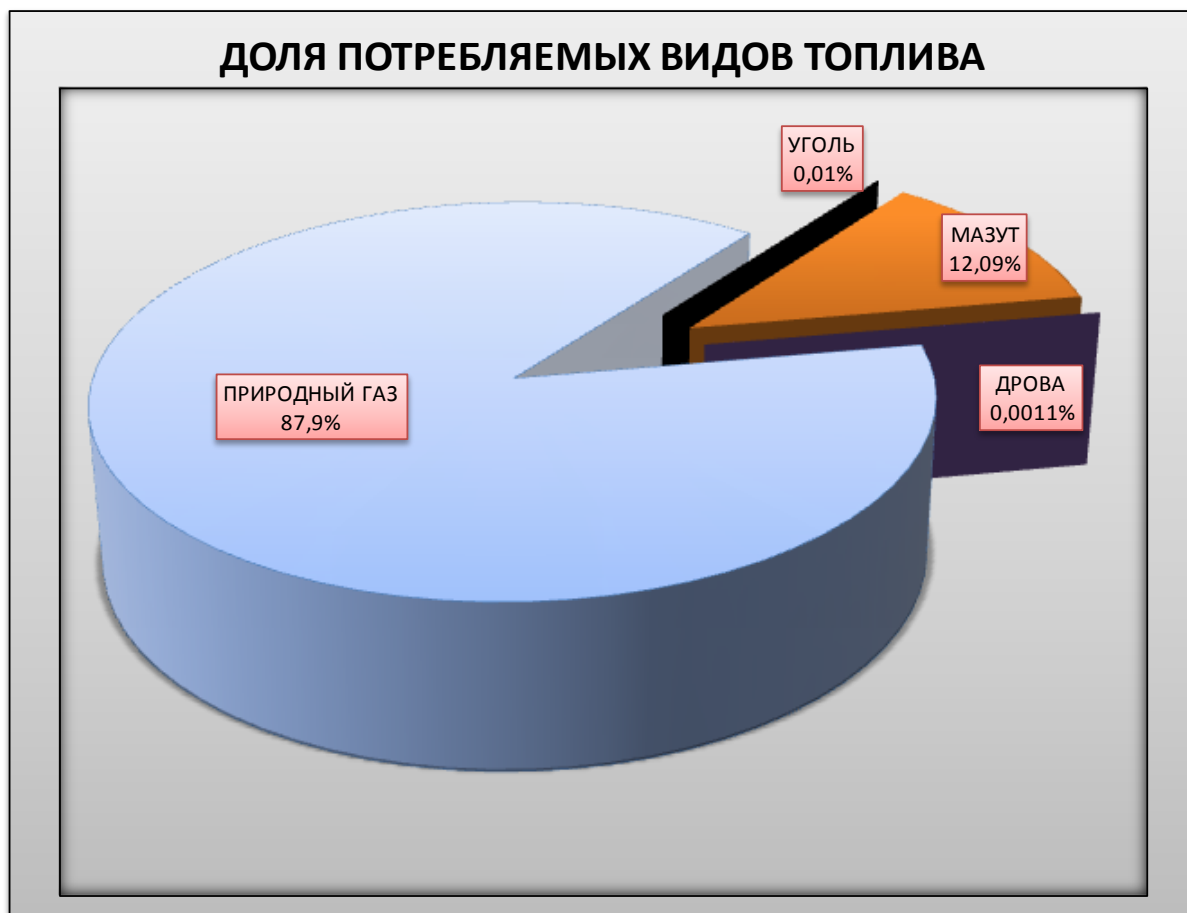


Рисунок 8.1 – Использование различных видов топлива для выработки электрической и тепловой энергии в городе Нижнем Новгороде

Результаты анализа поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями приведены в части 12 главы 1 и в главе 8 обосновывающих материалов.

8.3 Топливные балансы источников тепловой энергии

В таблице 8.3 приведен общий расход всех используемых видов топлива на выработку электрической и тепловой энергии в г. Нижний Новгород.

Таблица 8.3 – Общий расход всех используемых видов топлива на выработку электрической и тепловой энергии

Наименование	Природный газ	Мазут	Уголь	Дрова	Всего
	т у.т.				
Расход топлива на ТЭЦ на выработку электроэнергии	1011538	370238	0	0	1381776
Расход топлива на ТЭЦ на выработку тепловой энергии	666826	158647	0	0	825473
Расход топлива котельными на выработку тепловой энергии	2531649	3539	605	50	2535842
ИТОГО, т у.т.					4743092

На рисунке 8.2 приведена диаграмма с указанием количества потребляемого топлива на выработку электрической и тепловой энергии в т т.у. по административным районам г. Нижнего Новгорода.

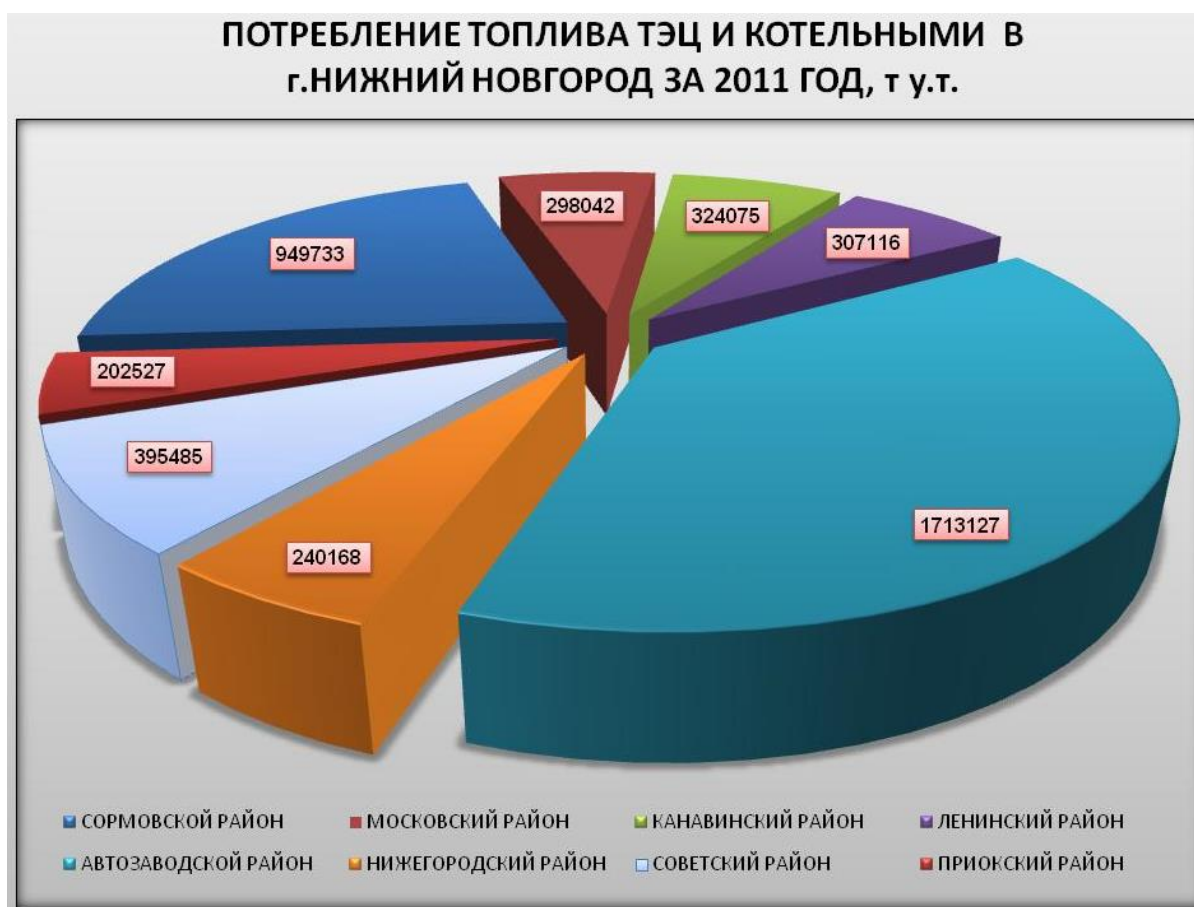


Рисунок 8.2 – Количество потребляемого топлива по административным районам г. Нижнего Новгорода

Объемы и структура топливного баланса электростанций, котельных и остальных потребителей топлива по состоянию на 1 января 2012 года представлена в таблице 8.4.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 8.4 – Объемы и структура топливного баланса по состоянию на 1 января 2012 года

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
Автозаводский район																
Местный бюджет	МДОУ №31 "Лесная сказка"	1	70,1	100	58,4	70,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МДОУ №43 "Д/с худож.-эстетического развития"	1	30,1	100	-	-	-	-	-	-	37,1	24,1	80,1	22,2	6	19,9
Област-ной бюджет	ГСУ ССЗН "Автозаводский ПНИ"	1	583	100	485,8	583	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ "Автозаводский детский дом-интернат"	1	808,2	100	673,5	808,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ ДОД СДЮШОР №8 по футболу	1	21,1	100	-	-	-	-	-	-	17,1	11,1	52,7	37	10	47,3
Коммунальные хозрасчетные	ЗАО "Промышленные Компьютерные Технологии"	3	455,6	100	379,7	455,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МП "Нижегородэлектротранс"	3	381,2	100	317,7	381,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МП РЭД Автозаводского района	1	36,1	100	30,1	36,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Генерация тепла"	7	10375,3	100	8646,1	10375,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие владельцы	ЗАО "ЗЖБК-Стройсервис"	1	1869	100	1557,5	1869	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Кронверк-НН"	1	52,1	100	43,4	52,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегор.завод композит.материалов и"	1	1663	100	1385,8	1663	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "НПП "СОТЕКС"	1	881,4	100	734,5	881,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Производственная компания Автокомпонент"	1	3690,2	100	3075,2	3690,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "САРОВ"	3	289	100	240,8	289	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Сарус"	3	34,1	100	28,4	34,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "ТехноПласт"	1	1533,5	100	1277,9	1533,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Гришанина И.С."	1	18	100	15	18	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Зудин А.А."	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Комлев С.Б."	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Крутов А.А."	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Миронова Е.Б."	1	29,8	100	24,8	29,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Смирнова В.З."	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Автодоставка"	1	195,4	100	162,8	195,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Верховолгоэлектромонтаж"	2	112,6	100	93,8	112,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Колос-3"	3	2029,4	100	1691,2	2029,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОАО "Нижегородский молокозавод №1"	1	1957,2	100	1631	1957,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ОАО "Хлебавтосервис"	1	900,5	100	750,4	900,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Автозавод.фирма Волгонефтехиммонтаж"	1	56,3	100	46,9	56,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Автозаводская ТЭЦ" котельная "Ленинская"	1	58167,1	100	48472,6	58167,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Автозаводская ТЭЦ (тепловая энерги)	1	656703,1	100	499688,5	599626,2	91,3	41 662,00	57076,9	8,7	-	-	-	-	-	-
	Автозаводская ТЭЦ (электроэнергия)	-	910836,6	100	686665,5	823998,6	90,5	63 385,40	86838	9,5	-	-	-	-	-	-
	ООО "Агентство недвижимости "Виктория"	1	1279,7	100	1066,4	1279,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Агрокомплекс "Доскино"	1	14959,7	100	12466,4	14959,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Диалог"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Диомед-НН"	1	93,5	100	77,9	93,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Петряевка"	1	378	100	315	378	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Птицеперерабат.комплекс "Линдовское"	1	401,4	100	334,5	401,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Статус менеджмент" г. Москва	1	4821,2	100	4017,7	4821,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Стройтоннельсервис"	1	72,2	100	60,2	72,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ТрансСвязь-НН"	1	28,7	100	23,9	28,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ТрастПолимер"	1	195,4	100	162,8	195,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО ТД "Нижегородский"	1	1279,7	100	1066,4	1279,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Церковь Рождества Пресвятой Богородицы	2	52	100	43,3	52	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Григорян Е.М."	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Комлев С.Б. и Окрестин А.В." п.Н.Доскино	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Космачев В.Б."	1	40,3	100	33,6	40,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Прочие потребители топлива	-	1457911,2	-	1214926	1457911,2	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	ИТОГО по району	64	3135387,4	100	2492851	2991421,2	95,4	105047,4	143915	4,59	54,2	35,2	0,002	59,2	16	0,0009
Канавинский район																
Местный бюджет	МЛПУ "Станция скорой медицинской помощи"	1	23,4	100	19,5	23,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МУК "Централизованная библиотечная система"	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Област-ной бюджет	Зональный центр кинологической службы ГУВД	1	123,5	100	-	-	-	-	-	-	190	123,5	100	-	-	-
Федеральный	ГУИН НО Минюста РФ	1	1896,6	100	1580,5	1896,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
бюджет	Нижегородская КЭЧ МО РФ	2	721,1	100	600,9	721,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородский гос.цирк	1	4683,2	100	3902,7	4683,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Приволжский РЦГМСН ФГУП "Волгагеология"	1	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Управление ГИБДД ГУВД НО	1	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУП "Строительное управление МВО МО РФ 155"	1	331,3	100	276,1	331,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коммунальные хозрасчетные	ЗАО "Энергосервис" г. Москва	1	3042,5	100	2535,4	3042,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МП "Нижегородские бани"	1	972,7	100	810,6	972,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МП "Нижегородэлектротранс"	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Теплоэнерго" г. Н.Новгород	23	105514,2	100	87928,5	105514,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие владельцы	"Спецкомплектгаз" ДП ПКП "Газкоплектимпекс"	1	622,3	100	518,6	622,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	АО "Нижегородская карамель"	1	4073,6	100	3394,7	4073,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	АО "Речбыт"	1	1390	100	-	-	-	1 014,60	1390	100	-	-	-	-	-	-
	ГЖД филиал ОАО "РЖД"	3	14466,2	100	12007,2	14408,6	99,6	-	-	-	88,6	57,6	0,4	-	-	-
	ГК "Азербайджанские авиалинии" (г. Москва)	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "78 ДОК Н.М."	1	5723,9	100	4769,9	5723,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Волга-Сервис"	1	247,4	100	206,2	247,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "ВолгоВятФургонЦентр"	1	91,3	100	76,1	91,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Гамма-Транс"	1	263,4	100	219,5	263,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Завод спецавтомобилей"	1	6516,1	100	5430,1	6516,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Зареченское"	1	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Канавинское дорожно-экспл. предприятие"	1	148,7	100	123,9	148,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородгидроспецстрой"	2	79,7	100	66,4	79,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородоптхозторг"	1	529,9	100	441,6	529,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородспецстрой"	1	142,3	100	118,6	142,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЗАО "Нов-Град"	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ЗАО "Стенд-бай"	1	891	100	742,5	891	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ЗАО "Техноволга"	1	247,4	100	206,2	247,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Химреактив"	1	83,9	100	69,9	83,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Авдеева Н.В."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Балабайкин Д.Е."	1	28,7	100	23,9	28,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Головко В.Л."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Княжицкий А.Б."	1	54,1	100	45,1	54,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Колохина О.В."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Конюхов М.В."	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Майборода О.Я."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Новиков В.И."	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Петров А.М."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Погодина О.С." (б. ИП "Савин С.А.")	1	44,6	100	37,2	44,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Пронин А.В."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Скосырев В.Г."	2	57,2	100	47,7	57,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Топтыгин Ж.Х."	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородский ф-л ОАО "ЖТК" г.Н.Новгород	2	18	100	15	18	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородское оптово-розн.предприятие	1	302,6	100	252,2	302,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НОО "Всероссийское добров.пож.общество"	1	87,1	100	72,6	87,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Автоиспытания"	1	315,4	100	262,8	315,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Автотрансконтейнер"	1	569,2	100	474,3	569,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Агрокомбинат "Горьковский"	1	8740,9	100	7284,1	8740,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Завод СПЕЦТЕХНОМАШ"	1	108,4	100	90,3	108,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Канавинохлеб"	1	358,9	100	299,1	358,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Красный якорь"	1	5216,3	100	4346,9	5216,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт"	1	150,8	100	125,7	150,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Мельинвест"	1	7847,8	100	6539,8	7847,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородагроснаб"	2	1498,4	100	1248,7	1498,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский масложиркомбинат"	1	54338,8	100	45282,3	54338,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородстройкомплект"	1	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нормаль"	1	6312,2	100	5260,2	6312,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Печать" г.Н.Новгород	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Социальная сфера"	1	543,7	100	453,1	543,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Центр-Радуга"	1	1065,1	100	887,6	1065,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ОАО ВВПКП "Оборонпромкомплекс"	1	1823,4	100	1519,5	1823,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО ТПП "Канавинское"	2	267,6	100	223	267,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "АВАТАР"	1	270,8	100	225,7	270,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Айболит-2000"	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Бурнаковское"	1	367,4	100	306,2	367,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Вега"	1	35	100	29,2	35	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Волга"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Волга"	1	28,7	100	23,9	28,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Восход-Камчатский"	1	19,1	100	15,9	19,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Газпроект-НН"	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ГАЛЛИС"	1	209,2	100	174,3	209,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Два А"	1	75,4	100	62,8	75,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Дюна-НН"	1	31,8	100	26,5	31,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Евроэлитстрой"	2	267,6	100	223	267,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ЕВТО"	1	51	100	42,5	51	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Завод теплогидроизол.труб "Александра"	1	449,2	100	374,3	449,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Заречье"	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Зодчий"	1	67,9	100	56,6	67,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Золотой ключ"	1	13,8	100	11,5	13,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Империал" (б. Картонно-рубероид. завод)	1	8957,5	100	7464,6	8957,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Интегра"	1	24,5	100	20,4	24,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Комплект-строй"	1	61,6	100	51,3	61,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Кондит.ф-ка"1 Мая"	1	3320,8	100	2767,3	3320,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Контракт"	1	120	100	100	120	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "КОРСА"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Купеческая слобода"	1	46,7	100	38,9	46,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Лента" (б.ООО "СПАЙК")	1	861,2	100	717,7	861,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Магазин "Зеленодольский"	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Маслокомбинат "Нижегородский"	3	1296,7	100	1080,6	1296,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Мебель-сервис"	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "МЕТРО Кэш энд Кэрри"	1	294,1	100	245,1	294,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Наяда" г.Белгород	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО "Нижегородский Бизнес-Центр ОАО	1	14,9	100	12,4	14,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ННСстройКомплект"	1	51	100	42,5	51	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ока"	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Омега+"	1	23,4	100	19,5	23,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Орион"	1	61,6	100	51,3	61,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Пинго-АВТО"	1	91,3	100	76,1	91,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Принт-УПАК НН"	1	104	100	86,7	104	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Профис"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "РАСКО-Энергосервис"	1	3797,5	100	3164,6	3797,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Рассвет"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "РОСАКО"	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "СБА-НН" (б.Лакокраска)	1	2338,4	100	1948,7	2338,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Символ"	1	24,5	100	20,4	24,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Смайл"	1	46,7	100	38,9	46,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Смена"	1	86	100	71,7	86	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Спектр" г.Москва	1	1589,8	100	1324,8	1589,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Старт-Строй"	1	7131	100	5942,5	7131	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "СТН-Энергосети"	1	10041,7	100	8368,1	10041,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "СТО-ТСС"	1	108,4	100	90,3	108,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ТД Автомастер-НН"	1	52,1	100	43,4	52,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ТеплоГазЭнергоМонтаж"	1	1656,6	100	1380,5	1656,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Торговое предприятие "Нижегородец"	1	1976,3	100	1646,9	1976,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фирма "Нижегородстрой"	1	205	100	170,8	205	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фирма-Реконструкция"	2	13,8	100	11,5	13,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Холдинг "ВЕРА-НН"	1	43,6	100	36,3	43,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Эвен"	1	309	100	257,5	309	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Энергоперспектива"	1	55,2	100	46	55,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Энстром-Логистик"	2	92,4	100	77	92,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Эсфазель"	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ярус-НН"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО МСХП "Агроинвест НН"	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО НПКЦ "МИЗ"	1	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО ПКФ "Сигнал-Экарс"	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО ПП "ИРЕА"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО фирма "Инвайт-НН"	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО Фирма "Нижегородстрой"	1	1017,4	100	847,8	1017,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Приход церкви в честь Смолен. и Владимир. икон	1	2190,8	100	1825,7	2190,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Христианский культурный центр РФ ТК "Три"	1	361,1	100	300,9	361,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Церковь ХВЕП "Благая Весть"	1	35	100	29,2	35	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Амирова А.Г."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Антипова Е.В."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Долинский И.Б."	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Коваленчик А.Д."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Котляр А.Г."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Кравчук А.П."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Крутских И.В."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Кувшинов В.Ю."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Матвеев Д.М."	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Пак О.В."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Рыжова Н.Ю."	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Симатов А.Л."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Скобло М.А."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Чупров Э.Г."	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Шанов Д.Е."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Аптрейкин А.С."	1	30,8	100	25,7	30,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Головко В.Л."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Крутов А.Г."	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Кулов А.Н."	1	19,1	100	15,9	19,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Титов К.В."	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Прочие потребители топлива	-	30570,5	-	25475,4	30570,5	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	ИТОГО по району	189	324074,7	100	268753	322503,6	99,52	1 014,60	1390	0,43	278,6	181,1	0,056	0	0	0
Ленинский район																
Местный бюджет	МОУ ДОД "Дворец спорта для детей и юнош	1	784,8	100	654	784,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ НО "Гос.ветеринарное управление"	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Федеральный бюджет	Управление ГИБДД ГУВД НО	1	648,8	100	540,7	648,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУП "НПП "Полет"	1	19872,2	100	16560,2	19872,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
Коммунальные хозрасчетные	ЗАО "Промышленные Компьютерные Технологии"	3	5115,4	100	4262,8	5115,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МП "Нижегородские бани"	1	230,4	100	192	230,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МУ "ГУ по капстроительству г.НН"	1	784,8	100	654	784,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский водоканал"	1	1520,8	100	1267,3	1520,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Теплоэнерго" г.Н.Новгород	6	82739,4	100	68949,5	82739,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Генерация тепла"	9	7588,8	100	6324	7588,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие владельцы	ГОУ ВПО "Нижегородский коммерческий институт"	1	394	100	328,3	394	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородская ЗСБ ПК"	7	155	100	129,2	155	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородский Торговый Союз"	1	85	100	70,8	85	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Санимекс"	1	155	100	129,2	155	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Алексеев А.Н."	1	47,8	100	39,8	47,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Бородина Г.А.", ИП "Мамочкин А.В."	1	156,1	100	130,1	156,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Зубатюк Л.Г."	1	45,7	100	38,1	45,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Маргарян В.Г."	1	110,4	100	92	110,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Савельев М.К."	1	51	100	42,5	51	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НООРТИ	1	201,7	100	168,1	201,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НПАП №6 ф-л ГП НО	1	2129,2	100	1774,3	2129,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Инпром"	1	80,8	100	67,3	80,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Продснаб"	1	189	100	157,5	189	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "РУМО"	2	27775,3	100	23146,1	27775,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Этна"	1	45345,1	100	37787,6	45345,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО ПКО "Теплообменник"	2	14254,4	100	11878,7	14254,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "АвтоБытСервис"	1	28,7	100	23,9	28,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Автозаводская ТЭЦ"	1	38685,7	100	32238,1	38685,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Атлант-Девелопмент"	1	5238,6	100	4365,5	5238,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Бис"	1	93,5	100	77,9	93,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "БИС"	1	379,1	100	315,9	379,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "БЦР-Авто-Плюс"	1	123,2	100	102,7	123,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Кока-кола ЭйчБиСи Евразия"	2	1340,2	100	1116,8	1340,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Комплекс"	2	38,3	100	31,9	38,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО "Коопсельхозпродукты"	1	29,8	100	24,8	29,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ООО "Кубанец"	1	100,9	100	84,1	100,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО "Металлдизайн"	1	61,6	100	51,3	61,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Металл-НН"	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Надежда"	1	71,2	100	59,3	71,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Новация-2001"	3	806	100	671,7	806	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Пивоваренная компания "Волга"	2	12546,8	100	10455,7	12546,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "СнабСпецПром"	1	610,6	100	508,8	610,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Траст"	1	102	100	85	102	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Васин А.М."	1	24,5	100	20,4	24,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Маругин С.Л."	1	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Шунаков В.В."	1	41,4	100	34,5	41,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Гладкова Е.Н."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Изюмов А.Н."	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Лещук В.И."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Николаева Г.А."	1	54,1	100	45,1	54,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Спицин И.В."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Авдалян Ш.В."	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Зубаревский Г.Г."	1	2697,4	100	2247,8	2697,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Коровина С.Д."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Лебедев В.В."	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Петушков Ю.В."	1	31,8	100	26,5	31,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Яшин Б.Н."	1	152,9	100	127,4	152,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Прочие потребители топлива	-	33302,5	-	27752,1	33302,5	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	ИТОГО по району	85	307116	100	255930	307116	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Московский район																
Област-ной бюджет	ГУ НО "Гос.ветеринарное управление"	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Федеральный бюджет	ФГУП "ОКБМ им.Африкантова"	1	19929,6	100	16608	19929,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУП "ЦНИИ "Буревестник"	2	1121,4	100	934,5	1121,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коммунальные хозрасчетные	МП "Нижегородэлектротранс"	1	365,3	100	304,4	365,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МП "Озеленитель"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МУ "Главное управление благоустройства"	1	556,4	100	463,7	556,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Теплоэнерго" г.Н.Новгород	9	42520,3	100	35433,6	42520,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие владельцы	АО "СОРБЕНТ"	1	5137,7	100	4281,4	5137,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Капитал"	1	651	100	542,5	651	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ЗАО "Облкоммунсервис"	1	13,8	100	11,5	13,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Азаришвили Д.Г."	2	15,8	100	13,2	15,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Арестов С.П."	1	74,3	100	61,9	74,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Макаров М.А."	1	30,8	100	25,7	30,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Мухина Н.Ю." (б. ИП "Федотова И.В.")	1	104	100	86,7	104	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Волжский хлеб"	1	1307,3	100	1089,4	1307,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "ГАЗ"	1	1576	100	-	-	-	1 150,40	1576	100	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Завод технологич.оборудования "Камея"	1	1200	100	1000	1200	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Книга"	1	247,4	100	206,2	247,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Мир"	1	751,8	100	626,5	751,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский авиазавод "Сокол"	3	74731,3	100	62276,1	74731,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский завод "Октябрь"	1	17778	100	14815	17778	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский машзавод"	3	81706,2	100	68088,5	81706,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Бурнаковское"	1	379,1	100	315,9	379,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Варгуза" (б. ИП "Назаренков А.В.")	1	138	100	115	138	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Волговятинжиниринг"	1	39,2	100	32,7	39,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ВСК-1"	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Гарант-Инвест"	2	662,8	100	552,3	662,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Деловой квартал "Управляющая компания"	1	364,2	100	303,5	364,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Неон"	1	82,8	100	69	82,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фортуна-авто"	1	37,2	100	31	37,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Чайка-НН"	1	61,6	100	51,3	61,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ЭКПА БАЗА"	1	39,2	100	32,7	39,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ЭСМА"	1	20365	100	16970,8	20365	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО ПКФ "Техкомплект-НН"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Бабичева С.В." (б. ОАО	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Церковь в честь Пресв.Живоначалной Троицы	2	32,9	100	27,4	32,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Антонов А.Б." (б.ООО "ВиА")	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Дарявина Н.Н."	2	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Калинин В.И."	1	14,9	100	12,4	14,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ЧП "Косарева Л.А."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Заливалов А.С."	1	105,1	100	87,6	105,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Прочие потребители топлива	-	25828,3	-	21523,6	25828,3	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	ИТОГО по району	58	298042	100	247055	296466	99,47	1 150,40	1576	0,529	0	0	0	0	0	0
Нижегородский район																
Област-ной бюджет	Академический театр драмы им.М.Горького	3	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГОУ ДПО "Нижегородский НИЦ"	1	55,2	100	46	55,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГОУ Профучилище №80	1	19,1	100	15,9	19,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГП НО "ДиРОН"	3	64,8	100	54	64,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ "Автобаза управления делами Губернатора"	1	360	100	300	360	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ МЧС России по Нижегородской области	3	150,8	100	125,7	150,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУЗ "Нижегородская обл.больница им.Семашко"	1	6361,1	100	5300,9	6361,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородский госуд. музей-заповедник	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородский историко-археологический музей	2	24,4	100	20,3	24,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородский областной метод.кабинет	2	12,8	100	10,7	12,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Областное бюро судмедэкспертизы	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Спец.ДЮШОР по прыжкам с трамплина	3	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГБУ НО "Волга НН" (б.ГУ "Благоустройство")	21	770	100	641,7	770	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГОУ "Детский дом №6"	8	70,2	100	58,5	70,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ГУ "Нижегородский дом-интернат для ветеранов"	2	903,7	100	753,1	903,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Федеральный бюджет	Военно-медицинский институт ФСБ РФ	1	573,5	100	477,9	573,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИПФ РАН	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Волго-Вятский банк СБ РФ (филиал)	1	97,7	100	81,4	97,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Волжская госакадемия водного транспорта	1	931,3	100	776,1	931,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГОУ ВПО "НГУ им.Лобачевского"	1	5172,7	100	4310,6	5172,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГОУ ВПО НижГосАрхСтроитУниверситет	1	4665,1	100	3887,6	4665,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
Источники финансирования	ГУ "НИИ ПМК ННГУ Минобразования РФ"	1	259,1	100	215,9	259,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ ЦБ РФ по Нижегородской области	1	618	100	515	618	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НГТУ им.Р.Е.Алексеева	2	5254,4	100	4378,7	5254,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородская КЭЧ МО РФ	1	19,1	100	15,9	19,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Учебное НКП"	1	77,5	100	64,6	77,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	УФНС России по Нижегородской области	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУ "Волжское гос.бассейновое упр-ние водных"	1	145,4	100	121,2	145,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУП "НПО "Микроген" Минздравсоцразв. ф-л	1	798,6	100	665,5	798,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коммунальные хозрасчетные	ЗАО "Элком"	1	131,6	100	109,7	131,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-
МП "Нижегородская аптечная сеть"		3	35	100	29,2	35	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
МП "Нижегородские бани"		2	925	100	770,8	925	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
МП ДЕЗ Нижегородского района		2	10,7	100	8,9	10,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
МУ "Нижегородские городские газовые сети"		1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
МУП "Нижегородэлектротранс"		1	91,3	100	76,1	91,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОАО "Теплоэнерго" г.Н.Новгород		36	46927	100	38984,3	46781,2	99,7	-	-	-	224	145,8	0,3	-	-	-
ООО "Нижновтеплоэнерго"		2	86116,4	100	71763,7	86116,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО "Теплосервис"		3	1974,1	100	1645,1	1974,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственники МКД №86 по ул.Минина		1	113,6	100	94,7	113,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОАО "Теплоэнерго" г.Н.Новгород		6	2590,1	100	2158,4	2590,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие владельцы	Адвокатская контора №32 НОКА	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ВРУЦ Новоапостольской церкви	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГОУ ВПО "Нижегородский коммерческий институт"	1	111,5	100	92,9	111,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГП "Областной дом крестьянина"	1	256	100	213,3	256	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Духовное Управление мусульман	1	169,9	100	141,6	169,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Вояджер"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Гражданстрой-НН"	1	278,3	100	231,9	278,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ЗАО "Двигательмонтаж"	1	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Маяк"	1	354,7	100	295,6	354,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Мидель"	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Н.Н. Волга-Петролеум"	1	249,6	100	208	249,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородбыттехника"	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородрыба плюс"	1	367,4	100	306,2	367,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "НоваКард"	2	371,6	100	309,7	371,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "ПИРС"	1	55,2	100	46	55,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Роза ветров НН"	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Русский Стандарт"	1	148,7	100	123,9	148,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Старт Телеком"- "Поволжский"	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "ТИК Старый Н.Новгород"	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "ТФ "Негоциант"	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО НПСК "Металлостройконструкция"	2	78,5	100	65,4	78,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Вершинин В.Ф."	1	98,8	100	82,3	98,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Галкин А.М."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Грешковский В.И."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Засыпкина Н.П."	1	74,3	100	61,9	74,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Иордан А.Н."	1	53	100	44,2	53	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Кадина В.Н."	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Лесков И.А."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Малаховская А.Г."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Поваляев Ю.Н."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Савельев М.К."	1	23,4	100	19,5	23,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Симакина Н.Р."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Смиркин В.М.,"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Смокотина Е.Г."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Соколов О.И."	1	36,1	100	30,1	36,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Софронов А.М."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Сыромятников В.Ю."	1	70,1	100	58,4	70,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МУСХП "Кстовский плодокомбинат"	1	97	100	-	-	-	70,8	97	100	-	-	-	-	-	-
	Нижег.епархиальное управление	2	53,2	100	44,3	53,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородская духовная семинария	1	63,7	100	53,1	63,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	Нижегородская епархия РПЦ (б."Инженерные	1	18	100	15	18	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НОО ВТОО "Союз художников России"	1	105,1	100	87,6	105,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НОПО	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НОУ "Центр профтехнич.обучения"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НП "Бизнес центр на Новой"	1	64,8	100	54	64,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НШ ЗАО "Восход"	1	610,6	100	508,8	610,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НШ ЗАО "Маяк" г.Н.Новгород	1	1170,2	100	975,2	1170,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Волга-Ресторан-Сервис"	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Волгогаз"	1	38,3	100	31,9	38,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Газэнергосервис"	1	229,4	100	191,2	229,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Гипрогазцентр"	4	24,5	100	20,4	24,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Завод им.Петровского"	1	8324,6	100	6937,2	8324,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Мясокомбинат и компания"	1	716,8	100	597,3	716,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Котельная ул.Рождественская,	1	65,9	100	54,9	65,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский текстиль"	1	315,4	100	262,8	315,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский экологический центр"	2	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородтопстрой"	1	19,1	100	15,9	19,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "НКХП-Девелопмент"	1	853,8	100	711,5	853,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Реконструкция"	2	38,3	100	31,9	38,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Ресторан "Бурлацкая слободка"	1	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Сатурн"	1	26,5	100	22,1	26,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Светлояр"	2	48,8	100	40,7	48,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Спецпромстрой"	7	2678,3	100	2231,9	2678,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Судоход. компания" "Волжское"	1	702	100	585	702	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "ТКЦ "Волга"	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Хлебокомбинат "Печерский"	1	2026,2	100	1688,5	2026,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО Первая Образцовая типография	1	1702,3	100	1418,6	1702,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО Торг.-пром. комплекс "Печерский"	1	337,7	100	281,4	337,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО "А-Б Ко"	1	472,6	100	393,8	472,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Авинг-Сервис"	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Автосервис-Центр"	1	13,8	100	11,5	13,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "АДК"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Академия экологии человека"	1	24,5	100	20,4	24,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "БИМАР"	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ВВСК-Жилсервис"	2	561,7	100	468,1	561,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Волгожилстрой-НН"	3	42,5	100	35,4	42,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Восстановление"	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Высоковский кирпичный завод +"	1	1232,9	100	1027,4	1232,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород"	1	301,6	100	251,3	301,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Геолстром"	2	55,2	100	46	55,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Гепард"	2	594,7	100	495,6	594,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Гольф"	1	291	100	242,5	291	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Группа инвестстрой"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Группа ПТР РОСТО"	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ГУМ"	1	105,1	100	87,6	105,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Два А"	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Дельта НН"	1	106,2	100	88,5	106,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Доверие-Черный пруд"	1	26,5	100	22,1	26,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Дом отдыха "Красное Сормово"	1	238,9	100	199,1	238,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Евроменеджмент"	1	102	100	85	102	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Издательство "Деком"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Интер-2"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ИСК "Возрождение"	2	64,8	100	54	64,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ИСТ Девелопмент" Санкт-Петербург	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Исток"	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Исток-НН"	1	30,8	100	25,7	30,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ка 2"	2	49,9	100	41,6	49,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Китеж"	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ковчег-НН"	1	175,2	100	146	175,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Комплексантехстрой"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "КРИСМАР НН"	1	122,2	100	101,8	122,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО "Курбатовская Слобода"	1	1033,3	100	861,1	1033,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Лашман"	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Легионпром-НН"	1	154	100	128,3	154	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ледокол"	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Лента"	1	730,6	100	608,8	730,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Лесное"	1	196,4	100	163,7	196,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Лорика"	1	72,2	100	60,2	72,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Метеор"	1	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "МИССИЯ"	1	721,1	100	600,9	721,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Модерадо"	2	8,4	100	7	8,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Научно-производ. фирма "Адгезив"	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Нижегородская компания "Онега"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Нижегородская мясная трапеза" (б.ЧЛ)	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Нижний Новгород"	1	321,7	100	268,1	321,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "НПИ "Центросоюзпроект"	1	14,9	100	12,4	14,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Обеспечение"	3	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Оздоровительный комплекс "Молодость"	1	213,5	100	177,9	213,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Отель-сервис"	1	580,9	100	484,1	580,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Очаг"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Пачо"	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Петро-офис" (б.ООО "Пеле")	1	30,8	100	25,7	30,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Пифагор-7"	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Практик Секьюрити"	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Приволжье Строй" (б. ЗАО "Омни структуре)	1	116,8	100	97,3	116,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Промконсалт" г.Дзержинск	1	14,9	100	12,4	14,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ректайм"	1	18	100	15	18	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ремтэк"	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Роса"	1	69	100	57,5	69	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Росбел-Авто"	1	210,2	100	175,2	210,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Росдинтех"	1	51	100	42,5	51	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Росреклама"	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Салон"	2	31,9	100	26,6	31,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Скала"	2	75,4	100	62,8	75,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО "СК-НН"	1	709,4	100	591,2	709,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Славяне НН"	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Славянское-НН"	14	103,6	100	86,3	103,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Союз-XXI век"	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Средной рынок"	1	282,5	100	235,4	282,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Стиликом"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Стомсервис"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Строймонтаж"	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Стройснабинвест"	1	559,7	100	466,4	559,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ТЕХИНЭКО"	1	43,6	100	36,3	43,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ТК Менеджмент" филиал	1	1035,4	100	862,8	1035,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Торгово-лизингового объединения "РОССИЯ"	1	26,5	100	22,1	26,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Торнадо"	1	18	100	15	18	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Традиция"	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Триумф-риэлти"	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Универмаг Нижегородский"	1	243,2	100	202,7	243,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Успех"	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фасадные системы"	1	234,7	100	195,6	234,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фирма "Вика"	1	537,4	100	447,8	537,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фирма "Нижегородстрой"	1	437,5	100	364,6	437,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фирма "Перспектива-2"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фита"	1	42,5	100	35,4	42,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Флинт"	1	13,8	100	11,5	13,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Хоум Кредит энд Финанс Банк"	1	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Швейно-такелажная фабрика"	1	212,4	100	177	212,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Шторм"	1	13,8	100	11,5	13,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Эгида"	1	86	100	71,7	86	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Эгна-Строй"	1	41,4	100	34,5	41,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Эльбрус"	1	113,6	100	94,7	113,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Энергия"	1	402,5	100	335,4	402,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Энергоцентр"	1	5470,1	100	4558,4	5470,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Янтарь"	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО НПК "СКРУДЖ"	1	481,1	100	400,9	481,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО ПКФ "Квадро-НН"	1	73,3	100	61,1	73,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО ПТО "Новый век"	1	26,5	100	22,1	26,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО ТД "Спецодежда плюс"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Приход церкви во имя св. пророка божия Или	1	19,1	100	15,9	19,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Приход церкви во имя Собора Пресвятой	2	38,3	100	31,9	38,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Большие овраги"	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Варварская д.3"	1	412,1	100	343,4	412,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Верхняя Слобода"	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Гребешковский"	2	47,8	100	39,8	47,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Костина"	1	558,6	100	465,5	558,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Кристалл"	1	220,9	100	184,1	220,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "На обозной"	1	367,4	100	306,2	367,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Ода"	2	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Премьер"	1	365,3	100	304,4	365,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Пять звезд"	1	120	100	100	120	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Рубин"	1	427	100	355,8	427	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Славянский Дом"	1	116,8	100	97,3	116,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Черный пруд"	1	896,3	100	746,9	896,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Шевченко 1"	1	187,9	100	156,6	187,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Бабушкин Е.В."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Бурый Л.Б."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Дуленко В.В."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Замятин С.Н."	1	14,9	100	12,4	14,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Кондратьев А.В."	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Ларина С.Е., Крутова Е.В. и др."	1	27,6	100	23	27,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Маклашина Л.Р."	1	47,8	100	39,8	47,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Михеев Л.А."	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Панкратов В.Ф."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Петров Р.В."	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Шкурко О.А."	4	29,8	100	24,8	29,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Храм Рождества Иоанна Предтечи	1	127,4	100	106,2	127,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Церковь Христиан Адвентистов Седьмого Дня	1	34	100	28,3	34	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Агапова В.И."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Ахобадзе Д.Г."	1	41,4	100	34,5	41,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Беспалов В.А."	1	38,3	100	31,9	38,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Быков О.М."	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ЧЛ "Гаммель В.Г."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Граховская Л.Е."	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Грибков Б.П."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Елисейев А.И."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Ермаков Ю.И." и ЧЛ "Паниотова В.И."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Капустина С.И."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Косовских А.Н."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Косовских С.Г."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Крылова И.Н."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Кузнецов М.С."	1	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Кузнецов Н.В."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Кульмяев Ю.А."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Куранов Е.В."	2	6,5	100	5,4	6,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Лаврова М.В."	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Лапшин А.А."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Левкина С.А."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Лейбович М.П."	2	12,8	100	10,7	12,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Макеев В.А."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Мизин С.Б."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Миронова Г.В."	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Мошес С.И."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Мухин В.И."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Николаев И.С."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Носков П.А."	1	18	100	15	18	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Овсецин И.С."	1	35	100	29,2	35	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Офицеров А.М."	2	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Перфилова А.Н."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Петрова Т.А."	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Прохорова О.Н."	2	29,8	100	24,8	29,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Пшебыльский Е.Н."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Седова И.П."	1	38,3	100	31,9	38,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Селибовский В.А."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Соколов С.А."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Соловьев В.В."	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Старостина Н.Н."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Торопова Е.П."	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Туманов Е.Д."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Узкая Н.М."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ЧП "Уткин Н.Е."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Фитасов А.А."	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Хлутчина Г.В."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Чумакова И.В."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Штурмин С.М."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Володин Д.Ю."	1	38,3	100	31,9	38,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Дзепя Д.Н."	1	87,1	100	72,6	87,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Дружинина В.Г."	1	69	100	57,5	69	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Лукьянов М.Н."	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Мясникова Е.Н."	1	72,2	100	60,2	72,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Пятаева Е.А."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Ремизов В.А."	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Сорокина Е.А."	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Яковлев М.В."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Дом отдыха "Зеленый город"	2	61,7	100	51,4	61,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегород. региональный инст-т УиЭ АПК	1	732,7	100	610,6	732,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Санаторий "Зеленый Город"	1	1328,5	100	1107,1	1328,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Санаторий им.ВЦСПС"	1	2127,1	100	1772,6	2127,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Прочие потребители топлива	-	20369	-	16974,2	20369	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	ИТОГО по району	436	240168,4	100	199938	239925,6	99,9	70,8	97	0,04	224	145,8	0,061	0	0	0
Приокский район																
Местный бюджет	МОУ "Начальная ООШкола №157"	1	13,9	100	-	-	-	-	-	-	21,4	13,9	100	-	-	-
	МОУ "Начальная ООШкола №158"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Област-ной бюджет	ГУ НО "Гос.ветеринарное управление"	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУЗ НО мед.центр мобрезервов "РЕЗЕРВ"	1	46,4	100	-	-	-	-	-	-	71,4	46,4	100	-	-	-
	Областная психоневрологическая больница №1	1	2111,3	100	-	-	-	1 497,10	2051	97,1	92,8	60,3	2,9	-	-	-
Федеральный бюджет	ГП НО "НПЭК"	1	1750,1	100	1458,4	1750,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ "Лаборатория обеспечения сохранности"	1	39,2	100	32,7	39,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ "Нижегородский инновац. бизнес-инкубатор"	1	194,3	100	161,9	194,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУП "Нижегородский завод им.Фрунзе"	1	12031,8	100	10026,5	12031,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ФГУП "НИИИС им.Ю.Е.Седакова"	1	23217,4	100	19347,8	23217,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУП "ННИИРТ"	1	19,1	100	15,9	19,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коммунальные хозрасчетные	Комплексный Центр соцобслуживания населения	1	295,2	100	246	295,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский водоканал"	1	274	100	228,3	274	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Теплоэнерго" г.Н.Новгород	17	115070,3	100	95891,9	115070,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие владельцы	ЗАО "Волгополимермонтаж"	1	47,8	100	39,8	47,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Завод Труд"	1	1168,2	100	973,5	1168,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "ИнПро"	1	226,2	100	188,5	226,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Класс плюс"	1	1550,4	100	1292	1550,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Континент ЭТС"	1	89,2	100	74,3	89,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородмебельбыт"	1	589,4	100	491,2	589,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "НОРТО"	4	141,1	100	117,6	141,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "СИА Интернейшнл-Н.Новгород"	2	161,4	100	134,5	161,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Статус" (б."Керамик-1")	1	34	100	28,3	34	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Торговый Дом "Крекер"	8	236,6	100	197,2	236,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Химопторг"	1	97,7	100	81,4	97,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Выперайленко О.В."	2	178,3	100	148,6	178,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Городнов А.Г."	1	937,7	100	781,4	937,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Зорькин А.А."	1	413	100	344,2	413	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Медведев В.В." г.Бор	1	61,6	100	51,3	61,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Рябков А.Л."	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Хныкин Г.П."	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Яковлева М.В."	1	14,9	100	12,4	14,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЛПУМГ Приокский ф-л "Газпром трансгаз"	1	875	100	729,2	875	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Волжский подводник"	1	540,5	100	450,4	540,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОАО "Молочный комбинат Нижегородский"	1	10976,3	100	9146,9	10976,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ОАО "Нижегородскчеллопром"	1	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ОАО "НИТЕЛ"	2	10762,8	100	8969	10762,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ОАО "НИТЭК"	1	711,5	100	592,9	711,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ОАО "НОЭМЗ"	1	183,7	100	153,1	183,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ОАО "Приокское"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Седьмой терминал"	1	318,6	100	265,5	318,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Сельхозводстрой"	4	172,1	100	143,4	172,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Строительно-финансовая ассоциация"	1	96,6	100	80,5	96,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Химснаб"	1	47,8	100	39,8	47,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Авангард"	2	965,4	100	804,5	965,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Авто-Центр"	1	42,5	100	35,4	42,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Атон НН"	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Бизнес-Монолог"	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Веракангум - НН"	1	42,5	100	35,4	42,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Вето"	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ВОК"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Волго-Вятская инвестиционная компания"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород"	1	1307,3	100	1089,4	1307,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Инженерно-Климатические Системы"	1	25,4	100	21,2	25,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ИСК Трансинвест"	1	164,6	100	137,2	164,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Капитал Инвест"	2	178,3	100	148,6	178,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Л-Премииум"	1	59,5	100	49,6	59,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Максима"	1	41,4	100	34,5	41,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Малком"	1	35	100	29,2	35	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Мебелекс"	1	23,4	100	19,5	23,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Неон"	2	30,8	100	25,7	30,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Нижегородлес"	1	59,5	100	49,6	59,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Нижегородское соц.реабилит.предпр. ВОГ"	1	824	100	686,7	824	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ореол"	1	265,4	100	221,2	265,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Панацея Девелопмент"	1	64,8	100	54	64,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Партнерство-НН"	1	27,6	100	23	27,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Пифагор-7"	1	34	100	28,3	34	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Пойнт"	1	226,2	100	188,5	226,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ПромИнвест"	1	131,6	100	109,7	131,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Промэлектромонтаж"	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ренар"	2	113,6	100	94,7	113,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Ресурсы бизнеса"	5	103	100	85,8	103	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "РОСМА"	1	392,9	100	327,4	392,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Русь"	1	120	100	100	120	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО "Сладкая жизнь НН"	1	412,1	100	343,4	412,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "СОБИН"	1	3838,9	100	3199,1	3838,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фармстандарт-Фитофарм-НН"	1	1084,2	100	903,5	1084,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фирма "СКАЛЕС"	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Централь"	3	118,9	100	99,1	118,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Территориальное управление №7 ОАО	1	60,5	100	50,4	60,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТУ-7 Приволжского ф-ла ОАО "Ростелеком"	1	58,4	100	48,7	58,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Сулейманов Р.А.О." (б. ИП Хныкин Г.П.)	1	16	100	13,3	16	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Хлебников А.В."	1	29,8	100	24,8	29,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Церковь "Казанская Божия Матерь"	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Вахнин Ю.В."	1	73,3	100	61,1	73,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Киценко Н.П. и Прохорова О.Н."	1	3,2	100	2,7	3,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Кудрявцев А.С."	1	63,7	100	53,1	63,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Медяков С.П."	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Тимофеев С.И."	1	26,5	100	22,1	26,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Шаирян Е.А."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Прочие потребители топлива	-	5633,1	-	4692,7	5631,2	-	0	0	-	0	0	-	7	1,9	-
	ИТОГО по району	132	202526,9	100	167013	200415,6	99	1 497,10	2051	1,01	92,8	60,32	0,03	7	1,9	0
Советский район																
Местный бюджет	МУДО "ДЮСпортшкола по парусному спорту"	1	32	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119	32	100
Област-ной бюджет	ГОУ "Нижегородский технический колледж"	1	739,1	100	615,9	739,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ "Центральный архив Нижегородской области"	1	116,8	100	97,3	116,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Областной Центр развития творчества детей	1	19,6	100	-	-	-	-	-	-	14,3	19,6	100	-	-	-
Федеральный бюджет	Высшее военное училище тыла	1	403,6	100	336,3	403,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГОУ ВПО "НГУ им.Лобачевского"	1	5150,4	100	4292	5150,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУИН НО Минюста РФ	1	5019,8	100	4183,2	5019,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Нижегородская КЭЧ МО РФ	1	667	100	555,8	667	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Приволжский РЦГМСН ФГУГП "Волгагеология"	1	289,9	100	241,6	289,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	РОСИНКАС ЦБ РФ Нижегородский филиал	2	111,6	100	93	111,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	Управление ФСБ РФ по Нижегородской области	1	236,8	100	197,3	236,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУ "401 Военный госпиталь МВО МО России"	1	1546,2	100	1288,5	1546,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУП "170 Ремзавод СОП МО РФ"	1	2689,9	100	2241,6	2689,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коммунальные хозрасчетные	МУП "Банно-оздоровительный центр"	1	812,4	100	677	812,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Теплоэнерго" г.Н.Новгород	14	26089,7	100	21741,4	26089,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие владельцы	АНО "Студенческая служба охраны "ЩИТ"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	АО "Каравай"	1	1709,8	100	1424,8	1709,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГП НО "Трансинкор"	1	182,6	100	152,2	182,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Мобиком-Центр"	1	419,5	100	349,6	419,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нагорный"	1	13,8	100	11,5	13,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородская инвестиционная компания"	1	250,6	100	208,8	250,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Тополь"	1	19,1	100	15,9	19,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Бублик Ю.В." (г.Москва)	1	34	100	28,3	34	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Междугородная телефонная станция	1	416,3	100	346,9	416,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	НОАО "Гидромаш"	1	7340,2	100	6116,8	7340,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Вермани"	1	5258,8	100	4382,3	5258,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Верховолгоэлектромонтаж"	1	451,3	100	376,1	451,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Механический завод "РИЛС"	1	229,4	100	191,2	229,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "НБД-Банк"	1	45,7	100	38,1	45,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородская трикотажная фабрика"	1	270,8	100	225,7	270,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородский КБО" МВО	1	754	100	628,3	754	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "НИЖФАРМ"	1	6207,1	100	5172,6	6207,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "НИИТОП"	1	467,3	100	389,4	467,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Опытный механический завод"	1	9,6	100	8	9,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Автобан"	2	13682,2	100	11401,8	13682,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО "БЦР-АвтоПлюс"	1	320,8	100	267,3	320,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ООО "ДДЭФ "Каноз"	1	1272,2	100	1060,2	1272,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ООО "Дороги и инфраструктура"	1	943	100	785,8	943	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО "Компания "Бином"	1	44,6	100	37,2	44,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "КС-КЕ"	3	1443,2	100	1202,7	1443,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Лондон Консалтинг Менеджмент Компани"	1	254,9	100	212,4	254,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Металлоизделия"	1	29,8	100	24,8	29,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "МЕТРО Кэш энд Кэрри"	1	450,2	100	375,2	450,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "МЖРП-9"	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Нижегородский завод "Старт"	1	3878,3	100	3231,9	3878,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Прогресс"	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Саврасовские бани" (б. ООО "Дентал"	1	279,2	100	232,7	279,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Теплопроектмонтаж"	1	61,6	100	51,3	61,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ТЕРРА" (б."ОптОптик")	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фирма АКА"	1	504,5	100	420,4	504,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фитнес-клуб "Пушкинский"	1	640,3	100	533,6	640,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Цитрон"	1	402,5	100	335,4	402,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ЦТО "Меркурий"	1	1741,6	100	1451,3	1741,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Энергоресурс" (б."Энергосервис")	1	468,4	100	390,3	468,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО ПКП "Энергетика"	1	7227,6	100	6023	7227,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Европейский квартал"	3	1443,2	100	1202,7	1443,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Полтава"	1	127,4	100	106,2	127,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Полтавская-16"	1	149,8	100	124,8	149,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Томуев Р.Ш.Оглы"	1	18	100	15	18	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Чиликина М.А."	1	27,6	100	23	27,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФЛ "Чилингорян И.В."	1	28,7	100	23,9	28,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Храм во имя Успения Пресвятыя Богородицы	1	35	100	29,2	35	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Куликов В.А."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Мамонов Ю.А."	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Паршин С.В."	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Прочие потребители топлива	-	291964,9	-	243304,1	291964,9	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	ИТОГО по району	84	395485,2	100	329528	395433,6	99,99	0	0	0	14,3	19,6	0,005	119	32	0,008
Сормовский район																
Област-ной бюджет	ГОУ "Лицей-интернат Центр одаренных детей"	1	796,4	100	663,7	796,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГУ НО "Гос. ветеринарное управление"	1	2,2	100	1,8	2,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
Федеральный бюджет	Нижегородская КЭЧ МО РФ	4	5133,5	100	4277,9	5133,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ФГУП "Завод "Электромаш"	1	17956,4	100	14963,7	17956,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коммунальные хозрасчетные	МП "Нижегородская аптечная сеть"	1	1,1	100	0,9	1,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	МП "Нижегородские бани"	1	398,3	100	331,9	398,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Теплоэнерго" г.Н.Новгород	20	141983,3	100	118319,4	141983,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие владельцы	АО "Нижегородобувторг"	3	188	100	156,7	188	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "АвиаТехМас"	1	8587,9	100	7156,6	8587,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "АКС-Инвест"	2	188	100	156,7	188	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "ЗКПД- 4 Инвест"	1	31647,1	100	26372,6	31647,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Металлокомплект" г.Москва	1	77,5	100	64,6	77,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородпромкомплект"	2	27,6	100	23	27,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Нижегородский ДСК"	1	24,5	100	20,4	24,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Санимекс"	1	174,1	100	145,1	174,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Семга"	1	10,6	100	8,8	10,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Сормовская кондитерская фабрика"	1	5190,8	100	4325,7	5190,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Тепловик"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "ЦБЛ"	1	93,5	100	77,9	93,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО "Энергогазмонтаж"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО ЗДЖБ "Волга Форм"	1	594,7	100	495,6	594,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЗАО ПКФ "Нижегород.металлургическая"	1	91,3	100	76,1	91,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Бзнуни Н.Г."	1	36,1	100	30,1	36,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Булаева Г.А."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Жаркова Г.Н."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Каминченко Л.С."	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Лаев Э.Г."	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Романова Т.В."	1	13,8	100	11,5	13,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Самылина В.Н."	1	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ИП "Соколов С.А."	18	78,6	100	65,5	78,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИП "Яворский Ю.В."	10	232,7	100	193,9	232,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
НПАП №1	1	2666,5	100	2222,1	2666,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ОАО "Бумснаб"	1	1761,7	100	1468,1	1761,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ОАО "Волговятмашэлектроснабсбыт"	1	3876,1	100	3230,1	3876,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Волгогаз"	10	121,1	100	100,9	121,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Железобетонстрой-5"	1	4442,2	100	3701,8	4442,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Завод "Красное Сормово"	1	48708,4	100	40590,3	48708,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Мехколонна № 40 ВЭСС"	4	294,2	100	245,2	294,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "НЕФТРАНС"	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Нижегородкультторг"	7	448	100	373,3	448	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Ремстрой"	1	67,9	100	56,6	67,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Силикатный з-д №1"	1	4151,2	100	3459,3	4151,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Спецмонтаж"	4	144,5	100	120,4	144,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОАО "Хлеб"	1	2207,8	100	1839,8	2207,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Автотехника"	1	721,1	100	600,9	721,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Айс-Оптима 7"	1	178,4	100	148,7	178,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Алгоритм"	1	213,5	100	177,9	213,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Алые паруса"	1	32,9	100	27,4	32,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Вариант"	1	11,6	100	9,7	11,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Волга-НН"	1	252,7	100	210,6	252,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ГриАР"	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Декор"	1	6,4	100	5,3	6,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Инжкоммуникация"	1	29,8	100	24,8	29,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Копейка-Поволжье"	1	28,7	100	23,9	28,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Лада-Моторс"	2	784,7	100	653,9	784,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Мастер-Дент"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "МИНИЛЕН"	1	26,5	100	22,1	26,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "НиКа"	1	213,5	100	177,9	213,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Нортон"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Озеленитель"	1	7,4	100	6,2	7,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Полаир-Профи"	1	12,7	100	10,6	12,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Промтех-НН"	1	413	100	344,2	413	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Резервснаб-НН"	1	192,2	100	160,2	192,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Сеть магазинов "Электроника"	1	846,4	100	705,3	846,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Славянский двор"	1	607,4	100	506,2	607,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Сормовское ВДПО"	1	14,9	100	12,4	14,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "СП "Промстрой-7"	1	29,8	100	24,8	29,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Строительное предприятие "Промстрой-7"	3	46,7	100	38,9	46,7	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-

22401.ОМ-ПСТ.001.000.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник финансирования	Наименование предприятия	Количество котельных и ТЭЦ	Расход топлива на всю произведенную энергию		ПРИРОДНЫЙ ГАЗ			МАЗУТ			УГОЛЬ			ДРОВА		
			т у.т.	%	тыс. нм ³	т у.т.	%	т	т у.т.	%	т	т у.т.	%	м ³	т у.т.	%
	ООО "Универсальная база "Продопт"	6	109,3	100	91,1	109,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Фирма "Витязь"	1	20,2	100	16,8	20,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "Центр дистрибуции "Сомелье"	1	8,5	100	7,1	8,5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО "ЭФА-2"	5	661,4	100	551,2	661,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО НК "Провиант"	4	194,3	100	161,9	194,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО НПО "Волга" ВОС	1	448,2	100	373,5	448,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО ПКФ "Атриум"	1	229,4	100	191,2	229,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ООО ТД "Растяпино"	10	304,9	100	254,1	304,9	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТСЖ "Юбилейный"	1	641,4	100	534,5	641,4	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТЭЦ Сормовская (тепловая энергия)	1	168770	100	56000	67200	39,8	74 138,70	101570	60,2	-	-	-	-	-	-
	ТЭЦ Сормовская (электроэнергия)	-	187822,1	100	156283,2	187539,8	99,8	206	282,2	0,2	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Гришина Е.Н."	1	48,8	100	40,7	48,8	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Ефимов В.Н."	1	27,6	100	23	27,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Завражных И.А."	1	5,3	100	4,4	5,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Саминин С.Ф."	1	21,2	100	17,7	21,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Хоменко С.Ю. (б."Сфера")	1	22,3	100	18,6	22,3	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧЛ "Щуров В.М."	1	4,2	100	3,5	4,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Андрианов С.М."	1	585,1	100	487,6	585,1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Каргин Д.В."	3	51	100	42,5	51	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Корнилов И.А."	1	17	100	14,2	17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Лятовец В.В."	1	27,6	100	23	27,6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЧП "Яворский Ю.В."	6	137,2	100	114,3	137,2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Прочие потребители топлива	-	489709,6		170826,4	204991,7		207823,3	284717,9		0	0	-	0	0	-
	ИТОГО по району	193	1137085,2	100	625429,2	750515	66	282 168,00	386570,2	34	0	0	0	0	0	0
	ИТОГО по предприятиям	1241	6039887,7	100	4586497,2	5503796,6	91,1	390 948,30	535599,2	8,87	664,2	442	0,01	184,7	49,9	0,0011

8.4 Описание топливоподачи ООО «Автозаводская ТЭЦ»

Основным топливом на станции является газ, резервным мазут. На ГРС ТЭЦ газ подаётся по подземному газопроводу, проложенному от ГРС-Дзержинск-2 до головной площадки ОАО «ГАЗ». Основным потребителем природного газа является ООО «Автозаводская ТЭЦ», ОАО «ГАЗ» и его дочерние компании используют на технологические нужды 6,7% от общего объема, подаваемого по этому газопроводу природного газа. От ГРС ТЭЦ в котельный цех газ поступает по двум трубопроводам. По одному \varnothing 800 мм газ идет на ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3, по другому \varnothing 700 мм – на ТЭЦ 4, 5.

В таблице 8.5 приведен топливно-энергетический баланс ООО «Автозаводская ТЭЦ»

Таблица 8.5 – Топливо-энергетический баланс Автозаводская ТЭЦ

№ п/п	Составляющие энергобаланса	Обозначение	Значение	Способ определения
1.	Тепло сожженного топлива, Гкал	Q	9260462	
2.	Потери тепла в котлах, Гкал	$Q_{ку}^{nom}$	1018651	$(100 - \eta_{ку}^{бр}) \cdot B \cdot 7 \cdot 10^{-2}$
3.	Потери теплового потока от энергетических котлов к турбинам, Гкал	Q_{mn}^{nom}	209934	По справочным данным удельных теплотерь и протяженности трубопроводов
4.	Затраты тепла на собственные нужды котлов и турбин, Гкал	$Q_{ку}^{сн}$	85398	По отчетным данным и результатам энергообследования
5.	Затраты электроэнергии на собственные нужды котлов, тыс. кВт·ч	$Q_{ку}^{сн\ эл}$	317663	$\frac{Э_{ку}^{сн} \cdot q_{my}^к \cdot 10^{-3}}{\eta_{mn}} \quad \eta_{mn} = \frac{100 - Q_{mn}^{nom} \cdot 10^2}{Q_{ку}^{бр.эн.к}}$
6.	Потери тепла: Через изоляцию трубопроводов и сетевых подогревателей теплофикационной установки, Гкал	$Q_{ту}^{nom}$	1111256	По справочным данным удельных теплотерь и площади излучения
7.	В тракте ВПУ при подготовке умягченной воды для подпитки тепловой сети, Гкал	$Q_{ум.в}^{nom}$	71393	По "Методике расчета расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок: РД 153-34.1-37.530-98" (М.: СПО ОРГРЭС, 1999)
8.	В тракте ВПУ при подготовке ХОВ для компенсации невозврата конденсата от потребителей пара, Гкал	$Q_{хов}^{nom}$	131650	По статистическим данным
9.	Отпуск тепла, Гкал	Q_{omn}	4080080	По отчетным данным

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Составляющие энергобаланса	Обозначение	Значение	Способ определения
10.	Затраты тепла на отпуск электроэнергии, Гкал	$Q_э$	2099343	По отчетным данным
11.	Небаланс (неучтенные потери, погрешность учета параметров), Гкал	$\Delta Q_{неб}$	135094	$Q - Q_{ку}^{nom} - Q_{ку}^{сн} - Q_{ту}^{nom} - Q_{ум.в}^{nom} - Q_{хов}^{nom} - Q_{отп}$

Небаланс составляет около 1,5 %, что является допустимым и связано с погрешностями измерений.

9 НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Основные положения оценки надежности систем теплоснабжения

Существующее состояние надежности теплоснабжения потребителей Нижнего Новгорода оценивается количеством аварийных отключений и временем восстановления теплоснабжения после аварийных отключений.

Анализ аварийных отключений за период с 2008 по 2012 года произведен по статистическим данным Центральной дежурно-диспетчерской службы (ЦДДС) Министерства ЖКХ и ТЭК о технологических нарушениях в системах теплоснабжения объектов ЖКХ Нижнего Новгорода, а также по отчетным данным поставщиков тепловой энергии, полученным согласно стандартов раскрытия информации (в соответствии с постановлением Правительства РФ от 30.12.2009 № 1140 «О раскрытии информации в сфере теплоснабжения и горячего водоснабжения») за этот же период. На момент выполнения работы данные о технологических нарушениях в работе систем теплоснабжения, аварийным отключениям и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений за период с 2008 по 2012 года организациями, производящими и поставляющими тепловую энергию в Нижнем Новгороде не представлены.

Результаты анализа свидетельствуют о том, что 66,2% технологических нарушений (307 из 464 зарегистрированных) произошло на теплопроводах всех теплосетевых районов города.

Наибольшую протяженность имеют тепловые сети у двух теплоснабжающих организаций Нижнего Новгорода: ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающей теплоснабжение двух теплосетевых районов - Нагорного и Сормовского (с общей на 2012 год протяженностью тепловых сетей в однострубно́м исчислении 1816 км) и ООО «Теплосети», обеспечивающей теплоснабжение Автозаводского теплосетевого района (с общей на 2010 год протяженностью тепловых сетей в однострубно́м исчислении 616 км). При такой

протяженности тепловых сетей (которые в течение анализируемого периода в организациях изменялись незначительно), распределение технологических нарушений следующее: 40,1% нарушений (123 из 307) возникло в тепловых сетях ОАО «Теплоэнерго» и 55,4% нарушений (170 из 307) возникло в тепловых сетях ООО «Теплосети». Остальные 4,5% технологических нарушений произошли в тепловых сетях других теплоснабжающих организаций города.

При проведении анализа аварийных отключений и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений использовались следующие законодательные и нормативные документы:

- Федеральный Закон от 21.07.97 № 116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 27 июля 2010 года);
- ГОСТ Р 22.0.05-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения» ;
- МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191) ;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 12 февраля 1999 года № 167 «Об утверждении Правил пользования системами коммунального водоснабжения и канализации в Российской Федерации (с изменениями на 23 мая 2006 года)».

В соответствии с утвержденной в этих документах терминологией, в зависимости от характера и тяжести последствий технологических нарушений в системах теплоснабжения, при проведении анализа используются определения, приведенные в перечне терминов, используемых в работе.

В связи с тем, что данные по технологическим нарушениям в работе систем энергоснабжения (электроснабжения; теплоснабжения) и эксплуатирующих их организаций на момент выполнения работы представлены только ЦДДС Министерства ЖКХ и ТЭК Нижнего Новгорода, основным действующим нормативным документом для проведения анализа аварийных отключений и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений определены МДК 4-01.2001 «Методические

рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» .

В соответствии с этим действующим документом, авариями в коммунальных отопительных котельных считаются:

- разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения газа в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, а также разрушения газопроводов и газового оборудования, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт;
- повреждение котла (вывод его из эксплуатации во внеплановый ремонт), если объем работ по восстановлению составляет не менее объема капитального ремонта;
- повреждение насосов, подогревателей, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к снижению общего отпуска тепла более чем на 50% продолжительностью свыше 16 часов.

Технологическими отказами в коммунальных отопительных котельных считаются:

- неисправность котла с выводом его из эксплуатации на внеплановый ремонт, если объем работ по восстановлению его работоспособности составляет не менее объема текущего ремонта;
- неисправность насосов, подогревателей, другого вспомогательного оборудования, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к общему снижению отпуска тепла более чем на 30, но не более 50% продолжительностью менее 16 часов;
- останов источника тепла из-за прекращения по вине эксплуатационного персонала подачи воды, топлива или электроэнергии при температуре наружного воздуха до -10°C - более 8 часов; от -10°C до -15°C - более 4 часов; ниже -15°C - более 2 часов.

Функциональными отказами в коммунальных отопительных котельных считаются нарушения режима, не вызвавшие аварий и технологических отказов.

Не относится к инцидентам вывод из работы оборудования по оперативной заявке для устранения мелких дефектов и неисправностей (замена прокладок и набивок, замена крепежных деталей, замена мелкой арматуры, регулировка устройств автоматики и т.п.), выявленных при осмотрах при условии, что вывод оборудования не привел к отключениям или ограничениям потребителей.

Авариями в тепловых сетях считаются:

- разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного периода при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов;
- повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50% отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Технологическими отказами в тепловых сетях считаются: неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение тепло-снабжения (отопления) объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1. ГОСТ Р 51617-2000 "Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия" (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12 °С - не более 16 часов; не ниже 10 °С - не более 8 часов; не ниже 8 °С - не более 4 часов).

Функциональными отказами в тепловых сетях считаются нарушения режима, не вызвавшие аварий и технологических отказов, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляемое для сохранения режима отпуска

тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

Инцидентами не являются повреждения трубопроводов и оборудования, выявленные во время испытаний, проводимых в неотапительный период.

Не являются инцидентами потребительские отключения, к которым относятся отключения теплопровода и системы теплоснабжения объектов, находящихся на балансе потребителя, если оно произошло не по вине персонала теплоснабжающей организации.

9.2 Анализ аварийных отключений объектов ЖКХ Нижнего Новгорода и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

По данным ЦДДС Министерства ЖКХ и ТЭК Нижнего Новгорода в период 2008 ÷ 2012 гг. в городе зафиксировано 583 отключения потребителей тепловой энергии, из которых 464 относятся к технологическим нарушениям в сетях отопления и горячего водоснабжения. При этом за весь анализируемый период распределение количества технологических нарушений по Автозаводскому и Нагорному теплосетевым районам города составило 212 и 196 соответственно, а в Сормовском 56 (рисунок 9.1).



Рисунок 9.1 – Количество технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Нижнего Новгорода за период с 2008 по 2012 гг.

Такое распределение технологических нарушений по теплосетевым районам нарушений свидетельствует о проблемном состоянии систем теплоснабжения, прежде всего в Автозаводском и Нагорном теплосетевых районах.

9.2.1 Автозаводский теплосетевой район

Из 212 технологических нарушений, зафиксированных в Автозаводском РТС, 189 произошло в отопительные периоды, которые сопровождались 114 нарушениями в сетях отопления и 75 - в системах горячего водоснабжения (рисунок 9.2).

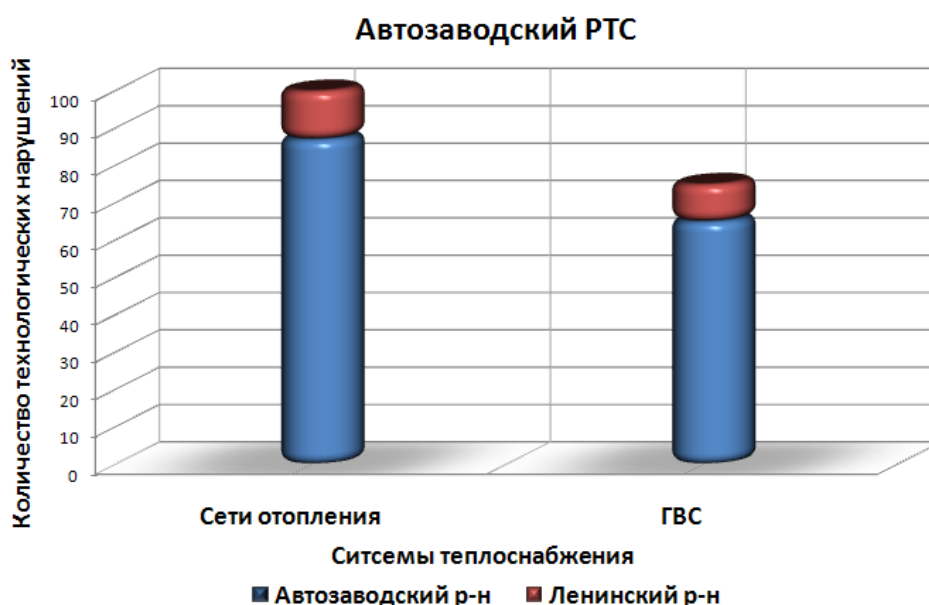


Рисунок 9.2 – Распределение технологических нарушений по системам теплоснабжения объектов ЖКХ Автозаводского РТС в период 2008÷2012 гг.

Из представленных данных следует, что в системах теплоснабжения Автозаводского РТС чаще происходят нарушения в сетях отопления, а из двух административных районов анализируемой зоны более аварийным является Автозаводский.

Распределение количества технологических нарушений в теплоснабжении потребителей Автозаводского РТС в течение анализируемого периода позволяет сделать вывод о том, что отопительный период 2011 года

был наиболее напряженным для объектов ЖКХ как Автозаводского, так и Ленинского районов (рисунок 9.3). На это год приходится максимум технологических нарушений.

По данным ЦДДС в Автозаводском теплосетевом районе в течение пяти отопительных периодов 2008 ÷ 2012 гг. в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии с различными продолжительностями отключения находилось наибольшее количество жителей города - 463,5 тыс. человек. Из них 390,9 тыс. человек - в Автозаводском и 72,6 тыс. человек - в Ленинском административном районе.

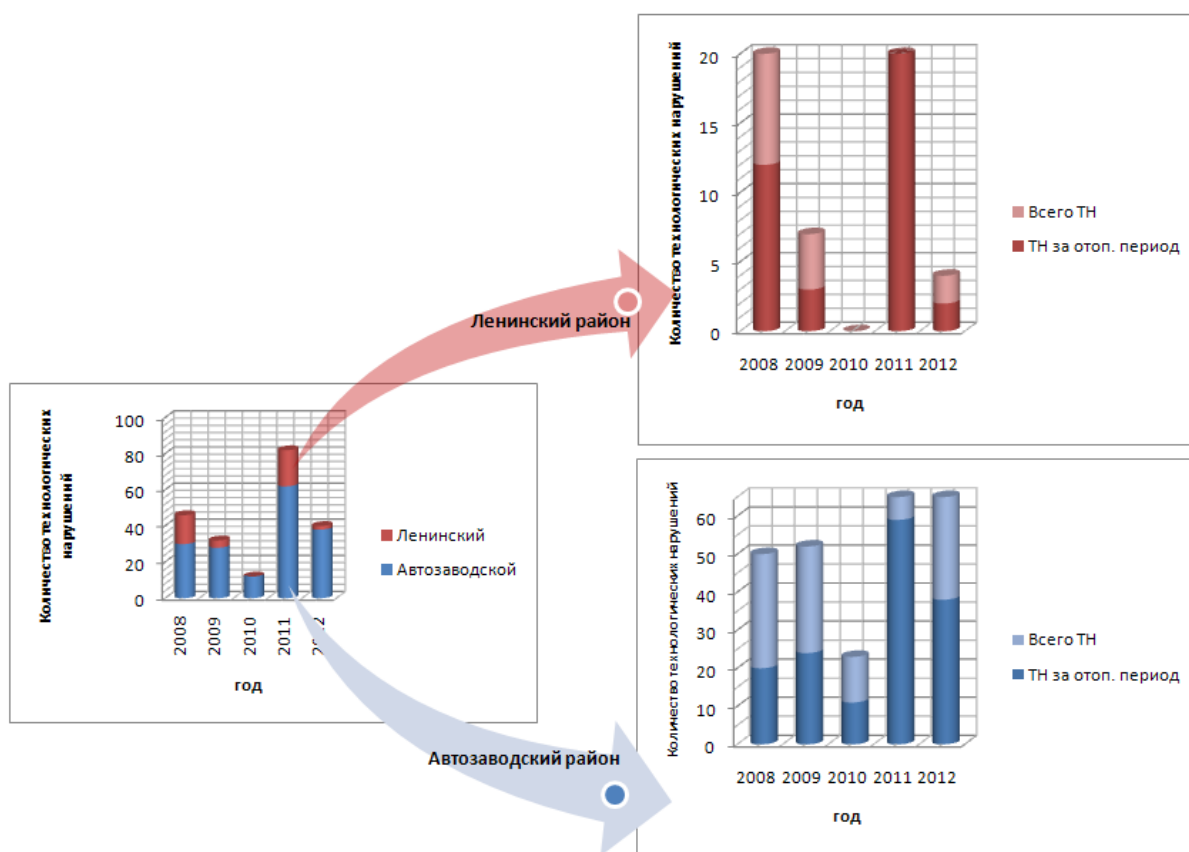


Рисунок 9.3 – Динамика количества технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Распределение количества горожан, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. представлено на рисунке 9.4.

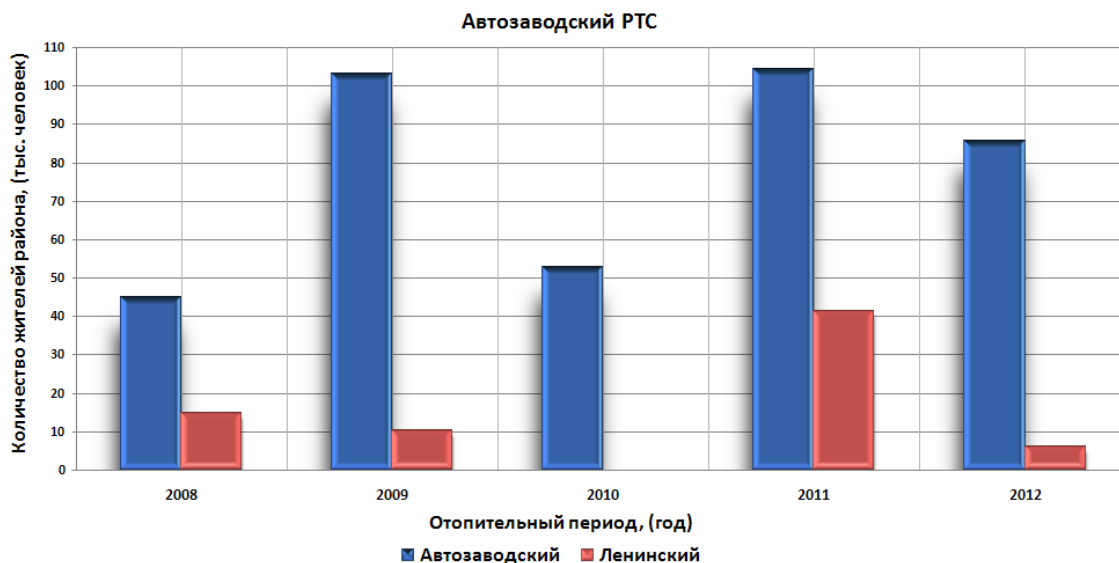


Рисунок 9.4 – Количество жителей Автозаводского РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. составило по Автозаводскому РТС 1677,4 часа. В том числе, 991,9 часа - в Автозаводском и 685,5 часа - в Ленинском административном районе. Распределение суммарного времени восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах с 2008 по 2012 гг. приведено на рисунке 9.5.

Количество недопоставленной тепловой энергии в Автозаводском теплосетевом районе за пять отопительных периодов (при среднем ее часовом отпуске на одного человека за отопительный период в 0,0011 Гкал/ч) составило 109,37 тыс. Гкал, в том числе, 96,77 тыс. Гкал - по Автозаводскому и 12,6 тыс. Гкал - по Ленинскому административным районам.

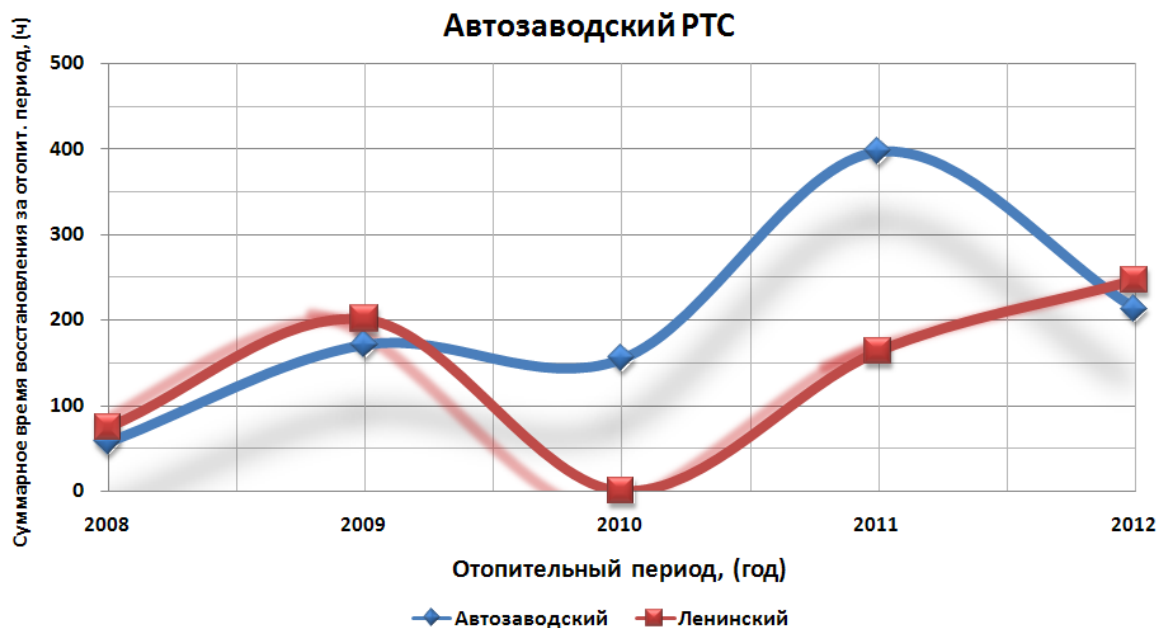


Рисунок 9.5 – Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Распределение количества недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах с 2008 по 2012 гг. приведено на рисунке 9.6.

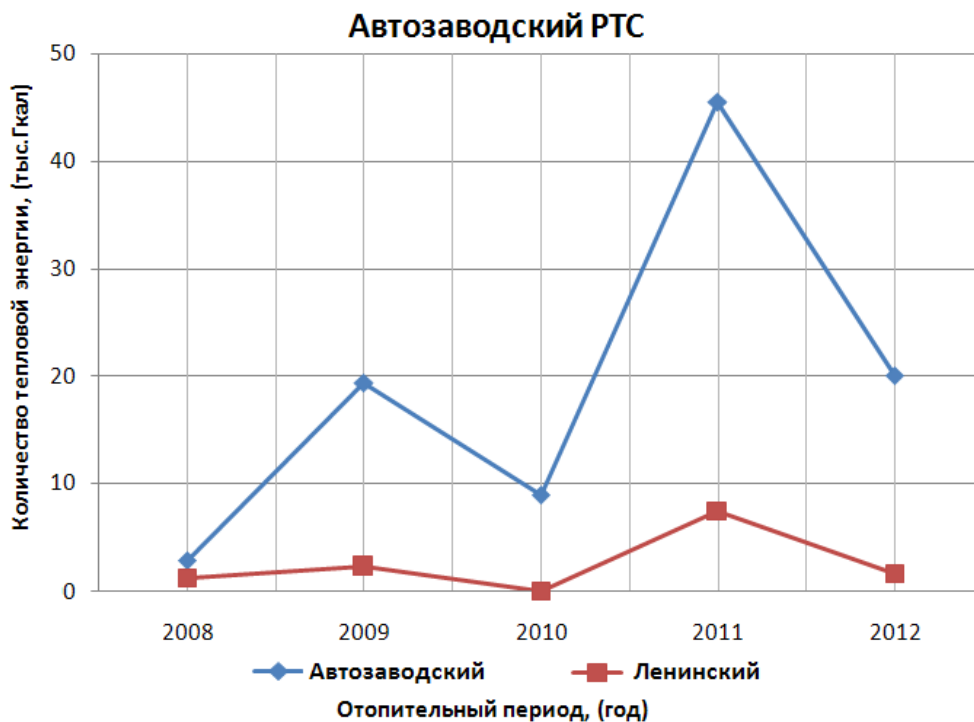


Рисунок 9.6 – Количество недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Анализ распределения в отопительных периодах с 2008 по 2012 гг. данных по количеству жителей Автозаводского РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии, времени отключения потребителей в этих периодах и количеству недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ показывает очевидную связь (статистическую зависимость) наблюдаемых значений с проблемами в работе систем теплоснабжения Автозаводского РТС в 2011 году как в Автозаводском, так и в Ленинском административных районах.

Статистические данные ЦДДС Министерства ЖКХ и ТЭК Нижнего Новгорода по технологическим нарушениям, произошедшим в Автозаводском теплосетевом районе за период с 2008 по 2012 гг., подтверждают общероссийскую статистику по наиболее характерным причинам возникновения аварий и инцидентов в системах теплоснабжения крупных городов и Нижнего Новгорода в частности. Так, наиболее частой причиной возникновения технологических нарушений в Автозаводском теплосетевом районе являются ветхие сети: 181 нарушение из 212 общего количества нарушений. Выход из строя запорно-регулирующей арматуры было причиной 13 нарушений, прекращение электроснабжения оборудования систем теплоснабжения - 3 нарушения, прекращение газоснабжения котельных – 1 нарушение, заводские дефекты трубопроводов – 1 нарушение, другие причины, в том числе, и выход из строя оборудования – 13 нарушений. Структура причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Автозаводского РТС представлена на рисунке 9.7.



Рисунок 9.7 – Структура причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

В анализируемой зоне теплоснабжения сетевое хозяйство принадлежит в основном одной теплоснабжающей организации - ООО «Теплосети». Другие поставщики: ОАО «Теплоэнерго», ООО «Нижновтеплоэнерго», ОАО «Румо» и т.д. имеют в этой зоне значительно меньшее количество объектов производства тепловой энергии и наиболее аварийного оборудования - тепловых сетей. В связи с этим распределение технологических нарушений в системах теплоснабжения Автозаводского РТС, приведенное на рисунке 8, показывает, что в период с 2008 по 2012 гг. наибольший объем работ по ликвидации последствий аварий и инцидентов выполнен ООО «Теплосети». На долю этой организации пришлось более 80% работ по ликвидации последствий всех нарушений. На долю ОАО «Теплоэнерго» пришлось 8%, а остальные 7% распределились почти равномерно между другими организациями (рисунок 9.8).

Всего технологических нарушений в Автозаводском РТС

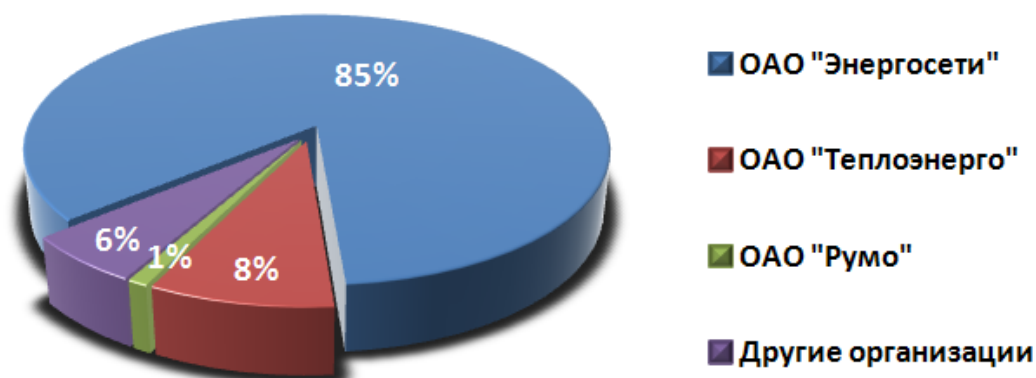


Рисунок 9.8 – Распределение технологических нарушений в Автозаводском РТС в период 2008 ÷ 2012 гг. по теплоснабжающим организациям

В соответствии с общей статистикой распределения количества зарегистрированных технологических нарушений в Автозаводском теплосетевом районе наиболее частой причиной аварий и инцидентов на оборудовании ООО «Теплосети» являются ветхие сети: 166 нарушений из 179 от общего количества нарушений. Выход из строя запорно-регулирующей арматуры был причиной 7 нарушений, другие причины, в том числе и выход из строя оборудования – 6 нарушений. Структура основных причин технологических нарушений в работе оборудования ООО «Теплосети» представлена на рисунке 9.9.



Рисунок 9.9 – Структура основных причин технологических нарушений в работе оборудования ООО «Теплосети» в период 2008 ÷ 2012 гг.

Таким образом, в результате анализа аварийных отключений объектов ЖКХ в Автозаводском теплосетевом районе за период с 2008 по 2012 гг. можно сделать следующие выводы:

- из двух административных районов - Ленинского и Автозаводского - более напряженная ситуация с обеспечением безаварийной работы систем теплоснабжения сложилась в Автозаводском районе;
- технологические нарушения в основном происходят в сетях отопления объектов ЖКХ;
- основной причиной технологических нарушений работы систем теплоснабжения является износ тепловых сетей, принадлежащих в основном ОАО «Энергосистемы»;
- время восстановления теплоснабжения (максимальное время отключения потребителей) зависит от количества произошедших нарушений в работе сетевого хозяйства. Максимальное время восстановления теплоснабжения (396,9 часов) было зарегистрировано ЦДДС Нижнего Новгорода в Автозаводском административном районе в отопительном периоде 2011 года;
- количество недопоставленной тепловой энергии за пять отопительных периодов в Автозаводском теплосетевом районе составило 109,37 тыс. Гкал с максимумом недопоставки в 45,5 тыс. Гкал в отопительном периоде 2011 года;

- в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. в Автозаводском теплосетевом районе в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии с различными продолжительностями отключения находилось наибольшее количество жителей города - 463,5 тыс. человек. Максимум отключения объектов ЖКХ Автозаводского административного района с количеством жителей в 103,1 тыс. человек зарегистрирован ЦДДС Нижнего Новгорода в 2009 году.

9.2.2 Нагорный теплосетевой район

Из 196 технологических нарушений зафиксированных в Нагорном РТС 149 произошло в отопительные периоды, которые сопровождались 54 нарушениями в сетях отопления и 95 - в системах горячего водоснабжения (рисунок 9.10).

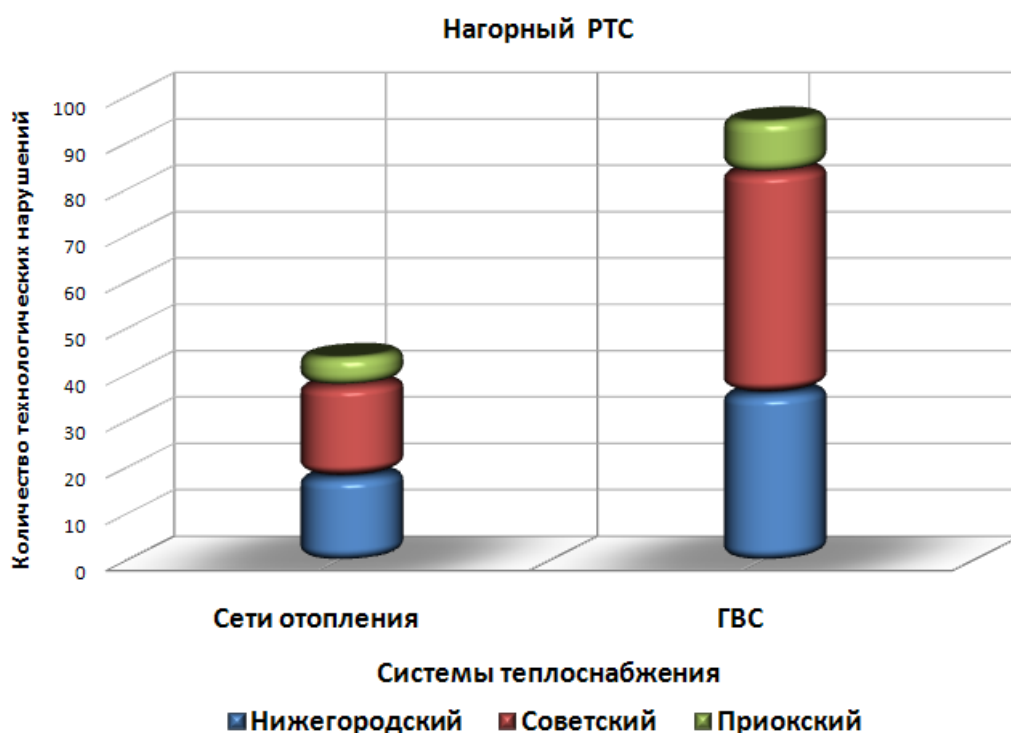


Рисунок 9.10 – Распределение технологических нарушений по системам теплоснабжения объектов ЖКХ Нагорного РТС за период с 2008 по 2012 гг.

Из представленных данных следует, что в системах теплоснабжения Нагорного РТС чаще происходят нарушения в системах горячего водоснабжения, а из трех административных районов анализируемой зоны

теплоснабжения, более аварийным является Советский (20 нарушений в сетях отопления и 48 в системах горячего водоснабжения).

Распределение количества технологических нарушений в теплоснабжении потребителей Нагорного РТС в течение анализируемого периода позволяет сделать вывод о том, что отопительный период 2008 года был наиболее напряженным для объектов ЖКХ всех административных районов (рисунок 9.11). На это год приходится максимум технологических нарушений.

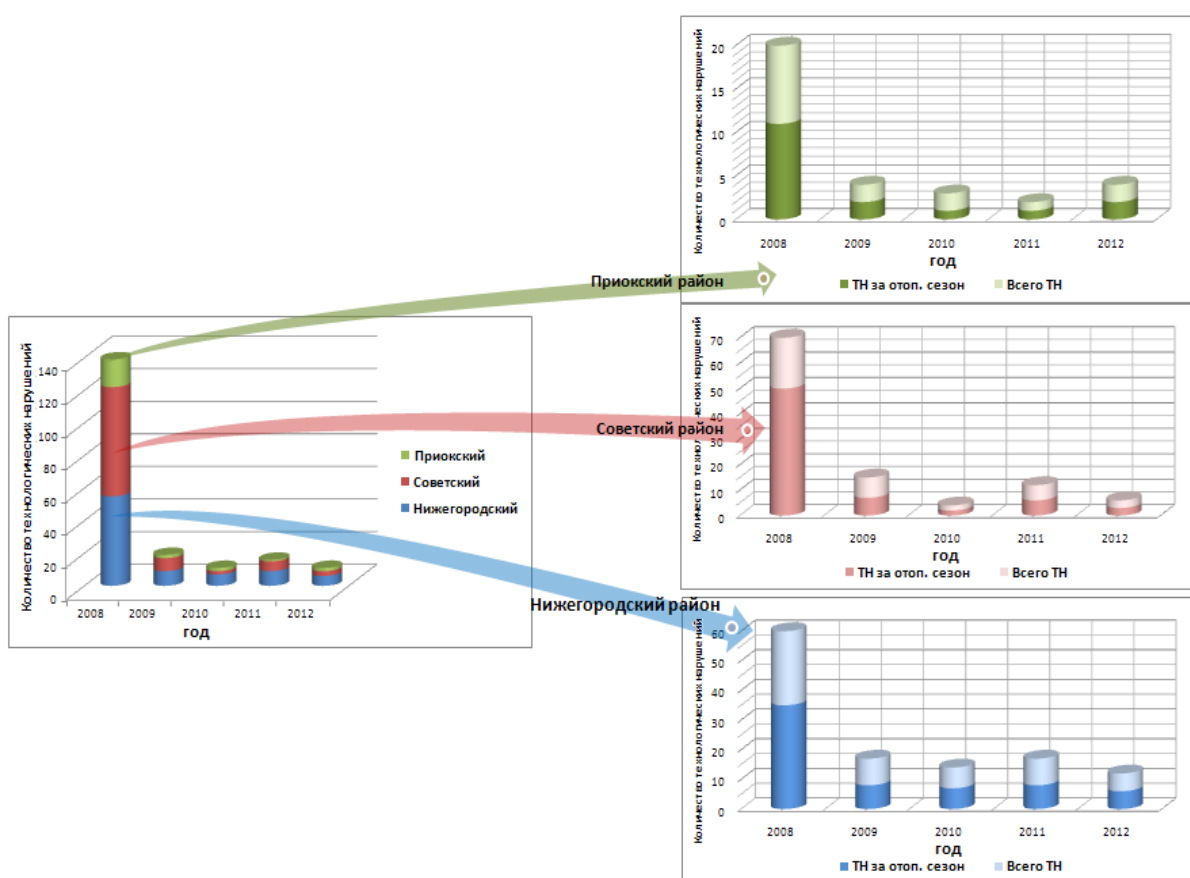


Рисунок 9.11 – Динамика количества технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах с 2008 по 2012 гг.

По данным ЦДДС в Нагорном теплосетевом районе в течение пяти отопительных периодов 2008 ÷ 2012 гг. в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии с различными продолжительностями отключения находилось 373,15 тыс. человек. Из них 112,4 тыс. человек - в Нижегородском административном районе, 174 тыс. человек - в Советском и 86,75 тыс. человек - в Приокском.

Распределение количества горожан, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг., представлено на рисунке 9.12.

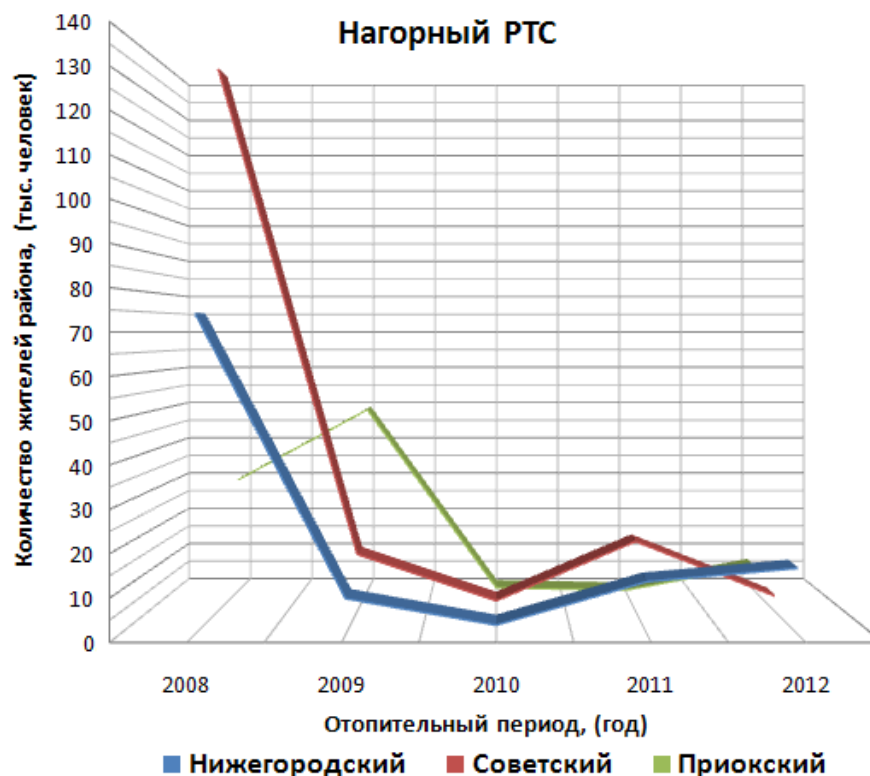


Рисунок 9.12 – Количество жителей Нагорного РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. составило 1686,73 часа. В том числе, 599,87 часа - в Нижегородском, 1013,63 часа - в Советском и 73,23 часа - в Приокском административных районах. Распределение суммарного времени восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Нагорного РТС по отопительным периодам 2008 ÷ 2012 гг. приведено на рисунке 9.13.

Количество недопоставленной тепловой энергии в Нагорном теплосетевом районе за пять отопительных периодов (при среднем ее часовом отпуске на одного человека за отопительный период в 0,0011 Гкал/ч) составило 152,2 тыс. Гкал в том числе, 31,92 тыс. Гкал - по Нижегородскому, 118,5 тыс. Гкал - по Советскому и 1,76 тыс. Гкал - по Приокскому административным районам.

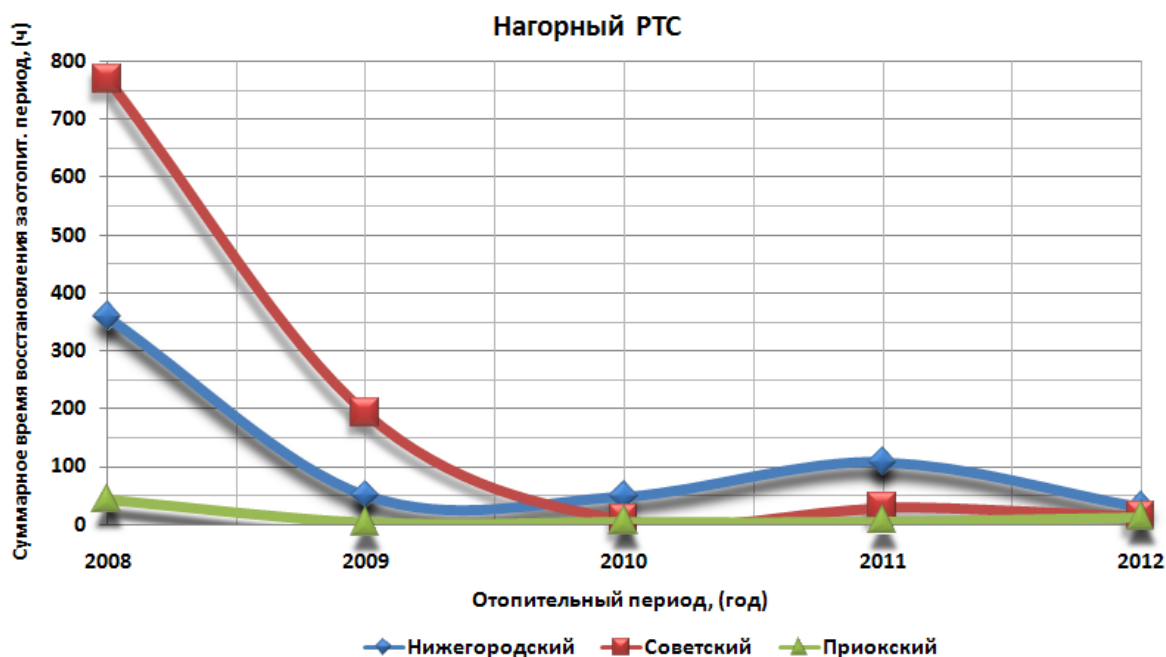


Рисунок 9.13 – Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Распределение количества недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. приведено на рисунке 9.14.

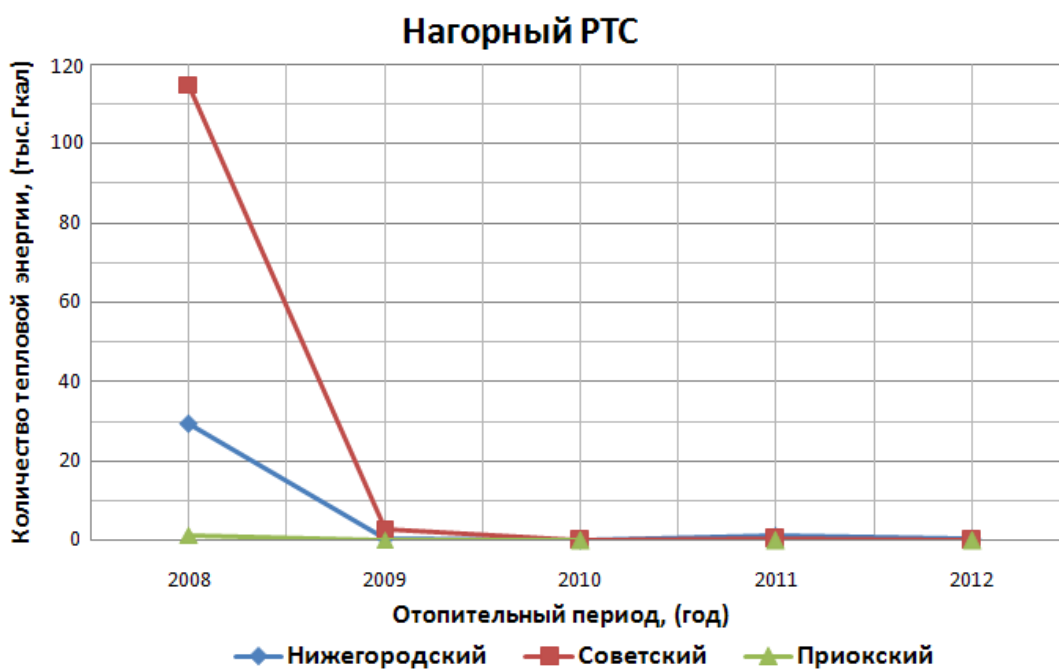


Рисунок 9.14 – Количество недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Анализ распределения данных в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. по количеству жителей Нагорного РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии, времени восстановления теплоснабжения в этих периодах и количеству недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ показывает очевидную связь (статистическую зависимость) наблюдаемых значений с проблемами в работе систем теплоснабжения в 2008 году в Нижегородском, в Советском и Приокском административных районах.

Статистические данные ЦДДС Министерства ЖКХ и ТЭК по технологическим нарушениям, произошедших в Нагорном теплосетевом районе Нижнего Новгорода в период с 2008 по 2012 гг., подтверждают общероссийскую статистику по наиболее характерным причинам возникновения аварий и инцидентов в системах теплоснабжения крупных городов и Нагорного РТС Нижнего Новгорода в частности.

Так, наиболее частой причиной возникновения технологических нарушений в Нагорном теплосетевом районе являются ветхие сети - 98 нарушений из 196 общего количества нарушений. Выход из строя запорно-регулирующей арматуры был причиной 22 нарушений, прекращение электроснабжения оборудования систем теплоснабжения - 3 нарушения, по другим причинам, в том числе и выход из строя оборудования – 76 нарушений. Структура основных причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Нагорного РТС представлена на рисунке 9.15.

Причины технологических нарушений в Нагорном РТС

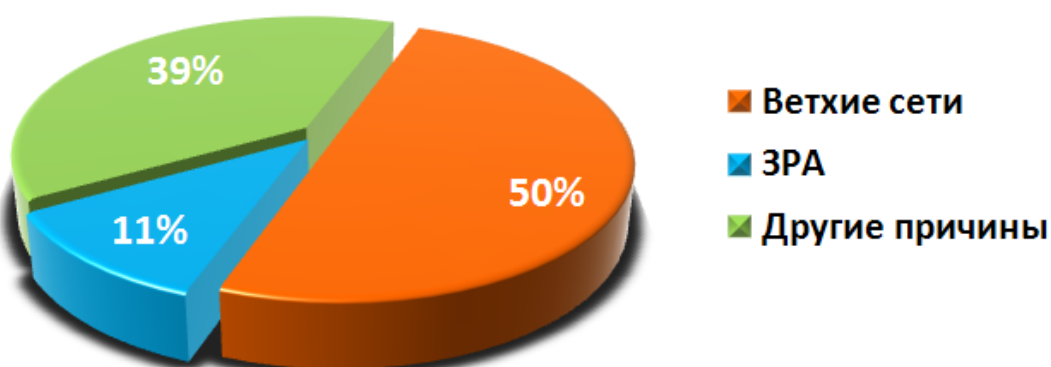


Рисунок 9.15 – Структура основных причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Структура других причин технологических нарушений теплоснабжения, составляющих 39% от общего объема нарушений объектов ЖКХ Нагорного РТС представлена на рисунке 9.16.

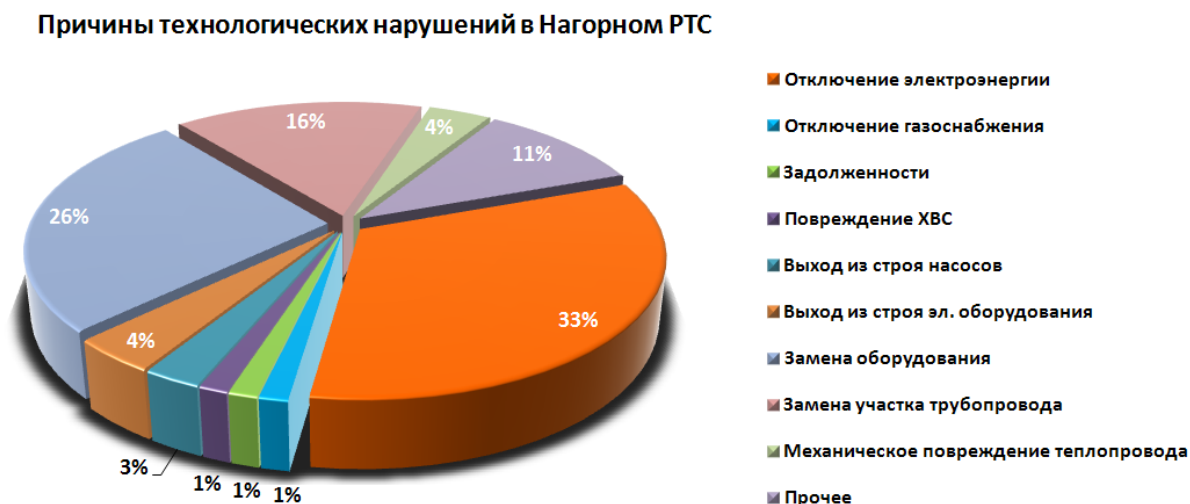


Рисунок 9.16 – Структура других причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Нагорного РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

В анализируемой зоне теплоснабжения сетевое хозяйство принадлежит в основном ОАО «Теплоэнерго». Другие теплоснабжающие организации имеют в этой зоне значительно меньшее количество объектов производства тепловой энергии и наиболее аварийного оборудования - тепловых сетей. В связи с этим распределение технологических нарушений в системах теплоснабжения Нагорного РТС, приведенное на рисунке 9.17, показывает, что в период с 2008 по 2012 гг. наибольший объем работ по ликвидации последствий аварий и инцидентов выполнен ОАО «Теплоэнерго». На долю этой организации пришлось более 80% ликвидаций последствий всех нарушений. Остальные 14% распределились почти равномерно между другими организациями.

Всего технологических нарушений в Нагорном РТС

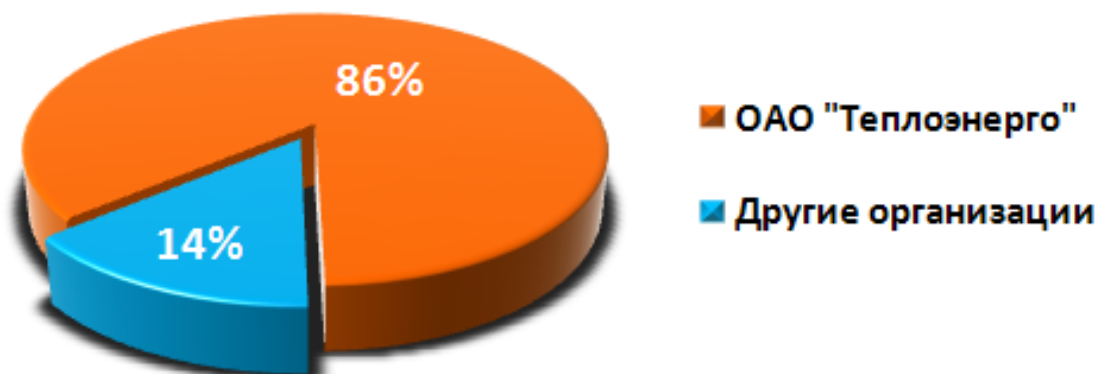


Рисунок 9.17 – Распределение технологических нарушений в Нагорном РТС в период 2008 ÷ 2012 гг. по теплоснабжающим организациям

В соответствии с общей статистикой распределения количества зарегистрированных технологических нарушений в Нагорном теплосетевом районе наиболее частой причиной аварий и инцидентов являются ветхие сети - 89 нарушений из 168 от общего количества нарушений на оборудовании ОАО «Теплоэнерго». Выход из строя запорно-регулирующей арматуры был причиной 21 нарушения, другие причины, в том числе и выход из строя оборудования – 58 нарушений. Структура причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» представлена на рисунках 9.18, 9.19.

ОАО "Теплоэнерго"

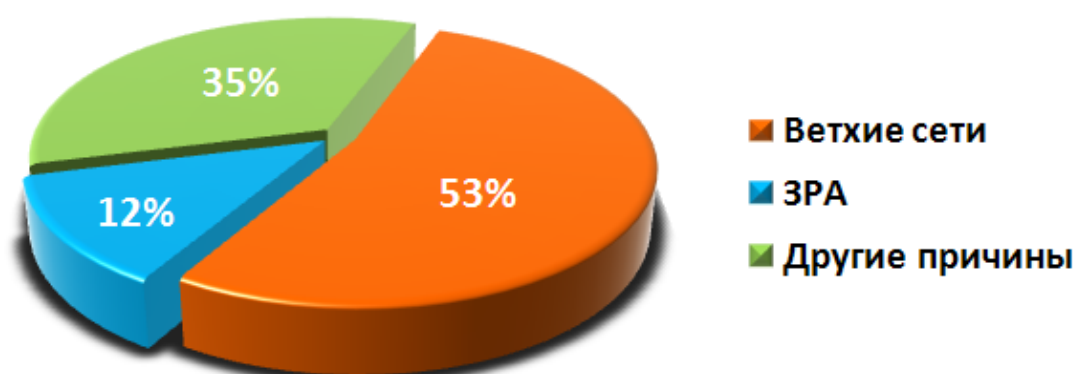


Рисунок 9.18 – Структура причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» в период 2008 ÷ 2012 гг.

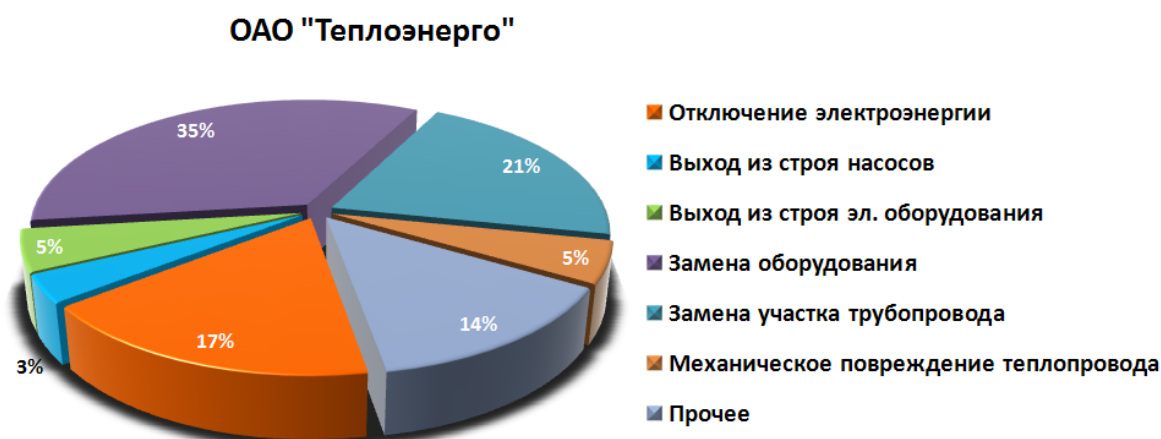


Рисунок 9.19 – Структура других причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» в период 2008 ÷ 2012 гг.

Анализ аварийных отключений и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений объектов ЖКХ Нижнего Новгорода в Нагорном теплосетевом районе за период с 2008 по 2012 гг. позволяет сделать следующие выводы:

- из трех административных районов - Нижегородского, Советского и Приокского - напряженная ситуация с обеспечением безаварийной работы систем теплоснабжения сложилась в Нижегородском и Советском районах;
- более аварийной системой теплоснабжения объектов ЖКХ является система горячего водоснабжения;
- основной причиной технологических нарушений работы систем теплоснабжения является износ тепловых сетей, принадлежащих в основном ОАО «Теплоэнерго»;
- время восстановления теплоснабжения (максимальное время отключения потребителей) зависит от количества произошедших нарушений в работе сетевого хозяйства. Максимальное время восстановления теплоснабжения (768 часов) было зарегистрировано ЦДДС Нижнего Новгорода в Советском административном районе в отопительном периоде 2008 года;
- количество недопоставленной тепловой энергии за пять отопительных периодов в Нагорном теплосетевом районе составило 152,2 тыс. Гкал с максимумом недопоставки в 114,8 тыс. Гкал по Советскому административному району в 2008 году;

- в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. в Нагорном теплосетевом районе в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии с различными продолжительностями отключения находилось 373,2 тыс. человек. Максимум отключения объектов ЖКХ Советского административного района с количеством жителей в 135,9 тыс. человек зарегистрирован ЦДДС Нижнего Новгорода в 2008 году.

9.2.3 Сормовский теплосетевой район

Из 56 технологических нарушений, зафиксированных в Сормовском РТС, 45 произошло в отопительные периоды, которые сопровождались 25 нарушениями в сетях отопления и 20 - в системах горячего водоснабжения (рисунок 9.20).

Из представленных данных следует, что в системах теплоснабжения разных административных районов Сормовского РТС нарушения распределены следующим образом. В Сормовском районе нарушения происходят одинаково часто как в сетях отопления, так и в системах горячего водоснабжения. В Московском и Канавинском районах нарушения чаще происходят в сетях отопления. Из трех административных районов анализируемой зоны теплоснабжения более аварийным является Канавинский (16 нарушений в сетях отопления и 14 - в системах горячего водоснабжения).

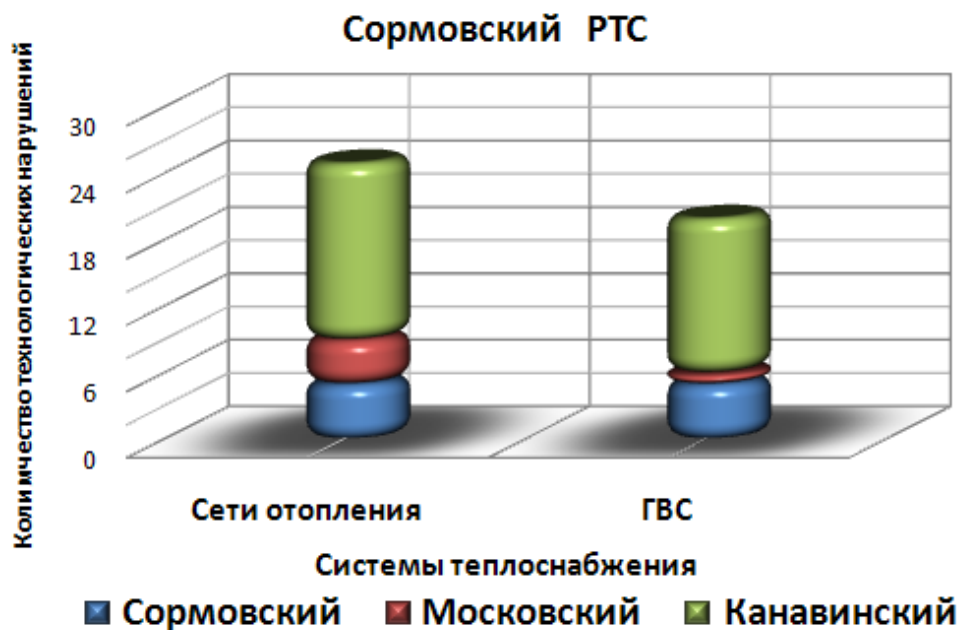


Рисунок 9.20 – Распределение технологических нарушений по системам теплоснабжения объектов ЖКХ Сормовского РТС в период 2008 ÷ 2012 гг.

Распределение количества технологических нарушений в теплоснабжении потребителей Сормовского РТС в течение анализируемого периода позволяет сделать вывод о том, что отопительный период 2008 года был наиболее напряженным для объектов ЖКХ всех административных районов (рисунок 9.21).

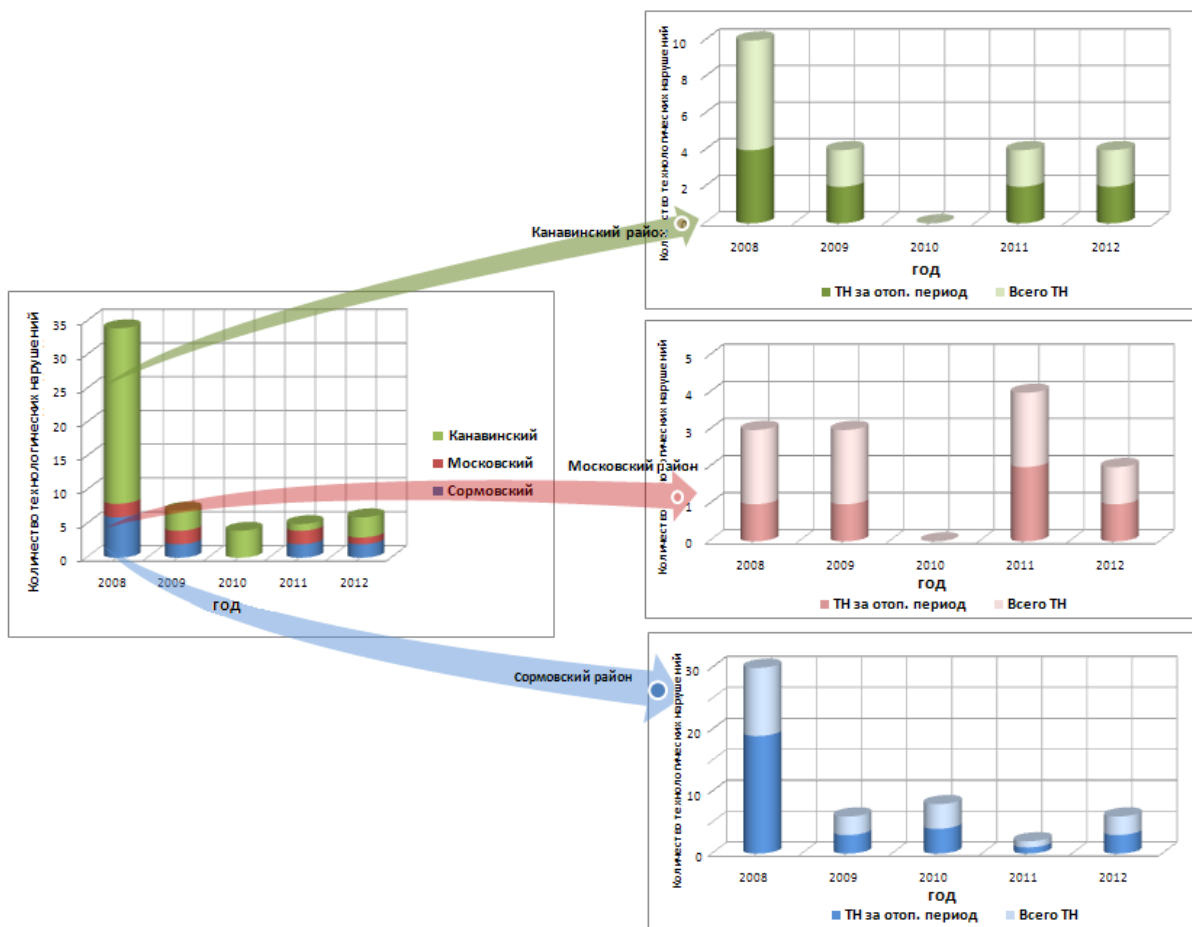


Рисунок 9.21 – Динамика количества технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

На этот год приходится максимум технологических нарушений.

По данным ЦДДС в Сормовском теплосетевом районе в отопительных периодах 2008 – 2012 гг. в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии с различными продолжительностями отключения находилось 175,4 тыс. человек. Из них 33,8 тыс. человек - в Сормовском, 17,5 тыс. человек - в Московском и 124 тыс. человек - в Канавинском административном районе.

В 2008 году в Канавинском районе зарегистрирован максимум количества горожан, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии (63,6 тыс. человек). Распределение количества горожан, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. представлено на рисунке 9.22.

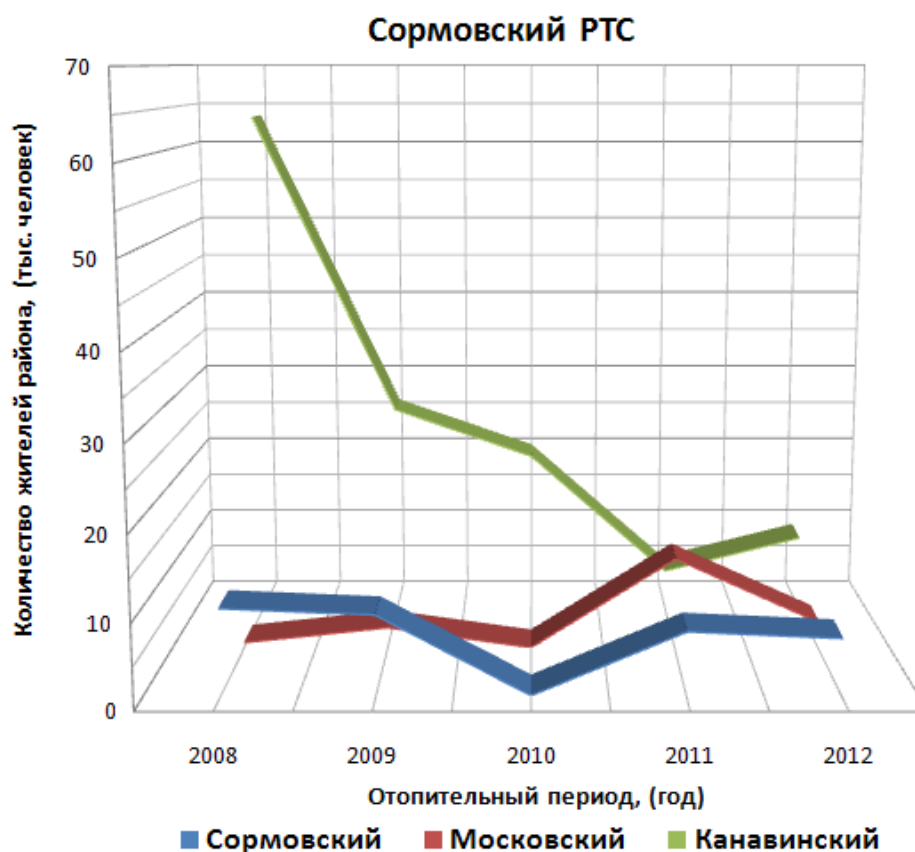


Рисунок 9.22 – Количество жителей Сормовского РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. составило 345,2 часа. В том числе, 42,4 часа - в Сормовском, 42,03 часа - в Московском и 260,77 часа - в Канавинском административных районах. В Канавинском административном районе продолжительность восстановления теплоснабжения потребителей была максимальной для всего теплосетевого района (171,6 часов) в 2008 году. Распределение суммарного времени восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Нагорного РТС по отопительным периодам 2008 ÷ 2012 гг. приведено на рисунке 9.23.

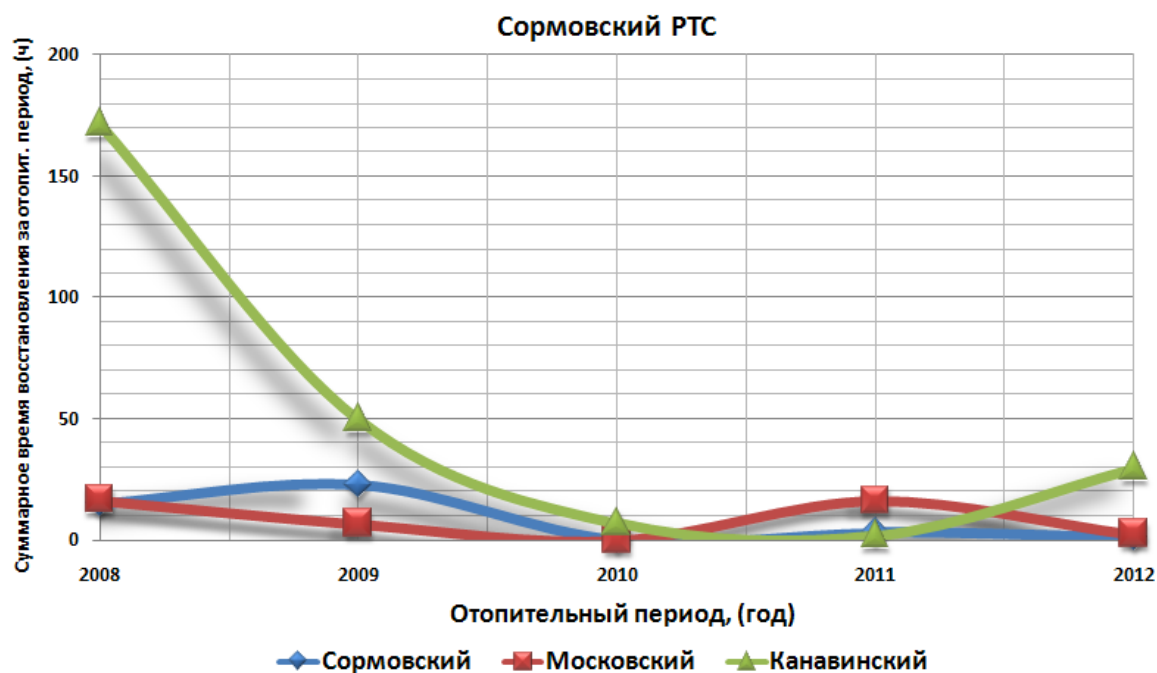


Рисунок 9.23 – Суммарное время восстановления теплоснабжения потребителей ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Количество недопоставленной тепловой энергии в Сормовском теплосетевом районе за пять отопительных периодов (при среднем ее часовом отпуске на одного человека за отопительный период в 0,0011 Гкал/ч) составило 14,6 тыс. Гкал, в том числе, 0,44 тыс. Гкал - по Сормовскому, 0,24 тыс. Гкал - по Московскому и 13,92 тыс. Гкал - по Канавинскому административным районам. Распределение количества недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. приведено на рисунке 9.24.

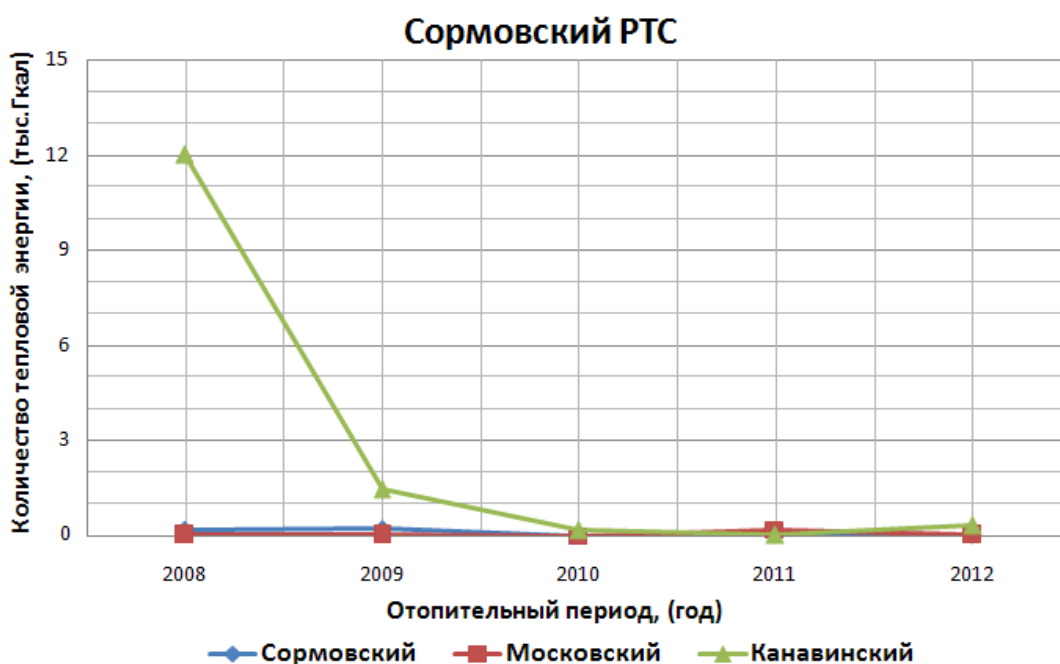


Рисунок 9.24 – Количество недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Анализ распределения данных в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. по количеству жителей Сормовского РТС, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии, времени восстановления теплоснабжения в этих периодах и количеству недопоставленной тепловой энергии потребителям ЖКХ показывает очевидную связь (статистическую зависимость) наблюдаемых значений с проблемами в работе систем теплоснабжения в 2008 году только в Канавинском административном районе.

Статистические данные ЦДДС Министерства ЖКХ и ТЭК по технологическим нарушениям, произошедших в Сормовском теплосетевом районе Нижнего Новгорода за период с 2008 по 2012 гг., подтверждают общероссийскую статистику по наиболее характерным причинам возникновения аварий и инцидентов в системах теплоснабжения крупных городов и Сормовского РТС Нижнего Новгорода в частности. Так, наиболее частой причиной возникновения технологических нарушений в Сормовском теплосетевом районе являются ветхие сети - 28 нарушений из 56 общего количества нарушений. Выход из строя запорно-регулирующей арматуры было причиной 6 нарушений, по другим причинам, в том числе, из-за выхода из строя оборудования и прекращения электроснабжения систем теплоснабжения - 22 нарушения. Структура основных причин технологических нарушений

теплоснабжения объектов ЖКХ Сормовского РТС представлена на рисунке 9.25.

Причины технологических нарушений в Сормовском РТС

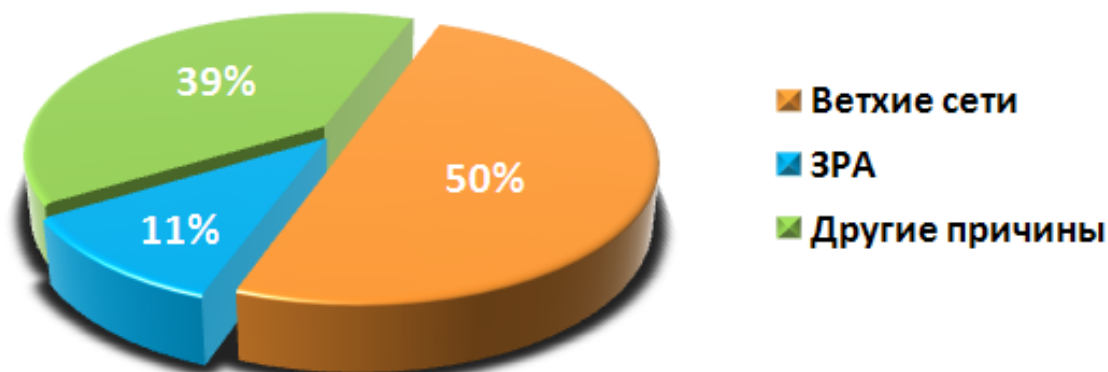


Рисунок 9.25 – Структура основных причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Структура других причин технологических нарушений теплоснабжения, составляющих 39% от общего объема нарушений объектов ЖКХ Сормовского РТС, представлена на рисунке 9.26.

Причины технологических нарушений в Сормовском РТС

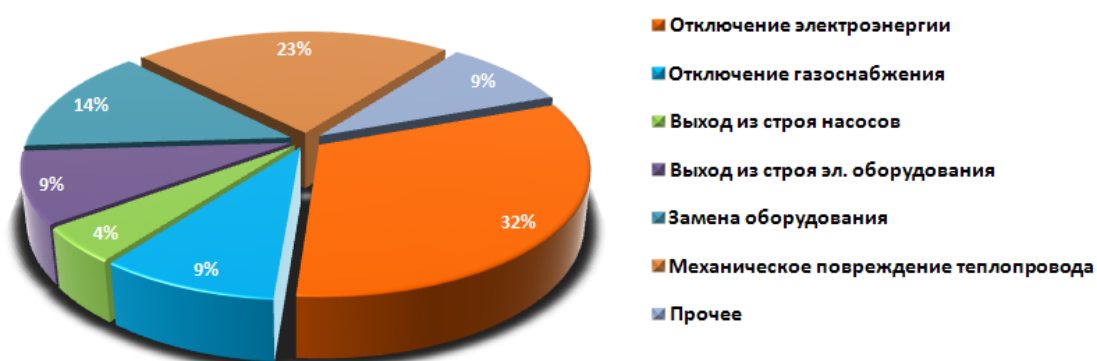


Рисунок 9.26 – Структура других причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Сормовского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

В анализируемой зоне теплоснабжения сетевое хозяйство принадлежит в основном ОАО «Теплоэнерго». Другие теплоснабжающие организации имеют в этой зоне значительно меньшее количество объектов производства тепловой энергии и наиболее аварийного оборудования - тепловых сетей. В связи с этим распределение технологических нарушений в системах теплоснабжения Сормовского РТС, приведенное на рисунке 9.27, показывает, что в период с 22401.ОМ-ПСТ.001.000.

2008 по 2012 гг. наибольший объем работ по ликвидации последствий аварий и инцидентов выполнен ОАО «Теплоэнерго». На долю этой организации пришлось более 80% ликвидаций последствий всех нарушений. На долю остальных организации пришлось 16% ликвидаций, которые почти равномерно были распределены между другими организациями.

Всего технологических нарушений в Сормовском РТС

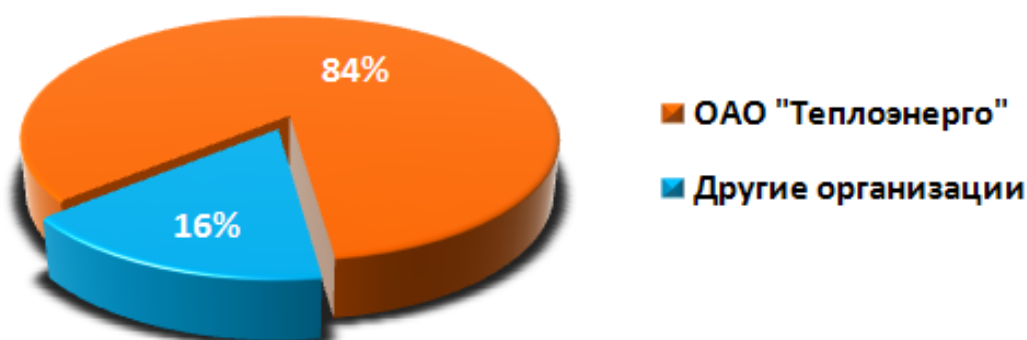


Рисунок 9.27 – Распределение технологических нарушений в Сормовском РТС в период с 2008 по 2012 гг. между теплоснабжающими организациями

В соответствии с общей статистикой распределения количества зарегистрированных технологических нарушений в Сормовском теплосетевом районе наиболее частой причиной аварий и инцидентов являются ветхие сети - 24 нарушения из 47 от общего количества нарушений на оборудовании ОАО «Теплоэнерго». Выход из строя запорно-регулирующей арматуры был причиной 4 нарушений. По другим причинам произошло 19 нарушений. Структура причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» представлена на рисунках 9.28, 9.29.

ОАО "Теплоэнерго"

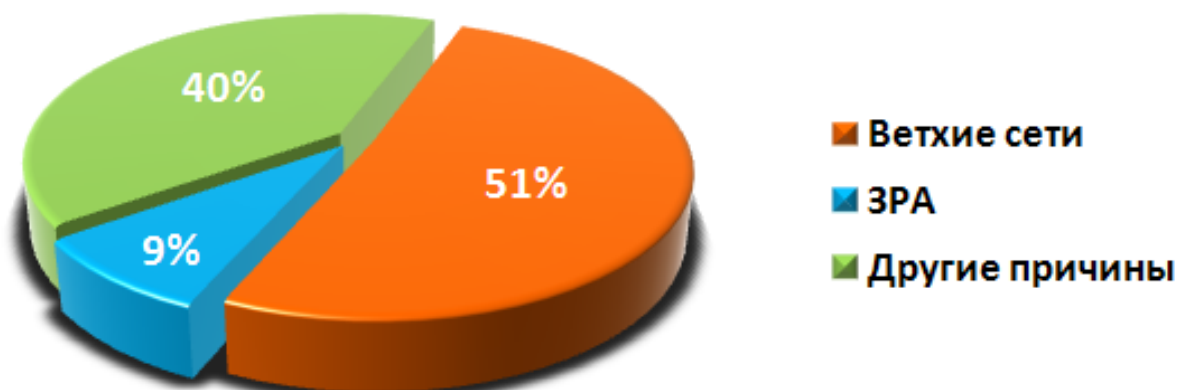


Рисунок 9.28 – Структура основных причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» в период с 2008 по 2012 гг.

ОАО "Теплоэнерго"

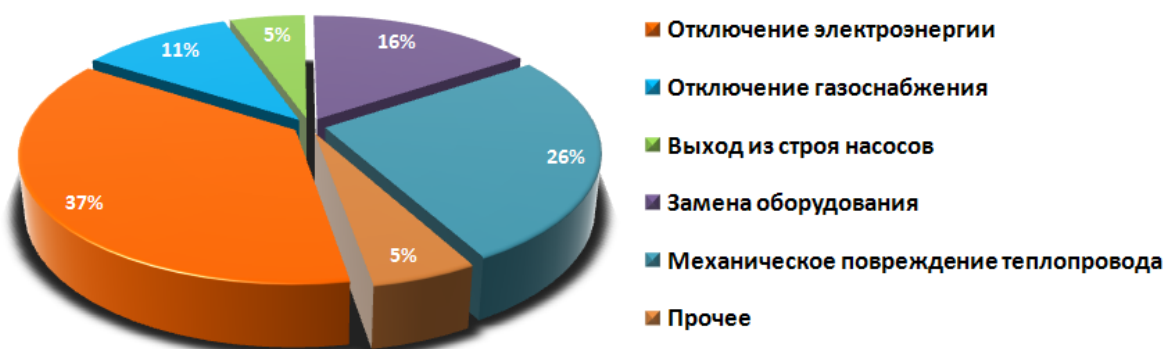


Рисунок 9.29 – Структура других причин технологических нарушений в работе оборудования ОАО «Теплоэнерго» в период с 2008 по 2012 гг.

Анализ аварийных отключений и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений объектов ЖКХ Нижнего Новгорода в Сормовском теплосетевом районе за период с 2008 по 2012 гг. позволяет сделать следующие выводы:

- из трех административных районов - Сормовского, Московского и Канавинского - наиболее напряженная ситуация с обеспечением безаварийной работы систем теплоснабжения в 2008 году была в Канавинском районе;
- технологические нарушения в основном происходят в сетях отопления объектов ЖКХ;

- основной причиной технологических нарушений работы систем теплоснабжения является износ тепловых сетей, принадлежащих в основном ОАО «Теплоэнерго»;

- время восстановления теплоснабжения (максимальное время отключения потребителей) зависит от количества произошедших нарушений в работе сетевого хозяйства. Максимальное время восстановления теплоснабжения (171,6 часа) было зарегистрировано ЦДДС Нижнего Новгорода в Канавинском административном районе в отопительном периоде 2008 года;

- количество недопоставленной тепловой энергии за пять отопительных периодов в Сормовском теплосетевом районе составило 14,6 тыс. Гкал с максимумом недопоставки в 12 тыс. Гкал по Канавинскому административному району в 2008 году;

- в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг. в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии с различными продолжительностями отключения находилось 175,4 тыс. человек. Максимум отключения объектов ЖКХ Канавинского административного района с количеством жителей в 63,6 тыс. человек зарегистрирован ЦДДС Нижнего Новгорода в 2008 году.

Таким образом, анализ аварийных отключений объектов ЖКХ Нижнего Новгорода и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений за период с 2008 по 2012 гг. позволяет констатировать следующее:

- анализ произведен по 583 фактам нарушений в работе систем теплоснабжения объектов ЖКХ Нижнего Новгорода, из которых 464 в соответствии с МДК 4-01.2001 отнесены к технологическим нарушениям;

- достоверность анализируемых данных определяется возможностями ЦДДС Министерства ЖКХ и ТЭК Нижнего Новгорода по учету и регистрации тех данных, которые поступают в диспетчерскую службу от средств автоматического учета параметров теплоносителя и различных организаций города;

- распределение анализируемых технологических нарушений по частоте и причинам возникновения соответствует общероссийской статистике частоты и причин возникновения технологических нарушений;

- характеристики анализируемых данных о технологических нарушениях при детальной обработке каждого нарушения позволяет получить информацию для расчета фактических значений потока отказов и потока восстановлений выходящего из строя оборудования - теплопроводов, запорно-регулирующей арматуры различного диаметра и т.д. - что позволяет произвести расчет вероятностных показателей надежности элементов и систем теплоснабжения, рассчитать зоны надежного теплоснабжения потребителей тепловой энергии, а также произвести оценку надежности теплоснабжения в электронной модели схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода при моделировании аварийных ситуаций;

- в состав анализируемых данных вошли факты нарушения работоспособного состояния элементов систем теплоснабжения, принадлежащих (по данным ЦДДС) потребителям тепловой энергии. В соответствии с МДК 4-01.2001 такие факты не должны учитываться как технологические нарушения. Разработчиком схемы теплоснабжения принято решение использовать эти данные, так как потребители тепловой энергии являются элементами систем теплоснабжения, и нарушения на тепловых сетях и оборудовании таких объектов повышают статистическую значимость анализируемых данных;

- в соответствии с МДК 4-01.2001 из анализа исключены данные, относящиеся к плановым отключениям, производившимся в межотопительные периоды (119 фактов).

Основываясь на данных ЦДДС, в результате анализа установлено:

- из трех теплосетевых районов города в период с 2008 по 2012 гг. наиболее напряженная ситуация с обеспечением безаварийной работы систем теплоснабжения сложилась в Автозаводском районе. В нем произошло 46% всех зарегистрированных технологических нарушений;

- из восьми административных районов города самым аварийным является Автозаводский, так как в нем за анализируемый период зарегистрировано 36,6% всех технологических нарушений;

- по общему количеству технологических нарушений в системах теплоснабжения объектов ЖКХ Нижнего Новгорода более аварийной системой является система горячего водоснабжения (58,4% нарушений: 271 из 464). Однако, в различных теплосетевых районах города распределение

технологических нарушений по системам теплоснабжения не одинаково. Так, в Автозаводском теплосетевом районе более аварийными являются сети отопления (рисунок 9.2), в Нагорном – системы горячего водоснабжения (рисунок 9.10), в Сормовском - сети отопления (рисунок 9.20);

- в период с 2008 по 2012 гг. в Нижнем Новгороде наиболее аварийными были отопительные периоды 2008 года (47,2% нарушений - 0,219 из 464) и 2011 года (22,2% нарушений - 103 из 464). Отопительный период 2008 года оказался наиболее тяжелым для Советского и Канавинского административных районов, а 2011 – для Автозаводского. Такое распределение технологических нарушений по времени возникновения свидетельствует о том, что регистрируемые нарушения носят технологический или организационный характер и не связаны с сезонными колебаниями температуры в отопительных периодах. Кроме того, максимумы количества технологических нарушений характеризуют состояние систем теплоснабжения в трех из восьми административных районах: Автозаводском (максимум в 2011 году: 59 нарушений), Советском (максимум в 2008 году: 50 нарушений) и Канавинском (максимум в 2008 году: 19 нарушений);

- так как количество технологических нарушений является основной причиной частых отключений теплоснабжения, то максимальные значения времени восстановления теплоснабжения, зон аварийного отключения подачи тепловой энергии, а также объемов недопоставок тепловой энергии в отопительных периодах 2008 и 2011 годов Автозаводского, Советского и Канавинского административных районов. Максимальное значение суммарного времени восстановления теплоснабжения в отопительном периоде 2008 года Советского района составило 768 часа, Канавинского - 171,6 часа и в отопительном периоде 2011 года Автозаводского района - 396,9 часа. Максимальное количество горожан, находившихся в зонах аварийного отключения подачи тепловой энергии в отопительном периоде 2008 года Советского района, составило 135,9 тыс. человек, Канавинского – 63,6 тыс. человек и в отопительном периоде 2011 года Автозаводского района - 103,1 тыс. человек. При условии, что средний часовой отпуск на одного человека за отопительный период в Нижнем Новгороде составляет 0,0011 Гкал/ч (среднестатистический показатель по данным ЖКХ), объем недопоставок тепловой энергии составил в отопительном периоде 2008 года Советского района – 114,8 тыс. Гкал, Канавинского – 12 тыс. Гкал и в отопительном

периоде 2011 года Автозаводского района - 45,5 тыс. Гкал. Отсюда следует, что, несмотря на большое количество технологических нарушений в Автозаводском районе, количество горожан, находившихся в зонах аварийного отключения, и суммарное время восстановления теплоснабжения в этом районе значительно меньше количества горожан, находившихся в зонах аварийного отключения и суммарного времени восстановления теплоснабжения в Советском районе, что отразилось на объемах недопоставок тепловой энергии. В связи с этим фактом за период с 2008 по 2012 гг. состояние систем теплоснабжения следует считать наиболее неблагоприятным в Советском районе.

Результаты анализа аварийных отключений объектов ЖКХ Нижнего Новгорода по данным ЦДДС за период с 2008 по 2012 гг. свидетельствует о том, что:

- 66,2% технологических нарушений (307 из 464) произошло на теплопроводах всех теплосетевых районов города. Принадлежность сетевого хозяйства основным теплоснабжающим организациям определена достаточно четко. Наибольшую протяженность тепловых сетей в Нижнем Новгороде имеют две организации: ОАО «Теплоэнерго» обеспечивает теплоснабжение двух теплосетевых районов: Нагорного и Сормовского. Распределение технологических нарушений в тепловых сетях основных теплоснабжающих организаций следующее: ОАО «Теплоэнерго» имело 123 нарушения из 307 – 40,1%, ООО «Теплосети» имело 170 нарушений из 307 – 55,4%. Остальные 4,5% технологических нарушений произошли в тепловых сетях других (не основных) теплоснабжающих организаций города.

Как отмечалось выше, большинство технологических нарушений (66,2%) произошло из-за нарушений работоспособности тепловых сетей во всех районах города. 9% от общего количества технологических нарушений составляют нарушения, связанные с выходом из строя запорно–регулирующей арматуры, 8,8% - нарушения, связанные с перерывами в электро и газоснабжении (8% и 0,8% соответственно), 8% - связанные с выходом из строя другого оборудования, 8% - прочие причины, в числе которых механические повреждения теплопроводов (2%).

Распределение причин технологических нарушений по теплосетевым и административным районам города, принадлежности оборудования

теплосетевым организациям, а также по отопительным периодам 2008–2012 годов приведено выше.

Статистические данные ЦДДС по технологическим нарушениям в теплоснабжении объектов ЖКХ и ТЭК, а также результаты анализа аварийных отключений и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений позволяют выполнить расчет уровня надежности теплоснабжения Нижнего Новгорода по численным значениям показателей надежности.

9.3 Описание показателей по расчету уровня надежности

На момент разработки данного документа отечественная законодательная и нормативная база определяет два подхода по расчету уровня надежности теплоснабжения.

В первом подходе расчет уровня надежности теплоснабжения осуществляется по показателям, характеризующим надежность поставок товаров и услуг, оказываемых производителями и поставщиками тепловой энергии конечным потребителям. Базовыми действующими документами в этом подходе являются:

- Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» ;
- постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- проект приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» .

В этом направлении показатели уровня надёжности поставок тепловой энергии определяются исходя из числа, объема и продолжительности технологических нарушений на объектах теплоснабжающих организаций, возникающих в результате:

- перерывов, прекращений, ограничений в подаче тепловой энергии в точках присоединения теплопотребляющих установок и объектов теплосетевого хозяйства потребителей тепловой энергии к коллекторам или объектам теплосетевого хозяйства теплоснабжающей организации, сопровождаемых зафиксированным приборами учета теплоносителя или тепловой энергии прекращением подачи теплоносителя или подачи тепловой энергии на теплопотребляющие установки потребителя или его абонентов (далее – прекращение подачи тепловой энергии);
- не сопровождавшихся прекращением подачи тепловой энергии потребителю тепловой энергии, но зафиксированных приборами учета теплоносителя или тепловой энергии, отклонений значений входной температуры теплоносителя от договорных значений, по которым имеется зарегистрированная в установленном порядке претензия от потребителя тепловой энергии, в том числе к соблюдению температурного графика, в случае, если указанное отклонение не вызвано несоблюдением потребителем договорных условий теплопотребления (далее – отклонение параметров теплоносителя).

При этом под продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии и (или) отклонения параметров теплоносителя понимается интервал времени от момента возникновения соответствующего нарушения в подаче тепловой энергии на тепло-потребляющую установку до момента его окончания, но не позднее времени ликвидации технологического нарушения на объектах теплосетевого хозяйства теплоснабжающей организации, приведшего к указанному прекращению подачи тепловой энергии или отклонению параметров теплоносителя. Если до момента времени ликвидации технологического нарушения у потребителя тепловой энергии возникло несколько случаев прекращения подачи тепловой энергии и (или) отклонения параметров ее теплоносителя, обусловленных указанным технологическим нарушением, то все эти случаи относятся к одному нарушению в подаче тепловой энергии, а их продолжительности у соответствующего потребителя суммируются для получения продолжительности рассматриваемого нарушения в подаче тепловой энергии. В случае если

нарушение одновременно затронуло нескольких потребителей тепловой энергии, его продолжительность определяется как максимальная по всем таким потребителям .

Для расчета численных значений показателей уровня надежности рассматриваются все прекращения подачи тепловой энергии и отклонения параметров теплоносителя, имеющие продолжительность свыше времени, предусмотренного договорными отношениями между организацией и соответствующим потребителем тепловой энергии. А также прекращения подачи тепловой энергии (в отсутствие указанного времени в договорах) свыше 4-х часов и для отклонения параметров теплоносителя свыше 24-х часов, повлекшие (или нет) за собой ущерб для жизни людей, за исключением случаев, вызванных проведением на оборудовании теплоснабжающей организации плановых ремонтных и профилактических работ и работ по подключению новых потребителей установленной продолжительности и с предварительным уведомлением в установленном порядке потребителя товаров и услуг, а также произошедших в результате технологических нарушений, отключений, переключений на объектах теплосетевого хозяйства, теплоисточниках или теплоснабжающих установках данного потребителя тепловой энергии, равно как и в результате обстоятельств непреодолимой силы либо сверхрасчетных природно-климатических нагрузок (условий), или вследствие иных обстоятельств, исключающих ответственность организации, рассматриваются как нарушения в подаче тепловой энергии потребителю тепловой энергии со стороны теплоснабжающей организации (далее – нарушения в подаче тепловой энергии).

Обстоятельства и причины возникновения технологических нарушений, повлекших нарушения в подаче тепловой энергии, определяются в установленном порядке. Оформленные по результатам выяснения причин документы наряду с зарегистрированными в установленном порядке претензиями потребителей тепловой энергии и данными приборов коммерческого учета теплоносителя, тепловой энергии, в том числе служат основанием для расчета значений показателей уровня надежности для соответствующих теплоснабжающих (регулируемых) организаций, являются обосновывающими материалами и предоставляются (по за-просу) регулирующим органам.

К показателям уровня надежности отнесены:

22401.ОМ-ПСТ.001.000.

- 1) показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии;
- 2) показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии;
- 3) показатели, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии;
- 4) показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

9.3.1 Показатель, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии

$P_ч$ – показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в расчете на единицу объема тепловой мощности и длины тепловой сети регулируемой организацией, рассчитывается по выражению:

$$P_ч = M_о/L, \quad (9.1)$$

где: $M_о$ – число нарушений в подаче тепловой энергии по договорам с потребителями тепловой энергии в течение отопительного периода расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией;

L – произведение суммарной тепловой нагрузки ($\sum Q_j$) по всем договорам с потребителями тепловой энергии (в Гкал) данной организации (в отсутствие нагрузки принимается равной 1) и суммарной протяженности ($\sum l_j$) линий (в км) тепловой сети (в отсутствие тепловой сети принимается равной 1) данной регулируемой организации :

$$L = \sum Q_j \cdot \sum l_j, \quad (9.2)$$

Фактические значения показателей уровня надёжности поставок тепловой энергии потребителям рассчитаны по статистическим данным ЦДДС Министерства ЖКХ и ТЭК Нижнего Новгорода о технологических нарушениях в системах теплоснабжения объектов ЖКХ за период с 2008 по 2012 год, а также по отчетным данным поставщиков тепловой энергии, полученным согласно стандартам раскрытия информации (в соответствии с постановлением Правительства РФ от 30.12.2009 № 1140 о раскрытии информации в сфере теплоснабжения и горячего водоснабжения) за этот же период для двух регулируемых организаций Нижнего Новгорода в расчетных периодах (годах) регулирования.

Результаты расчета фактических численных значений показателя, определяемого числом нарушений в подаче тепловой энергии, представлены в таблице 9.1 и на рисунке 9.30.

Таблица 9.1 – Значения показателя P_c ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Расчетный период регулирования	Число нарушений в подаче тепловой энергии	Суммарная тепловая нагрузка	Суммарная протяженность линий тепловой сети	Производство суммарной тепловой нагрузки и суммарной протяженности и линий тепловой сети	Показатель, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии
	M_o	$\sum Q_j$, (тыс. Гкал/год)	$\sum l_j$, (км)	L , (тыс. Гкал/год·км)	P_c
ОАО «Теплоэнерго»					
2008	128	5281.07	1922	10150216.54	0.0000126
2009	13	5642.49	1805	10184694.45	0.0000013
2010	8	5357.58	1726.497	9249845.80	0.0000009
2011	13	5239.71	1964.45	10293148.31	0.0000013
2012	13	5516.27	1819.7	10037956.52	0.0000013
ООО «Теплосети»					
2008	18	2282.92	616	1406278.72	0.0000128
2009	23	2282.92	616	1406278.72	0.0000164
2010	10	2282.92	616	1406278.72	0.0000071
2011	77	2282.92	616	1406278.72	0.0000548
2012	36	2282.92	616	1406278.72	0.0000256

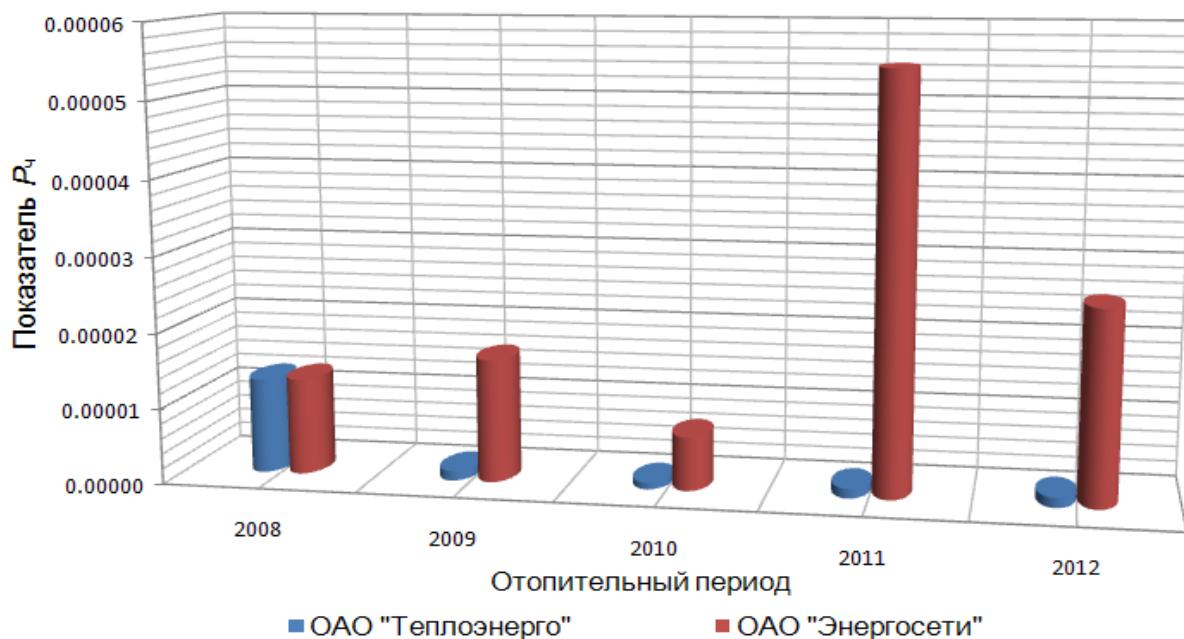


Рисунок 9.30 – Показатели P_4 ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008÷2012 гг.

9.3.2 Показатель, определяемый продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

P_n – показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в отопительный период, рассчитывается по выражению:

$$P_n = \frac{\sum_{j=1}^{M_{по}} T_{jпр}}{L} \quad (9.3)$$

где: $M_{по}$ – общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный период согласно данным, подготовленным регулируемой организацией.

$T_{jпр}$ – продолжительность (с учетом коэффициента K_v) j -го прекращения подачи тепловой энергии за отопительный период в течение расчетного периода регулирования (в часах):

$$T_{jпр} = \max_i T_{ji}, \quad (9.4)$$

где T_{ji} – продолжительность для i -го договора с потребителями тепловой энергии j -го прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде расчетного периода регулирования у данной регулируемой организации.

Максимум в выражении (9.4) вычисляется по всем договорам с потребителями тепловой энергии, «затронутыми» j -м прекращением.

В случае отсутствия у регулируемой организации достаточной информации для применения выражения (9.4) в качестве $T_{jпр}$ выбирается значение продолжительности технологического нарушения, повлекшего за собой j -е прекращение подачи тепловой энергии.

Если регулируемой организацией зафиксировано, что j -е прекращение подачи тепловой энергии состоит из двух или более последовательных прерываний подачи тепловой энергии или теплоносителя по i -му договору с потребителями тепловой энергии, то значение T_{ji} рассчитывается по выражению:

$$T_{ji} = \sum_l (T_{jil} \cdot K_{вjil}), \quad (9.5)$$

где T_{jil} – продолжительность (в часах) l -го прерывания подачи тепловой энергии в рамках j -ого прекращения подачи тепловой энергии для i -го договора с потребителями тепловой энергии, отнесенная на рассматриваемую регулируемую организацию, т.е. ограниченная моментом ликвидации обусловившего j -е прекращение подачи тепловой энергии технологического нарушения по данной регулируемой организации. Если до момента времени ликвидации в данной регулируемой организации указанного технологического нарушения у потребителя тепловой энергии возникает несколько случаев прерывания подачи тепловой энергии, обусловленных тем же самым технологическим нарушением, тогда $l > 1$ а все эти случаи относятся на одно j -е прекращение подачи тепловой энергии. Продолжительности соответствующих перерывов учитываются по i -му договору с потребителями тепловой энергии отдельно (с индексом « l ») и суммируются в выражении (9.4) с коэффициентами $K_{вjil}$, определенными по отношению к каждому l -му случаю, для получения T_{ji} – продолжительности j -го прекращения подачи тепловой энергии по i -му договору;

$K_{вji}$ – коэффициент значимости $K_{в}$ вида нарушения в подаче тепловой энергии для i -го договора с потребителями тепловой энергии, зафиксированного в l -ом случае, отнесенном на j -е прекращение подачи тепловой энергии. При отсутствии информации принимается равным 1.

Коэффициент значимости ($K_{в}$) вида нарушения в подаче тепловой энергии дифференцируется по двум видам нарушений:

- внезапное нарушение в подаче тепловой энергии из-за несоблюдения регулируемой организацией регламентов эксплуатации объектов и оборудования теплофикационного и (или) теплосетевого хозяйства, происходящее без предварительного уведомления в установленном порядке потребителя тепловой энергии и приводящее к прекращению подачи тепловой энергии на срок более 8 часов в отопительный период или более 24 часов в межотопительный период в силу организационных или технологических причин, вызванных действиями (бездействием) данной регулируемой организации, что подтверждается Актом расследования по форме, утверждённой федеральным органом исполнительной власти, который осуществляет функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе, по вопросам теплоэнергетики, либо оформленным в порядке, предусмотренном договором теплоснабжения, Актом о фактах и причинах нарушения договорных обязательств по качеству услуг теплоснабжения и режиму отпуска тепловой энергии, Актом о непредоставлении коммунальных услуг, или предоставлении коммунальных услуг ненадлежащего качества, либо другими, предусмотренными договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим потребителем товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него) Актами (далее – надлежаще оформленный Акт). Численное значение коэффициента значимости в этом виде нарушения в подаче тепловой энергии принимается равным $K_{в} = 1,00$;

- внезапное прекращение подачи тепловой энергии на срок не более 8 часов в отопительный период, или не более 24 часов в межотопительный период, или иное нарушение в подаче тепловой энергии с предварительным уведомлением потребителя тепловой энергии, вызванное проведением на оборудовании данной регулируемой организации не относимых к плановым ремонтам и профилактике работ по предотвращению развития технологических

нарушений в срок, не меньший установленного, в том числе, условиями договора теплоснабжения либо другими договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим потребителем тепловой энергии. Численное значение коэффициента значимости в этом виде нарушения в подаче тепловой энергии принимается равным $K_B = 0,5$.

Для периода до 2012 года включительно при расчете значений показателей надежности используется значение $K_B = 1,00$ независимо от вида нарушения.

Результаты расчета фактических численных значений показателя, определяемого продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии для двух регулируемых организаций Нижнего Новгорода в расчетных периодах (годах) регулирования представлены в таблице 9.2 и на рисунке 9.31.

Таблица 9.2 – Значения показателя P_n ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Расчетный период регулирования	Общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный период	Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии за отопительный период	Коэффициент значимости вида нарушения в подаче тепловой энергии	Суммарная тепловая нагрузка	Суммарная протяженность линий тепловой сети	Производство суммарной тепловой нагрузки и суммарной протяженности линий тепловой сети	Показатель, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии
	$M_{по}$	$\Sigma T_{пр}$, (ч)	K_B	ΣQ_p (тыс. Гкал/год)	Σl_j , (км)	L , (тыс. Гкал/год·км)	P_n
ОАО «Теплоэнерго»							
2008	128	1271.65	1	5281.07	1922	10150217	0.000125283
2009	13	62.43	1	5642.49	1805	10184694	6.12979E-06
2010	8	21.416	1	5357.58	1726.5	9249846	2.31528E-06
2011	13	72.58	1	5239.71	1964.45	10293148	7.05129E-06
2012	13	79.25	1	5516.27	1819.7	10037957	7.89503E-06
ООО «Теплосети»							
2008	18	132.83	1	2282.92	616	1406279	9.4455E-05
2009	23	166.25	1	2282.92	616	1406279	0.00011822
2010	10	150.416	1	2282.92	616	1406279	0.00010696
2011	77	535.7	1	2282.92	616	1406279	0.000380934
2012	36	200.183	1	2282.92	616	1406279	0.000142349

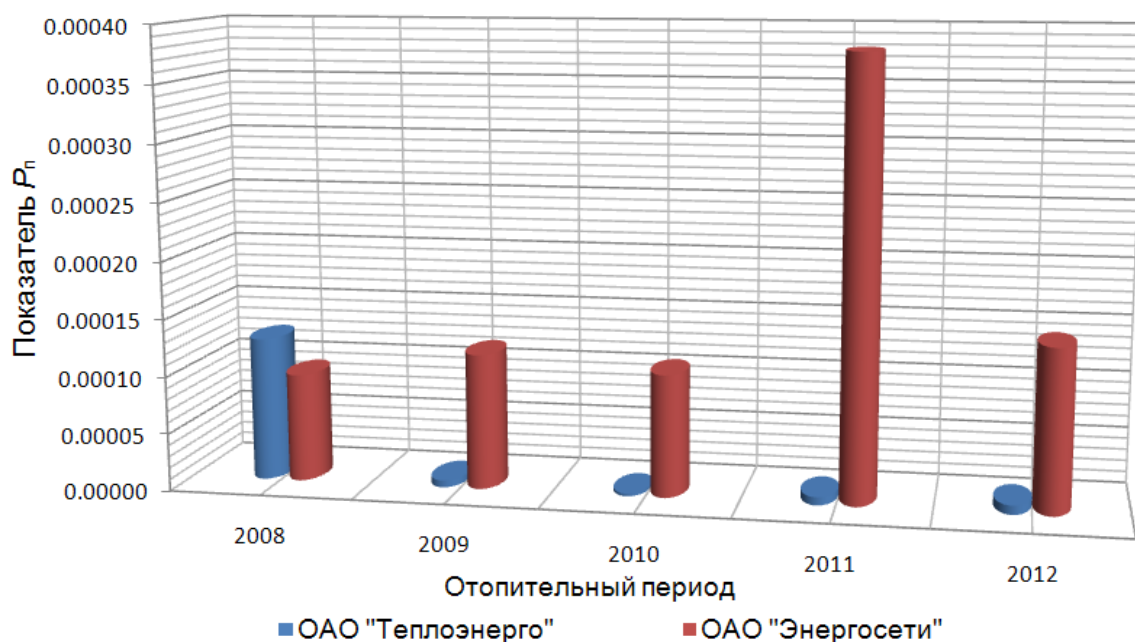


Рисунок 9.31 – Показатели P_n ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008÷2012 гг.

9.3.3 Показатель, определяемый объемом недоотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой энергии

P_o – показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, рассчитывается по выражению:

$$P_o = \frac{\sum_{j=1}^{M_{по}} Q_j}{L}, \quad (9.6)$$

где: Q_j – объем недоотпущенной (недоставленной) тепловой энергии при j -м нарушении в подаче тепловой энергии за отопительный период расчетного периода регулирования (в Гкал):

$$Q_j = \sum_{i=1}^N Q_{ji}, \quad (9.7)$$

где: N – число договоров с потребителями тепловой энергии данной регулируемой организации ;

Q_{ji} – объем недоотпущенной или недоставленной тепловой энергии при j -м нарушении в подаче тепловой энергии по i -му договору с потребителями тепловой энергии, зафиксированный надлежаще оформленным Актом или рассчитанный на основе показаний приборов учета тепловой энергии за аналогичный период (без нарушений в ее подаче) с корректировкой на изменения температуры наружного воздуха. В случае отсутствия достаточной информации для применения выражения (9.7) в качестве Q_j выбирается значение объема недоотпуска, зафиксированное надлежаще оформленным Актом для технологического нарушения, повлекшего за собой j -е прекращение подачи тепловой энергии.

Результаты расчета фактических численных значений показателя, определяемых объемом недоотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой

энергии для двух регулируемых организаций Нижнего Новгорода в расчетных периодах (годах) регулирования представлены в таблице 9.3 и на рисунке 9.32.

Таблица 9.3 – Значения показателя P_o ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Расчетный период регулирования	Общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный период	Суммарный объем недопоставленной тепловой энергии за отопительный период	Суммарная тепловая нагрузка	Суммарная протяженность линий тепловой сети	Производство суммарной тепловой нагрузки и суммарной протяженности и линий тепловой сети	Показатель, определяемый суммарным приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии
	$M_{по}$					
ОАО «Теплоэнерго»						
2008	128	442934.77	5281.07	1922	10150216.54	0.043637963
2009	13	6851.505	5642.49	1805	10184694.45	0.000672726
2010	8	554.075	5357.58	1726.497	9249845.797	5.9901E-05
2011	13	3016.280	5239.71	1964.45	10293148.31	0.000293038
2012	13	3410.286	5516.27	1819.7	10037956.52	0.000339739
ООО «Теплосети»						
2008	18	14625.911	2282.92	616	1406278.72	0.010
2009	23	17784.594	2282.92	616	1406278.72	0.013
2010	10	8568.884	2282.92	616	1406278.72	0.006
2011	77	70414.229	2282.92	616	1406278.72	0.050
2012	36	18811.797	2282.92	616	1406278.72	0.013

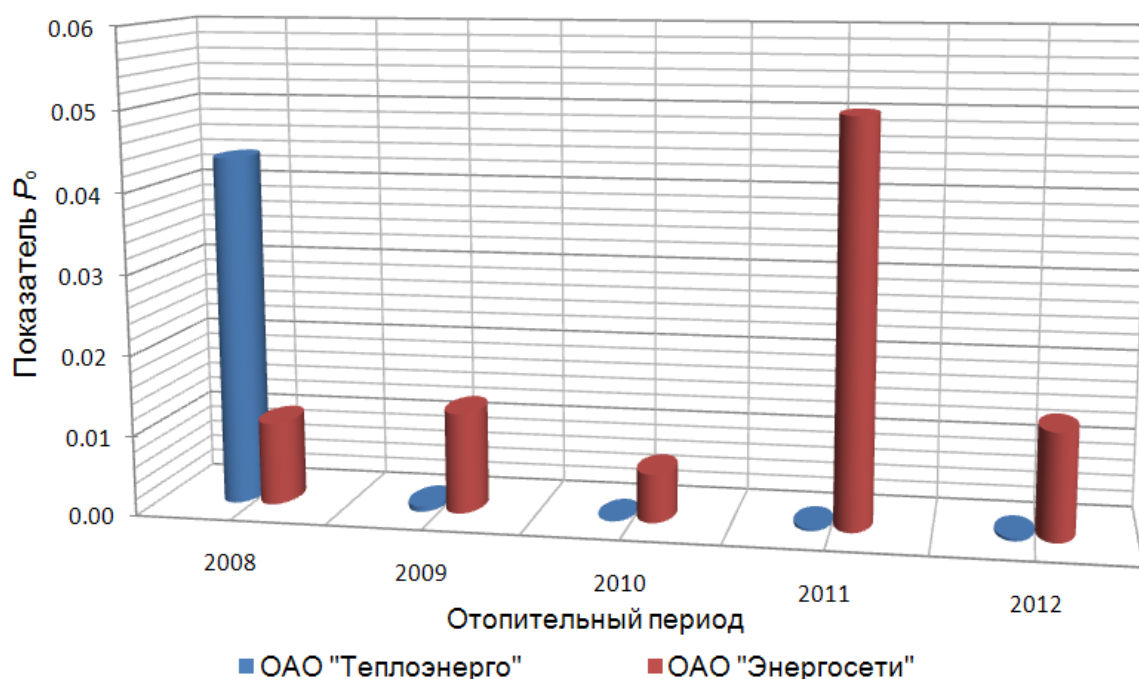


Рисунок 9.32 – Показатели R_o ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в отопительных периодах
2008÷2012 гг.

9.3.4 Показатель, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем тепловой энергии (далее – договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах, в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения Постановлением Правительства РФ № 307 от 23 мая 2006 г.

R_B – показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период, рассчитывается по выражению:

$$R_B = \frac{\sum_{i=1}^{N_B} Q_{Bi} \cdot R_{Bi}}{\sum_{i=1}^{N_B} Q_{Bi}}, \quad (9.8)$$

где R_{Bi} – среднее за отопительный период расчетного периода регулирования, зафиксированное по i -му договору с потребителем тепловой энергии значение превышения среднечасовой величины, отнесенного на данную регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе над договорным значением отклонения (для отклонений как вверх, так и вниз):

$$R_{Bi} = \frac{\sum_{j=1}^{M_{oi}} D_{B,i,j}}{h_0}, \quad (9.9)$$

где M_{oi} – число нарушений в подаче тепловой энергии, вызванных отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе (без прекращения

ее подачи) по i -му договору с потребителями тепловой энергии в течение отопительного периода расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией;

$D_{в,i,j}$ - сумма по всем часам j -го нарушения в подаче тепловой энергии в отопительный период положительных частей разностей между среднечасовой величиной зафиксированного в течение этого часа (с отнесением на рассматриваемую регулируемую организацию) отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения – определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией ($^{\circ}\text{C}$);

h_0 - общее число часов в отопительном периоде расчетного периода регулирования;

$N_в$ – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

$Q_{вi}$ – присоединенная тепловая нагрузка по i -му такому договору в части, где теплоносителем является вода, Гкал/ч.

Рассматриваемый в данном пункте показатели рассчитываются отдельно для случаев, когда теплоносителем является пар и когда теплоноситель – горячая вода. В последнем случае проводятся два расчета: для отопительного периода и межотопительного периода в отдельности. С этой целью используются дополнительные показатели $R_{вм}$ и $R_{п}$, определяемые отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе в межотопительный период и отклонениями температуры пара в подающем трубопроводе за расчетный период регулирования соответственно. Для их расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения, потребители тепловой энергии и их присоединенная тепловая нагрузка (в части воды или пара). Таким же образом вычисляются среднее за межотопительный период расчетного периода регулирования зафиксированное по i -му договору с потребителями тепловой энергии значение положительной части разности между среднечасовой величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения ($R_{вм}$) и среднее за расчетный период регулирования зафиксированное по i -му договору с потребителями тепловой энергии значение

положительной части разности между среднечасовой величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры пара в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения (R_{ni}) на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по отклонениям параметров теплоносителя за расчетный период регулирования.

В соответствии с проектом приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» показатель, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии, вычисляется начиная с 2013 года.

Второй (прежний) подход расчета уровня надежности, базовым документом которого является ГОСТ Р 53480 – 2009 «Надежность в технике. Термины и определения», разработанный ФГУП «ВНИИНМАШ», оперирует показателями таких свойств надежности как безотказность, ремонтпригодность, долговечность и сохраняемость, которые применяются теплоснабжающими организациями для оценки состояния оборудования и трубопроводов, принадлежащих им систем теплоснабжения, для своевременного анализа и принятия мер по недопущению технологических нарушений и предотвращения развития аварий, что позволяет:

а) бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве теплотой требуемого качества;

б) не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды, которая оценивается отмеченными показателями ГОСТ Р 53480 – 2009 [1].

Снабжение потребителей тепловой энергией в необходимом количестве означает удовлетворение графиков потребления в пределах тех расчетных значений расходов тепловой энергии, на основе которых выбиралась структура и параметры системы. Поэтому неудовлетворение спроса при температурах наружного воздуха ниже расчетной, а также при увеличении коэффициентов неравномерности графика нагрузки горячего водоснабжения против расчетных

значений представляется как проявление технического несовершенства системы и не связано с ее «ненадежностью».

Выполнение функции по недопущению ситуаций, опасных для людей и окружающей среды, ставится в зависимость от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

10.1 ОАО «Теплоэнерго»

10.1.1 Основные производственные и финансовые показатели

ОАО «Теплоэнерго» в городе Нижнем Новгороде является основным поставщиком тепловой энергии, имеющее на данном рынке долю более 65 %. Из объема отпускаемой предприятием тепловой энергии на долю населения приходится более 77 % объема услуг по обеспечению теплом и горячей водой. В 2010 году заключено 4 653 договоров на отпуск тепловой энергии в т.ч. 750 договоров с бюджетными организациями, 708 договоров – на жилой фонд. Ежегодно увеличивается количество подключенных потребителей в связи с новым строительством и передачей ведомственных котельных, тепловых пунктов, теплотрасс.

Основными направлениями деятельности ОАО «Теплоэнерго» являются:

- приобретение, производство, транспортировка, распределение и поставка (продажа) тепловой энергии;
- производство, эксплуатация, монтаж, наладка и ремонт котлов и сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды;
- монтаж, эксплуатация и ремонт аппаратуры и систем контроля противоаварийной защиты и сигнализации;
- текущий и капитальный ремонт инженерных сетей;
- проектирование, обслуживание, наладка и ремонт объектов инженерной инфраструктуры и конструктивных элементов зданий;
- организация бесперебойного и безаварийного обеспечения теплоснабжения;
- лабораторно-производственный контроль за качеством теплоносителя, горячей воды, выбросов дымовых газов от источников тепловой энергии и транспорта;

– иные виды деятельности, не запрещенные действующим законодательством РФ.

В 2010 году ОАО «Теплоэнерго» эксплуатировало 139 котельных и 294 тепловых пунктов, протяженность тепловых сетей составляла 1816 км.

В 2010 году фактически выработано 4 366,05 тыс. Гкал, покупка тепловой энергии составила 1819,09 тыс. Гкал, расход на собственные нужды и потери составили 827,56 тыс. Гкал.

Отпуск потребителям составил 5357,58 тыс. Гкал, в том числе:

- население – 4124,89 тыс. Гкал (77 %);
- бюджет – 632,17 тыс. Гкал (12 %);
- прочие – 600,5 тыс. Гкал (11 %).

В 2010 г. план производства тепловой энергии составил 4 278,11 тыс. Гкал, а план покупки 1 704,06 тыс. Гкал. Фактически выработано 4 366,05 тыс. Гкал или 102,06 % от запланированного, покупка составила 1 819,09 тыс. Гкал или 106,75 % от запланированного уровня. Причиной отклонения от планируемой величины является понижение фактической среднегодовой температуры наружного воздуха от запланированной температуры последних 5 лет на 1,01 градуса.

Предельные темпы роста тарифов на тепловую энергию в целом по стране определяются Правительством Российской Федерации. Тарифы для ОАО «Теплоэнерго» на производство и передачу тепловой энергии в 2007-2010 годах утверждались Региональной службой по тарифам Нижегородской области (Таблица 10.1).

Таблица 10.1 – Рост тарифов на тепловую энергию ОАО «Теплоэнерго» в 2010 году

Показатели	2009 г.	2010 г.	Темп роста, %
Себестоимость 1 Гкал	984,45	1 122,38	14,0
Утвержденный средний тариф	1 066,34	1 152,31	8,0
Население	1 034,38	1 128,63	9,1
Бюджетные потребители	1 078,14	1 176,38	9,1
Прочие (до 31.07.2010)	1 235,64	1 348,26	9,1
Прочие (с 01.08.2010)	1 235,64	1 128,63	-8,7

Рост тарифов на 2010 год был обусловлен ростом цен на энергоресурсы, услуги сторонних организаций (Таблица 10.2).

Таблица 10.2 – Темпы роста составляющих себестоимости тепловой энергии ОАО «Теплоэнерго» в 2010 году

Составляющие тарифа	Темп роста, %
Газ	27
Электроэнергия	19
Мазут	20
Водопотребление	12
Водоотведение	11
Покупная тепловая энергия	13
Средний тариф ОАО «Теплоэнерго»	8

Выручка ОАО «Теплоэнерго» за 2010 год составила 8014,32 млн. рублей, в том числе тепловая энергия 7 366,65 млн. руб.

Учитывая высокую степень изношенности оборудования, ОАО «Теплоэнерго» с целью обеспечения потребителей города качественными услугами отопления и горячего водоснабжения проводит модернизацию и реконструкцию теплоэнергетического оборудования. Источником проведения данных работ является прибыль ОАО «Теплоэнерго». По итогам 2010 года чистая прибыль составила 291,5 млн. рублей.

10.1.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ОАО «Теплоэнерго» за 2010 год себестоимость производства тепловой энергии составила 4354478,72 тыс. руб. (Таблица 10.3). Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (29,4 %). Основным видом топлива является природный газ, объем приобретения которого составил 448290,17 тыс. м³ по средней цене 2827,06 руб./тыс. м³. Также предприятием используется мазут (1484,81 т по цене 8038,59 руб./т) и уголь (406,13 т по цене 3437,26 руб./т).

Далее следуют: расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность) (21,1 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (13,3 %); расходы на амортизацию основных производственных средств (8,9 %); общехозяйственные расходы (8,5 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (5,8 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (5,7 %); расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (4,0 %); расходы на услуги производственного характера (2,4 %). Прочие статьи

расходов по отдельности составляют не более 1 % от себестоимости производства тепловой энергии.

Таблица 10.3 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	4 354 478,72	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	916 903,84	21,1
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	1 280 674,98	29,4
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	251 071,59	5,8
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,62	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	96 007,45	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	37 958,09	0,9
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	4 410,35	0,1
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	172 940,62	4,0
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	387 873,48	8,9
общепроизводственные расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	249 670,33	5,7
в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	61 177,34	1,4
общехозяйственные расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	368 673,31	8,5
в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	189 719,53	4,4
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	580 823,22	13,3
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	103 478,91	2,4

Себестоимость услуг в сфере горячего водоснабжения составила 1567156,83 тыс. руб. (Таблица 10.4). Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников (28,1 %), расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность) (25,1 %), а также расходы на покупаемую холодную воду, используемую для горячего водоснабжения (17,5 %).

Таблица 10.4 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (поставка горячей воды, оказание услуг в сфере горячего водоснабжения) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	1 567 156,83	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	393 461,30	25,1
расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников и используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	440 841,35	28,1
расходы на покупаемую холодную воду, используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	274 239,10	17,5
расходы на холодную воду, получаемую с применением собственных источников водозабора (скважин) и используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	-	0,0
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	84 509,24	5,4
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,62	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	32 315,55	
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	58 210,81	3,7
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	39 045,12	2,5
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	84 037,59	5,4
в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	20 591,94	1,3
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	124 093,30	7,9
в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	63 858,49	4,1
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	58 327,46	3,7
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	10 391,56	0,7

10.1.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год

Экспресс-анализ ОАО «Теплоэнерго» включает обобщенную оценку результатов финансового состояния предприятия за 2010 год и базируется на данных бухгалтерского баланса и отчета о прибылях и убытках предприятия за соответствующий период.

10.1.3.1. Анализ бухгалтерского баланса ОАО «Теплоэнерго» за 2010 год

Внешним проявлением финансовой устойчивости любого предприятия является платежеспособность (Таблица 10.5).

Платежеспособным считается предприятие, если соблюдается нормативное неравенство. По анализируемому предприятию нормативное неравенство платежеспособности на начало периода не соблюдалось ($1483506,0 < 1529708,0$). На конец периода – соблюдалось ($1724619,0 \geq 1421156,0$).

Предприятие следует считать неплатежеспособным на начало периода и платежеспособным на конец периода.

Таблица 10.5 – Платежеспособность предприятия

Показатели	Дебиторская задолженность	Нормативное соотношение	Фактическое соотношение	Кредиторская задолженность	Процент непокрытия
Платежеспособность на начало периода	1483506,0	>=	<=	1529708,0	96,98
Платежеспособность на конец периода	1724619,0	>=	>=	1421156,0	121,35

На основе расчета показателей наличия источников средств для формирования запасов и затрат можно определить, в какой финансовой ситуации находится анализируемое предприятие (Таблица 10.6).

Таблица 10.6 – Показатели финансовой устойчивости, тыс. руб.

Показатели	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение	Относительное изменение (%)
Капитал и резервы	526260,0	797903,0	271643,0	51,62
Внеоборотные активы	1508042,0	1515886,0	7844,0	0,52
Долгосрочные кредиты и займы	0,0	0,0	0,0	0,0
Наличие собственных оборотных средств	-981782,0	-683313,0	298469,0	30,4
Краткосрочные кредиты и займы	985523,0	1006406,0	20883,0	2,12
Общая величина основных источников формирования запасов и затрат	3741,0	323093,0	319352,0	8536,54
Запасы	173955,0	141207,0	-32748,0	-18,83
Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств	-1155737,0	-824520,0	331217,0	28,66
Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат	-170214,0	181886,0	352100,0	206,86

Показатель «собственные оборотные средства» на начало и конец периода характеризуется отрицательными величинами – -981782,0 и -683313,0 тыс. руб. При этом данный показатель увеличился на 298469,0 тыс. руб. или 30,4 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии было недостаточно собственных оборотных средств, с некоторым улучшением ситуации к концу периода.

На начало и конец периода значение показателя общая величина основных источников формирования запасов и затрат было положительным – 3741,0 и 323093,0 тыс. руб. В результате отмечалось увеличение показателя на 319352,0 тыс. руб. или в 86,4 раза.

Следовательно, на начало периода объем основных источников формирования запасов и затрат был незначителен, но к концу периода увеличился многократно.

Величина показателя излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств была отрицательной на начало и конец периода – -1155737,0 и -824520,0 тыс. руб. Данный показатель увеличился на 331217,0 тыс. руб. или 28,66 %.

Исходя из этого можно констатировать, что в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечался излишек собственных оборотных средств.

На начало периода показатель излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат характеризуется отрицательной величиной – -170214,0, на конец периода – положительной величиной - 181886,0 тыс. руб. Следовательно произошло увеличение показателя на 352100,0 тыс. руб. или 206,86 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечалось увеличение общей величины основных источников формирования запасов и затрат.

Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод о том, что предприятие на начало и конец анализируемого периода не было финансово устойчиво, но с улучшением показателей.

Далее перейдем к анализу коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям (Таблица 10.7).

Таблица 10.7 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям

Показатели	Нормальное ограничение	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
Коэффициент автономии	$\geq 0,5$	0,1655	0,2356	0,0702
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	≤ 1	5,044	3,2439	-1,8001
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	$\geq 0,1$	-5,6439	-4,8391	0,8048
Коэффициент маневренности	$\geq 0,5$	-1,8656	-0,8564	1,0092
Коэффициент финансирования	$\geq 1,0$	0,534	0,7928	0,2588
Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования	$\geq 0,6-0,8$	-0,587	-0,3653	0,2216
Коэффициент обеспеченности материальных запасов	$\geq 1,0$	-5,2099	-4,7135	0,4963
Коэффициент покрытия инвестиций (коэффициент финансовой устойчивости)	0,75-0,9	0,1655	0,2459	0,0804

Коэффициент автономии отражает долю собственных средств предприятия в общем объеме его ресурсов, а также степень его независимости от заемных источников финансирования. При этом, чем выше данный коэффициент, тем более автономно предприятие в финансовом аспекте. Таким образом, данный коэффициент отражает долю собственного капитала предприятия в общем объеме пассивов.

При значении коэффициента автономии выше нормативного предприятие может пользоваться заемными средствами, так как все его обязательства могут быть покрыты за счет собственных средств.

Коэффициент автономии на начало и конец анализируемого периода (0,1655 и 0,2356) был ниже нормативного значения (0,5), что свидетельствует о недостаточной финансовой независимости предприятия.

Изменение коэффициента автономии (0,0702) является величиной положительной, что свидетельствует о его положительной динамике в течение анализируемого периода.

Далее рассмотрим коэффициент соотношения заемных и собственных средств, который служит для определения того, насколько деятельность предприятия зависит от заемных средств. При этом, чем ниже данный коэффициент, тем в большей степени предприятие осуществляет свою деятельность за счет собственных средств.

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств на начало и конец анализируемого периода (5,044 и 3,2439) был существенно больше

нормативного значения (1,0), что свидетельствует о высокой зависимости предприятия от заемных средств.

Динамика изменения коэффициента соотношения заемных и собственных средств (-1,8001) характеризуется отрицательной величиной, что свидетельствует о некотором снижении зависимости от заемных средств.

Следующий показатель – коэффициент обеспеченности собственными средствами указывает на достаточность собственных оборотных средств, влияющих на финансовую устойчивость. При этом, чем выше данный коэффициент, тем более обеспечено предприятие собственными оборотными средствами.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами на начало и конец анализируемого периода (-5,6439 и -4,8391) был ниже нормативного значения (0,1), что свидетельствует о недостаточной обеспеченности предприятия собственными оборотными средствами.

В течение анализируемого периода коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами изменился на положительную величину (0,8048), что свидетельствует о позитивной динамике.

Коэффициент маневренности показывает, какой удельный вес составляют наиболее мобильные активы в составе собственных средств. При этом, чем выше данный показатель, тем большей маневренностью в плане использования средств обладает предприятие.

Коэффициент маневренности на начало и конец анализируемого периода (-1,8656 и -0,8564) был ниже нормативного значения (0,5), что свидетельствует о недостаточной финансовой мобильности предприятия.

Изменение коэффициента маневренности (1,0092) является величиной положительной, что свидетельствует о его позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент финансирования показывает, насколько деятельность предприятия осуществляется за счет его собственных средств. При этом, чем выше данный показатель, тем в большей степени используются собственные средства.

Коэффициент финансирования на начало и конец анализируемого периода (0,534 и 0,7928) был ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о недостатке собственных средств предприятия.

Изменение коэффициента финансирования (0,2588) является величиной положительной, что свидетельствует о его позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования показывает какая часть оборотных активов финансируется за счет собственных источников. Данный показатель характеризует наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости, и является одним из основных коэффициентов, применяемых при оценке несостоятельности предприятия.

Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования на начало и конец анализируемого периода (-0,587 и -0,3653) был ниже нормативного значения (0,8), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных источников при формировании собственных оборотных средств.

Изменение коэффициента обеспеченности собственными источниками финансирования (0,2216) является величиной положительной, что свидетельствует о положительной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности материальных запасов показывает в какой степени материальные запасы обеспечиваются собственными источниками, а предприятие не испытывает потребности в привлечении заемных средств для этих целей.

Коэффициент обеспеченности материальных запасов на начало и конец анализируемого периода (-5,2099 и -4,7135) был ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о высокой зависимости предприятия от заемных источников при формировании материальных запасов.

Изменение коэффициента обеспеченности материальных запасов (0,4963) является величиной положительной, что свидетельствует о позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент покрытия инвестиций показывает долю собственного капитала и долгосрочных обязательств предприятия в общей сумме его активов.

Коэффициент покрытия инвестиций на начало и конец анализируемого периода (0,1655 и 0,2459) был ниже нормативного значения (0,9), что свидетельствует о неоптимальной структуре активов предприятия.

Изменение коэффициента покрытия инвестиций (0,0804) является величиной положительной, что свидетельствует о положительной динамике в течение анализируемого периода.

Проведем оценку ликвидности баланса анализируемого предприятия (Таблица 10.8). Задача анализа ликвидности баланса в процессе рассмотрения финансового состояния предприятия возникает в связи с необходимостью оценивать кредитоспособность предприятия или его возможности своевременно и в полном объеме рассчитываться по всем собственным обязательствам. Поэтому ликвидность определяют, как способность предприятия оплатить свои краткосрочные обязательства, реализуя свои текущие активы.

Таблица 10.8 – Оценка ликвидности баланса

Показатели	Норматив	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
Наиболее ликвидные активы (А1)	-	100,0	59,0	-41,0
Быстрореализуемые активы (А2)	-	1484128,0	1725288,0	241160,0
Медленно реализуемые активы (А3)	-	185972,0	140868,0	-45104,0
Труднореализуемые активы (А4)	-	1508042,0	1515886,0	7844,0
Наиболее срочные обязательства (П1)	-	1529708,0	1421156,0	-108552,0
Краткосрочные пассивы (П2)	-	985523,0	1006406,0	20883,0
Долгосрочные пассивы (П3)	-	0,0	34670,0	34670,0
Постоянные пассивы (П4)	-	663011,0	919867,0	256856,0
Платежный излишек (+) или недостаток (-)				
- по наиболее ликвидным активам (А1-П1)	>= 0	-1529608,0	-1421097,0	108511,0
- по быстро реализуемым активам (А2-П2)	>= 0	498605,0	718882,0	220277,0
- по медленно реализуемым активам (А3-П3)	>= 0	185972,0	106198,0	-79774,0
- по трудно реализуемым активам (А4-П4)	<= 0	845031,0	596019,0	-249012,0
Коэффициенты				
Коэффициент абсолютной ликвидности	>=0,2	0,0	0,0	0,0
Коэффициент покрытия или текущей ликвидности	1,0-2,0	0,664	0,7688	0,1047
Коэффициент быстрой ликвидности или коэффициент критической оценки	0,7-1,5	0,5901	0,7107	0,1206
Общий показатель ликвидности баланса	>=1	0,3945	0,4677	0,0732

К наиболее ликвидным активам предприятия относятся денежные средства и краткосрочные финансовые вложения.

Показатель ликвидные активы на начало и конец периода характеризуется малыми величинами – 100,0 и 59,0 тыс. руб. При этом данный показатель уменьшился на 41,0 тыс. руб.

К быстро реализуемым активам предприятия относятся дебиторская задолженность и прочие оборотные активы.

На начало и конец периода значение показателя быстро реализуемые активы было положительным – 1484128,0 и 1725288,0 тыс. руб. В результате отмечалось увеличение показателя на 241160,0 тыс. руб. в результате роста дебиторской задолженности.

К медленно реализуемым активам предприятия относятся запасы без расходов будущих периодов и долгосрочные финансовые вложения.

Величина показателя медленно реализуемые активы была положительной на начало и конец периода – 185972,0 и 140868,0 тыс. руб. Данный показатель уменьшился на 45104,0 тыс. руб.

К трудно реализуемым активам предприятия относятся внеоборотные активы за исключением долгосрочных финансовых вложений.

На начало и конец периода показатель трудно реализуемые активы характеризуется положительными величинами – 1508042,0 и 1515886,0 тыс. руб. Следовательно произошло увеличение показателя на 7844,0 тыс. руб.

К наиболее срочным обязательствам предприятия относится кредиторская задолженность.

Значение показателя наиболее срочные обязательства было положительным на начало и конец периода – 1529708,0 и 1421156,0 тыс. руб. В результате данный показатель снизился на 108552,0 тыс. руб.

К краткосрочным пассивам предприятия относятся краткосрочные кредиты и займы и прочие краткосрочные пассивы.

На начало и конец периода величина показателя краткосрочные пассивы была положительной – 985523,0 и 1006406,0 тыс. руб. Отмечалось увеличение показателя на 20883,0 тыс. руб.

К долгосрочным пассивам предприятия относятся долгосрочные кредиты и займы.

Показатель долгосрочные пассивы на начало периода был равен 0,0 тыс. руб., а на конец периода характеризовался положительной величиной – 34670,0 тыс. руб. Соответственно данный показатель увеличился на 34670 тыс. руб.

К постоянным пассивам предприятия относятся расчеты по дивидендам, доходы будущих периодов, фонды потребления, резервы предстоящих расходов и платежей за минусом расходов будущих периодов.

На начало и конец периода значение показателя постоянные пассивы было положительным – 663011,0 и 919867,0 тыс. руб. В результате отмечалось увеличение показателя на 256856,0 тыс. руб.

Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, какая часть кредиторской задолженности может быть погашена в ближайшее, к моменту составления баланса, время. При этом, чем выше данный показатель, тем больше текущей задолженности предприятия может быть погашена в течение короткого периода времени.

Коэффициент абсолютной ликвидности на начало и конец анализируемого периода был близок к нулевому значению, что существенно ниже нормативного значения (0,2). Это свидетельствует о неспособности предприятия погашать текущую задолженность.

Коэффициент покрытия или текущей ликвидности показывает, в какой степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства. При этом, чем выше данный показатель, тем в большей степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства.

Коэффициент покрытия или текущей ликвидности на начало и конец анализируемого периода (0,664 и 0,7688) был ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о недостатке текущих активов.

Изменение коэффициента покрытия или текущей ликвидности (0,1047) является величиной положительной, что свидетельствует о положительной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент быстрой ликвидности (коэффициент критической оценки) показывает, в какой степени ликвидные средства предприятия покрывают его краткосрочную задолженность. Данный показатель определяет, какая доля кредиторской задолженности может быть погашена за счет средств на различных счетах, в краткосрочных ценных бумагах, а также поступлений по расчетам.

Коэффициент быстрой ликвидности на начало и конец анализируемого периода (0,5901 и 0,7107) был близок к нижней границе нормативных значений

(0,7), что свидетельствует об недостаточности ликвидных активов предприятия для покрытия его кредиторской задолженности.

В течение анализируемого периода коэффициент быстрой ликвидности изменился на положительную величину (0,1206), что свидетельствует о положительной динамике.

Для комплексной оценки ликвидности баланса предприятия используют общий показатель ликвидности баланса, который показывает отношение суммы всех ликвидных средств предприятия к сумме всех платежных обязательств (краткосрочных, среднесрочных, долгосрочных) при условии, что различные группы ликвидных средств и платежных обязательств входят в указанные суммы с определенными весовыми коэффициентами, учитывающими их значимость с точки зрения сроков поступления средств и погашения обязательств.

Общий показатель ликвидности баланса на начало и конец анализируемого периода (0,3945 и 0,4677) был ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о низкой ликвидности баланса предприятия.

Изменение общего показателя ликвидности баланса (0,0732) является величиной положительной, что свидетельствует о небольшой положительной динамике в течение анализируемого периода.

10.1.3.2. Анализ отчета о прибылях и убытках ОАО «Теплоэнерго» за 2010 год

Анализ каждого элемента прибыли имеет важное значение для руководства предприятия, его учредителей, кредиторов и т.д. Для руководителей подобный анализ позволяет определить перспективы развития предприятия, так как прибыль является одним из источников финансирования капитальных вложений и пополнения оборотных средств. Для учредителей прибыль выступает источником получения дохода на вложенный ими в конкретное предприятие капитал. Кредиторы получают возможность оценить перспективу погашения предоставленного предприятию кредитов или займов, в том числе и процентов по ним.

Расчет аналитических показателей по Отчету о прибылях и убытках представлен ниже (Таблица 10.9).

Таблица 10.9 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках

Показатели	№ стр.	За предыдущий год,	За отчетный год,	Отклонения (+ или -)		Удельный вес за предыдущий год, %	Удельный вес за отчетный год, %
		тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	%		
Выручка	10	6478796	6457520	-21276	-0,3	100,0	100,0
Себестоимость проданных товаров, продукции работ, услуг	20	-6304064	-6072203	231861	-3,7	97,3	94,0
Валовая прибыль	29	174732	385317	210585	120,5	2,7	6,0
Прибыль (убыток) от продаж	50	174732	385317	210585	120,5	2,7	6,0
Проценты к получению	60	5424	3614	-1810	-33,4	0,1	0,1
Проценты к уплате	70	-129318	-120943	8375	-6,5	2,0	1,9
Прочие операционные доходы	90	464101	330692	-133409	-28,7	7,2	5,1
Прочие операционные расходы	100	-300247	-238850	61397	-20,4	4,6	3,7
Прибыль (убыток) до налогообложения	140	214692	359830	145138	67,6	3,3	5,6
Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи	150	-40949	-68371	-27422	67,0	0,6	1,1
Чистая прибыль (убыток) отчетного периода	190	173743	291459	117716	67,8	2,7	4,5

Относительно прибыли рассматриваемого предприятия можно сделать следующие основные выводы.

Выручка снизилась на 0,3 % – с 6478796 тыс. руб. до 6457520 тыс. руб.

Валовая прибыль увеличилась на 120,5 % – с 174732 тыс. руб. до 385317 тыс. руб.

Прибыль от продаж за рассматриваемые периоды соответствует валовой прибыли.

Прибыль (убыток) до налогообложения увеличилась на 67,6 % – с 214692 тыс. руб. до 359830 тыс. руб.

Чистая прибыль (убыток) отчетного периода увеличилась на 67,8 % – с 173743 тыс. руб. до 291459 тыс. руб.

Следующим этапом является анализ экономической эффективности деятельности предприятия, которая выражается показателями рентабельности (Таблица 10.10).

Таблица 10.10 – Расчет показателей рентабельности

№ п/п	Показатели	Базисный год	Отчетный год	Изменения (+ или -)
1	Прибыль и средняя стоимость активов, тыс. руб.			
1.1	Выручка	6478796	6457520	-21276
1.2	Полная себестоимость реализованной продукции	-6304064	-6072203	231861
1.3	Прибыль от реализации (от продаж)	174732	385317	210585
1.4	Бухгалтерская прибыль (прибыль до налогообложения)	214692	359830	145138
1.5	Чистая прибыль	173743	291459	117716
1.6	Средняя стоимость основных средств	-	716610	-
1.7	Средняя стоимость внеоборотных активов	-	1511964	-
1.8	Средняя стоимость материально-производственных запасов	-	157581	-
1.9	Средняя стоимость оборотных активов	-	1771496	-
1.10	Средняя стоимость активов	-	3283459	-
1.11	Средняя стоимость собственного капитала	-	662082	-
1.12	Средняя стоимость инвестиций	-	679417	-
2	Расчет показателей рентабельности, %			
2.1	Рентабельность реализованной продукции	2,77	6,35	3,57
2.2	Рентабельность производства	24,56	41,16	16,60
2.3	Рентабельность активов	6,54	10,96	4,42
2.4	Рентабельность внеоборотных активов	14,20	23,80	9,60
2.5	Рентабельность оборотных активов	12,12	20,31	8,19
2.6	Рентабельность собственного капитала	32,43	54,35	21,92
2.7	Рентабельность инвестиций	31,60	52,96	21,36
2.8	Рентабельность продаж	3,31	5,57	2,26

Наибольшая рентабельность на начало анализируемого года отмечалась по такому показателю как рентабельность собственного капитала – 32,43 %; рентабельность инвестиций – 31,60 %.

Далее следовали: рентабельность производства – 24,56 %; рентабельность внеоборотных активов – 14,20 %; рентабельность оборотных активов – 12,12 %; рентабельность активов – 6,54 %; рентабельность продаж – 3,31 %; рентабельность реализованной продукции – 2,77 %.

В течение анализируемого года увеличились все показатели рентабельности. В наибольшей степени рентабельность возросла по такому показателю как рентабельность собственного капитала – +21,92 %; рентабельность инвестиций – +21,36 %.

Далее следовали: рентабельность производства – +16,60 %; рентабельность внеоборотных активов – +9,60 %; рентабельность оборотных активов – +8,19 %; рентабельность активов – +4,42 %; рентабельность реализованной продукции – +3,57 %; рентабельность продаж – +2,26 %.

Высокие показатели рентабельности относительно активов, собственного капитала и инвестиций дают несколько искаженную оценку предприятия. Это объясняется, прежде всего, износом основных фондов (23,4 % на конец

периода), преобладанием краткосрочных обязательств предприятия над собственным капиталом, а также незначительным объемом долгосрочных обязательств.

10.2 ООО «Автозаводская ТЭЦ»

10.2.1 Основные производственные и финансовые показатели

ООО «Автозаводская ТЭЦ» входит в структуру частной крупнейшей независимой энергокомпании России – «ЕвроСибЭнерго» (владеет энергетическими активами компании En+Group). Участниками ООО «Автозаводская ТЭЦ» являются ООО «ЕвроСибЭнерго-консалт» и ООО «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг».

В статусе самостоятельного хозяйствующего субъекта компания работает с октября 2004 года.

Установленная электрическая мощность – 580 МВт.

Установленная тепловая мощность – 2 434 Гкал/ч.

Общество является поставщиком тепловой энергии для двух крупнейших – Автозаводского и Ленинского – районов Нижнего Новгорода, в которых проживает более трети населения города (около 400 тысяч жителей) и обеспечивает тепло- и электроснабжение населения, промышленных предприятий, организаций и учреждений бюджетной сферы, других потребителей.

Общество производит и реализует свыше 30 % электроэнергии и до 40 % тепловой энергии всех объемов Нижегородского рынка.

С 1 января 2010 г. Автозаводская ТЭЦ является субъектом оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). На сегодняшний день Автозаводская ТЭЦ является единственной электростанцией «ЕвроСибЭнерго», работающей в первой ценовой зоне энергорынка. В состав Общества входят 3 управления, 8 цехов, 1 участок, 2 службы и 5 отделов.

В 2011 году установленная тепловая мощность станции составляла 2673,9 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 2159 Гкал/ч (Таблица 10.11). Объем выработки тепловой энергии составил 3879 тыс. Гкал, отпуск – 3864 тыс. Гкал.

Удельный расход условного топлива отпускаемую тепловую энергию составил 151,33 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 0,0346 тыс. кВт·ч/Гкал, технической воды – 50,26 м³/Гкал.

По итогам 2011 года ООО «Автозаводская ТЭЦ» получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 2314340 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 2417428 тыс. руб. Валовая прибыль составила - 103088 тыс. руб., чистая прибыль составила -82470 тыс. руб.

Таблица 10.11 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Автозаводская ТЭЦ» в части регулируемой деятельности (производство тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	2 314 340
Себестоимость оказываемых услуг по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	2 417 428
Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-103 088
Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-82 470
Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	
Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируруемыми организациями, выручка от регулируемой деятельности которых превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год)	х	
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2 673,9
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	2 159
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	3 879
Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	3 864
объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	3 864
объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	
Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	
Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однотрубном исчислении)	км	
Протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении)	км	
Количество теплоэлектростанций	шт.	1
Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	2
тепловых станций	шт.	
котельные	шт.	2
Количество тепловых пунктов	шт.	
Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	151,33
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. кВт·ч/ Гкал	0,0346
Удельный расход технической воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	50,26342

10.2.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ООО «Автозаводская ТЭЦ» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 2417428 тыс. руб. Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (68,9 %). Далее следуют: расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества (9,0 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (7,5 %); расходы на приобретение технической воды (3,6 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (3,5 %); расходы на услуги производственного характера (2,8 %); расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (2,3 %). Прочие статьи расходов по отдельности составляют не более 1 % от себестоимости производства тепловой энергии.

Таблица 10.12 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость оказываемых услуг по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	2 417 428	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.		0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	1 664 932	68,9
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	20 483	0,8
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,47	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	8 305	
расходы на приобретение технической воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	86 925	3,6
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	15 772	0,7
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	56 558	2,3
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	216 715	9,0
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	181 573	7,5

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	23 528	1,0
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	83 621	3,5
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	67 320	2,8

10.2.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год

Экспресс-анализ Автозаводской ТЭЦ включает обобщенную оценку результатов финансового состояния предприятия за 2010 год и базируется на данных бухгалтерского баланса и отчета о прибылях и убытках предприятия за соответствующий период.

10.2.3.1. Анализ бухгалтерского баланса Автозаводской ТЭЦ за 2010 год

Внешним проявлением финансовой устойчивости любого предприятия является платежеспособность (Таблица 10.13).

Таблица 10.13 – Платежеспособность предприятия

Показатели	Дебиторская задолженность	Нормативное соотношение	Фактическое соотношение	Кредиторская задолженность	Процент непокрытия
Платежеспособность на начало периода	289 330,0	>=	>=	258 108,0	112,1
Платежеспособность на конец периода	662 205,0	>=	>=	345 904,0	191,44

Платежеспособным считается предприятие, если соблюдается нормативное неравенство. По анализируемому предприятию нормативное неравенство платежеспособности соблюдалось и на начало периода (289330,0 >= 258108,0) и на конец периода (662205,0 >= 345904,0). Предприятие следует считать платежеспособным и на начало периода и на конец периода.

На основе расчета показателей наличия источников средств для формирования запасов и затрат можно определить, в какой финансовой ситуации находится анализируемое предприятие (Таблица 10.14).

Таблица 10.14 – Показатели финансовой устойчивости, тыс. руб.

Показатели	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение	Относительное изменение (%)
Капитал	798 335,0	1 020 367,0	22 2032,0	27,81
Внеоборотные активы	437 053,0	547 025,0	109 972,0	25,16
Долгосрочные заемные средства	0,0	0,0	0,0	0,0
Наличие собственных оборотных средств	361 282,0	473 671,0	112 389,0	31,11
Краткосрочные заемные обязательства	22 002,0	233 755,0	211 753,0	962,43
Общая величина основных источников формирования запасов и затрат	383 284,0	707 426,0	324 142,0	84,57
Запасы	350 302,0	397 459,0	47 157,0	13,46
Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств	10 980,0	76 212,0	65 232,0	594,1
Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат	32 982,0	309 967,0	276 985,0	839,81

Показатель «Собственные оборотные средства» на начало и конец периода характеризуется увеличением с 361282,0 до 473671,0 тыс. руб. что составило 31,11 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии было достаточно собственных оборотных средств и данный показатель к концу периода улучшился.

На начало и конец периода значение показателя «Общая величина основных источников формирования запасов и затрат» было положительным – 383284,0 тыс. руб. и 707426,0 тыс. руб. Отмечено увеличение показателя на 324142,0 тыс. руб. или на 84,57 %.

Величина показателя «Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств» была положительной на начало и конец периода – 10980,0 и 76212,0 тыс. руб. Данный показатель увеличился на 65232,0 тыс. руб. или 594,1 %.

Исходя из этого, можно констатировать, что в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечался излишек собственных оборотных средств.

На начало периода показатель «Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат»

характеризуется величиной 32982,0 тыс. руб., а на конец периода – величиной 309967,0 тыс. руб. Произошло увеличение показателя на 276985,0 тыс. руб. или 839,81 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечалось увеличение общей величины основных источников формирования запасов и затрат.

Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод о том, что предприятие на начало и конец анализируемого периода финансово устойчиво, и наблюдается улучшение рассмотренных показателей.

Перейдем к анализу коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям (Таблица 10.15).

Таблица 10.15 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям

Показатели	Нормальное ограничение	на начало периода	на конец периода	абсолютное изменение
Коэффициент автономии	$\geq 0,5$	0,7416	0,6336	-0,1081
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	≤ 1	0,3509	0,5783	0,2275
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	$\geq 0,1$	1,0313	1,1917	0,1604
Коэффициент маневренности	$\geq 0,5$	0,4525	0,4642	0,0117
Коэффициент финансирования	$\geq 1,0$	36,2847	4,3651	-31,9195
Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования	$\geq 0,6-0,8$	0,5633	0,4454	-0,1179
Коэффициент обеспеченности материальных запасов	$\geq 1,0$	1,0312	1,1916	0,1604
Коэффициент покрытия инвестиций (коэффициент финансовой устойчивости)	0,75-0,9	0,7416	0,6338	-0,1079

Коэффициент автономии отражает долю собственных средств предприятия в общем объеме его ресурсов, а также степень его независимости от заемных источников финансирования. Чем выше данный коэффициент, тем более автономно предприятие в финансовом аспекте. Таким образом, данный коэффициент отражает долю собственного капитала предприятия в общем объеме пассивов.

При значении коэффициента автономии выше нормативного предприятие может пользоваться заемными средствами, так как все его обязательства могут быть покрыты за счет собственных средств.

Показатель «Коэффициент автономии» на начало и конец анализируемого периода (0,7416 и 0,6336) был выше нормативного значения (0,5), что свидетельствует о достаточной финансовой независимости предприятия, но показывает негативную динамику (-0,1081) его изменения в течение анализируемого периода.

Далее рассмотрим коэффициент соотношения заемных и собственных средств, который служит для определения того, насколько деятельность предприятия зависит от заемных средств. Чем ниже данный коэффициент, тем в большей степени предприятие осуществляет свою деятельность за счет собственных средств.

Показатель «Коэффициент соотношения заемных и собственных средств» на начало и конец анализируемого периода (0,3509 и 0,5783) существенно меньше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о малой зависимости предприятия от заемных средств.

Динамика изменения коэффициента соотношения заемных и собственных средств (0,2275) характеризуется положительной величиной, что свидетельствует о привлечении заемных средств и об увеличении зависимости предприятия по этому показателю.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами указывает на достаточность собственных оборотных средств, влияющих на финансовую устойчивость. Чем выше данный коэффициент, тем более обеспечено предприятие собственными оборотными средствами.

Показатель «Коэффициент обеспеченности собственными средствами» на начало и конец анализируемого периода (1,0313 и 1,1917) был выше нормативного значения (0,1), что свидетельствует об обеспеченности предприятия собственными оборотными средствами.

Кроме того, в течение анализируемого периода коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами увеличился (0,8048), что свидетельствует о позитивной динамике.

Коэффициент маневренности показывает, какой удельный вес составляют наиболее мобильные активы в составе собственных средств. Чем выше данный показатель, тем большей маневренностью в плане использования средств обладает предприятие.

Показатель «Коэффициент маневренности» на начало и конец анализируемого периода (0,4525 и 0,4642) был ниже нормативного значения (0,5), что свидетельствует о недостаточной финансовой мобильности предприятия.

Незначительное изменение коэффициента маневренности (0,0117) является величиной положительной, что свидетельствует о его позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент финансирования показывает, насколько деятельность предприятия осуществляется за счет его собственных средств. Чем выше данный показатель, тем в большей степени используются собственные средства.

Показатель «Коэффициент финансирования» на начало и конец анализируемого периода (36,2847 и 4,3651) был выше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о наличии у предприятия собственных средств.

Существенное изменение коэффициента финансирования (-31,9195) является величиной отрицательной, что свидетельствует о его негативной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования показывает, какая часть оборотных активов финансируется за счет собственных источников. Данный показатель характеризует наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости, и является одним из основных коэффициентов, применяемых при оценке несостоятельности предприятия.

Показатель «Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования» на начало и конец анализируемого периода (0,5633 и 0,4454) ниже нормативного значения (0,6– 0,8), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных источников при формировании собственных оборотных средств.

Изменение коэффициента обеспеченности собственными источниками финансирования (-0,1179) является величиной отрицательной, что свидетельствует о негативной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности материальных запасов показывает, в какой степени материальные запасы обеспечиваются собственными

источниками, а предприятие не испытывает потребности в привлечении заемных средств на эти цели.

Показатель «Коэффициент обеспеченности материальных запасов» на начало и конец анализируемого периода (1,0312 и 1,1916) выше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о независимости предприятия от заемных источников при формировании материальных запасов.

Изменение коэффициента обеспеченности материальных запасов (0,1604) является величиной положительной, что свидетельствует о позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент покрытия инвестиций показывает долю собственного капитала и долгосрочных обязательств предприятия в общей сумме его активов.

Показатель «Коэффициент покрытия инвестиций» на начало и конец анализируемого периода (0,7416 и 0,6338) был ниже нормативного значения (0,9), что свидетельствует о неоптимальной структуре активов предприятия.

При этом изменение коэффициента покрытия инвестиций (-0,1079) является величиной отрицательной, что свидетельствует о негативной динамике в течение анализируемого периода.

Проведем оценку ликвидности баланса анализируемого предприятия (Таблица 10.16). Задача анализа ликвидности баланса в процессе рассмотрения финансового состояния предприятия возникает в связи с необходимостью оценивать кредитоспособность предприятия или его возможности своевременно и в полном объеме рассчитываться по всем собственным обязательствам. Поэтому ликвидность определяют как способность предприятия оплатить свои краткосрочные обязательства, реализуя свои текущие активы.

Таблица 10.16 – Оценка ликвидности баланса

Показатели	Норматив	на начало периода	на конец периода	абсолютное изменение
Наиболее ликвидные активы (А1)		35 982,0	57 195,0	21 213,0
Быстрореализуемые активы (А2)		255 070,0	608 765,0	353 695,0
Медленно реализуемые активы (А3)		603 702,0	650 859,0	47 157,0
Труднореализуемые активы (А4)		437 053,0	547 025,0	109 972,0
Наиболее срочные обязательства (П1)		258 108,0	345 904,0	87 796,0
Краткосрочные пассивы (П2)		22 016,0	233 764,0	211 748,0
Долгосрочные пассивы (П3)		0,0	329,0	329,0

Показатели	Норматив	на начало периода	на конец периода	абсолютное изменение
Постоянные пассивы (П4)		798 349,0	1 030 508,0	232 159,0
Платежный излишек (+) или недостаток (-)				
- по наиболее ликвидным активам (А1-П1)	>= 0	-222 126,0	-288 709,0	-66 583,0
- по быстрореализуемым активам (А2-П2)	>= 0	233 054,0	375 001,0	141 947,0
- по медленнореализуемым активам (А3-П3)	>= 0	603 702,0	650 530,0	46 828,0
- по труднореализуемым активам (А4-П4)	<= 0	-361 296,0	-483 483,0	-122 187,0
Коэффициенты				
Коэффициент абсолютной ликвидности	>= 0,2	0,1285	0,0987	-0,0298
Коэффициент покрытия или текущей ликвидности	1,0 – 2,0	3,1941	2,2717	-0,9225
Коэффициент быстрой ликвидности или коэффициент критической оценки	0,7 – 1,5	1,039	1,1489	0,1099
Общий показатель ликвидности баланса	>= 1	1,2806	1,203	-0,0776

К наиболее ликвидным активам предприятия относятся денежные средства и краткосрочные финансовые вложения.

Показатель «Наиболее ликвидные активы» на начало и на конец периода характеризуется величинами 35982,0 тыс. руб. и 57195,0 тыс. руб. При этом данный показатель увеличился на 21213,0 тыс. руб.

К быстрореализуемым активам предприятия относятся дебиторская задолженность и прочие оборотные активы.

На начало и конец периода значение показателя «Быстрореализуемые активы» было положительным – 255070,0 и 608765,0 тыс. руб. В результате отмечено значительное увеличение показателя на 353695,0 тыс. руб. (138,67 %) в результате роста дебиторской задолженности.

К медленнореализуемым активам предприятия относятся запасы без расходов будущих периодов и долгосрочные финансовые вложения.

Величина показателя «Медленнореализуемые активы» была положительной на начало и конец периода – 603702,0 и 650859,0 тыс. руб. Данный показатель увеличился на 47157,0 тыс. руб.

К труднореализуемым активам предприятия относятся внеоборотные активы за исключением долгосрочных финансовых вложений.

На начало и конец периода показатель «Труднореализуемые активы» характеризуется положительными величинами – 437 053,0 и 547 025,0 тыс. руб. Произошло увеличение показателя на 109 972,0 тыс. руб.

К наиболее срочным обязательствам предприятия относится кредиторская задолженность.

Значение показателя «Наиболее срочные обязательства» было положительным на начало и конец периода – 258108,0 и 345904,0 тыс. руб. В результате данный показатель увеличился на 87796,0 тыс. руб.

К краткосрочным пассивам предприятия относятся краткосрочные кредиты и займы, и прочие краткосрочные пассивы.

На начало и конец периода величина показателя «Краткосрочные пассивы» была положительной – 22016,0 и 233764,0 тыс. руб. Необходимо отметить значительное увеличение показателя на 211748,0 тыс. руб. (961,79 %) за анализируемый период.

К долгосрочным пассивам предприятия относятся долгосрочные кредиты и займы.

Показатель «Долгосрочные пассивы» на начало периода был равен 0,0 тыс. руб., а на конец периода характеризовался положительной величиной – 329,0 тыс. руб., увеличившись за анализируемый период на 329,0 тыс. руб.

К постоянным пассивам предприятия относятся расчеты по дивидендам, доходы будущих периодов, фонды потребления, резервы предстоящих расходов и платежей за минусом расходов будущих периодов.

На начало и конец периода значение показателя «Постоянные пассивы» было положительным – 798349,0 и 1030508,0 тыс. руб. В результате отмечалось увеличение показателя на 232159,0 тыс. руб.

Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, какая часть кредиторской задолженности может быть погашена в ближайшее, к моменту составления баланса, время. При этом, чем выше данный показатель, тем большая текущая задолженность предприятия может быть погашена в течение короткого периода времени.

На начало и конец периода значение показателя «Коэффициент абсолютной ликвидности» было положительным – 0,1285 и 0,0987, но отмечено уменьшение этого показателя (-0,0298). Значение показателя на конец периода существенно ниже нормативного (0,2) и это свидетельствует о низкой способности предприятия погашать текущую задолженность.

Коэффициент покрытия или текущей ликвидности показывает, в какой степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства. При этом, чем выше данный показатель, тем в большей степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства.

Показатель «Коэффициент покрытия или текущей ликвидности» на начало и на конец анализируемого периода (3,1941 и 2,2717) был выше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о недостатке текущих активов.

Но изменение коэффициента покрытия или текущей ликвидности (-0,9225) является величиной отрицательной, что свидетельствует о негативной динамике в течение анализируемого периода. Такое изменение приблизило результат данного показателя в конце периода к верхней границе нормативного значения.

Коэффициент быстрой ликвидности (коэффициент критической оценки) показывает, в какой степени ликвидные средства предприятия покрывают его краткосрочную задолженность. Данный показатель определяет, какая доля кредиторской задолженности может быть погашена за счет средств на различных счетах, в краткосрочных ценных бумагах, а также поступлений по расчетам.

Значения показателя «Коэффициент быстрой ликвидности» на начало и конец анализируемого периода (1,039 и 1,1489) близки к среднему нормативному значению (1,1), что свидетельствует о достаточности объема ликвидных активов предприятия для покрытия его кредиторской задолженности.

В течение анализируемого периода коэффициент быстрой ликвидности увеличился на 0,1099, что свидетельствует о ее положительной динамике.

Для комплексной оценки ликвидности баланса предприятия используют общий показатель ликвидности баланса, который показывает отношение суммы всех ликвидных средств предприятия к сумме всех платежных обязательств (краткосрочных, среднесрочных, долгосрочных) при условии, что различные группы ликвидных средств и платежных обязательств входят в указанные суммы с определенными весовыми коэффициентами, учитывающими их значимость с точки зрения сроков поступления средств и погашения обязательств.

Показатель «Общий показатель ликвидности баланса» на начало и конец анализируемого периода (1,2806 и 1,203) выше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о нормальной ликвидности баланса предприятия.

При этом изменение общего показателя ликвидности баланса является величиной отрицательной (-0,0776), что свидетельствует о негативной динамике в течение периода.

10.2.3.2. Анализ отчета о прибылях и убытках ООО «Автозаводская ТЭЦ» за 2010 год

Анализ каждого элемента прибыли имеет большое значение для руководства предприятия, его учредителей, кредиторов и т.д. Для руководителей подобный анализ позволяет определить перспективы развития предприятия, так как прибыль является одним из источников финансирования капитальных вложений и пополнения оборотных средств. Для учредителей прибыль выступает источником получения дохода на вложенный ими в конкретное предприятие капитал. Кредиторы получают возможность оценить перспективу погашения предоставленного предприятию кредитов или займов, в том числе и процентов по ним.

Расчет аналитических показателей по «Отчету о прибылях и убытках» представлен ниже (Таблица 10.17).

Таблица 10.17 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках

Показатель	№ стр.	За	За	Отклонения		Удельный вес за предыдущий год, %	Удельный вес за отчетный год, %
		предыдущий год, тыс. руб.	отчетный год, тыс. руб.	(+ или -) тыс. руб.	%		
Выручка	10	5 567 709	6 054 005	486 296	8,73	100,00	100,00
Себестоимость продаж	20	5 379 421	5 764 396	384 975	7,16	96,62	95,22
Валовая прибыль	29	188 288	289 609	101 321	53,81	3,38	4,78
Прибыль (убыток) от продаж	50	185 738	288 371	102 633	55,26	3,34	4,76
Проценты к получению	60	9 686	3 479	-6 207	-64,08	0,17	0,06
Проценты к уплате	70	3 858	18 587	14 729	381,78	0,07	0,31
Прочие доходы	90	132 953	96 066	-36 887	-27,74	2,39	1,59
Прочие расходы	100	160 236	97 256	-62 980	-39,30	2,88	1,61
Прибыль (убыток) до налогообложения	140	164 328	272 073	107 745	65,57	2,95	4,49
Текущий налог на прибыль	150	38 910	52 874	13 964	35,89	0,70	0,87
Чистая прибыль (убыток)	190	123 485	222 032	98 547	79,80	2,22	3,67

Относительно прибыли рассматриваемого предприятия можно сделать следующие основные выводы.

Выручка увеличилась на 8,73 % – с 5567709 до 6054005 тыс. руб.

Валовая прибыль увеличилась на 53,81 % – со 188288 до 289609 тыс. руб.

Прибыль (убыток) до налогообложения увеличилась на 65,57 % – с 164328 до 272073 тыс. руб.

Чистая прибыль (убыток) отчетного периода увеличилась на 79,80 % – со 123485 до 222032 тыс. руб.

Следующим этапом является анализ экономической эффективности деятельности предприятия, которая выражается показателями рентабельности (Таблица 10.18).

Таблица 10.18 – Расчет показателей рентабельности

№ п/п	Показатель	Базисный год	Отчетный год	Изменения (+ или -)
1	Прибыль и средняя стоимость активов, тыс. руб.			
1.1	Выручка	5 567 709	6 054 005	486 296
1.2	Себестоимость продаж	5 379 421	5 764 396	384 975
1.3	Прибыль (убыток) от продаж	185 738	288 371	102 633
1.4	Прибыль (убыток) до налогообложения	164 328	272 073	107 745
1.5	Чистая прибыль (убыток)	123 485	222 032	98 547
1.6	Средняя стоимость основных средств	-	410 858	-
1.7	Средняя стоимость внеоборотных активов	-	492 039	-
1.8	Средняя стоимость материально-производственных запасов	-	373 881	-
1.9	Средняя стоимость оборотных активов	-	852 439	-
1.10	Средняя стоимость активов	-	1 343 478	-
1.11	Средняя стоимость собственного капитала	-	909 351	-
1.12	Средняя стоимость инвестиций	-	909 516	-
2	Расчет показателей рентабельности, %			
2.1	Рентабельность реализованной продукции	3,45	5,00	1,55
2.2	Рентабельность производства	20,94	34,67	13,73
2.3	Рентабельность активов	12,23	20,25	8,02
2.4	Рентабельность внеоборотных активов	33,40	55,30	21,90
2.5	Рентабельность оборотных активов	19,28	31,92	12,64
2.6	Рентабельность собственного капитала	18,07	29,92	11,85
2.7	Рентабельность инвестиций	18,07	29,91	11,85
2.8	Рентабельность продаж	2,95	4,49	1,54

Наибольшая рентабельность на начало анализируемого года отмечалась по такому показателю как рентабельность внеоборотных активов – 33,40 %; рентабельность производства составила 20,94 %.

Далее следовали: рентабельность оборотных активов – 19,28 %; рентабельность собственного капитала и рентабельность инвестиций – 18,07 %; рентабельность активов – 12,23 %; рентабельность реализованной продукции – 3,45 %; рентабельность продаж – 2,95 %.

В течение анализируемого года увеличились все показатели рентабельности. В наибольшей степени рентабельность возросла по такому показателю как рентабельность внеоборотных активов – +21,90 %; рентабельность производства возросла на 13,73 %.

Далее следовали: рентабельность оборотных активов – +12,64 %; рентабельность собственного капитала и рентабельность инвестиций – +11,85 %; рентабельность активов – +8,02 %; рентабельность реализованной продукции – +1,55 %; рентабельность продаж – +1,54 %.

10.3 ООО «Нижновтеплоэнерго»

10.3.1 Основные производственные и финансовые показатели

ООО «Нижновтеплоэнерго» имеет на своем балансе две крупные котельные, суммарная установленная тепловая мощность которых в 2011 году составляла 172,96 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 166,05 Гкал/ч (Таблица 10.19). Объем выработки тепловой энергии составил 518,86 тыс. Гкал, отпуск – 445,69 тыс. Гкал.

Протяженность разводящих сетей предприятия в однотрубном исчислении составляет 136,65 км, в том числе: теплопроводов – 79,65 км; паропроводов – 57 км.

Удельный расход условного топлива отпускаемую тепловую энергию составил 156,35 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 0,021 тыс. кВт·ч/Гкал, технической воды – 4,95 м³/Гкал.

По итогам 2011 года ООО «Нижновтеплоэнерго» получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 395741,77 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 381076,11 тыс. руб. Валовая прибыль составила 14665,66 тыс. руб., чистая прибыль составила 0 руб.

Таблица 10.19 – Информация об основных показателях хозяйственной деятельности ООО «Нижновтеплоэнерго» в сфере теплоснабжения в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	395 741,77
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	381 076,11
Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	14 665,66
Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	0
Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	-
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	172,96
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	166,05
Перспективная нагрузка	Гкал/ч	6,91
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	518,86
Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	28,56
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	445,69
Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострунном исчислении)	км	29,069
Протяженность разводящих сетей (в однострунном исчислении)	км	136,65
теплопроводы		79,65
паропроводы		57
Количество теплоэлектростанций	шт.	2
Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	2
тепловых станций	шт.	0
котельные	шт.	2
Количество тепловых пунктов	шт.	11
Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	151
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./ Гкал	156,35
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. кВт·ч/ Гкал	0,021
Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	4,95

10.3.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ООО «Нижновтеплоэнерго» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 381 076,11 тыс. руб. (**Ошибка! источник ссылки не найден.**20). Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (42,3 %). Топливом является природный газ, объем приобретения которого составил 47 716,71 тыс. м³ по цене 3 377,33 руб./тыс. м³.

Далее следуют: общепроизводственные (цеховые) расходы (11,9 %); расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (9,6 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (8,7 %); расходы на амортизацию основных производственных средств (8,4 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (4,8 %); расходы на услуги производственного характера (1,8 %); расходы на приобретение холодной воды, используемой в техническом процессе (1,2 %). Прочие статьи расходов по отдельности составляют не более 1 % от себестоимости производства тепловой энергии.

Таблица 10.20 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	381 076,11	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	22 256,98	5,8
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	161 155,15	42,3
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	20 850,45	5,5
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,82	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	7 382,98	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	4 679,36	1,2
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	239,63	0,1
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	36 434,32	9,6
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	31 979,58	8,4
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	45 342,95	11,9
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	18 221,98	4,8
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	33 109,28	8,7
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	6 806,28	1,8

Себестоимость услуг в сфере горячего водоснабжения составила 195 767,81 тыс. руб. (Таблица 10.21). Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников (33,7 %) и расходы на покупаемую холодную воду, используемую для горячего водоснабжения (21,3 %).

Таблица 10.21 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (оказание услуг в сфере ГВС) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	195 767,81	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	9 112,97	4,7
расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников и используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	65 983,89	33,7
расходы на покупаемую холодную воду, используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	41 654,69	21,3
расходы на холодную воду, получаемую с применением собственных источников водозабора (скважин) и используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	0,00	0,0
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	8 537,07	4,4
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,82	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	3 022,92	
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	14 917,79	7,6
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	13 093,91	6,7
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	18 219,00	9,3
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	7 460,87	3,8
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	13 556,37	6,9
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	2 786,79	1,4

10.3.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год

Экспресс-анализ ООО «Нижновтеплоэнерго» включает обобщенную оценку результатов финансового состояния предприятия за 2010 год и базируется на данных бухгалтерского баланса и отчета о прибылях и убытках предприятия за соответствующий период.

10.3.3.1. Анализ бухгалтерского баланса ООО «Нижновтеплоэнерго» за 2010 год.

Внешним проявлением финансовой устойчивости любого предприятия является платежеспособность (Таблица 10.22).

Таблица 10.22 – Платежеспособность предприятия

Показатели	Дебиторская задолженность	Нормативное соотношение	Фактическое соотношение	Кредиторская задолженность	Процент непокрытия
Платежеспособность на начало периода	276 921,0	>=	>=	219 841,0	125,96
Платежеспособность на конец периода	228 456,0	>=	>=	148 551,0	153,79

Платежеспособным считается предприятие, если соблюдается нормативное неравенство. По анализируемому предприятию нормативное неравенство платежеспособности соблюдалось и на начало периода (276921,0 >= 219841,0) и на конец периода (228456,0 >= 148551,0). Предприятие следует считать платежеспособным в течение всего анализируемого периода.

На основе расчета показателей наличия источников средств для формирования запасов и затрат можно определить, в какой финансовой ситуации находится анализируемое предприятие (Таблица 10.23).

Таблица 10.23 – Показатели финансовой устойчивости, тыс. руб.

Показатели	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение	Относительное изменение (%)
Капитал	13 753,0	1 394,0	-12 359,0	-89,86
Внеоборотные активы	137 350,0	33 199,0	-104 151,0	-75,83
Долгосрочные заемные средства	24 400,0	106 399,0	81 999,0	336,06
Наличие собственных оборотных средств	-99 186,0	74 609,0	17 3795,0	175,22
Краткосрочные заемные обязательства	0,0	23 526,0	23 526,0	2 352 600,0
Общая величина основных источников формирования запасов и затрат	-99 186,0	98 135,0	197 321,0	198,94
Запасы	4 183,0	13 351,0	9 168,0	219,17
Излишек (+) или недостаток (-) собственных	-103 369,0	61 258,0	164 627,0	159,26

Показатели	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение	Относительное изменение (%)
оборотных средств				
Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат	-103 369,0	84 784,0	188 153,0	182,02

Показатель «Собственные оборотные средства» на начало периода составил -99186,0 тыс. руб., а на конец периода увеличился до 74609,0 тыс. руб. что составило 175,22 %.

Таким образом, на начало анализируемого периода на предприятии было недостаточно собственных оборотных средств, при этом ситуация к концу периода улучшилась.

На начало периода значение показателя «Общая величина основных источников формирования запасов и затрат» составило -99186,0 тыс. руб., а на конец периода составило 98 135,0 тыс. руб. Таким образом произошло увеличение показателя на 197 321,0 тыс. руб., что составило 198,94 %.

Исходя из приведенных данных величина показателя «Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств» была отрицательной на начало периода – -103369,0 тыс. руб., и положительной на конец периода – 61258,0 тыс. руб. Данный показатель увеличился на 164627,0 тыс. руб., а его рост составил 159,26 %.

Таким образом, можно констатировать, что на конец анализируемого периода на предприятии образовался излишек собственных оборотных средств.

Исходя из приведенных данных величина показателя «Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат» была отрицательной на начало периода – -103369,0 тыс. руб., и положительной на конец периода – 84784,0 тыс. руб. Данный показатель увеличился на 188153,0 тыс. руб., а его рост составил 182,02 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечалось увеличение общей величины основных источников формирования запасов и затрат с образованием избытка на конец периода.

Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод о том, что на начало анализируемого периода предприятие испытывало трудности с собственными оборотными средствами и источниками формирования запасов.

На конец анализируемого периода наблюдается улучшение рассмотренных показателей и, следовательно, повышение финансовой устойчивости предприятия.

Перейдем к анализу коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям (Таблица 10.24).

Таблица 10.24 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям

Показатели	Нормальное ограничение	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
Коэффициент автономии	$\geq 0,5$	0,032	0,005	-0,027
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	≤ 1	30,2389	199,7783	169,5394
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	$\geq 0,1$	-23,7117	5,5883	29,3
Коэффициент маневренности	$\geq 0,5$	-7,2120	53,5215	60,7335
Коэффициент финансирования	$\geq 1,0$	0,5636	0,0107	-0,5529
Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования	$\geq 0,6-0,8$	-0,3394	0,3024	0,6418
Коэффициент обеспеченности материальных запасов	$\geq 1,0$	-6,6581	4,9806	11,6387
Коэффициент покрытия инвестиций (коэффициент финансовой устойчивости)	0,75-0,9	0,0888	0,3852	0,2964

Коэффициент автономии отражает долю собственных средств предприятия в общем объеме его ресурсов, а также степень его независимости от заемных источников финансирования. Чем выше данный коэффициент, тем более автономно предприятие в финансовом аспекте. Таким образом, данный коэффициент отражает долю собственного капитала предприятия в общем объеме пассивов.

При значении коэффициента автономии выше нормативного предприятие может пользоваться заемными средствами, так как все его обязательства могут быть покрыты за счет собственных средств.

Коэффициент автономии на начало анализируемого периода составил 0,032, а на конец периода 0,005, что на два порядка меньше нормативного значения. Негативная динамика (-0,027) его изменения в течение анализируемого периода говорит об отсутствии финансовой независимости предприятия.

Далее рассмотрим коэффициент соотношения заемных и собственных средств, который служит для определения того, насколько деятельность предприятия зависит от заемных средств. Чем ниже данный коэффициент, тем

в большей степени предприятие осуществляет свою деятельность за счет собственных средств.

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств на начало и конец анализируемого периода (30,2389 и 199,7783) в 30 (округлено) и в 200 (округлено) раз больше нормативного значения (1,0), что говорит о малом объеме собственных средств предприятия и наличии большого объема заемных средств.

Динамика изменения коэффициента соотношения заемных и собственных средств (169,5394) характеризуется высокой величиной, что свидетельствует о привлечении больших заемных средств и об увеличении зависимости предприятия по этому показателю в течение анализируемого периода.

Следующий показатель – коэффициент обеспеченности собственными средствами указывает на достаточность собственных оборотных средств, влияющих на финансовую устойчивость. Чем выше данный коэффициент, тем более обеспечено предприятие собственными оборотными средствами.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами на начало анализируемого периода имеет низкий показатель (-23,7117), но на конец анализируемого периода – 5,5883) – стал существенно выше нормативного значения (0,1).

В течение анализируемого периода коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами увеличился (29,3), что свидетельствует о позитивной динамике.

Коэффициент маневренности показывает, какой удельный вес составляют наиболее мобильные активы в составе собственных средств. Чем выше данный показатель, тем большей маневренностью в плане использования средств обладает предприятие.

Значение коэффициента маневренности на начало анализируемого периода (-7,2120) значительно ниже нормативного значения (0,5), что свидетельствует о недостаточной финансовой мобильности предприятия. На конец анализируемого периода значение этого показателя составило 53,5215.

Существенное изменение коэффициента маневренности (60,7335) является величиной положительной, что свидетельствует о позитивной динамике этого показателя в течение анализируемого периода.

Коэффициент финансирования показывает, насколько деятельность предприятия осуществляется за счет его собственных средств. Чем выше данный показатель, тем в большей степени используются собственные средства.

Коэффициент финансирования на начало и конец анализируемого периода (0,5636 и 0,0107) был ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о недостатке собственных средств у предприятия.

Кроме того изменение коэффициента финансирования (-0,5529) является величиной отрицательной, что свидетельствует о его негативной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования показывает, какая часть оборотных активов финансируется за счет собственных источников. Данный показатель характеризует наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости, и является одним из основных коэффициентов, применяемых при оценке несостоятельности предприятия.

Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования на начало и конец анализируемого периода (-0,3394 и 0,3024) был ниже нормативного значения (0,6–0,8), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных источников при формировании собственных оборотных средств.

Изменение коэффициента обеспеченности собственными источниками финансирования (0,6418) является величиной положительной, что свидетельствует о позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности материальных запасов показывает, в какой степени материальные запасы обеспечиваются собственными источниками, а предприятие не испытывает потребности в привлечении заемных средств на эти цели.

Коэффициент обеспеченности материальных запасов на начало анализируемого периода был ниже (-6,6581) нормативного значения (1,0). На конец периода этот показатель стал выше (4,9806) нормативного значения, что свидетельствует о независимости предприятия от заемных источников при формировании материальных запасов, возникшей в течение анализируемого периода.

Изменение коэффициента обеспеченности материальных запасов (11,6387) является величиной положительной, что свидетельствует о позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент покрытия инвестиций показывает долю собственного капитала и долгосрочных обязательств предприятия в общей сумме его активов.

Коэффициент покрытия инвестиций на начало и конец анализируемого периода (0,0888 и 0,3852) был ниже нормативного значения (0,9), что свидетельствует о неоптимальной структуре активов предприятия.

При этом изменение коэффициента покрытия инвестиций (0,2964) является величиной положительной, что свидетельствует о позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Проведем оценку ликвидности баланса анализируемого предприятия (Таблица 10.25). Задача анализа ликвидности баланса в процессе рассмотрения финансового состояния предприятия возникает в связи с необходимостью оценивать кредитоспособность предприятия или его возможности своевременно и в полном объеме рассчитываться по всем собственным обязательствам. Поэтому ликвидность определяется, как способность предприятия оплатить свои краткосрочные обязательства, реализуя свои текущие активы.

Таблица 10.25 – Оценка ликвидности баланса

Показатели	Норматив	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
Наиболее ликвидные активы (А1)		1938,0	2849,0	911,0
Быстрореализуемые активы (А2)		275444,0	228856,0	-46588,0
Медленно реализуемые активы (А3)		289880,0	289963,0	83,0
Труднореализуемые активы (А4)		137350,0	33199,0	-104151,0
Наиболее срочные обязательства (П1)		219841,0	148551,0	-71290,0
Краткосрочные пассивы (П2)		134544,0	23526,0	-111018,0
Долгосрочные пассивы (П3)		24411,0	106414,0	82003,0
Постоянные пассивы (П4)		185377,0	1394,0	-183983,0
Платежный излишек (+) или недостаток (-)				
- по наиболее ликвидным активам (А1-П1)	>= 0	-217903,0	-145702,0	72201,0
- по быстрореализуемым активам (А2-П2)	>= 0	140900,0	205330,0	64430,0
- по медленно реализуемым активам (А3-П3)	>= 0	265469,0	183549,0	-81920,0
- по труднореализуемым активам (А4-П4)	<= 0	-48027,0	31805,0	79832,0
Коэффициенты				
Коэффициент абсолютной ликвидности	>= 0,2	0,0055	0,0166	0,0111
Коэффициент покрытия или текущей ликвидности	1,0 – 2,0	1,6007	3,0316	1,4309
Коэффициент быстрой ликвидности или	0,7 – 1,5	0,7827	1,3465	0,5638

Показатели	Норматив	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
коэффициент критической оценки				
Общий показатель ликвидности баланса	≥ 1	0,7697	1,0626	0,2929

К наиболее ликвидным активам предприятия относятся денежные средства и краткосрочные финансовые вложения.

Показатель «Наиболее ликвидные активы» на начало и на конец периода характеризуется величинами 1938,0 и 2849,0 тыс. руб. При этом данный показатель увеличился на 911,0 тыс. руб.

К быстрореализуемым активам предприятия относятся дебиторская задолженность и прочие оборотные активы.

На начало и конец периода значение показателя «Быстрореализуемые активы» было положительным – 275444,0 и 228856,0 тыс. руб. Произошло уменьшение показателя на 46588,0 тыс. руб.

К медленнореализуемым активам предприятия относятся запасы без расходов будущих периодов и долгосрочные финансовые вложения.

Величина показателя «Медленнореализуемые активы» была положительной на начало и на конец периода – 289880,0 и 289963,0 тыс. руб. Данный показатель увеличился на 83,0 тыс. руб.

К труднореализуемым активам предприятия относятся внеоборотные активы за исключением долгосрочных финансовых вложений.

На начало и конец периода показатель «Труднореализуемые активы» характеризуется положительными величинами – 137350,0 и 33199,0 тыс. руб. Произошло уменьшение показателя на 104151,0 тыс. руб.

К наиболее срочным обязательствам предприятия относится кредиторская задолженность.

Значение показателя «Наиболее срочные обязательства» было положительным на начало и конец периода – 219841,0 и 148551,0 тыс. руб. На конец периода данный показатель уменьшился на 71290,0 тыс. руб.

К краткосрочным пассивам предприятия относятся краткосрочные кредиты и займы, и прочие краткосрочные пассивы.

На начало и конец периода величина показателя «Краткосрочные пассивы» была положительной – 134544,0 и 23526,0 тыс. руб. Необходимо

отметить значительное уменьшение показателя на 111018,0 тыс. руб. за анализируемый период.

К долгосрочным пассивам предприятия относятся долгосрочные кредиты и займы.

Показатель «Долгосрочные пассивы» на начало периода был равен 24411,0 тыс. руб., а на конец периода характеризовался величиной 106414,0 тыс. руб., увеличившись за период на 82003,0 тыс. руб.

К постоянным пассивам предприятия относятся расчеты по дивидендам, доходы будущих периодов, фонды потребления, резервы предстоящих расходов и платежей за минусом расходов будущих периодов.

На начало и конец периода значение показателя «Постоянные пассивы» было положительным – 185377,0 и 1394,0 тыс. руб. В результате отмечено значительное уменьшение показателя на 183983,0 тыс. руб.

Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, какая часть кредиторской задолженности может быть погашена в ближайшее к моменту составления баланса, время. При этом, чем выше данный показатель, тем большая текущая задолженность предприятия может быть погашена в течение короткого периода времени.

На начало и конец периода значение показателя «Коэффициент абсолютной ликвидности» было положительным – 0,0055 и 0,0166, но отмечено увеличение этого показателя (0,0111). Значение показателя на конец периода ниже нормативного (0,2), что свидетельствует о низкой способности предприятия погашать текущую задолженность.

Коэффициент покрытия или текущей ликвидности показывает, в какой степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства. При этом, чем выше данный показатель, тем в большей степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства.

Показатель «Коэффициент покрытия или текущей ликвидности» на начало и на конец анализируемого периода (1,6007 и 3,0316) был выше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о недостатке текущих активов.

Изменение коэффициента покрытия или текущей ликвидности (1,4309) является величиной положительной, что свидетельствует о позитивной динамике в течение анализируемого периода. Следует отметить, что

изменение данного показателя превысило верхнюю границу нормативного значения на конец периода.

Коэффициент быстрой ликвидности (коэффициент критической оценки) показывает, в какой степени ликвидные средства предприятия покрывают его краткосрочную задолженность. Данный показатель определяет, какая доля кредиторской задолженности может быть погашена за счет средств на различных счетах, в краткосрочных ценных бумагах, а также поступлений по расчетам.

Значения показателя «Коэффициент быстрой ликвидности» на начало и конец анализируемого периода (0,7827 и 1,3465) находятся в пределах нормативных значений (0,7 – 1,5), что свидетельствует о достаточности объема ликвидных активов предприятия для покрытия его кредиторской задолженности.

В течение анализируемого периода коэффициент быстрой ликвидности увеличился на 0,5638, что свидетельствует о ее положительной динамике.

Для комплексной оценки ликвидности баланса предприятия используют общий показатель ликвидности баланса, который показывает отношение суммы всех ликвидных средств предприятия к сумме всех платежных обязательств (краткосрочных, среднесрочных, долгосрочных) при условии, что различные группы ликвидных средств и платежных обязательств входят в указанные суммы с определенными весовыми коэффициентами, учитывающими их значимость с точки зрения сроков поступления средств и погашения обязательств.

«Общий показатель ликвидности баланса» на начало анализируемого периода составил 0,7697, что ниже нормативного значения (1,0), а на конец анализируемого периода составил 1,0626, что свидетельствует о нормальной ликвидности баланса предприятия.

Изменение общего показателя ликвидности баланса является величиной положительной (0,2929), что свидетельствует о позитивной динамике в течение периода.

10.3.3.2. Анализ отчета о прибылях и убытках ООО «Нижновтеплоэнерго» за 2010 год.

Анализ каждого элемента прибыли имеет большое значение для руководства предприятия, его учредителей, кредиторов и т.д. Для руководителей подобный анализ позволяет определить перспективы развития предприятия, так как прибыль является одним из источников финансирования капитальных вложений и пополнения оборотных средств. Для учредителей прибыль выступает источником получения дохода на вложенный ими в конкретное предприятие капитал. Кредиторы получают возможность оценить перспективу погашения предоставленного предприятию кредитов или займов, в том числе и процентов по ним.

Расчет аналитических показателей по «Отчету о прибылях и убытках» представлен ниже (Таблица 10.26).

Таблица 10.26 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках

Показатель	№ стр.	За предыдущий год, тыс. руб.	За отчетный год, тыс. руб.	Отклонения (+ или -)		Удельный вес за предыдущий год, %	Удельный вес за отчетный год, %
				тыс. руб.	%		
Выручка	10	562 334	515 411	-46 923	-8,34	100,00	100,00
Себестоимость продаж	20	462 177	465 196	3 019	0,65	82,19	90,26
Валовая прибыль	29	100 157	50 215	-49 942	-49,86	17,81	9,74
Прибыль (убыток) от продаж	50	60 150	10 138	-50 012	-83,15	10,70	1,97
Проценты к получению	60	2 147	12 249	10 102	470,52	0,38	2,38
Проценты к уплате	70	12 021	3 414	-8 607	-71,60	2,14	0,66
Прочие доходы	90	284 989	300 192	15 203	5,33	50,68	58,24
Прочие расходы	100	248 980	341 564	92 584	37,19	44,28	66,27
Прибыль (убыток) до налогообложения	140	86 285	22 399	-63 886	-74,04	15,34	4,35
Текущий налог на прибыль	150	13 103	1 184	-11 919	-90,96	2,33	0,23
Чистая прибыль (убыток)	190	68 794	19 328	-49 466	-71,90	12,23	3,75

Относительно прибыли рассматриваемого предприятия можно сделать следующие основные выводы.

Выручка уменьшилась на 8,34 % – с 562334 до 515411 тыс. руб.

Валовая прибыль уменьшилась на 49,86 % – со 100 157 до 50 215 тыс. руб.

Прибыль (убыток) до налогообложения уменьшилась на -74,04 % – с 86285 до 22399 тыс. руб.

Чистая прибыль (убыток) отчетного периода уменьшилась на 71,90 % – с 68794 до 19328 тыс. руб.

Следующим этапом является анализ экономической эффективности деятельности предприятия, которая выражается показателями рентабельности (Таблица 10.27).

Таблица 10.27 – Расчет показателей рентабельности

№ п/п	Показатель	Базисный год	Отчетный год	Изменения (+ или -)
1	Прибыль и средняя стоимость активов, тыс. руб.			
1.1	Выручка	562 334	515 411	-46 923
1.2	Себестоимость продаж	462 177	465 196	3 019
1.3	Прибыль (убыток) от продаж	100 157	50 215	-49 942
1.4	Прибыль (убыток) до налогообложения	86 285	22 399	-63 886
1.5	Чистая прибыль (убыток)	68 794	19 328	-49 466
1.6	Средняя стоимость основных средств	-	58 387	-
1.7	Средняя стоимость внеоборотных активов	-	85 275	-
1.8	Средняя стоимость материально-производственных запасов	-	8 767	-
1.9	Средняя стоимость оборотных активов	-	269 483	-
1.10	Средняя стоимость активов	-	354 757	-
1.11	Средняя стоимость собственного капитала	-	7 574	-
1.12	Средняя стоимость инвестиций	-	72 986	-
2	Расчет показателей рентабельности, %			
2.1	Рентабельность реализованной продукции	21,67	10,79	-10,88
2.2	Рентабельность производства	128,49	33,35	-95,13
2.3	Рентабельность активов	24,32	6,31	-18,01
2.4	Рентабельность внеоборотных активов	101,18	26,27	-74,92
2.5	Рентабельность оборотных активов	32,02	8,31	-23,71
2.6	Рентабельность собственного капитала	1139,30	295,75	-843,55
2.7	Рентабельность инвестиций	118,22	30,69	-87,53
2.8	Рентабельность продаж	15,34	4,35	-11,00

Наибольшая рентабельность на начало анализируемого года отмечалась по показателю рентабельность собственного капитала – 1139,30 %; рентабельность производства составила 128,49 %.

Далее следовали: рентабельность инвестиций – 118,22 %; рентабельность внеоборотных активов – 101,18 %; рентабельность оборотных активов – 32,02 %; рентабельность активов – 24,32 %; рентабельность реализованной продукции – 21,67 %; рентабельность продаж – 15,34 %.

В течение анализируемого периода снизилась все показатели рентабельности (в 2,0 – 3,85 раза). Наибольшее снижение имеет показатель «рентабельность собственного капитала» – на 843,55 %; рентабельность производства снизилась на 95,13 %.

Далее следовали: рентабельность инвестиций – -87,53 %; рентабельность внеоборотных активов – -74,92 %; рентабельность оборотных активов – -23,71 %; рентабельность активов – -18,01 %; рентабельность продаж – -11,00 % и рентабельность реализованной продукции – -10,88 %.

Высокие показатели рентабельности относительно активов, собственного капитала и инвестиций дают несколько искаженную оценку предприятия. Это объясняется, прежде всего, износом основных фондов (23,4 % на конец периода), преобладанием краткосрочных обязательств предприятия над собственным капиталом, а также незначительным объемом долгосрочных обязательств.

10.4 ООО «Теплосети»

10.4.1 Основные производственные и финансовые показатели

ООО «Теплосети» создано 02.07.2007 на базе электрических и тепловых сетей Автозаводского и частично Ленинского районов г.Нижнего Новгорода, обеспечивает теплом, горячей водой и электроэнергией около 500 тысяч жителей района и объектов социального значения.

В сентябре 2009 года к ООО «Теплосети» были присоединены котельные Автозаводского и Ленинского районов. В настоящее время в состав компании входят департаменты тепловых сетей, электрических сетей и котельных. Данная многопрофильная структура была создана для более эффективного обслуживания жителей Автозаводского и Ленинского районов Нижнего Новгорода, повышения качества работы коммунальных систем для потребителей, улучшения экологической ситуации на территории города Нижнего Новгорода, модернизации систем коммунальной инфраструктуры, которая обеспечивает развитие жилищного и промышленного строительства.

Основными направлениями деятельности ООО «Теплосети» являются:

1. Эксплуатация тепловых и электрических сетей, их техобслуживание, текущий и капитальный ремонт.
2. Передача электрической и тепловой энергии.
3. Оказание услуг в области энергетики.

ООО «Теплосети» имеет на своем балансе 15 котельных, суммарная установленная тепловая мощность которых в 2011 году составляла 54,18 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 36,95 Гкал/ч. Объем выработки тепловой энергии составил 83,02 тыс. Гкал, объем покупки тепловой энергии от сторонних организаций – 37,30 тыс. Гкал, объем отпуска – 109,13 тыс. Гкал.

Протяженность разводящих сетей предприятия в однотрубном исчислении составляет 41,49 км.

Удельный расход условного топлива отпускаемую тепловую энергию составил 164,33 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 18,06 кВт·ч/Гкал, технической воды – 0,30 м³/Гкал.

По итогам 2011 года ООО «Теплосети» получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 141732,0 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 137541,6 тыс. руб. Валовая прибыль составила 4190,3 тыс. руб., чистая прибыль составила 987,4 тыс. руб.

Таблица 10.28 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Теплосети» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии (отопление) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	141 732,0
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	137 541,6
Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	4 190,3
Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	987,4
Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	0,0
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3 923,6
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	54,18
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	36,95
Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	83,0164
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	37,3020
объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	109,1293
Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	4,4521
Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал	104,68
Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в одноструйном исчислении)	км	11,47 %
Протяженность разводящих сетей (в одноструйном исчислении)	км	9,8275
Количество теплоэлектростанций	шт.	-
Количество тепловых станций и котельных, в том числе котельные	шт.	41,49
Количество тепловых пунктов	шт.	0
Среднесписочная численность основного производственного персонала	шт.	15
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	шт.	15
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	шт.	0
Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	человек	109
	кг у. т./ Гкал	164,33
	кВт·ч/ Гкал	18,06
	м ³ /Гкал	0,30

10.4.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ООО «Теплосети» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 137 541,6 тыс. руб. (Таблица 10.29). Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (28,3 %). Топливом является природный газ, объем приобретения которого у ОАО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» составил 11748,7 тыс. м³ по цене 3,31 тыс. руб./тыс. м³.

Далее следуют: расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность) (21,5 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (17,8 %); расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (15,3 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (7,4 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (3,8 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (2,4 %); расходы на амортизацию основных производственных средств (2,1 %). Прочие статьи расходов по отдельности составляют не более 1 % от себестоимости производства тепловой энергии.

Таблица 10.29 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	137 541,6	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	29 551,2	21,5
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	38 886,6	28,3
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	3 314,1	2,4
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,19	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	1 512,2	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	469,3	0,3
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	36,2	0,0
расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	15 693,0	11,4
расходы на отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	5 352,9	3,9

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	2 930,2	2,1
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	24 530,5	17,8
в т.ч. расходы на оплату труда	тыс. руб.	11 196,6	
в т.ч. расходы на отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	3 263,5	
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	5 168,3	3,8
в т.ч. расходы на оплату труда	тыс. руб.	464,0	
в т.ч. расходы на отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	643,3	
расходы на капитальный ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	6 472,1	4,7
расходы на текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	3 711,6	2,7
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	1 425,5	1,0

Себестоимость услуг в сфере горячего водоснабжения составила 27 669,6 тыс. руб. (Таблица 10.30). Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на покупаемую тепловую энергию (31,4 %) расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников (19,7 %), а также расходы на капитальный ремонт основных производственных средств (23,4 %).

Таблица 10.30 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (поставка горячей воды) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	27 669,6	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	8 680,5	31,4
расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников и используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	5 458,2	19,7
расходы на покупаемую холодную воду, используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	2 593,9	9,4
расходы на холодную воду, получаемую с применением собственных источников водозабора (скважин) и используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	0,0	0,0
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием,	тыс. руб.	445,1	1,6

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
используемым в технологическом процессе, в том числе:			
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,19	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	203,1	
расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	2 525,2	9,1
расходы на отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	861,3	3,1
расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	123,3	0,4
расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	348,2	1,3
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	3 934,2	14,2
в т.ч. расходы на оплату труда	тыс. руб.	1 801,7	
в т.ч. расходы на отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	643,3	
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	831,6	3,0
в т.ч. расходы на оплату труда	тыс. руб.	513,4	
в т.ч. расходы на отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	103,5	
расходы на капитальный ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	6 472,1	23,4
расходы на текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	3 711,6	13,4
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	1 425,5	5,2

10.4.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год

Экспресс-анализ предприятия ООО «Теплосети» включает обобщенную оценку результатов финансового состояния предприятия за 2010 год и базируется на данных бухгалтерского баланса и отчета о прибылях и убытках предприятия за соответствующий период.

10.4.3.1. Анализ бухгалтерского баланса предприятия ООО «Теплосети» за 2010 год.

Внешним проявлением финансовой устойчивости любого предприятия является платежеспособность (Таблица 10.31).

Таблица 10.31 – Платежеспособность ООО «Теплосети»

Показатели	Дебиторская задолженность	Нормативное соотношение	Фактическое соотношение	Кредиторская задолженность	Процент непокрытия
Платежеспособность на начало периода	254 674,0	>=	<=	287 338,0	88,63
Платежеспособность на конец периода	184 316,0	>=	<=	304 332,0	60,56

Платежеспособным считается предприятие, если соблюдается нормативное неравенство. По анализируемому предприятию нормативное неравенство платежеспособности не соблюдалось и на начало периода (254674,0 <= 287338,0), и на конец периода (184316,0 <= 304332,0). Предприятие следует считать неплатежеспособным и на начало периода и на конец периода.

На основе расчета показателей наличия источников средств для формирования запасов и затрат можно определить, в какой финансовой ситуации находится анализируемое предприятие (Таблица 10.32).

Таблица 10.32 – Показатели финансовой устойчивости, тыс. руб.

Показатели	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение	Относительное изменение (%)
Капитал	53 798,0	61 130,0	7 332,0	13,63
Внеоборотные активы	62 837,0	71 343,0	8 506,0	13,54
Долгосрочные заемные средства	0,0	0,0	0,0	0,00
Наличие собственных оборотных средств	-9 005,0	-9 842,0	-837,0	-9,29
Краткосрочные заемные обязательства	5 065,0	5 466,0	401,0	7,92
Общая величина основных источников формирования запасов и затрат	-3 940,0	-4 376,0	-436,0	-11,07
Запасы	25 016,0	101 155,0	76 139,0	304,36
Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств	-34 021,0	-110 997,0	-76 976,0	-226,26
Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат	-28 956,0	-105 531,0	-76 575,0	-264,45

Показатель «Собственные оборотные средства» на начало и на конец периода характеризуется снижением с -9005,0 тыс. руб. до -9842,0 тыс. руб. что составило 837 тыс. руб. или 9,29 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии имелся недостаток собственных оборотных средств. Более того, ситуация к концу анализируемого периода ухудшилась.

На начало и на конец периода значение показателя «Общая величина основных источников формирования запасов и затрат» было отрицательным (-3940,0 тыс. руб. и -4376,0 тыс. руб.). Отмечено снижение показателя на 436,0 тыс. руб. что составило 11,07 %.

Величина показателя «Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств» была отрицательной на начало и на конец периода (-34021,0 тыс. руб. и -110997,0 тыс. руб.). Данный показатель снизился на 76976,0 тыс. руб., что составило 226,26 %.

Исходя из этого, можно констатировать, что в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечался недостаток собственных оборотных средств, а на конец периода недостаток вырос более, чем в 3 раза.

На начало периода показатель «Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат» характеризуется величиной -28956,0 тыс. руб., а на конец периода – -105531,0 тыс. руб. Произошло снижение показателя на 76575,0 тыс. руб., что составило 264,45 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечалась негативная динамика показателей основных источников формирования запасов и затрат.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что предприятие на начало анализируемого периода финансово нестабильно, а на конец периода наблюдается существенное ухудшение рассмотренных показателей.

Перейдем к анализу коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям (Таблица 10.33).

Таблица 10.33 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям

Показатели	Нормальное ограничение	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
Коэффициент автономии	$\geq 0,5$	0,1553	0,1643	0,0090
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	≤ 1	5,4385	5,0852	-0,3534
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	$\geq 0,1$	-0,3600	-0,0973	0,2627
Коэффициент маневренности	$\geq 0,5$	-0,1674	-0,1610	0,0064
Коэффициент финансирования	$\geq 1,0$	10,6215	11,1837	0,5622
Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования	$\geq 0,6-0,8$	-0,0318	-0,0327	-0,0010

Коэффициент обеспеченности материальных запасов	$\geq 1,0$	-0,3119	-0,0846	0,2273
Коэффициент покрытия инвестиций (коэффициент финансовой устойчивости)	0,75-0,9	0,1554	0,1653	0,0099

Коэффициент автономии отражает долю собственных средств предприятия в общем объеме его ресурсов, а также степень его независимости от заемных источников финансирования. Чем выше данный коэффициент, тем более автономно предприятие в финансовом аспекте. Таким образом, данный коэффициент отражает долю собственного капитала предприятия в общем объеме пассивов.

При значении коэффициента автономии выше нормативного предприятие может пользоваться заемными средствами, так как все его обязательства могут быть покрыты за счет собственных средств.

Показатель «Коэффициент автономии» на начало и на конец анализируемого периода (0,1553 и 0,1643) был существенно ниже нормативного значения (0,5), что свидетельствует о недостаточной финансовой независимости предприятия. Незначительное изменение показателя (0,0090) имеет позитивную динамику за анализируемый период.

Далее рассмотрим коэффициент соотношения заемных и собственных средств, который служит для определения того, насколько деятельность предприятия зависит от заемных средств. Чем ниже данный коэффициент, тем в большей степени предприятие осуществляет свою деятельность за счет собственных средств.

Показатель «Коэффициент соотношения заемных и собственных средств» на начало и на конец анализируемого периода (5,4385 и 5,0852) существенно выше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных средств.

Динамика изменения коэффициента соотношения заемных и собственных средств характеризуется отрицательной величиной (-0,3534), что свидетельствует о некотором уменьшении зависимости предприятия по этому показателю.

Следующий показатель – коэффициент обеспеченности собственными средствами указывает на достаточность собственных оборотных средств, влияющих на финансовую устойчивость. Чем выше данный коэффициент, тем более обеспечено предприятие собственными оборотными средствами.

Показатель «Коэффициент обеспеченности собственными средствами» на начало и на конец анализируемого периода (-0,3600 и -0,0973) был существенно ниже нормативной границы значения (0,1), что свидетельствует о низкой обеспеченности предприятия собственными оборотными средствами.

При этом в течение анализируемого периода коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами увеличился (0,2627), что свидетельствует о позитивной динамике.

Коэффициент маневренности показывает, какой удельный вес составляют наиболее мобильные активы в составе собственных средств. Чем выше данный показатель, тем большей маневренностью в плане использования средств обладает предприятие.

Показатель «Коэффициент маневренности» на начало и на конец анализируемого периода (-0,1674 и -0,1610) был значительно ниже нормативного значения (0,5), что свидетельствует о низкой финансовой мобильности предприятия.

Незначительное изменение коэффициента маневренности (0,0064) является величиной положительной, что свидетельствует о его позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент финансирования показывает, насколько деятельность предприятия осуществляется за счет его собственных средств. Чем выше данный показатель, тем в большей степени используются собственные средства.

Показатель «Коэффициент финансирования» на начало и на конец анализируемого периода (10,6215 и 11,1837) был выше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о наличии у предприятия собственных средств.

Изменение коэффициента финансирования (0,5622) является величиной положительной, что свидетельствует о его позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования показывает, какая часть оборотных активов финансируется за счет собственных источников. Данный показатель характеризует наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости, и является одним из основных коэффициентов, применяемых при оценке несостоятельности предприятия.

Показатель «Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования» на начало и на конец анализируемого периода (-0,0318 и -0,0327) был ниже нормативного значения (0,6 – 0,8), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных источников при формировании собственных оборотных средств.

Изменение коэффициента обеспеченности собственными источниками финансирования является величиной отрицательной (-0,1179), что свидетельствует о негативной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент обеспеченности материальных запасов показывает, в какой степени материальные запасы обеспечиваются собственными источниками, а предприятие не испытывает потребности в привлечении заемных средств на эти цели.

Показатель «Коэффициент обеспеченности материальных запасов» на начало и на конец анализируемого периода (-0,3119 и -0,0846) был ниже предела нормативного значения (1,0), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных источников при формировании материальных запасов.

Изменение коэффициента обеспеченности материальных запасов (0,1604) является величиной положительной, что свидетельствует о позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент покрытия инвестиций показывает долю собственного капитала и долгосрочных обязательств предприятия в общей сумме его активов.

Значения показателя «Коэффициент покрытия инвестиций» на начало и на конец анализируемого периода (0,1554 и 0,1653) были меньше нижнего нормативного значения (0,75), что свидетельствует о неоптимальной структуре активов предприятия.

При этом изменение коэффициента покрытия инвестиций является величиной положительной (0,0099), что свидетельствует о позитивной динамике в течение анализируемого периода.

Проведем оценку ликвидности баланса анализируемого предприятия (Таблица 10.34). Задача анализа ликвидности баланса в процессе рассмотрения финансового состояния предприятия возникает в связи с необходимостью оценивать кредитоспособность предприятия или его возможности своевременно и в полном объеме рассчитываться по всем

собственным обязательствам. Поэтому ликвидность определяют как способность предприятия оплатить свои краткосрочные обязательства, реализуя свои текущие активы.

Таблица 10.34 – Оценка ликвидности баланса

Показатели	Норматив	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
Наиболее ликвидные активы (А1)		21 990,0	1 943,0	-20 047,0
Быстрореализуемые активы (А2)		232 684,0	182 373,0	-50 311,0
Медленно реализуемые активы (А3)		19 063,0	32 239,0	13 176,0
Труднореализуемые активы (А4)		62 837,0	71 343,0	8 506,0
Наиболее срочные обязательства (П1)		287 338,0	304 332,0	16 994,0
Краткосрочные пассивы (П2)		5 065,0	5 466,0	401,0
Долгосрочные пассивы (П3)		34,0	371,0	337,0
Постоянные пассивы (П4)		44 137,0	-22 271,0	-66 408,0
Платежный излишек (+) или недостаток (-)				
- по наиболее ликвидным активам (А1-П1)	>= 0	-265 348,0	-302 389,0	-37 041,0
- по быстрореализуемым активам (А2-П2)	>= 0	227 619,0	176 907,0	-50 712,0
- по медленно реализуемым активам (А3-П3)	>= 0	19 029,0	31 868,0	12 839,0
- по труднореализуемым активам (А4-П4)	<= 0	18 700,0	93 614,0	74 914,0
Коэффициенты				
Коэффициент абсолютной ликвидности	>= 0,2	0,0752	0,0063	-0,0689
Коэффициент покрытия или текущей ликвидности	1,0 – 2,0	0,9362	0,6990	-0,2371
Коэффициент быстрой ликвидности или коэффициент критической оценки	0,7 – 1,5	0,8710	0,5950	-0,2760
Общий показатель ликвидности баланса	>= 1	0,4969	0,3347	-0,1623

К наиболее ликвидным активам предприятия относятся денежные средства и краткосрочные финансовые вложения.

Показатель «Наиболее ликвидные активы» на начало и на конец периода характеризуется величинами 21990,0 тыс. руб. и 1943,0 тыс. руб. При этом данный показатель уменьшился на 20047,0 тыс. руб.

К быстрореализуемым активам предприятия относятся дебиторская задолженность и прочие оборотные активы.

На начало и на конец периода значение показателя «Быстрореализуемые активы» было положительным – 232684,0 тыс. руб. и 182373,0 тыс. руб. В результате отмечено уменьшение показателя на 50311,0 тыс. руб. и снижение дебиторской задолженности.

К медленно реализуемым активам предприятия относятся запасы без расходов будущих периодов и долгосрочные финансовые вложения.

Величина показателя «Медленнореализуемые активы» была положительной на начало и на конец периода – 19063,0 тыс. руб. и 32239,0 тыс. руб. Данный показатель увеличился на 13176,0 тыс. руб.

К труднореализуемым активам предприятия относятся внеоборотные активы за исключением долгосрочных финансовых вложений.

На начало и на конец периода показатель «Труднореализуемые активы» характеризуется положительными величинами – 62837,0 тыс. руб. и 71343,0 тыс. руб. Произошло увеличение показателя на 8506,0 тыс. руб.

К наиболее срочным обязательствам предприятия относится кредиторская задолженность.

Значение показателя «Наиболее срочные обязательства» было положительным на начало и конец периода – 287338,0 тыс. руб. и 304332,0 тыс. руб. В результате данный показатель увеличился на 16994,0 тыс. руб.

К краткосрочным пассивам предприятия относятся краткосрочные кредиты и займы, и прочие краткосрочные пассивы.

На начало и на конец периода величина показателя «Краткосрочные пассивы» была положительной – 22016,0 тыс. руб. и 233764,0 тыс. руб. Произошло увеличение показателя на 211748,0 тыс. руб. за анализируемый период.

К долгосрочным пассивам предприятия относятся долгосрочные кредиты и займы.

Показатель «Долгосрочные пассивы» на начало периода характеризовался величиной 34,0 тыс. руб., а на конец периода характеризовался величиной 371,0 тыс. руб., увеличившись за анализируемый период на 337,0 тыс. руб.

К постоянным пассивам предприятия относятся расчеты по дивидендам, доходы будущих периодов, фонды потребления, резервы предстоящих расходов и платежей за минусом расходов будущих периодов.

На начало периода и на конец периода значение показателя «Постоянные пассивы» было положительным – 44137,0 тыс. руб. и, а на конец периода снизился до отрицательной величины 22271,0 тыс. руб. В результате отмечено уменьшение показателя на 66408,0 тыс. руб.

Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, какая часть кредиторской задолженности может быть погашена в ближайшее, к моменту

составления баланса, время. При этом, чем выше данный показатель, тем большая текущая задолженность предприятия может быть погашена в течение короткого периода времени.

На начало и на конец периода значение показателя «Коэффициент абсолютной ликвидности» было положительным – 0,0752 и 0,0063, но отмечено уменьшение этого показателя (-0,0689). Значение показателя на конец периода существенно ниже нормативного (0,2), что свидетельствует о низкой способности предприятия погашать текущую задолженность.

Коэффициент покрытия или текущей ликвидности показывает, в какой степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства. При этом, чем выше данный показатель, тем в большей степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства.

Значения показателя «Коэффициент покрытия или текущей ликвидности» на начало и на конец анализируемого периода (0,9362 и 0,6990) были ниже границы нормативных значений (1,0), что свидетельствует о недостатке текущих активов.

Кроме того изменение коэффициента покрытия или текущей ликвидности (-0,2371) является величиной отрицательной, что свидетельствует о негативной динамике в течение анализируемого периода.

Коэффициент быстрой ликвидности (коэффициент критической оценки) показывает, в какой степени ликвидные средства предприятия покрывают его краткосрочную задолженность. Данный показатель определяет, какая доля кредиторской задолженности может быть погашена за счет средств на различных счетах, в краткосрочных ценных бумагах, а также поступлений по расчетам.

Значение показателя «Коэффициент быстрой ликвидности» на начало анализируемого периода (0,8710) находилось в интервале нормативных значений (0,7-1,5), На конец анализируемого периода значение показателя (0,5950) ниже нормативного значения (0,7), что свидетельствует о недостаточности объема ликвидных активов предприятия для покрытия его кредиторской задолженности.

В течение анализируемого периода коэффициент быстрой ликвидности уменьшился на 0,2760, что свидетельствует о ее негативной динамике.

Для комплексной оценки ликвидности баланса предприятия используют общий показатель ликвидности баланса, который показывает отношение суммы всех ликвидных средств предприятия к сумме всех платежных обязательств (краткосрочных, среднесрочных, долгосрочных) при условии, что различные группы ликвидных средств и платежных обязательств входят в указанные суммы с определенными весовыми коэффициентами, учитывающими их значимость с точки зрения сроков поступления средств и погашения обязательств.

«Общий показатель ликвидности баланса» на начало и конец анализируемого периода (0,4969 и 0,3347) ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о неликвидности баланса предприятия.

При этом изменение общего показателя ликвидности баланса является величиной отрицательной (-0,1623), что свидетельствует о негативной динамике в течение периода.

10.4.3.2. Анализ отчета о прибылях и убытках ООО «Теплосети» за 2010 год.

Анализ каждого элемента прибыли имеет большое значение для руководства предприятия, его учредителей, кредиторов и т.д. Для руководителей подобный анализ позволяет определить перспективы развития предприятия, так как прибыль является одним из источников финансирования капитальных вложений и пополнения оборотных средств. Для учредителей прибыль выступает источником получения дохода на вложенный ими в конкретное предприятие капитал. Кредиторы получают возможность оценить перспективу погашения предоставленного предприятию кредитов или займов, в том числе и процентов по ним.

Расчет аналитических показателей по «Отчету о прибылях и убытках» представлен ниже (Таблица 10.35).

Таблица 10.35 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках

Показатель	№ стр.	За	За	Отклонения		Удельный вес за предыдущий	Удельный вес за отчетный
		предыдущий год, тыс.	отчетный год, тыс.	(+ или -) тыс. руб.	%		

		руб.	руб.			год, %	год, %
Выручка	10	1 343 582	1 093 042	-250 540	-18,65	100,00	100,00
Себестоимость продаж	20	1 324 397	1 015 965	-308 432	-23,29	98,57	92,95
Валовая прибыль	29	19 185	77 077	57 892	301,76	1,43	7,05
Прибыль (убыток) от продаж	50	18 496	76 859	58 363	315,54	1,38	7,03
Проценты к получению	60	176	127	-49	-27,84	0,01	0,01
Проценты к уплате	70	402	65	-337	-83,83	0,03	0,01
Прочие доходы	90	14 158	4 080	-10 078	-71,18	1,05	0,37
Прочие расходы	100	20 976	9 858	-11 118	-53,00	1,56	0,90
Прибыль (убыток) до налогообложения	140	11 452	71 143	59 691	521,23	0,85	6,51
Текущий налог на прибыль	150	4 184	15 645	11 461	273,92	0,31	1,43
Чистая прибыль (убыток)	190	7 268	55 498	48 230	663,59	0,54	5,08

Относительно прибыли рассматриваемого предприятия можно сделать следующие основные выводы.

Выручка уменьшилась на 18,65 % – с 1343582 до 1093042 тыс. руб.

Валовая прибыль увеличилась на 301,76 % – с 19185 до 77077 тыс. руб.

Прибыль (убыток) до налогообложения увеличилась на 521,23 % – с 11452 до 71143 тыс. руб.

Чистая прибыль (убыток) отчетного периода увеличилась на 663,59 % – со 7268 до 55498 тыс. руб.

Следующим этапом является анализ экономической эффективности деятельности предприятия, которая выражается показателями рентабельности (Таблица 10.36).

Таблица 10.36 – Расчет показателей рентабельности

№ п/п	Показатель	Базисный год	Отчетный год	Изменения (+ или -)
1	Прибыль и средняя стоимость активов, тыс. руб.			
1.1	Выручка	1 343 582	1 093 042	-250 540
1.2	Себестоимость продаж	1 324 397	1 015 965	-308 432
1.3	Прибыль (убыток) от продаж	18 496	76 859	58 363
1.4	Прибыль (убыток) до налогообложения	11 452	71 143	59 691
1.5	Чистая прибыль (убыток)	123 485	55 498	-67 987
1.6	Средняя стоимость основных средств	-	57 426	-
1.7	Средняя стоимость внеоборотных активов	-	67 090	-
1.8	Средняя стоимость материально-производственных запасов	-	63 086	-
1.9	Средняя стоимость оборотных активов	-	292 093	-
1.10	Средняя стоимость активов	-	359 183	-
1.11	Средняя стоимость собственного капитала	-	57 464	-
1.12	Средняя стоимость инвестиций	-	57 667	-
2	Расчет показателей рентабельности, %			
2.1	Рентабельность реализованной продукции	1,40	7,56	6,17
2.2	Рентабельность производства	9,50	59,03	49,53
2.3	Рентабельность активов	3,19	19,81	16,62
2.4	Рентабельность внеоборотных активов	17,07	106,04	88,97

№ п/п	Показатель	Базисный год	Отчетный год	Изменения (+ или -)
2.5	Рентабельность оборотных активов	3,92	24,36	20,44
2.6	Рентабельность собственного капитала	19,93	123,80	103,88
2.7	Рентабельность инвестиций	19,86	123,37	103,51
2.8	Рентабельность продаж	0,85	6,51	5,66

Наибольшая рентабельность на начало анализируемого года отмечалась по такому показателю как рентабельность собственного капитала – 19,93 %; рентабельность инвестиций составила 19,86 %.

Далее следовали: рентабельность внеоборотных активов – 17,07 %; рентабельность производства – 9,50 %; рентабельность оборотных активов – 3,92 %; рентабельность активов – 3,19 %; рентабельность реализованной продукции – 1,40 %; рентабельность продаж – 0,85 %.

В течение анализируемого года увеличились все показатели рентабельности. В наибольшей степени рентабельность возросла по показателю рентабельность собственного капитала – +103,88 %; рентабельность инвестиций возросла на 103,51 %.

Далее следовали: рентабельность внеоборотных активов – +88,97 %; рентабельность производства – +49,53 %; рентабельность оборотных активов – +20,44 %; рентабельность активов – +16,62 %; рентабельность реализованной продукции – +6,17 %; рентабельность продаж – +5,66 %.

10.5 Нижегородский филиал ОАО «ТГК-6»

10.5.1 Основные производственные и финансовые показатели

Нижегородский филиал Открытого акционерного общества «Территориальная генерирующая компания №6» создан в соответствии со ст. 55 Гражданского кодекса Российской Федерации, ст. 5 Федерального закона «Об акционерных обществах», на основании решения Совета Директоров ОАО «ТГК-6» (Протокол № 36/59 от «07» февраля 2007 г.).

Нижегородский филиал ОАО «ТГК-6» создан на базе генерирующих объектов ОАО «Нижегородская генерирующая компания», которая 1 марта 2007 года перестала быть самостоятельным юридическим лицом, присоединившись к ОАО «ТГК-6».

Нижегородский филиал является обособленным производственным подразделением ОАО «ТГК-6».

Основным предметом деятельности Нижегородского филиала является:

- производство тепловой и электрической энергии, эксплуатация оборудования, тепловых сетей, зданий и сооружений в соответствии с действующими нормативными требованиями, проведение своевременного и качественного ремонта, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов;
- организация энергосберегающих режимов работы оборудования электростанций, соблюдение режимов поставки энергии в соответствии с договорами;
- обеспечение энергоснабжения потребителей, подключенных к тепловым сетям Общества, в соответствии с заключенными договорами;
- разработка и осуществление мероприятий, обеспечивающих надежность, максимальную экономичность работы оборудования и экономию материальных ресурсов;
- внедрение современной техники, автоматизированных процессов производства, модернизация производственных фондов.

В состав Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» на 01.01.2011 входят:

- Нижегородская ГРЭС (г. Балахна);
- Сормовская ТЭЦ (г. Нижний Новгород);
- Новогорьковская ТЭЦ (г. Кстово);
- Дзержинская ТЭЦ (г. Дзержинск).

Численность сотрудников Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» составляет 1 514 человек.

В соответствии с фактическими данными за 2011 год, опубликованными в разделе «Раскрытие информации в части регулируемой деятельности» официального сайта ОАО «ТГК-6», в Нижегородский филиал входит 5 теплоэлектростанций, суммарная установленная тепловая мощность которых в 2011 году составляла 3494,0 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 2203,97 Гкал/ч (Таблица 10.37). Объем выработки тепловой энергии составил 6691,30 тыс. Гкал, объем отпуска – 6484,66 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однотрубном исчислении составляет 60,30 км, протяженность разводящих сетей – 298,23 км.

Удельный расход условного топлива отпускаемую тепловую энергию составил 183,55 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 0,04 тыс. кВт·ч/Гкал, технической воды – 1,80 м³/Гкал.

По итогам 2011 года Нижегородским филиалом получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 11086662,0 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 12989238,0 тыс. руб. Валовая прибыль составила -1902576,0 тыс. руб., чистая прибыль составила -153397,0 тыс. руб.

Таблица 10.37 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Значение показателя
Выручка (тыс. рублей)	11 086 662,00
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей)	12 989 238,00
Валовая прибыль от продажи товаров и услуг (тыс. рублей)	-1 902 576,00
Чистая прибыль* (тыс. рублей), в том числе:	-153 397,00
размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения (тыс. рублей)	0,00
Изменение стоимости основных фондов* (тыс. рублей), в том числе:	-820 005,00
за счет ввода (вывода) их из эксплуатации (тыс. рублей)	1 000 536,00
Установленная тепловая мощность (Гкал/ч)	3 494,00
Присоединенная нагрузка (Гкал/ч)	2 203,97
Объем вырабатываемой тепловой энергии (тыс. Гкал)	6 691,30
Объем покупаемой тепловой энергии (тыс. Гкал)	0,00
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям (тыс. Гкал), в том числе:	6 484,66
по приборам учета (тыс. Гкал)	6 269,83
по нормативам потребления (тыс. Гкал)	214,83
Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (процентов)	3,63
Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении) (км)	60,30
Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении) (км)	298,23
Количество теплоэлектростанций (шт.ук)	5,00
Количество тепловых станций и котельных (шт.ук)	0,00
Количество тепловых пунктов (шт.ук)	9,00
Среднесписочная численность основного производственного персонала (человек)	1 398,50
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (кг у. т./Гкал);	183,55
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (тыс. кВт•ч/Гкал)	0,04
Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (м ³ /Гкал).	1,80

* Все показатели отражаются в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) за исключением показателя «Чистая прибыль» и «Изменение стоимости основных фондов» т.к. данные показатели формируются в целом по всем видам деятельности.

10.5.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 12 989 238,0 тыс. руб. (Таблица 10.38). Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (66,1 %). Основным видом топлива является природный газ, объем приобретения которого составил 2865637,63 тыс. м³ по средней цене 2802,59

руб./тыс. м³. Также предприятием используется мазут (79443,48 т по цене 5704,95 руб./т) и уголь (37196,99 т по цене 2 049,48 руб./т).

Далее следуют: расходы на амортизацию основных производственных средств (9,8 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (6,1 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (5,8 %); расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность) (2,8 %); расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (2,5 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (2,5 %); расходы на услуги производственного характера (2,3 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (1,5 %). Прочие статьи расходов по отдельности составляют не более 1 % от себестоимости производства тепловой энергии.

Таблица 10.38 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей):	12 989 238,00	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	357 351,00	2,8
расходы на топливо всего(см.табл.2.1)	8 587 609,07	66,1
расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	198 998,75	1,5
средневзвешенная стоимость 1кВт·ч	2,75	
объем приобретения	72 330,00	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	31 748,15	0,2
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	50 884,86	0,4
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	322 807,32	2,5
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	1 274 769,08	9,8
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	788 136,50	6,1
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	404 115,08	
общехозяйственные (управленческие расходы), в том числе:	749 404,87	5,8
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	274 776,82	
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	329 422,77	2,5
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	298 105,63	2,3

Себестоимость услуг в сфере горячего водоснабжения составила 85 829,65 тыс. руб. (Таблица 10.39). Основную долю в структуре себестоимости

занимают расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников (79,9 %), а также расходы на холодную воду (20,1 %).

Таблица 10.39 – Информация о структуре основных производственных затрат в части регулируемой деятельности (поставка горячей воды, оказание услуг в сфере горячего водоснабжения) в 2011 году

Наименование показателя	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) (тыс. рублей)	85 829,65	100,0
расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников и используемую для горячего водоснабжения	68 566,18	79,9
расходы на покупаемую холодную воду, используемую для горячего водоснабжения	13 213,47	15,4
расходы на холодную воду, получаемую с применением собственных источников водозабора (скважин) и используемую для горячего водоснабжения	4 050,00	4,7

10.5.3 Анализ финансовой отчетности за 2010 год

ОАО «Территориальная генерирующая компания №6» является крупной энергоснабжающей организацией, работающей на рынках электрической и тепловой энергии. ОАО «ТГК-6» создано в соответствии с распоряжением Председателя Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 25.04.2005 № 103р на базе генерирующих мощностей, расположенных на территории Нижегородской, Владимирской, Ивановской, Пензенской областей и республики Мордовия.

Бухгалтерская отчетность ОАО «ТГК-6», публикуемая на официальном сайте, сформирована в целом по компании, без разбивки по филиалам. В связи с этим анализ отчетности не может дать адекватной оценки Сормовской ТЭЦ, снабжающей теплом потребителей Нижнего Новгорода, и в отчете не приводится.

10.6 ЗАО «Энергогрупп»

10.6.1 Основные производственные и финансовые показатели

ЗАО «Энергогрупп» не имеет собственных источников тепловой энергии и занимается транспортом и сбытом тепловой энергии.

Суммарная присоединенная нагрузка в 2011 году составила 3,5 Гкал/ч, объем отпуска тепловой энергии – 6,1 тыс. Гкал (Таблица 10.40).

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однострубно́м исчислении составляет 1,46 км, протяженность разводящих сетей – 0 км.

Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, составил 0,02 кВт·ч/Гкал, холодной воды – 0,29 м³/Гкал.

По итогам 2011 года ЗАО «Энергогрупп» получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 2074,26 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 2232,19 тыс. руб.

Таблица 10.40 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ЗАО «Энергогрупп» в части регулируемой деятельности (передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	Вид регулируемой деятельности	х	передача + сбыт
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	2 074,26
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	2 232,19
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (теплоснабжение и передача тепловой энергии)	тыс. руб.	0,00
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс. руб.	0,00
6.1	за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Справочно: стоимость введенных в эксплуатацию основных фондов	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Справочно: стоимость выведенных из эксплуатацию основных фондов	тыс. руб.	0,00
6.1.3	Справочно: стоимость основных фондов на начало отчетного периода	тыс. руб.	0,00
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,00
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	3,50
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
9.1	Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	0,0000
10	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,4287
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	6,1000
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал	0,0000
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал	6,1000
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	7,00
13	Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал	0,4287
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	1,46
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	0,00
16	Количество теплоэлектростанций	ед.	0
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.	0
18	Количество тепловых пунктов	ед.	0
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	5
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	0,00
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	0,02
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,29

10.6.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ЗАО «Энергогрупп» за 2011 год себестоимость передачи и сбыта тепловой энергии составила 12 989 238,0 тыс. руб. (Таблица 10.41). Основную долю в структуре себестоимости занимают три составляющие: расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность) (20,7 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (1,5 %); расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (27,1 %);

Далее следуют: расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (9,9 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (9,4 %); расходы на услуги производственного характера (5,1 %); расходы на аренду имущества (4,1 %); расходы на химреагенты (2,1 %); расходы на приобретение холодной воды (2,0 %).

Таблица 10.41 – Информация о структуре основных производственных затрат ЗАО «Энергогрупп» в части регулируемой деятельности (передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	2 232,19	100,0
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	461,88	20,7
3.2	Расходы на топливо	тыс. руб.	0,00	0,0
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс. руб.	437,03	19,6
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	3,72	
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	117,445	
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	44,72	2,0
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	46,56	2,1
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	448,52	20,1
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	156,56	7,0
3.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00	0,0
3.9	Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	90,63	4,1
3.10	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в	тыс. руб.	0,00	0,0

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
	том числе:			
3.10.1	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	0,00	
3.10.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	0,00	
3.11	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс. руб.	210,86	9,4
3.11.1	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	157,00	
3.11.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	41,42	
3.12	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	221,70	9,9
3.12.1	Справочно: расходы на капитальный ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	221,70	
3.12.2	Справочно: расходы на текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00	
3.13	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	113,71	5,1

10.7 ОАО «Красный якорь»

10.7.1 Основные производственные и финансовые показатели

ОАО «Красный якорь» - крупнейшее российское предприятие по производству якорных, грузовых и тяговых цепей, цепей для горного оборудования, грузоподъемных строп, такелажа, а также комплектующих к ним.

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 17,49 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 15,36 Гкал/ч (Таблица 10.42). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 11,9 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 10,8 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однотрубном исчислении составляет 25,2 км, протяженность разводящих сетей – 0 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 152,03 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 61,23 кВт·ч/Гкал, технической воды – 2,3 м³/Гкал.

По итогам 2011 года Нижегородским филиалом получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 1366,67 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 15329,63 тыс. руб. Валовая прибыль составила 689,67 тыс. руб., чистая прибыль составила 689,67 тыс. руб.

Таблица 10.42 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Красный якорь» в части регулируемой деятельности (производство тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	х	Производство
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	1366,67
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	15329,63
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	689,67
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе	тыс. руб.	689,67
	на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	-
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	17,49

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	15,36
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	11,906
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	10,824
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	1,431
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	9,393
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	7
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	25,2
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	-
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	-
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	17,0
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	152,03
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	61,23
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	2,30

10.7.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ОАО «Красный якорь» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 15329,6 тыс. руб.

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (36,0 %). Далее следуют: расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (31,8 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (17,9 %); расходы на амортизацию основных производственных средств (4,1 %); расходы на приобретение холодной воды (3,7 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (2,6 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (2,1 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (1,3 %).

Таблица 10.43 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Красный якорь» в части регулируемой деятельности (производство тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	15329,63	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	-	
расходы на топливо	тыс. руб.	5523,76	36,0
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	2745,43	17,9
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	3,77	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	729,01	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	563,83	3,7
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	59,32	0,4
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	4878,25	31,8
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	631,83	4,1
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	329,30	2,1
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	401,94	2,6
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	195,97	1,3
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	-	

10.8 «Нижегородское пассажирское автотранспортное предприятие № 1»

10.8.1 Основные производственные и финансовые показатели

«Нижегородское пассажирское автотранспортное предприятие № 1» (НПАП № 1) - филиал Государственного предприятия Нижегородской области «Нижегородпассажиравтотранс».

На предприятии на сегодняшний день работают 1525 человек, из них 430 водителей и 380 кондукторов. НПАП №1 обслуживает 21 маршрут, в том числе 18 городских и пригородных - 3. Количество автобусов в филиале - 243 единицы.

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 10,08 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 9,42 Гкал/ч (Таблица 10.44). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 12,1 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 12,1 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однострубно́м исчислении составляет 1,5 км, протяженность разводящих сетей – 0 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 159,8 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 37,72 кВт·ч/Гкал, технической воды – 1,75 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 3090,3 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 14980,2 тыс. руб. Валовая прибыль составила -11889,9 тыс. руб.

Таблица 10.44 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности «Нижегородского пассажирского автотранспортного предприятия № 1» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	3090,3
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	14980,2
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-11889,9
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе	тыс. руб.	-11889,9
	на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	-
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	10,08
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	9,42
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	12,1
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	12,1
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	-
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	12,1
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	1,21
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	1,485
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	-
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	-
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	-
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	-
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	16
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	159,8
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	37,72
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	1,75

10.8.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы «Нижегородского пассажирского автотранспортного предприятия № 1» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 14980,2 тыс. руб. (Таблица 10.45).

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (38,7 %). Далее следуют: расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (17,5 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (12,8 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (11,0 %); расходы на услуги производственного характера (5,4 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (4,7 %); расходы на приобретение холодной воды (2,6 %); расходы на амортизацию основных производственных средств (1,4 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (1,3 %).

Таблица 10.45 – Информация о структуре основных производственных затрат «Нижегородского пассажирского автотранспортного предприятия № 1» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	14980,2	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	-	
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	5795,2	38,7
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	1642,9	11,0
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	3,72	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	444,3	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	396,2	2,6
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.		
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	2625,3	17,5
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	216,9	1,4
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные	тыс. руб.	187,4	1,3

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
нужды			
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	704,4	4,7
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	1913,1	12,8
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	803,9	5,4

10.9 ООО «СТН-Энергосети»

10.9.1 Основные производственные и финансовые показатели

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 60,0 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 13,9 Гкал/ч (Таблица 10.46). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 32,5 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 30 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однетрубном исчислении составляет 6,1 км, протяженность разводящих сетей – 0 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 182,8 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 0,1 кВт·ч/Гкал, технической воды – 0,5 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 41 605,4 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 48 769,84 тыс. руб. Валовая прибыль составила -7 164,42 тыс. руб.

Таблица 10.46 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «СТН-Энергосети» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	41 605,4
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	48 769,8
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-7 164,4
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе	тыс. руб.	-7 164,4
	на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	-
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	60,0
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	13,9
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	32,5
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	30,0
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	-
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	30,0
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	8,0
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	6,1
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	-
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	-
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	-
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	-
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	17,0
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	182,8
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	0,1
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,5

10.9.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ООО «СТН-Энергосети» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 48 769,84 тыс. руб. (Таблица 10.47).

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (природный газ) (34,4 %), объем приобретения которого составил 4818,4 тыс. м³. по средневзвешенной стоимости 3485,5 руб./тыс. м³. Далее следуют: расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе (27,7 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (14,5 %); оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (11,4 %); расходы на амортизацию основных производственных средств (7 %); расходы на приобретение холодной воды (1,7 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (1,1 %); расходы на услуги производственного характера (0,9 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (0,8 %).

Таблица 10.47 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «СТН-Энергосети» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	48 769,8	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	-	-
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	16 794,4	34,4
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³ .	руб.	3 485,5	-
объем приобретения природного газа	тыс. м ³ .	4 818,4	-
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	13 500,1	27,7
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	5,070	-
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	2 662,75	-
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	850,35	1,7
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	148,90	0,3
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	5 538,65	11,4
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	3 435,02	7,0
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс. руб.	406,32	0,8

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды			
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	7 093,05	14,5
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	544,59	1,1
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	458,42	0,9

10.10 ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН»

10.10.1 Основные производственные и финансовые показатели

ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН» принадлежит ОАО «Фармстандарт». Приоритетными направлениями деятельности предприятий входящих в состав группы компаний Фармстандарт являются разработка и производство современных и качественных лекарственных препаратов, удовлетворяющих требованиям здравоохранения и ожиданиям пациентов. В 2008 году, для снижения издержек, производство было перенесено на завод в г. Томске, а производственные объекты в Нижнем Новгороде были законсервированы, но на предприятии остались функционировать администрация и необходимые хозяйственные службы.

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 4,6 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 1,9 Гкал/ч (Таблица 10.48). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 5,6 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 1 170,4 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однетрубном исчислении составляет 0 км, протяженность разводящих сетей – 879 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 340,1 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 105,9 кВт·ч/Гкал, технической воды – 5,6 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 2184,6 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 7820,2 тыс. руб. Валовая прибыль составила -5635,6 тыс. руб.

Таблица 10.48 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	2 184,6
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	7 820,2
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-5 635,6
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе	тыс. руб.	0,0
	на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	0,0
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	0,0
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,6
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1,9
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	5,6
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	1 170,4
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	1 072,9
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	97,5
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	0,0
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	0,0
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	879,0
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	0
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	0
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	0
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	11
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	340,1
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	105,9
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	5,60

10.10.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 7 820,18 тыс. руб. (Таблица 10.49).

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (природный газ) (34,6 %), объем приобретения которого составил 775 тыс. м³ по средневзвешенной цене 3490 руб./тыс. м³. Далее следуют: расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (34,5 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (12,2 %); расходы на приобретение холодной воды (5,4 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (5 %); расходы на услуги производственного характера (3,5 %); расходы на амортизацию основных производственных средств (2,1 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (1,3 %); расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе (1,3 %).

Таблица 10.49 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	7 820,18	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	0,00	0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	2 708,60	34,6
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³ .	руб.	3 490,0	
объем приобретения природного газа	тыс.м ³	775,0	
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	951,49	12,2
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	3,48	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	273,0470	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	422,72	5,4
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	103,64	1,3
расходы на оплату труда и отчисления на социальные	тыс. руб.	2696,37	34,5

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
нужды основного производственного персонала			
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	166,29	2,1
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	391,05	5,0
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	0,00	0,0
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	104,40	1,3
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	275,63	3,5

10.11 ООО «РАСКО-Энергосервис»

10.11.1 Основные производственные и финансовые показатели

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 10,4 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 9,5 Гкал/ч (Таблица 10.50). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 6,6 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 5,9 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однетрубном исчислении составляет 4 км, протяженность разводящих сетей – 31,1 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 153 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 107,1 кВт·ч/Гкал, технической воды – 0,4 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 6 103,4 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 9833,8 тыс. руб.

Таблица 10.50 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «РАСКО-Энергосервис» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	6 103,40
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	9 833,80
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	0,00
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе	тыс. руб.	0,00
	на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	0,0
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	0,0
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	10,4
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	9,5
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	6,6
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	5,9
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,1
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	5,9
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	7,0
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	4,0
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	31,1
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	0
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	0
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	27
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	13
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	153,0
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	107,1
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,4

10.11.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ООО «РАСКО-Энергосервис» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 9 833,8 тыс. руб. (Таблица 10.51).

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (41,8 %). Далее следуют расходы на топливо (природный газ) (31,1 %), объем приобретения которого составил 884,2 тыс. м³ по средневзвешенной стоимости 3460 руб./тыс. м³; расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (21,9 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (8,9 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (3 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (2,6 %); расходы на услуги производственного характера (2 %); расходы на приобретение холодной воды (0,9 %); расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе (0,1 %).

Таблица 10.51 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «РАСКО-Энергосервис» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	9 833,8	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	0,0	0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	3 061,7	31,1
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³ .	руб.	3 460,0	
объем приобретения природного газа	тыс. м ³	884,2	
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	2 150,0	21,9
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	3,0	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	711,9	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	93,3	0,9
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	8,1	0,1
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	4107,4	41,8

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	0,0	0,0
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	873,2	8,9
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	295,4	3,0
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	252,7	2,6
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	196,8	2,0

10.12 ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость»

10.12.1 Основные производственные и финансовые показатели

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 0,69 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 0,66 Гкал/ч (Таблица 10.52). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 1,3 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 1,3 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однострубно́м исчислении составляет 0,08 км, протяженность разводящих сетей – 0 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 75,9 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 28,6 кВт·ч/Гкал, технической воды – 0,3 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 2 228,6 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 2 325,2 тыс. руб. Валовая прибыль составила -96,6 тыс. руб.

Таблица 10.52 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	2 228,6
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	2 325,2
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-96,6
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе	тыс. руб.	-96,6
	на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	0,0
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	0,0
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,69
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,66
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	1,3
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	1,3
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,0
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	1,3
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	2,0
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	0,08
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	0,0
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	0
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	0
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	0
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	7
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	75,9
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	28,6
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,3

10.12.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 2 325,2 тыс. руб. (Таблица 10.53).

Основную долю в структуре себестоимости занимают общехозяйственные (управленческие) расходы (25,8 %). Далее следуют расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (21,3 %); расходы на топливо (природный газ) (18 %), объем приобретения которого составил 99,9 тыс. м³ по средневзвешенной стоимости 4 190 руб./тыс. м³; расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (6,6 %); расходы на услуги производственного характера (4,6 %); расходы на приобретение холодной воды (1 %); расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе (0,8 %).

Таблица 10.53 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	2 325,2	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	0,0	0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	418,9	18,0
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³ .	руб.	4 190,0	
объем приобретения природного газа	тыс. м ³ .	99,9	
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	153,7	6,6
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	4,1	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	37,7	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	22,9	1,0
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00	0,0
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	496,0	21,3
расходы на амортизацию основных производственных	тыс. руб.	19,1	0,8

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе			
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	484,4	20,8
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	598,9	25,8
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	0,0	0,0
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	106,9	4,6

10.13 ООО «Нижегородский завод «Старт»

10.13.1 Основные производственные и финансовые показатели

ООО «Нижегородский завод «Старт» изготавливает запорную арматуру для промышленных трубопроводов. Предприятие специализируется на производстве клапанов муфтовых и сильфонных из нержавеющей, углеродистой, молибденовой сталей, которые находят широкое применение на энергетических (в том числе АЭС, ГРЭС, ТЭЦ), металлургических и нефтехимических комбинатах, предприятиях машиностроительной, горнодобывающей, целлюлозно-бумажной и других отраслях промышленности.

Установленная мощность теплоисточника предприятия составляет 10,8 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 9,15 Гкал/ч (Таблица 10.54). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 18,7 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 16,9 тыс. Гкал.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 0,16 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 35,3 кВт·ч/Гкал, технической воды – 2,5 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 19 962,7 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 25 427,8 тыс. руб. Валовая прибыль составила -5 465,1 тыс. руб.

Таблица 10.54 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Нижегородский завод «Старт» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	19 962,7
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	25 427,8
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-5465,1
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-5465,1
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	1 757,4
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	10,8
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	9,2
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	18,7
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	16,9
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	16,9
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	0,0
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	10,0
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однотрубном исчислении)	км	0
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении)	км	0
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	0
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	0
	тепловых станций	шт.	0
	котельные	шт.	0
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	0
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	15
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	0,16
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	35,3
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	2,5

10.13.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ООО «Нижегородский завод «Старт» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 25 427,8 тыс. руб. (Таблица 10.55).

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (природный газ) (28,7 %), объем приобретения которого составил 2 105,7 тыс. м³. по средневзвешенной цене 3 470 руб./тыс. м³. Далее следуют расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (17,7 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (13,8 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (9,5 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (6,7 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (5,1 %); расходы на приобретение холодной воды (4,7 %); расходы на услуги производственного характера (2,7 %); расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе (0,4 %); расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе (0,1 %).

Таблица 10.55 – Информация о структуре основных производственных затрат ООО «Нижегородский завод «Старт» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	25 427,8	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	0,0	0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	7 299,7	28,7
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³ .	руб.	3470,0	
объем приобретения природного газа	тыс. м ³	2 105,7	
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	1 714,9	6,7
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,6	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	661,3	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	1 202,6	4,7
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	33,6	0,1
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	4510,7	17,7

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
основного производственного персонала			
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	113,2	0,4
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2 407,1	9,5
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	3 496,6	13,8
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	1 288,3	5,1
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	679,5	2,7

10.14 ОАО «Нижегородский текстиль»

10.14.1 Основные производственные и финансовые показатели

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 1,98 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 0,8 Гкал/ч (Таблица 10.56). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 1,3 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 0,2 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однострубно́м исчислении составляет 0,25 км, протяженность разводящих сетей – 0 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 161,5 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 71,5 кВт·ч/Гкал, технической воды – 0,34 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 356,62 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 2 845,9 тыс. руб. Валовая прибыль составила -2 489,3 тыс. руб.

Таблица 10.56 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Нижегородский текстиль» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	356,62
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	2 845,91
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-2489,29
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-2489,29
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	0,0
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,98
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,80
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	1,2950
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,1910
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	0,0000
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	7,0
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	0,25
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	0,00
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	0
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе тепловых станций	шт.	1
	котельные	шт.	0
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	0
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	10
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	161,50
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	71,50
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	0,34

10.14.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ОАО «Нижегородский текстиль» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 2 845,9 тыс. руб. (Таблица 10.57).

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (41,4 %). Далее следуют расходы на топливо (природный газ) (27 %), объем приобретения которого составил 185,2 тыс. м³ по средневзвешенной стоимости 4 150 руб./тыс. м³; расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (13,4 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (7,1 %); расходы на услуги производственного характера (5,1 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (3,3 %); расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе (1,2 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (0,7 %); расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе (0,5 %); расходы на приобретение холодной воды (0,3 %).

Таблица 10.57 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Нижегородский текстиль» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	2 845,9	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	0,0	0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	767,8	27,0
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³ .	руб.	4 150,0	
объем приобретения природного газа	тыс. м ³	185,2	
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	380,7	13,4
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	4,1	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	92,6	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	9,6	0,3
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	13,8	0,5
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 179,3	41,4
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	32,8	1,2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	202,8	7,1
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	93,6	3,3
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	19,5	0,7
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	146,2	5,1

10.15 ОАО «Нижегородский молочный завод № 1»

10.15.1 Основные производственные и финансовые показатели

ОАО «Нижегородский молочный завод №1» занимается производством молока и молочных продуктов более 45 лет. Завод имеет высокопроизводительное оборудование, постоянно расширяет ассортиментную линейку. Наряду с молоком, кефиром, маслом, сливками, сметаной, сырами различных сортов молочный завод производит выпуск лечебно-профилактической продукции, при производстве которой используются новейшие технологии в сочетании с лучшими российскими традициями.

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 10,4 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 0,1 Гкал/ч (Таблица 10.58).

Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 9,3 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 0,3 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однострубно́м исчислении составляет 1,4 км, протяженность разводящих сетей – 0,3 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 176,8 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 85,8 кВт·ч/Гкал, технической воды – 7,6 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 359 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 12 401,4 тыс. руб. Валовая прибыль составила -12 042,4 тыс. руб.

Таблица 10.58 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Нижегородский молочный завод № 1» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	359,0
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	12 401,4
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-12042,4
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-12042,4
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	0,0
2.7.	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемыми организациями, выручка от регулируемой деятельности которых превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год)	Х	Х
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	10,4
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,1
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	9,3
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	0,3
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,3
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	0,0
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	7,0
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	1,4
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	0,3
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	0
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	0
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	1
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	13
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	176,8
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	85,8
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	7,6

10.15.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ОАО «Нижегородский молочный завод № 1» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 12 401,4 тыс. руб. (Таблица 10.59).

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (природный газ) (36,8 %), объем приобретения которого составил 1 320,9 тыс. м³ по средневзвешенной стоимости 3 450 руб./тыс. м³. Далее следуют расходы на приобретение холодной воды (17 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (16,2 %); расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (12,1 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (7,9 %); общехозяйственные (управленческие) расходы (3,8 %); расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе (2,7 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (1,8 %); расходы на услуги производственного характера (1 %); расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе (0,7 %).

Таблица 10.59 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Нижегородский молочный завод № 1» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	12401,4	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	0,0	0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	4559,1	36,8
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³ .	руб.	3450,0	
объем приобретения природного газа	тыс. м ³	1320,9	
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	2013,6	16,2
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	2,8	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	724,3	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	2106,3	17,0
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	90,7	0,7
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1497,6	12,1
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	335,0	2,7
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	225,4	1,8
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	472,6	3,8
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	978,3	7,9
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	122,8	1,0

10.16 ОАО «Нормаль»

10.16.1 Основные производственные и финансовые показатели

Основным видом деятельности предприятия является производство широкой номенклатуры крепежных деталей диаметром от 4 до 10 мм из углеродистых сталей (класс прочности 6,8 и менее), легированных сталей (класс прочности 8,8 и более), нержавеющей сталей, алюминиевых сплавов, латуни и титановых сплавов, а также крепежных изделий для выполнения неразъемных соединений в конструкциях из металлических и композиционных материалов безударным методом, в том числе при одностороннем доступе к соединяемым деталям (заклепки с сердечником, заклепки высокого сопротивления срезу, болты-заклепки и прочее) диаметром до 8 мм.

На балансе предприятия находится 1 котельная с установленной мощностью 26,1 Гкал/ч, присоединенная нагрузка составляет 23,7 Гкал/ч (Таблица 10.60). Объем выработки тепловой энергии в 2011 году составил 19 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 19 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однотрубном исчислении составляет 4,9 км, протяженность разводящих сетей – 0 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 167,0 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 0,03 кВт·ч/Гкал, технической воды – 1,7 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 18 816,0 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 23 072,0 тыс. руб. Валовая прибыль составила -4 256,0 тыс. руб.

Таблица 10.60 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Нормаль» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	18 816,0
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	23 072,0
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-4 256,0
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе	тыс. руб.	-4 256,0
	на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	0,0
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	44,0
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	26,1
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	23,7
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	19,0
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе	тыс. Гкал	19,0
	объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	1,8
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	17,3
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	7,0
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	4,9
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	0,0
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	0
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	0
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	0
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	24
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	167,0
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	0,03
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	1,7

10.16.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы ОАО «Нормаль» за 2011 год себестоимость производства тепловой энергии составила 23 072,0 тыс. руб. (Таблица 10.61).

Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (природный газ) (38,6 %), объем приобретения которого составил 2 585,0 тыс. м³ по средневзвешенной цене 3 450 руб./тыс. м³. Далее следуют общехозяйственные (управленческие) расходы (16,3 %); общепроизводственные (цеховые) расходы (13 %); расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств (11,5 %); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (9,2 %); расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (6,7 %); расходы на приобретение холодной воды (3,1 %); расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе (1,2 %); расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе (0,3 %).

Таблица 10.61 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Нормаль» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	23 072,0	100,0
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	0,0	0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	8 908,0	38,6
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³	руб.	3 450,0	
объем приобретения природного газа	тыс. м ³	2 585,0	
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	2 122,0	9,2
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	0,9	
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	2 267,0	
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	716,0	3,1
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	70,0	0,3
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 549,0	6,7
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	269,0	1,2
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на	тыс. руб.	3 008,0	13,0

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	Доля в себестоимости, %
социальные нужды			
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	3 770,0	16,3
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	2 660,0	11,5
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	0,0	0,0

10.17 ОАО «Железобетонстрой №5»

10.17.1 Основные производственные и финансовые показатели

Основным направлением деятельности завода является производство железобетонных толстостенных труб для бестраншейной прокладки методом продавливания (микротоннелирование), железобетонных безнапорных труб, опор наружного освещения, а также опор трамвайно-троллейбусных сетей и линий электропередач. Завод производит широкий спектр железобетонных изделий для промышленного и жилищного строительства, товарный бетон и раствор. Производственная мощность завода — 50000 м³ без учета товарного бетона. Общая численность работающих на предприятии составляет 350 человек.

Объем выработки тепловой энергии в 2011 году (Таблица 10.62) составил 12 479,0 тыс. Гкал, объем полезного отпуска – 3 381,0 тыс. Гкал.

Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов в однотрубном исчислении составляет 0,7 км, протяженность разводящих сетей – 0 км.

Удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию составил 170,0 кг у.т./Гкал, электрической энергии – 0,03 кВт·ч/Гкал, технической воды – 54,3 м³/Гкал.

По итогам 2011 года предприятием получена выручка от регулируемой деятельности в объеме 3 869,8 тыс. руб. Себестоимость оказываемых услуг составила 6 238,3 тыс. руб. Валовая прибыль составила -2 368,5 тыс. руб.

Таблица 10.62 – Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Железобетонстрой №5» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
2.1.	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	Х	производство, передача и сбыт
2.2.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	3 869,8
2.3.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	6 238,3
2.4.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-2 368,5
2.5.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-2 368,5
2.6.	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	0,0
2.8.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0
2.9.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0
2.10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	12 479,0
2.11.	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
2.12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе объем, отпущенный по приборам учета	тыс. Гкал	3 381,0
	объем, отпущенный по нормативам потребления (расчетным методом)	тыс. Гкал	
2.13.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	0,1
2.14.	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	0,7
2.15.	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	0,0
2.16.	Количество теплоэлектростанций	шт.	0
2.17.	Количество тепловых станций и котельных, в том числе	шт.	1
	тепловых станций	шт.	0
	котельные	шт.	1
2.18.	Количество тепловых пунктов	шт.	0
2.19.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	20
2.20.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у. т./Гкал	170,0
2.21.	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт·ч/Гкал	0,03
2.22.	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	54,3

10.17.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

Основную часть затрат предприятия (Таблица 10.63) занимают расходы на топливо (природный газ) (6581,9 тыс. руб.), объем приобретения которого

составил 1 891,0 тыс. м³ по средневзвешенной стоимости 3 480,7 руб./тыс. м³. Далее следуют расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала (5272,1 тыс. руб.); общепроизводственные (цеховые) расходы (2651 тыс. руб.); общехозяйственные (управленческие) расходы (2563,6 тыс. руб.); расходы на услуги производственного характера (1632,7 тыс. руб.); расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность) (1453 тыс. руб.); расходы на приобретение холодной воды (630,1 тыс. руб.); расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе (254,9 тыс. руб.); расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе (135,7 тыс. руб.).

Таблица 10.63 – Информация о структуре основных производственных затрат ОАО «Железобетонстрой №5» в части регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии) в 2011 году

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включающая:	тыс. руб.	6238,3
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	0,0
расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения	тыс. руб.	6581,9
природный газ - средневзвешенная стоимость 1 тыс. м ³ .	руб.	3480,7
объем приобретения природного газа	тыс. м ³	1891,0
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, в том числе:	тыс. руб.	1453,0
средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	3,5
объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	492,6
расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	630,1
расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	254,9
расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	5272,1
расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	135,7
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2651,0
общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2563,6
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	0,0
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	1632,7

11 ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Существующие тарифы на тепловую энергию

Ниже показаны средневзвешенные тарифы теплоснабжающих организаций г.Нижний Новгород на 2011-2012 годы (Таблица 1), а также тарифы на услуги по передаче (транспортировке) тепловой энергии (Таблица 2), согласно данным Региональной энергетической комиссии Нижегородской области.

По состоянию на 2011 год минимальный средний тариф на тепловую энергию был установлен для ООО «Автозаводская ТЭЦ» (597,16 руб./Гкал). Максимальный тариф был установлен для потребителей ООО «Центр технического обеспечения «Меркурий» (2419,16 руб./Гкал).

С 1 сентября 2012 года аналогично минимальный средний тариф установлен для ООО «Автозаводская ТЭЦ» (653,24 руб./Гкал), а максимальный – для ООО «Центр технического обеспечения «Меркурий» (2646,37 руб./Гкал).

Таблица 11.1 – Средневзвешенный тариф с учётом передачи (транспортировки) тепловой энергии теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород в 2011-2012 годах, руб./Гкал (без НДС)

№ п/п	Наименование организации	Дата начала действия тарифа			
		01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012
		1	2	2	2
1	ГОУ ВПО Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева	950,74	950,74	1007,78	1053,13
2	ГОУ ВПО ННГАСУ	1095,22	1095,22	1160,94	1198,09
3	ГОУ ВПО ННГУ им. Н.И.Лобачевского	785,42	785,42	832,55	859,19
4	ГОУ СПО Нижегородский радиотехнический колледж	873,18	873,18	925,57	967,22
5	НПАП №1 филиал ГП НО «Нижегородпассажиравтотранс»	924,83	924,83	980,32	1024,43
6	НПАП №6 филиал ГП НО «Нижегородпассажиравтотранс»	919,44	919,44	974,6	1018,46

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование организации	Дата начала действия тарифа			
		01.01.201 1	01.01.201 2	01.07.201 2	01.09.201 2
7	МК Нижегородский	767,37	767,37	813,42	839,45
8	ЗАО «Завод «Труд»	1597,79	1597,79	1693,66	1747,85
9	ЗАО «ЗКПД 4 Инвест»	1001,95	974,85	1033,34	1079,84
10	ЗАО «Транс-сигнал»	1545,31	1545,31	1638,03	1693,26
11	ЗАО «Энергогрупп»				
12	ОАО «АСПО-1»				
13	ОАО «ВВПКП «Оборонпромкомплекс»	1375,76	1375,76	1458,31	1523,93
14	ОАО «Горьковский завод аппаратуры связи им. И.С. Попова»	1018,09			
15	ОАО «Завод «Красное Сормово»	787,02	787,02	834,24	871,78
16	ОАО «Завод им. Г.И. Петровского»	1098,46	1098,46	1164,37	1216,76
17	ОАО «Завод технологического оборудования «Каменя»	1315,12	1315,12	1394,03	1438,64
18	ЗАО «Механический завод «Рилс»	1303,04	1303,04	1381,22	1443,38
19	ОАО «Нижегородский авиастроительный завод «Сокол»	885,51	885,47	938,6	968,64
20	ОАО «Нижегородский авиастроительный завод «Сокол»	885,51	885,51	938,64	968,68
21	ОАО «Нижполиграф»	1334,77	1334,77	1414,86	1478,53
22	ОАО «Нижегородский машиностроительный завод»	614,46	614,46	651,33	680,64
23	ОАО «Нижегородский машиностроительный завод»	796,78	796,78	844,59	882,59
24	ОАО «ПКО «Теплообменник»	1416,07	1416,07	1501,03	1568,58
25	ОАО «УНКП НГТУ»	1219,74			
26	ОАО «ОКБМ им. И.И. Африкантова»	885,55	885,55	938,68	968,72
27	ООО «НПК «Скрудж»	1337,51	1337,51	1417,76	1463,12
28	ООО «Прима Энерго»	1111,32	1111,32	1178	1231,01
29	ООО «Прима Энерго»	1111,96	1111,96	1178,68	1231,72
30	ООО «Цитрон»	1316,77	1316,77	1395,77	1440,44
31	ООО «ЦТО «Меркурий»	2419,16	2419,16	2564,31	2646,37
32	ООО «Санаторий «Зеленый город»	1043,57	1043,57	1106,19	1141,58

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование организации	Дата начала действия тарифа			
		01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012
33	ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость»	1678,52	1678,52	1779,23	1859,3
34	ООО «Высоковский кирпичный завод+»	1778,12	1778,12	1884,81	1945,12
35	ОАО «Нижегородский текстиль»	1664,87	1664,87	1764,76	1844,18
36	ООО Фирма «Вика»	1381,36	1381,36	1464,24	1530,13
37	ОАО «Верхневолгоэлектромонтаж-НН»	1048,05	0	0	0
38	ОАО «НИТЕЛ»	969,84	969,84	1028,03	1060,93
39	ООО «ПКП «Энергетика»	1254,26	1254,26	1329,52	1372,06
40	ООО «Энергоцентр»	1912,3	1912,3	1912,3	1912,3
41	ООО «Старт-Строй»	1247,87	1247,87	1322,74	1365,07
42	ОАО «Теплоэнерго»	1297,92	1297,92	1375,8	1419,83
43	ООО «Нижновтеплоэнерго»	1294,26	1294,26	1371,92	1415,82
44	ООО «Заводские сети»	731,48	731,48	775,36	800,18
45	ООО «Заводские сети»	897,97	897,97	951,84	982,3
46	ООО «Заводские сети»	954,26	954,26	1011,52	1043,88
47	ООО «Заводские сети»	665,63	665,63	705,57	728,15
48	ООО «Заводские сети»	798,56	798,56	846,47	873,56
49	ООО «Теплосети»	1298,04	1298,04	1375,92	1419,95
50	ОАО «Нижегородский масло-жировой комбинат»	644,94	644,94	683,63	714,39
51	ОАО «Нижегородский масло-жировой комбинат»	646,41	646,41	685,19	716,02
52	ЗАО «78 Деревообрабатывающий комбинат Н.М.»	850,92	850,92	901,98	930,84
53	ООО фирма «Нижегородстрой»	1301,6	1301,6	1379,7	1410,76
54	ЗАО «Гражданскстрой НН»	1621,3			
55	ООО «Агрокомплекс Доскино»	967,14	967,13	1025,16	1057,96
56	ОАО «РУМО»	724,38	724,38	767,84	792,41
57	ОАО «Автоиспытания»	1869,36	1869,36	1981,52	2070,69
58	ЗАО «ЗСА»	1133,13	1133,13	1201,12	1239,55
59	ЗАО «АвиаТехМас»	879,28	879,28	932,02	958,49
60	ОАО «Нижегородагроснаб»	1135	1135	1203,1	1241,59
61	ФГУП «Нижегородский Завод имени М.В.Фрунзе»	877,78	877,78	930,45	960,22
62	ОАО «Нормаль»	988,06	988,06	1047,34	1080,85
63	ФГУП завод «Электромаш»	1054,94	1054,94	1118,23	1154,02

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование организации	Дата начала действия тарифа			
		01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012
64	ООО «Нижегородский завод «Старт»	1174,98	1174,98	1245,48	1285,33
65	ООО «Теплосервис»	996,16			
66	ОАО «Мельинвест»	939,72	939,72	996,1	1025,82
67	ОАО «Волговятмашэлектроснабсбыт»	1199,66	1199,66	1271,64	1312,33
68	ООО «Энергосервис»	1398,32	1398,32	1482,22	1529,64
69	ОАО «Международный Аэропорт Нижний Новгород»	1376,95	1376,95	1459,57	1506,28
70	ЗАО «Класс плюс»	1245,05	1245,05	1319,75	1361,98
71	ГУЗ НОКБ им. Н.А. Семашко	823,98			
72	ОАО «Нижегородская трикотажная фабрика»	1264,02	1264,02	1339,86	1400,15
73	ФГУП Федеральный Научно-производственный центр «Научно-исследовательский институт измерительных систем им. Ю.Е. Седакова»	955,97	955,97	1013,33	1041,59
74	ОАО «Судоходная компания «Волжское пороходство»	1370,31	1370,31	1375,37	1385,81
75	ОАО «Оргсинтез»	929,05	929,05	984,79	1016,3
76	ОАО «Оргсинтез»	697,33	697,33	739,17	783,52
77	ОАО «Оргсинтез»	697,35	697,35	739,19	783,54
78	ЗАО «Русский стандарт»	1542,12	1542,12	1634,64	1686,95
79	ООО «Универмаг Нижегородский»	1484,2	1484,2	1573,26	1602,03
80	ОАО «Железобетонстрой № 5»	1144,56	1144,56	1213,23	1252,05
81	ОАО «Красный якорь»	934,23	934,23	990,28	1018,43
82	ЗАО «Капитал»	1336,34	1336,34	1416,52	1461,85
83	ООО «Агенство недвижимости «Виктория»	1204,66			
84	ФГУ «401 военный госпиталь МВО» МО РФ	1182,5			
85	ОАО «Нижегородский комбинат бытового обслуживания военного округа»	1701,86			
86	ООО «Ковчег НН»	1034,21	1189,34	1260,7	1301,04
87	ФГУП НПП «Полет»	732,99	732,99	776,97	801,83

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование организации	Дата начала действия тарифа			
		01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012
88	ОАО «170 Ремонтный завод средств обеспечения полетов»	968,84	968,84	1026,97	1059,83
89	ООО «СТН-Энергосети»	1384,21	1384,21	1467,26	1514,21
90	ОАО «РЖД» (Дирекция по тепловодоснабжению)	1113,31	1113,31	1180,11	1217,87
91	ОАО «РЖД» (Дирекция по тепловодоснабжению)	730,1	730,1	773,9	798,67
92	Филиал «Волготрансгаз» - «Инженерно-технический центр»	1043,47			
93	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	597,16	597,16	632,99	653,24
94	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	617,91	617,91	654,99	675,94
95	ООО «Автозаводская ТЭЦ»		635,23	673,34	694,89
96	ООО «Автозаводская ТЭЦ»		692,74	734,3	757,81
97	ООО «Автозаводская ТЭЦ»		1073,26	1137,66	1174,06
98	ЗАО «Волгаэнергосбыт»	635,23			
99	ЗАО «Хромтан»	837,21	837,21	887,44	927,38
100	ООО «Приволжье Энергия «	1904,91	1900,55	2019,85	2106,88
101	«Нижегородский филиал «ОАО ТГК-6»	0	625,97	663,52	693,38
102	ЗАО «Волгаэнергосбыт»	692,74			
103	ФБУ ИЗ-1	949,11			
104	ООО «Санаторий им. ВЦСПС»	1242,3	1242,3	1316,84	1376,1
105	ООО «Энергия»	1172,35	1172,32	1242,66	1282,43
106	ООО «Фармстандарт Фитофарм-НН»	1873,07			
107	ОАО «НКХП-Девелопмент»	1091,71			
108	ОАО «Нижегородский молочный завод № 1»	1217,95	1217,95	1291,03	1332,34
109	ООО Торговое предприятие «Нижегородец»	1062,47	1062,47	1126,22	1162,26
110	ООО «Росма»	1708,81	1708,81	1811,34	1869,3
111	ОАО «Силикатный завод № 1»	878,58	878,58	931,3	973,21
112	ОАО «Силикатный завод № 1»	1230,69	1230,69	1304,54	1363,24

№ п/п	Наименование организации	Дата начала действия тарифа			
		01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012
113	ООО «СК-НН»		1545,28	1638	1690,41
114	ЗАО «Концерн Термаль»		1768,5	1874,57	1926,64
115	ООО «Торговый дом «Нижегородский»		1204,66	1276,94	1317,8
116	ООО «РАСКО-Энергосервис»		1018,09	1079,17	1127,74
117	ФГУ ДПОС «Нижегородский региональный институт управления и экономики агропромышленного комплекса»		1029,57	1091,34	1126,27
118	ЗАО «Энергосервис»		1410,6	1495,24	1542,78
119	ЗАО «ПКТ»		1298,04	1375,92	1419,95

Тариф на услуги по передаче тепловой энергии в 2011 году составлял от 57,51 руб./Гкал для ООО «Заводские сети» до 354,75 руб./Гкал для ООО «Теплосети». С 1 сентября 2012 года тариф составляет от 62,91 руб./Гкал для ООО «Заводские сети» до 375,17 руб./Гкал для ЗАО «Энергогрупп».

Таблица 11.2 – Тарифы на услуги по передаче (транспортировке) тепловой энергии теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород в 2011-2012 годах, руб./Гкал (без НДС)

№ п/п	Наименование организации	Дата начала действия тарифа			
		01.01.11	01.01.12	01.07.12	01.09.12
1	ЗАО «Энергогрупп»	338,69	338,69	359,02	375,17
2	ОАО «АСПО-1»	199,37			
3	ООО «Заводские сети»	57,51	57,51	60,96	62,91
4	ООО «Теплосети»	354,75	354,75	354,75	354,75

11.2 Прогноз тарифов на тепловую энергию до 2027 года

В мае 2012 года Министерством экономического развития РФ опубликован Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013-2015 годов.

В соответствии со сценарными условиями, в 2012 году индексация тарифов на тепловую энергию будет проведена в июле и сентябре в размерах, определенных принятым ранее прогнозом на 2012-2014 годы.

При этом среднегодовой рост тарифов к предыдущему году может составить 6%, изменение расходов на оплату тепловой энергии потребителями (в котором учитывается изменение полезного отпуска) будет ниже – 4,8%, на что окажет влияние введение в IV квартале оплаты за теплоэнергию по показаниям приборов учета, которое должно привести к сокращению полезного отпуска, по оценке, от 3-4% до 6-8%. Этот фактор (оценить масштабы которого можно будет по итогам IV квартала 2012 г.) может привести и к более значимому снижению объемов полезного отпуска в I-III кварталах 2013 г., поэтому для получения необходимой валовой выручки предусмотренная ранее индексация в июле в размере 8% может быть повышена до 10%. В связи с этим в среднем за год к предыдущему году рост тарифов будет находиться в интервале 11-12% (ранее – 11%).

В 2014 году индексация тарифов на тепловую энергию сохраняется на определенном ранее уровне 12%, в среднем за год к предыдущему рост тарифов составит 9,5-10,5%.

В 2015 году рост тарифов на тепловую энергию составит 10-11% в среднем за год к предыдущему году при индексации в июле на 10%. Такой рост цен в полном объеме покрывает рост затрат, в том числе на топливо, учитывая что рост цен на нерегулируемые виды топлива (уголь, мазут) прогнозируется существенно ниже, чем в 2014 году, и обеспечивает рост прибыли (Таблица 11.3).

Таблица 11.3 – Прогноз роста тарифов на тепловую энергию в 2012-2015 годах в среднем по Российской Федерации, %

Показатель	2011 г. (оценка)	Прогноз			
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Регулируемые цены, в среднем за год к предыдущему году	112,9 ¹	104,8-106,2 ²	111-112 ³	109,5-110,5 ³	110-111 ³
Индексация регулируемых тарифов		в июле и сентябре по 6%	с июля 8-10% ³	с июля 12%	с июля 10%

¹ По данным отчетов Росстата об ежемесячной динамике цен.

² С учетом динамики тарифов в 2011 году.

³ Расчет с учетом динамики отпуска в текущем году в связи с введением оплаты по показаниям счетчиков.

Указанные параметры роста тарифов на тепловую энергию представляют собой усредненные показатели в целом по Российской Федерации. При этом рост регулируемых тарифов будет дифференцирован по регионам ввиду их климатических и территориальных особенностей и по отдельным регионам может превышать средние темпы роста по стране. Прежде всего, это связано с видом используемого топлива (газ, уголь, мазут и др.), и схемой теплоснабжения потребителей, а также долей тепла, производимого в комбинированном режиме выработки тепловой и электрической энергии, степенью загрузки установленного оборудования и другими особенностями технологического процесса производства, передачи и распределения тепловой энергии.

Приказом Федеральной службы по тарифам от 06 октября 2011 г. № 242-э/7 на 2012 год установлены предельные максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, в среднем по субъектам Российской Федерации.

Для Нижегородской области установлены следующие темпы ростов с календарной разбивкой:

- максимальная величина роста тарифов с 01.01.2012 по 30.06.2012 – 100,0%;
- максимальная величина роста тарифов с 01.07.2012 по 31.08.2012 – 106,0%;
- максимальная величина роста тарифов с 01.09.2012 по 31.12.2012 – 104,5%.

Министерством экономического развития РФ также разработаны сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года.

Выделены два качественно отличных сценария социально-экономического развития в долгосрочной перспективе – консервативного (энерго-сырьевого) и инновационного развития. В качестве целевого варианта прогноза предлагается инновационный умеренно-оптимистичный вариант прогноза, характеризующийся усилением инвестиционной направленности экономического роста и укреплением позиций России в мировой экономике.

Рост регулируемых тарифов на тепловую энергию на долгосрочную перспективу был определен с учетом поэтапного перехода теплоснабжающих организаций на регулирование цен методом доходности на инвестируемый капитал (RAV-регулирование).

Во избежание резких скачков роста тарифов и усиления роста тарифов на услуги ЖКХ и инфляции предлагается проводить сглаживание выручки с переносом роста на последующие годы. В прогнозе учитывалось сокращение производства тепла самостоятельными котельными, увеличение производства в системах централизованного теплоснабжения и постепенное сокращение потерь тепла при передаче теплосетями примерно от 2-3% в год. По оценке, при этих условиях рост тарифов на теплоэнергию в 2015-2020 гг. составит 1,7-1,9 раза, а за 2015-2030 гг. – 3 раза (Таблица 11.4).

Таблица 11.4 – Прогноз темпов роста тарифов на тепловую энергию, в среднем по РФ, в период до 2030 года

Год	Сценарий	
	Инновационный (Inn)	Энерго-сырьевой (En)
2011	112,9%	
2012	104,8-106%	
2013	111-112%	
2014	109,5-110,5%	
2015	110-111%	
2016	110,5%	111,2%
2017	110,2%	111,4%
2018	110,0%	111,1%
2019	109,0%	111,3%
2020	108,5%	110,9%
2021	108,2%	111,3%
2022	107,7%	109,2%
2023	106,5%	108,4%
2024	105,9%	108,1%
2025	105,2%	107,4%
2026	104,7%	107,0%

Год	Сценарий	
	Инновационный (Inn)	Энерго-сырьевой (En)
2027	104,7%	105,5%
2028	104,6%	104,6%
2029	104,4%	104,5%
2030	104,3%	104,1%
2010-2015	183,8%	183,8%
2015-2020	175%	188%
2021-2030	172%	196%
2015-2030	302%	369%

С учетом предложенных темпов роста выполнен прогноз тарифов на тепловую энергию для потребителей пяти крупных теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород на период до 2027 года (Таблица 11.5).

Таблица 11.5 – Прогноз средних тарифов на тепловую энергию основных теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород до 2027 года

Наименование организации	2012 г.*	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2018 г.	2021 г.	2024 г.	2027 г.
ООО «Теплосети»	1419,95	1534-1562	1718-1749	1889-1924	2532-2647	3239-3639	3933-4656	4534-5646
ОАО «Теплоэнерго»	1604,38	1533-1562	1717-1749	1889-1924	2531-2647	3238-3638	3932-4655	4534-5645
ООО «Нижновтеплоэнерго»	1415,82	1529-1557	1713-1744	1884-1919	2524-2639	3229-3628	3921-4642	4521-5629
ООО «Автозаводская ТЭЦ»	637,13	705-719	790-805	869-885	1165-1218	1490-1674	1809-2142	2086-2597
ОАО «Территориальная генерирующая компания N 6», Сормовская ТЭЦ	693,38	749-763	839-854	923-940	1236-1293	1582-1777	1920-2273	2214-2757

* На период с 01.09.2012 по 31.12.2012.

11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности

С начала 2005 года плата за подключение к системам теплоснабжения устанавливалась на основании Федерального закона от 30.12.2004 N 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса».

В соответствии со ст.5 Закона, к перечню полномочий органов местного самоуправления в области регулирования тарифов и надбавок организаций коммунального комплекса относилось регулирование:

- надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса в соответствии с предельным индексом, установленным органом регулирования субъекта Российской Федерации для соответствующего муниципального образования;
- тарифов на подключение к системам коммунальной инфраструктуры, тарифов организаций коммунального комплекса на подключение.

В соответствии с указанным нормативным актом, Администрацией города Нижнего Новгорода в 2006-2009 годах устанавливались тарифы на подключение к системам теплоснабжения для организаций, чьи инвестиционные программы были утверждены постановлениями Городской Думы города Нижнего Новгорода (Таблица 11.6).

В 2009-2011 годах действовали утвержденные тарифы на подключение к системам теплоснабжения ОАО «Теплоэнерго» в размере 5300 тыс. руб./Гкал/ч и «Сормовской ТЭЦ» ОАО «ТГК-6» в размере 3200 тыс. руб./Гкал/ч.

Таблица 11.6 – Плата за подключение к системам теплоснабжения г. Нижнего Новгорода

Наименование организации	Тариф на подключение, тыс. руб./ Гкал/ч	Дата действия тарифа	Постановление об утверждении тарифа	Наименование инвестиционной программы
ОАО «ТГК-6», «Сормовская ТЭЦ» Нижегородского филиала	2002	16.08.06-31.12.08	Пост. Адм. от 16.08.06 № 2794	Инвест. программа ОАО «ТГК-6» для подразделения «Сормовская ТЭЦ» Нижегородского филиала на 2006-2008 годы
ООО «Автозаводские энергетические сети»	2750	01.03.07-15.06.08	Пост. Адм. от 28.02.07 № 649	Инвест. программа ООО «Автозаводские энергетические сети» по развитию систем электроснабжения на 2008-2010 годы и теплоснабжения на 2008-2011 годы
ООО «Теплоэнерго»	2750	01.03.07-15.06.08	Пост. Адм. от 28.02.07 № 649	Инвест. программа ОАО «Теплоэнерго» по развитию теплоэнергетического комплекса на 2007-2011 годы
ОАО «Теплоэнерго»	5300	15.06.08-31.12.11	Пост. Адм. от 15.05.08 № 2159	Инвест. программа ОАО «Теплоэнерго» по развитию теплоэнергетического комплекса на 2007-2011 годы
ОАО «ТГК-6», «Сормовская ТЭЦ» Нижегородского филиала	3200	10.08.09-31.12.11	Пост. Адм. от 10.07.09 № 3351	Инвест. программа ОАО «ТГК-6» Нижегородского филиала по развитию системы теплоснабжения от «Сормовской ТЭЦ» на 2009-2011 годы

Существенные изменения в порядок установления платы за подключение были введены Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Законом определены некоторые понятия:

- Плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения;
- Резервная тепловая мощность – тепловая мощность источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимая для обеспечения тепловой нагрузки теплопотребляющих установок, входящих в систему теплоснабжения, но не потребляющих тепловой энергии, теплоносителя.

В перечень цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, подлежащих регулированию, внесены следующие пункты:

- Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;
- Плата за подключение к системе теплоснабжения.

Полномочия по регулированию размера указанных видов платы переданы органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Законом также определено, что плата за подключение к системе теплоснабжения устанавливается органом регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки и может быть дифференцирована в зависимости от параметров данного подключения, определенных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

По состоянию на июнь 2012 года указанные основы ценообразования и правила регулирования Правительством РФ не утверждены. Плата за подключение к системе теплоснабжения и плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности Региональной службой по тарифам Нижегородской области не утверждена.

12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ

Согласно Концепции областной целевой программы «Энергетическая безопасность Нижегородской области на 2009 - 2012 годы», утвержденной постановлением Правительства области от 01.11.2008 № 514, сложившаяся ситуация в топливно-энергетическом комплексе области существуют угрозы надежному топливо- и энергообеспечению в области имеют место. Они вызваны рядом причин и как следствие, оказывают негативное воздействие на темпы развития экономики области.

В первую очередь к ним относится дефицит электрической и тепловой мощности, ограничения из-за недостаточной пропускной способности и развития электрических сетей, а также высокого износа электросетевого и энергетического оборудования.

Инвестиции в обновление, модернизацию оборудования ТЭК выделяются в недостаточном объеме, что приводит к его старению, повышению уровня аварийности и снижению эксплуатационной готовности.

В соответствии с вышеизложенным и выполненным анализом состояния систем теплоснабжения Нижнего Новгорода основные проблемы ТЭК города можно охарактеризовать следующими позициями.

1. Локальные дефициты электрической и тепловой энергии и вероятность снижения объемов подаваемого газа в периоды похолоданий формируют необходимость более подробного рассмотрения при разработке схемы теплоснабжения проблемы энергетической безопасности городского округа. Здесь важными вопросами для решения являются:

- увеличение доли выработки городом собственной электроэнергии;
- снижение удельных расходов топлива при генерации тепловой и электрической энергии за счет новых технологий при одновременном решении проблемы завышенной степени котельнизации городской среды согласно требований ФЗ №190 «О теплоснабжении» по преимущественно комбинированной выработке тепловой и электрической энергии;
- приведение показателей износа оборудования и сетей в процессе реконструкции систем теплоснабжения до нормативных значений;

- формирование инвестиционной программы модернизации системы теплоснабжения с учетом индикативных показателей энергетической безопасности.

2. Расчетные параметры теплоносителя в централизованных системах теплоснабжения в Нижнем Новгороде 150/70 °С не выдерживаются. В этих случаях, помимо локальных недотопов, происходит перерасход бытового газа и электроэнергии в периоды похолоданий. В соответствии с этим требуется разработка технических предложений по решению изложенной проблемы.

3. Качество теплоносителя (его параметры) используемого непосредственно для нужд горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения в отдельных районах города формируют необходимость разработки комплекса мероприятий по переводу этих систем в закрытый режим.

4. Прогнозируемое по генплану города существенное увеличение тепловой и электрической нагрузки приведет к соответствующему увеличению расхода основного газового топлива. В соответствии с этим, весьма важной является проблема оптимизации объемов газопотребления за счет повышения эффективности использования топлива и энергосбережения с последующей корректировкой развития существующей системы газоснабжения.

5. Централизованное теплоснабжение Нижнего Новгорода, на долю которого приходится основной объем отпуска тепловой энергии, определяет качество обеспечения его населения тепловой энергией. Либерализация энергетики в последнее десятилетие привела к созданию новых экономических отношений между производителями и потребителями тепловой энергии. В соответствии с этим при рыночных условиях возникает ряд новых задач, решение которых формирует необходимость модернизации самой структуры управления. Переход на обоснованную централизованную структуру управления теплоснабжением (СТС) позволяет сформировать менее затратную программу реконструкции и повысить качество теплоснабжения в новых условиях.

В соответствии со статьей 4 (пункт 2) Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" Правительством Российской Федерации утверждены Правила организации теплоснабжения. Установлены правовые

основы организации теплоснабжения, права и обязанности органов местного самоуправления, федеральных органов исполнительной власти, теплоснабжающих и теплосетевых организаций, иных владельцев источников тепловой энергии и тепловых сетей, потребителей тепловой энергии в сфере организации теплоснабжения. Необходимость выхода по обустройству города Нижнего Новгорода на новый качественный уровень ставит задачу вывода на режим нормального воспроизводства энергетического хозяйства. Создание системы инвестиционной привлекательности определяют необходимость решения проблемы финансово - организационной. С этой целью целесообразно рассмотреть варианты и дать предложения по созданию Единой теплоснабжающей организации.

Решение указанных проблем возможно за счет комплекса различных мероприятий, обоснование которых предусмотрено в настоящей работе.

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

Анализ существующего состояния теплоснабжения Нижнего Новгорода показывает:

- существующая система теплоснабжения жилищно-коммунального сектора имеет значительный процент износа установленного оборудования;
- ранее разработанная Схема теплоснабжения и существующие норматив-но-методические документы предполагают преимущественное развитие теплофикации. Сравнительный анализ представленных материалов и Схемы теплоснабжения выявил серьезное отставание по росту планировавшихся тепловых нагрузок и нереализованность утвержденных решений по отдельным энергоисточникам и тепловым сетям. Вместе с тем, за счет сдвижки сроков строительства новых ТЭЦ и АТС, значительно возросла доля котельных в покрытии тепловых нагрузок города;
- в сетях ГВС Автозаводского теплосетевого района не выдерживаются новые, повышенные требования к температуре

горячей воды и организации качественного функционирования систем централизованного ГВС. Не выдерживается требование СанПиН к температуре воды в местах водозабора, которая, независимо от системы теплоснабжения, должна находиться в пределах 60-75 °С. В однотрубной схеме ГВС с локальной циркуляцией происходит смешение подаваемой от ТЭЦ воды с неиспользованной водой от потребителей и ее охлаждение. Из-за отсутствия на теплонасосной станции источника тепловой энергии температура воды не соответствует нормативному требованию;- из-за технического состояния газопроводов снижено максимальное разрешенное рабочее давление. В связи с этим, ограничена возможность дополнительной подачи газа потребителям города Нижнего Новгорода.

Организации качественного теплоснабжения городского округа Нижний Новгород присуща значительная часть существующих проблем, установленных в результате диагностики более чем трехсот российских систем теплоснабжения, как относительно основных системных проблем функционирования теплоснабжения, так и по составляющим процесса теплоснабжения: производство – транспорт – потребитель.

Системные:

- Недостаточность, для мониторинга и коррекции параметров, данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- Избыточная централизация систем теплоснабжения от котельных;
- Несоблюдение температурного графика, разрегулированность систем теплоснабжения;
- Завышенные по сравнению с нормативными значениями температуры обратной сетевой воды, что приводит к снижению использования располагаемой мощности ТЭЦ.

Источники тепла:

- Локальный избыток мощностей источников теплоснабжения при одновременном наличии зон дефицита за счет отсутствия

пропускной способности отдельных участков сети;

- Снижение или стабилизация на низком уровне доли выработки тепла на ТЭЦ;
- Высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- Низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования;
- Низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и (или) отпуска тепловой энергии на котельных.

Тепловые сети:

- Высокий уровень фактических потерь в тепловых сетях, как за счет избыточной централизации, так и за счет обветшания тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;
- Высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей (около 50% всех затрат в системах теплоснабжения);
- Высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов.

Потребители услуг теплоснабжения:

- Низкая степень охвата домохозяйств квартирным учетом горячей воды и средствами регулирования теплопотребления;
- Низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;
- Отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов.

В системе теплоснабжения города Нижний Новгород наблюдается значительное разнообразие схем подключения нагрузки горячего водоснабжения. В целом по городу в настоящий момент преобладают закрытые схемы подключения ГВС и зависимые схемы подключения отопительных систем потребителей.

По открытой схеме производится горячее водоснабжение потребителей только от сетей Сормовской ТЭЦ, однако в отдельных микрорайонах ГВС производится по закрытой схеме через ЦТП.

Всего в системе теплоснабжения города Нижний Новгород насчитывается более 350 тепловых пунктов. Часть крупных систем работает с ЦТП, в которых установлено разнотипное оборудование. ЦТП в основном работают по двухступенчатой смешанной схеме, с двухтрубными сетями до ЦТП и четырех трубными после ЦТП. Большое количество потребителей в Автозаводском и Ленинском районах подключены по трехтрубной до ЦТП и четырех трубной схеме после ЦТП. Отдельные небольшие котельные работают по четырех трубной схеме, с непосредственным подключением потребителей.

В настоящий момент в системе теплоснабжения города накопилось ряд проблем связанных с горячим водоснабжением потребителей.

В основном проблемы связаны с тем, что проектировались и создавались такие системы в 50-60-ые годы с учетом требований нормативной документации и уровней теплопотребления тех лет.

Система теплоснабжения города получила значительное развитие и увеличением уровня теплопотребления. В тоже время оборудование тепловых сетей и ЦТП получило значительный износ, а параметры теплоносителя и режимы работы системы вышли из расчетных значений.

Влияние на функционирование систем теплопотребления оказывают изменившиеся санитарные нормы к параметрам теплоносителя, подаваемого на ГВС.

В 2009 году введены новые санитарно-эпидемиологические правила и нормы СанПиН 2.1.4.2496-09, которые были утверждены Постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 07.04.2009г. №20. Новые правила устанавливают повышенные требования к качеству воды и организации систем централизованного горячего водоснабжения. Пункт 2.4. СанПиН определяет температуру горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой схемы горячего водоснабжения не ниже 60оС и не более 75оС.

Следующим нормативно-правовым актом, устанавливающим требования к системам горячего водоснабжения, является Федеральный закон №417-ФЗ от 07.12.2011 г., который вносит изменения в Федеральный закон «О 22401.ОМ-ПСТ.001.000.

теплоснабжении» №190-ФЗ. Статья 29 Федерального закона №190-ФЗ дополняется двумя частями:

Часть 8. С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Часть 9. С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водо-снабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Таким образом, дальнейшее развитие систем горячего водоснабжения города Нижний Новгород на перспективу до 2027 года должно осуществляться согласно указанным нормативно-правовым актам.

В первую очередь выполнение законодательства затрагивает потребителей, снабжаемых от Сормовской ТЭЦ по открытой схеме горячего водоснабжения.

Тепловые сети Сормовской ТЭЦ разделены на семь магистралей, каждая из которых имеет обозначение: 1 – 7 очереди. Расчетные параметры теплоносителя в сетях 130 – 70 °С со срезкой температуры в подающей магистрали 115 °С и с изломом 65 °С.

На сетях имеется 27 центральных и более 100 индивидуальных тепловых пунктов. Часть потребителей подключены непосредственно к магистралям в тепловых камерах (ТК) и тепловых узлах (УТ).

В отдельных микрорайонах ГВС от СТЭЦ производится по закрытой схеме от трех ЦТП:

1. ЦТП микрорайона «Заводской парк» (ЦТП-324, ул. Заводской парк, 18) со смешанной схемой подключения водоподогревателей ГВС, с баками-аккумуляторами горячей воды и деаэраторами.

2. ЦТП микрорайона «Левинка» (ЦТП-322, ул. Левинка, 51) с пароводяными водоподогревателями (ПВП) подключенными по параллельной схеме с аккумуляторами горячей воды. Присоединение отопительно-вентиляционной нагрузки на ЦТП – независимое через ПВП с параметрами на выходе 105-70°С.

3. ЦТП-309 (ул. Керченская 20а) с двухступенчатой схемой присоединения водоподогревателей, без БА и деаэраторов.

По закрытой схеме через индивидуальные тепловые пункты с ВВП подключены также многие отдельные здания, введенные в эксплуатацию в последние годы.

Большая же часть потребителей от Сормовской ТЭЦ снабжается горячей водой путем непосредственного водоразбора из двухтрубных сетей на ИТП или по четырехтрубным квартальным сетям с приготовлением горячей воды по открытой схеме на ЦТП. Имеется техническая возможность перевода этих потребителей на ГВС по закрытой схеме, путем реконструкции существующих ЦТП и ИТП с установкой водоводяных подогревателей ГВС. Так же возможна более масштабная их реконструкция с переходом на закрытую схему ГВС и независимое подключение нагрузки отопления.

12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения), а также надежностью ее структуры (наличие резервных перемычек в тепловых сетях, дублирующих источников тепла и др.).

По статистике повреждаемость оборудования источников тепла больше, чем тепловых сетей, но наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. При авариях на источнике, имеющем, как правило, резервное оборудование, отпуск теплоты лишь снижается по сравнению с требуемым. Авария в нерезервируемой тепловой сети ведет к полному отключению потребителей. При этом продолжительность перерыва в теплоснабжении зависит от диаметра поврежденного теплопровода и качества организации аварийно-восстановительных работ на объекте.

Следствием неудовлетворительной надежности действующих теплоснабжающих систем являются нестабильный температурный режим в

зданиях и большое число аварийных ситуаций, затраты на устранение которых значительно выше плановых эксплуатационных расходов.

На тепловых сетях централизованных систем теплоснабжения аварии происходят из-за наружной коррозии, вызванной некачественной гидроизоляцией теплофикационных каналов и теплопроводов. Существенным недостатком является тот факт, что в обычном неаварийном режиме температурный и гидравлический режимы поддерживаются без учета требований теплопотребляющих систем зданий.

Как отмечалось выше, более 60 % технологических нарушений в системах теплоснабжения объектов ЖКХ Нижнего Новгорода произошло из-за нарушений работоспособности тепловых сетей (66,2 % - технологические нарушения в тепловых сетях, 9 % - выход из строя запорно-регулирующей арматуры, 8,8 % - нарушения, связанные с перерывами в электро и газоснабжении (8 % и 0,8 % соответственно), 8 % - выход из строя другого оборудования, 8 % - прочие причины, в числе которых (2 %) механические повреждения теплопроводов). Распределение причин технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг. представлено на рисунке 12.1.

Причины технологических нарушений в системах теплоснабжения объектов ЖКХ Нижнего Новгорода



Рисунок 12.1 – Распределение причин технологических нарушений в теплоснабжении объектов ЖКХ Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг.

Типовыми причинами технологических нарушений в тепловых сетях являются:

- Разрушение теплопроводов или арматуры;
- Образование свищей вследствие коррозии теплопроводов;
- Гидравлическая разрегулировка тепловых сетей.

По статистическим данным ЦДДС, для тепловых сетей Нижнего Новгорода характерно неравномерное распределение выходящих из строя теплопроводов как по диаметрам, отопительным периодам и административным районам города. На рисунке 12.2 приведено распределение количества вышедших из строя теплопроводов в диапазоне диаметров 57÷720 мм в тепловых сетях объектов ЖКХ Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг.

Протяженность теплопроводов сетей отопления и сетей ГВС ООО «Теплосети» в диапазоне диаметров 32÷900 мм приведена на рисунках 12.3 и 12.4 соответственно.

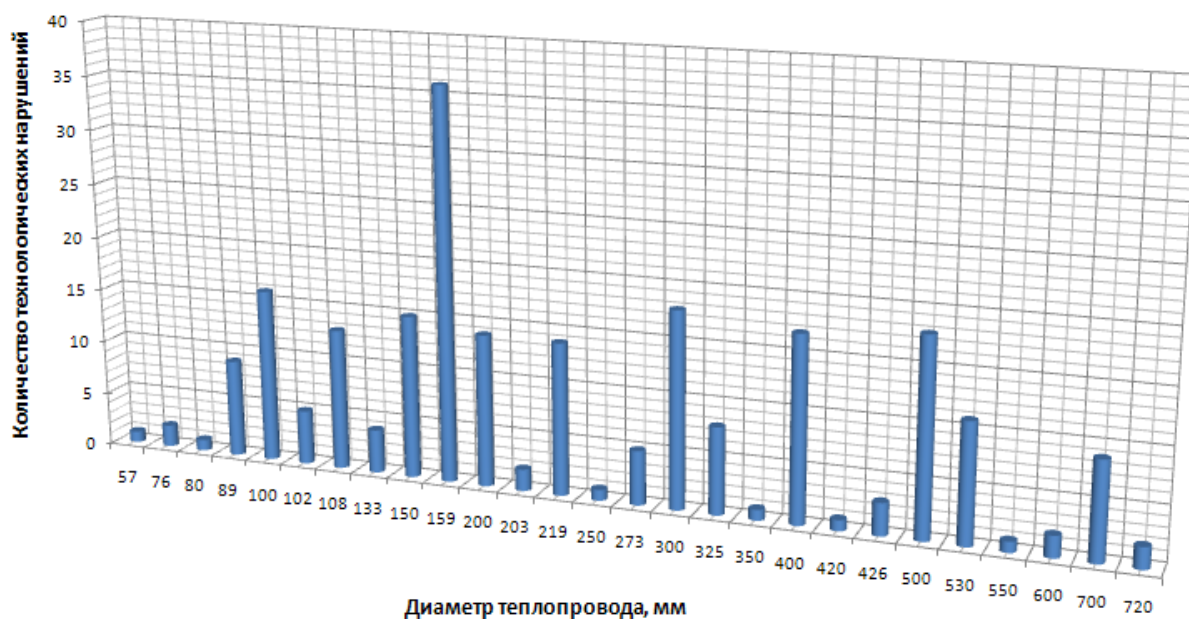


Рисунок 12.2 – Количество вышедших из строя теплопроводов в диапазоне диаметров 57÷720 мм в тепловых сетях объектов ЖКХ Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг.

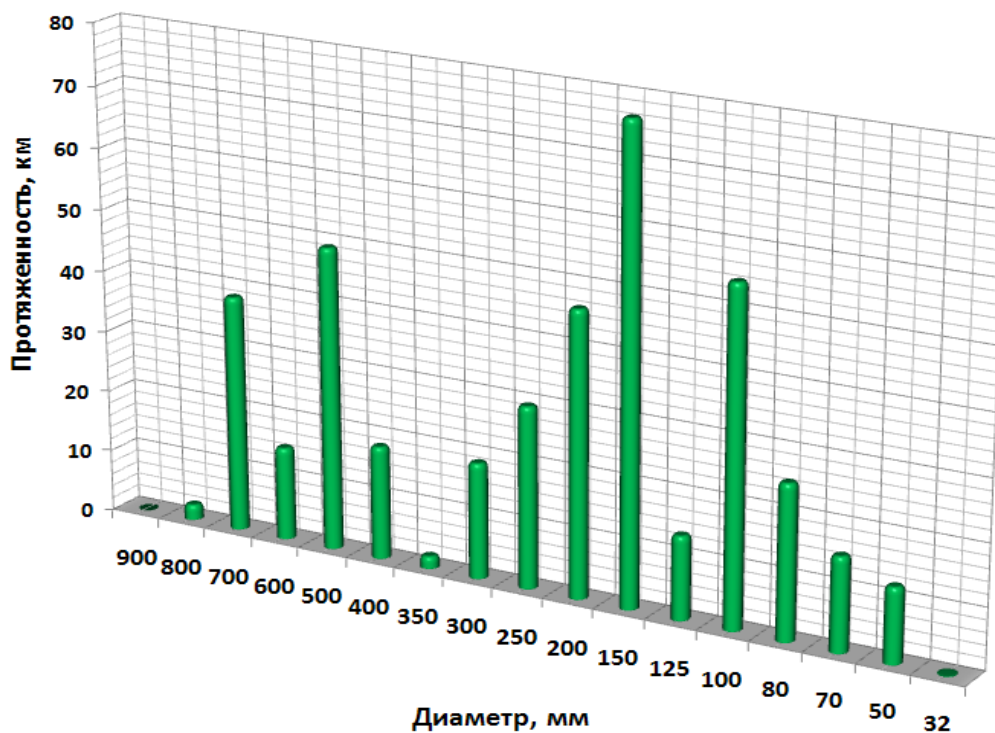


Рисунок 12.3 – Протяженность теплопроводов сетей отопления ООО «Теплосети» в диапазоне диаметров 32÷900 мм

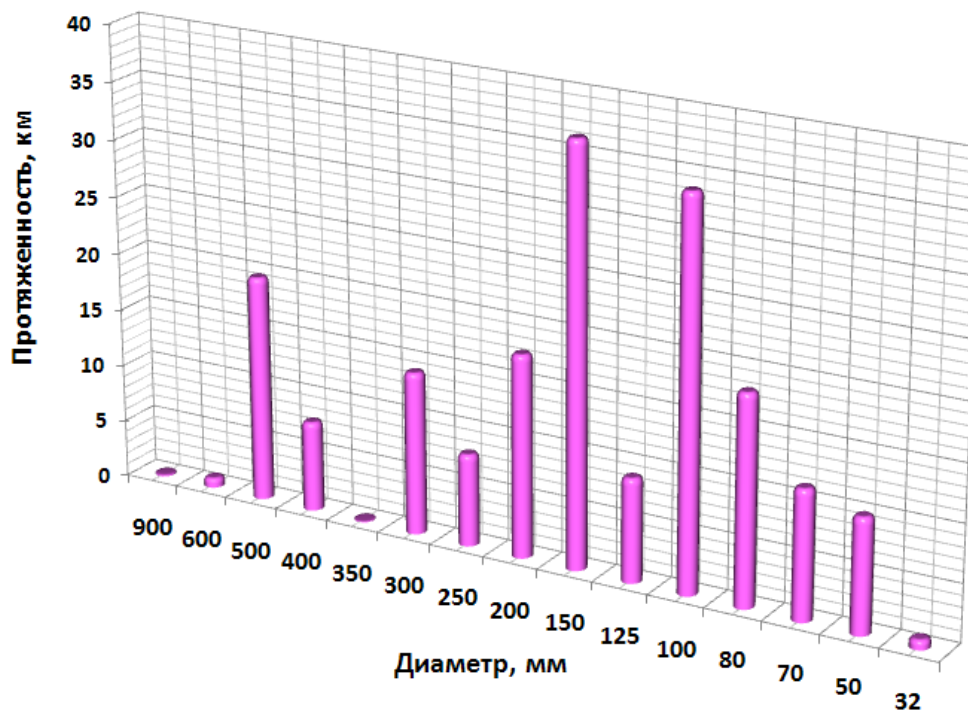


Рисунок 12.4 – Протяженность теплопроводов сетей ГВС ООО «Теплосети» в диапазоне диаметров 32÷900 мм

На рисунке 12.5 представлено распределение количества вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ Нижнего Новгорода по годам в период 2008÷2012 гг.

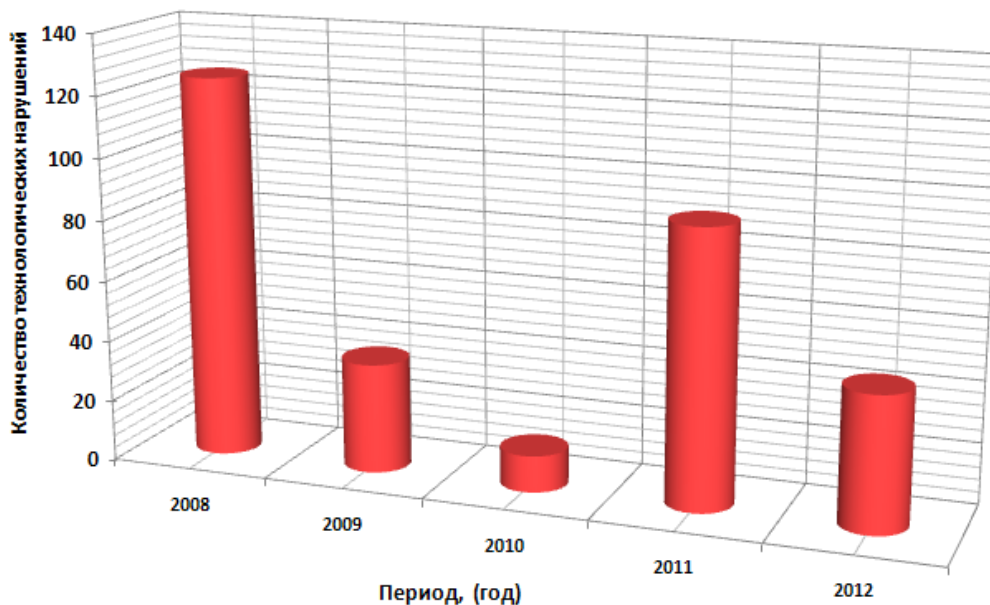


Рисунок 12.5 – Количество вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ Нижнего Новгорода по годам в период 2008÷2012 гг.

На рисунке 12.6 представлено распределение количества вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ по административным районам Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг.

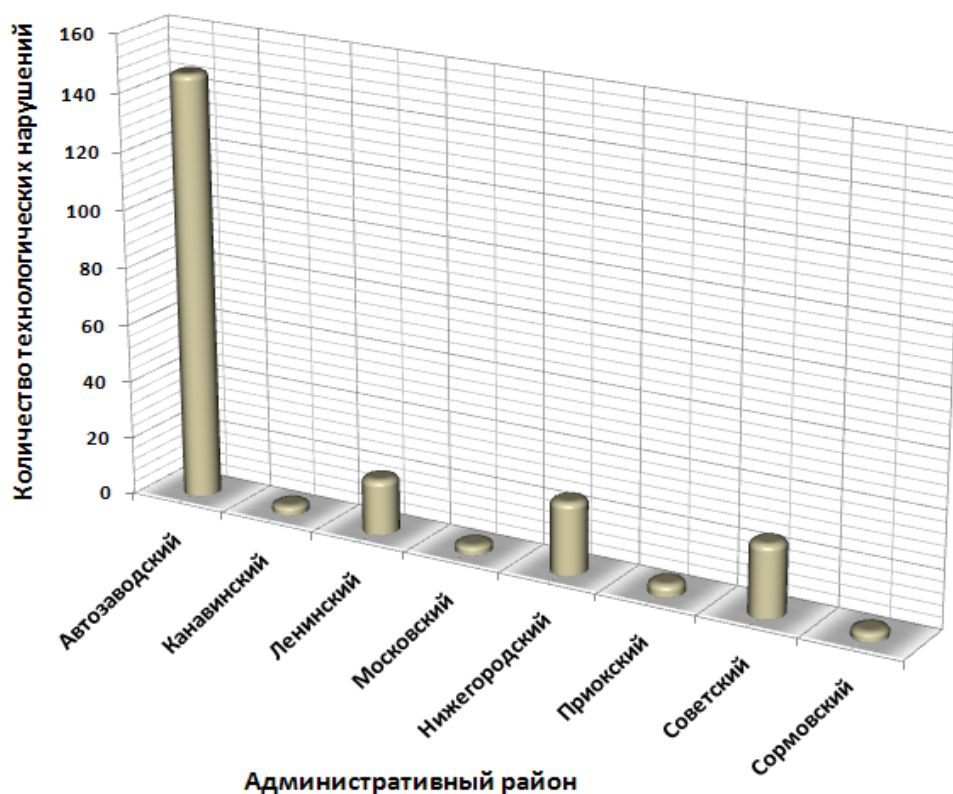


Рисунок 12.6 – Количество вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ административных районов Нижнего Новгорода в период 2008÷2012 гг.

Из представленных данных следует, что в системах теплоснабжения ЖКХ Нижнего Новгорода чаще всего выходят из строя теплопроводы диаметром 159 мм (16 % от общего количества). При существенной неравномерности наблюдаемого распределения, группировка вышедших из строя теплопроводов по диапазонам диаметров, наглядно показывает зависимость частоты возникновения нарушений от диаметра теплопровода и позволяет определить наиболее критические значения диаметров в каждом диапазоне с точки зрения возникновения технологических нарушений на проложенных теплопроводах в условиях Нижнего Новгорода.

Распределение количества вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ Нижнего Новгорода по годам свидетельствует о том, что в 2008 и 2011 годах технологические нарушения по этой причине возникали чаще, чем в остальные года периода с 2008 по 2012 гг.

Распределение количества вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ по административным районам показывает, что

в Автозаводском районе аварии на теплопроводах возникают гораздо чаще, чем в других районах города.

Ретроспектива прокладки (перекладки) в Автозаводском РТС теплопроводов сетей отопления и сетей ГВС, суммарной протяженностью более 600 км и принадлежащих в основном ООО «Теплосети», приведена на рисунках 12.7 и 12.8 соответственно.

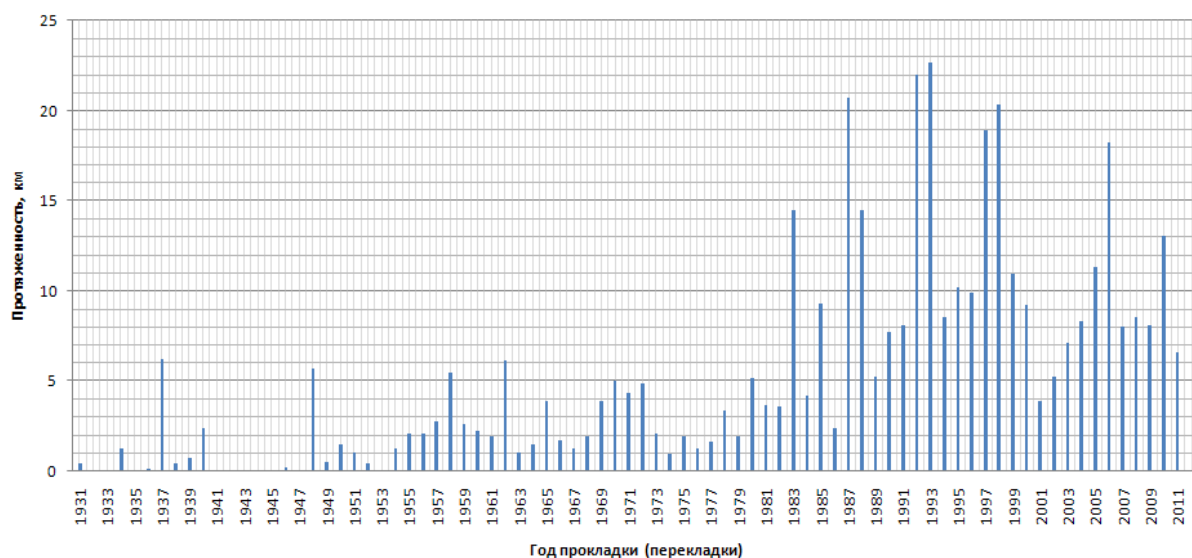


Рисунок 12.7 – Протяженность теплопроводов сетей отопления ООО «Теплосети» по годам прокладки (перекладки)

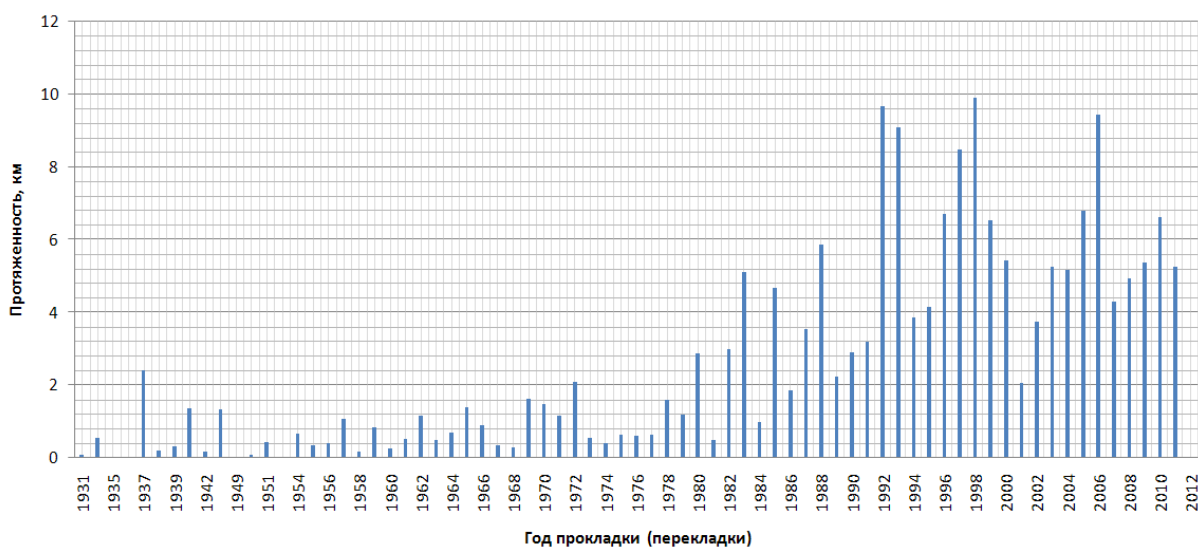


Рисунок 12.8 – Протяженность теплопроводов сетей ГВС ООО «Теплосети» по годам прокладки (перекладки)

Из представленных данных следует, что доля протяженности теплопроводов, срок эксплуатации которых превышает 25 лет (ветхие сети), в общей протяженности сетей составляет 31% в сетях отопления (рисунок 12.9) и 25% в сетях ГВС (рисунок 12.10). Именно эта часть тепловых сетей снижает надежность теплоснабжения потребителей Автозаводского РТС и является наиболее аварийной (85% от общего количества технологических нарушений; рисунок 12.11).

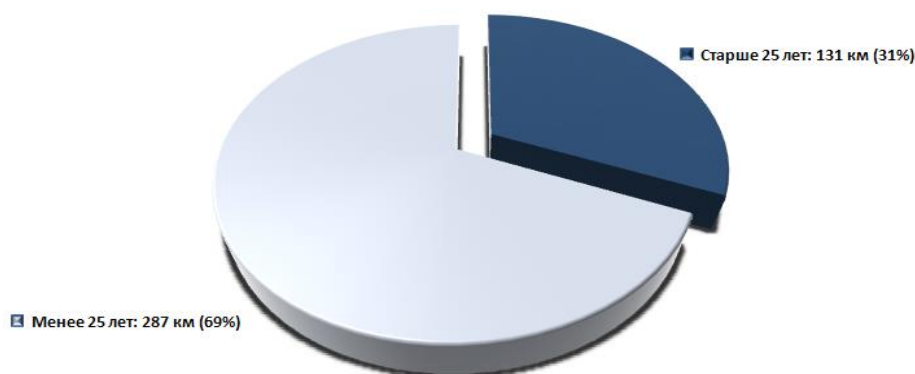


Рисунок 12.9 – Доля протяженности «старых» теплопроводов сетей отопления в общей протяженности сетей отопления ООО «Теплосети»

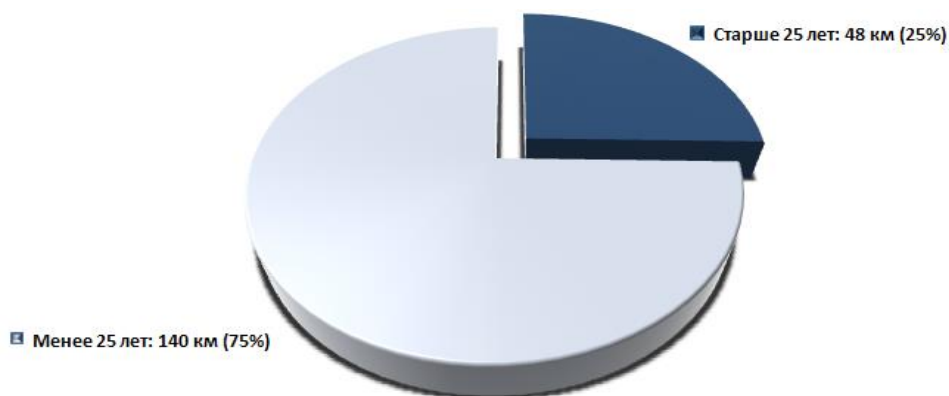


Рисунок 12.10 – Доля протяженности «старых» теплопроводов сетей ГВС в общей протяженности сетей отопления ООО «Теплосети»



Рисунок 12.11 – Структура причин технологических нарушений теплоснабжения объектов ЖКХ Автозаводского РТС в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 гг.

Распределение протяженности теплопроводов сетей отопления и сетей ГВС ООО «Теплосети» по диаметрам и годам прокладки (перекладки) приведено на рисунках 12.12 и 12.13 соответственно.

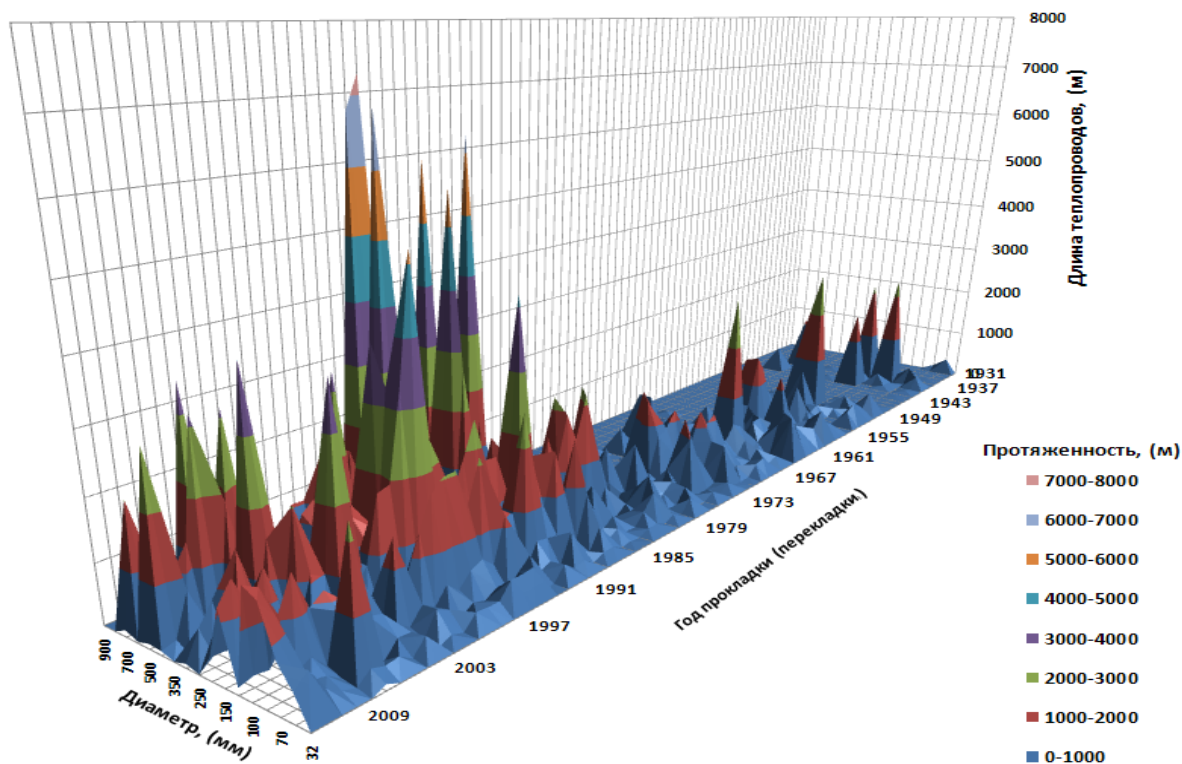


Рисунок 12.12 – Распределение протяженности теплопроводов сетей отопления ООО «Теплосети» по диаметрам и годам прокладки (перекладки)

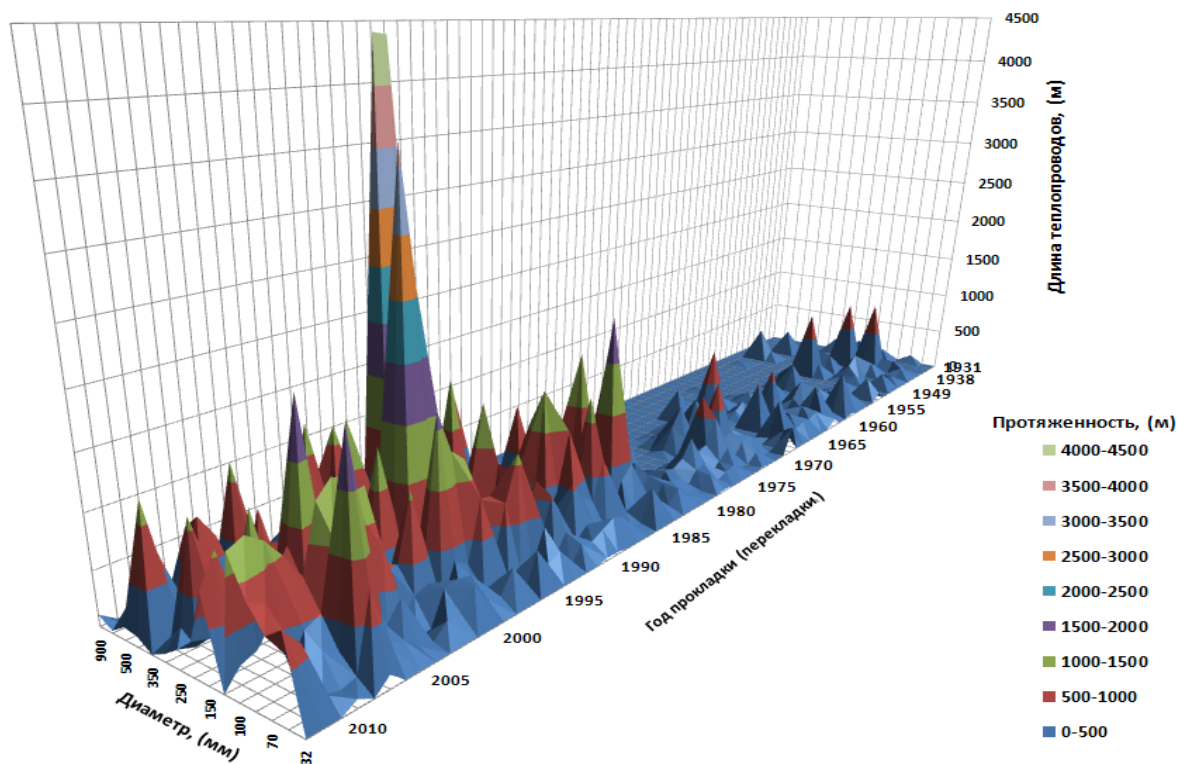


Рисунок 12.13 – Распределение протяженности тепловодов сетей ГВС ООО «Теплосети» по диаметрам и годам прокладки (перекладки)

Таким образом, статистические исследования показывают, что повреждаемость сетей (количество повреждений на 100 км длины в год) в зависимости от их назначения имеет следующие значения:

- газовые – 9,5;
- водопроводные – 41;
- кабельные – 6,1;
- тепловые – 13.

Причинами выхода из строя магистральных тепловодов являются:

- Наружная коррозия теплопровода – 55 %;
- Дефекты сварных швов – 20 %;
- Дефекты компенсаторов – 6 %;
- Дефекты задвижек – 1,5 %;
- Прочие причины – 17,5 %.

Внешние проявления технологических нарушений и характеристика причин их возникновения приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Внешние проявления технологических нарушений и причины их возникновения

Внешнее проявление технологического нарушения	Причина возникновения технологического нарушения
Наружная коррозия теплопровода	Нарушение внешнего антикоррозийного покрытия: - применение малоэффективных антикоррозийных покрытий; - повреждение антикоррозийных покрытий при транспортировке; - периодическое увлажнение антикоррозийного покрытия за счет отсутствия дублирующей гидроизоляции на тепловой изоляции; - износ покрытия за счет нарушения адгезии и разных температурных деформаций системы «земля – изоляция – трубопровод» при нарушениях в работе компенсационных систем.
	Увлажнение тепловой изоляции: - высокий уровень грунтовых вод за счет отсутствия дренажа при высоком их уровне или глинистых грунтах, больших утечках воды из теплотрассы, общее подтопление территории; - плохое гидроизоляционное покрытие трубопровода; - недосыпка грунта по линии теплотрассы; - применение бесканальных прокладок теплотрассы в изоляции, отличающейся высоким водопоглощением; - нарушение уклонов теплотрассы между колодцами; - застаивание воды в каналах, нишах П-образных компенсаторов при бесканальной прокладке.
	Блуждающие токи: - отсутствие катодной защиты; - наличие оголенных участков трубопроводов, соприкасающихся с грунтом.
Внутренняя коррозия теплопровода	Некачественная водоподготовка (подпитка сырой водой с наличием растворенного кислорода, присутствие в воде составляющих, способствующих коррозии).
Механические повреждения теплопровода	Деформационные сдвиги колодцев и мертвых опор. Разрыв компенсаторов за счет разрушения неподвижных опор. Гидравлический удар в тепловой сети за счет дестабилизации режимов и парообразования. Завышенные напоры в тепловой сети.

В квартальных тепловых сетях причины технологических нарушений распределяются иначе:

- Внутренняя и внешняя коррозия теплопроводов – 78 %;
- Разрывы сварных швов – 1 %;
- Размораживание теплопроводов и другие механические повреждения – 10 %;
- Отказы компенсаторов и других элементов сети – 11%.

Основными причинами наружной коррозии являются: низкое качество изоляционных покрытий, наличие блуждающих токов от наземного электротранспорта (в условиях, когда только около 2 % протяженности

теплосети имеет катодную защиту от электрохимической коррозии), высокий уровень стояния грунтовых вод, проникновение в грунт соли, используемой при снегоуборке. Проблема радикального ограничения повреждения теплопроводов наружной коррозией (при наличии финансовых средств) решается путем поэтапной замены поврежденных и ненадежных участков теплосети на теплопроводы с полиуретановой изоляцией, системой контроля ее увлажнения и полиэтиленовой гидроизоляционной оболочкой. Повреждения теплопроводов от внутренней коррозии имеют локальный характер (раковины, развивающиеся в свищи).

Внутренняя коррозия труб теплосети – это электрохимический процесс разрушения стали в электролите. Роль электролита выполняет теплоноситель при температуре 40–150 °С, представляющий собой водный раствор различной концентрации сульфитов, хлоридов, солей, других взвешенных веществ. В этом растворе, как правило, также присутствуют газы: кислород и свободная углекислота.

Отпуск тепловой энергии потребителям в Нижнем Новгороде осуществляется из расчета обеспечения требуемой температуры внутреннего воздуха +18 °С. Для обеспечения требуемой по санитарно-гигиеническим нормам внутренней температуры +21 °С необходимо обеспечить прирост отпускаемой тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей в целом по городу более 120 Гкал/ч (около 5 % от суммарного расчетного расхода теплоты на отопление жилых зданий). Проблема может быть решена в первую очередь за счет адресной санации общим числом до 10% от существующих зданий, имеющих наихудшие энергетические показатели, при жестком соблюдении требований энергоэффективности при их реконструкции (таблица 12.2).

Таблица 12.2 – Оценка потенциала снижения расчетного расхода теплоты на отопление на примере жилых зданий обслуживаемых ООО "Теплосети "

Жилые здания, имеющие отклонения от нормативов теплопотребления	Доля от общего количества зданий, %	Доля потенциала снижения энергопотребления от суммарного расхода теплоты на отопление всех жилых зданий, %	Доля потенциала снижения энергопотребления от суммарного расхода теплоты на отопление всех жилых зданий, % нарастающим итогом
более 40 %	2,3 %	1,5 %	1,5 %
более 35 %	4,1 %	2,7 %	4,2 %

более 30 %	5,8 %	3,6 %	7,8 %
более 25 %	12,2 %	6,3 %	14,1 %
более 20 %	17,4 %	8,4 %	22,5 %

Длительные перерывы в отоплении в связи с авариями в системе теплоснабжения могут вызывать разрушение отопительных приборов, оборудования котельной, а также способствовать распространению аварийной ситуации на системы электро-, газоснабжения в связи с непредусмотренными возросшими нагрузками на них. Нарушения тепловых режимов теплоснабжения приводят также к социальной напряженности, к увеличению заболеваемости населения.

12.2.1 Аварийные ситуации в системах теплоснабжения и отопления

К характерным отказам систем отопления можно отнести:

- Течи в резьбовых и сварочных соединениях трубопроводов (за счет сборки на сухом льне, попадания воздуха в систему, опорожнения в летний период, механических повреждений, скачков давлений теплоносителя и др.);
- Течи в отопительных приборах (периодическое опорожнение систем, подпитка водой без деаэрации и достаточной химобработки, механические повреждения, размораживание);
- Неравномерный прогрев различных, особенно дальних стояков (разрегулировка, внутреннее обрастание трубопроводов, отсутствие летних промывок системы, воздушные «мешки»);
- Неравномерный прогрев отопительных приборов по высоте здания (обрастание трубопроводов, нерасчетный расход теплоносителя, завышенные теплотери здания, несанкционированная установка отопительных приборов в отдельных помещениях, засорение отдельных приборов и арматуры, «завоздушивание» отдельных приборов);
- Замерзание отопительных приборов, участков трубопроводов (локальное охлаждение при открытых наружных дверях или окнах, отсутствие изоляции на разводящих трубопроводах, низкая температура теплоносителя, перерывы в циркуляции теплоносителя);

- Разрывы трубопроводов (отсутствие межэтажных гильз, компенсаторов, деформация конструктивных элементов здания, нерасчетные механические нагрузки на трубопроводы, завышенные давления в трубопроводах, замерзание участков трубопроводов, внутренняя коррозия и др.);
- Прекращение циркуляции теплоносителя («завоздушивание» системы, частичное опорожнение, снижение или отсутствие перепада давления на вводе, засорение или перемерзание участка трубопровода, утечка воды из подающего трубопровода и др.).

К аварийным ситуациям, требующим оперативного вмешательства, следует отнести:

- Разрыв трубопровода или отопительного прибора;
- Прекращение циркуляции теплоносителя.

В первом случае, как правило, требуется опорожнить часть или всю отопительную систему и провести восстановительные работы. В случае хорошо (с продувкой) опорожненной системы (или ее части) нет угрозы перемерзания трубопроводов и отопительных приборов, и время ремонтных работ определяется, помимо социальных требований, остыванием здания (или ее части), а также из условия возможного спонтанного развития аварий при нерасчетном подключении потребителями электрических и газовых источников теплоты.

В случае прекращения циркуляции теплоносителя, особенно в системе отопления в целом, время ликвидации аварии (до опорожнения) определяется климатическими условиями. Для увеличения времени нахождения системы отопления в заполненном состоянии необходима реализация следующих мероприятий:

- Опорожнение только лестничных стояков (как наиболее уязвимых мест);
- Организация естественной циркуляции через байпасную линию (или путем снятия сопла элеватора);
- Подключение на вводе циркуляционного насоса;

- Подключение на вводе передвижного дополнительного источника тепла;
- Теплоизоляция трубопроводов на вводе, лестничных площадках;
- Подключение в квартирах дополнительных источников тепла с одновременной организацией циркуляции в системе отопления;
- Обогрев лестничных площадок передвижными воздушно - отопительными агрегатами.

В процессе эксплуатации на тепловом вводе возможны следующие неисправности, косвенно способствующие возникновению аварийных ситуаций в системах отопления и горячего водоснабжения (таблица 12.3).

Таблица 12.3 – Неисправности в системах отопления и горячего водоснабжения, косвенно способствующие возникновению аварийных ситуаций

Неисправности	Возможные последствия
Засорение сопла элеватора	Прекращение циркуляции теплоносителя
Удаление сопла элеватора	Перегрев верхних этажей, увеличение давления в системе отопления с возможным превышением допустимых значений (разрыв отопительных приборов)
Заполнение грязевиков шламом	Снижение перепада давлений и, как следствие, уменьшение циркуляции в системе отопления
Нарушение теплоизоляции трубопроводов	Увеличение теплотерь, ускорение замерзания трубопроводов при аварии
Заращение трубок теплообменников	Снижение температуры воздуха в отапливаемых помещениях, вертикальная разрегулировка
Отказы в работе циркуляционных насосов	Прекращение циркуляции теплоносителя, возможность перемерзания трубопроводов системы отопления

Анализ информации о повреждениях насосных подстанций, выполненный в МГАСУ, позволил сделать следующий вывод о причинах повреждений:

- Сальники насосов – 30 %;
- Подшипники – 30 %;
- Электродвигатель – 11 %;
- Насос – 12 %;
- Вал насоса и его повреждения – 3 %;
- Задвижки – 3 %;
- Обратный клапан – 3 %;

- Автоматический регулятор давления – 2,5 %.

Наиболее характерными неполадками в тепловых сетях являются:

- Разрыв трубопроводов или разрушение арматуры;
- Увеличенная подпитка тепловых сетей за счет свищей в трубопроводах;
- Гидравлическая разрегулировка тепловых сетей.

Аварии, связанные с разрывом трубопровода, требуют оперативного вмешательства. В зависимости от назначения, диаметра, схемы и типа системы теплоснабжения возможны следующие этапы и варианты их ликвидации с последующим ремонтом теплопровода:

- Обнаружение точного места аварии;
- Прогноз теплового и гидравлического режимов при развитии аварии и отключении участка теплосети;
- Отключение аварийного трубопровода;
- Выбор оптимального теплового и гидравлического режимов системы на период восстановления аварийного теплопровода с разработкой стратегии и времени восстановления.

В основе отмеченной последовательности лежит выбор одного из вариантов временного функционирования системы теплоснабжения аварийной зоны:

- Функционирование системы теплоснабжения с отключенным на период ремонта участком (временное отключение системы отопления);
- Отопление зданий с помощью локальных обогревателей (воздушные калориферы, электрические или газовые отопительные приборы, «буржуйки» и др.);
- Работа трех-, четырехтрубной тепловой сети (с переключением) в режиме на отопление (без горячего водоснабжения);
- Подключение в месте аварии передвижной временной котельной;
- Работа двухтрубной тепловой сети по однострубному варианту (на излив).

Первый вариант – наиболее неблагоприятный, но вместе с тем он достаточно широко применяется. Здесь определяющим является допустимый период времени на восстановление трубопровода.

Сроки проведения аварийно-восстановительных работ зависят от диаметра трубопровода, на котором эта авария произошла. В таблице 12.4 приведены примерные сроки ликвидации повреждений на подземных теплопроводах.

Таблица 12.4 – Примерные сроки ликвидации повреждений на подземных теплопроводах

Этап работы	Время, ч, выполнения этапа при диаметре трубы, мм				
	100-200	250-400	500-700	800-900	1000-1400
Отключение участка сети	1	2	4	4	4
Вызов представителей, доставка механизмов	2	3	3	3	3
Разрытие шурфов для точного обнаружения места повреждения	3	5	6	7	9
Спуск воды из трубопровода	1	1	2	2	2
Вскрытие канала, откачка воды из трассы, вырезка поврежденной трубы	2	4	8	12	16
Подгонка новой трубы (заплаты) одним-двумя сварщиками	1	2	5	8/4	12/6
Наполнение участка сети	1	1	2	4	8
Включение и восстановление теплосистемы	1	2	4	4	4
ВСЕГО	12	20	34	44/40	58/52

Из таблицы 12.4 видно, что на ликвидацию повреждения на трубопроводе диаметром 100-200 мм затрачивается 12 ч, а при диаметре трубопровода 500-700 мм времени потребуется почти в три раза больше, и оно составит 34 ч.

В связи с этим в эксплуатируемых ныне и проектируемых тепловых сетях систем централизованного теплоснабжения при подземной их прокладке предусматривается резервная подача теплоты в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха для отопления трубопроводов диаметрами от 300 мм и выше. Считается, что лимит времени для устранения повреждений теплопроводов меньшего диаметра достаточен и опасность замораживания систем отопления не возникает. Определение лимита времени, требуемого на восстановление работоспособности нерезервируемого элемента, отказ которого возможен при любой климатической ситуации отопительного периода, приведен в таблице 12.5.

Таблица 12.5 – Лимит времени на производство аварийно-восстановительных работ в зависимости от погодных условий

Наружная расчетная температура для отопления $t_{нр}$, °С	Коэффициент аккумуляции β	Параметр	Текущие значения $t_{нр}$, °С			
			-50	-30	-10	±0
-50	75	$t_{в}$, °С	10	12,4	14,8	16
		чел. · ч	7,3	9,1	13,8	21,0
-40	70	$t_{в}$, °С	–	11,5	14,5	16,0
		чел. · ч	–	10,2	14,0	19,6
-30	65	$t_{в}$, °С	–	10,0	14,0	16,0
		чел. · ч	–	12,2	14,6	18,2
-20	55	$t_{в}$, °С	–	–	13,0	16,0
		чел. · ч	–	–	15,3	15,4

Из таблицы 12.5 следует, что высокая оперативность аварийно-восстановительных работ необходима в течение большей части отопительного периода.

12.2.2 Возможные способы оперативной локализации и устранения аварийных ситуаций в системах теплоснабжения и отопления

С развитием централизованного теплоснабжения, усложнением схем тепловых сетей актуальной стала задача выявления поврежденного участка в сложной сети с целью быстрой локализации аварии, а затем уже уточнения места повреждения для проведения ремонтных работ.

Факт достаточно крупного повреждения, как правило, устанавливается по резкому увеличению расхода подпиточной воды, понижению давления на коллекторах, существенной разнице расхода воды в подающем и обратном трубопроводах. В соответствии с «Инструкцией по эксплуатации тепловых сетей», в случае резкого возрастания подпитки необходимо установить контроль над ее величиной. Одновременно производят внешний осмотр сети с целью выявления повреждения. Параллельно на станции проверяется герметичность теплофикационного оборудования и коллекторов котельной.

Если при внешнем осмотре сети и проверке герметичности место утечки обнаружить не удастся, то проверка осуществляется путем поочередного отключения от сети абонентских систем, квартальных и магистральных участков тепловых сетей и одновременное наблюдение за величиной подпитки.

При поиске повреждений в кольцевой сети таким методом необходимо сначала перестроить ее на радиальную. Это увеличивает время обнаружения с момента возникновения повреждения до его локализации.

Чтобы обеспечить возможность более быстрого выявления аварийной магистрали по показаниям расходомеров, установленных на выводах котельной, рекомендуется секционированная схема эксплуатации тепловых сетей. Непосредственно место повреждения выявляется шурфовкой.

В целом эффективность способов нахождения повреждений, применяемых в отечественной практике эксплуатации городских тепловых сетей, довольно низкая. Практически аварийный участок чаще всего устанавливается по появлению воды в камерах, выходу сетевой воды на поверхность земли или по выходу паров из теплофикационных камер.

Наибольшую опасность представляет собой бесканальная прокладка трубопроводов, факт повреждения которых определяется в основном уже после размыва грунта. Решение о характере дальнейших действий принимается с учетом определения размера аварии, оценки погодных условий и ожидаемого времени остывания зданий, попавших в аварийную ситуацию. После принятия решения выполняются аварийно-восстановительные работы.

В настоящее время разработан ряд более совершенных методов обнаружения аварий в тепловых сетях (метод автоматической сигнализации, гидролокации, контролируемых давлений; методы, основанные на применении в условиях тепловых сетей современных АСУ). Но из-за недостаточного финансирования они не стали массовым технологическим базисом для создания постоянно функционирующих систем дистанционного выявления и локализации участков и мест утечек сетевой воды в современных действующих системах теплоснабжения.

В результате аварий на тепловых сетях и источниках возможны наиболее массовые и серьезные по своему характеру нарушения теплового режима, сопровождаемые значительными материальными и моральными издержками. Разработку схемных решений систем отопления, более устойчивых к экстремальным ситуациям, следует вести с учетом возможных нарушений гидравлических и тепловых режимов в системах теплоснабжения.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Анализ существующего состояния теплоснабжения Нижнего Новгорода показывает:

- Существующая система теплоснабжения жилищно-коммунального сектора имеет значительный процент износа установленного оборудования;
- Ранее разработанная Схема теплоснабжения и существующие нормативно-методические документы предполагают преимущественное развитие теплофикации. Сравнительный анализ представленных материалов и Схемы теплоснабжения выявил серьезное отставание по росту планировавшихся тепловых нагрузок и нереализованность утвержденных решений по отдельным энергоисточникам и тепловым сетям. Вместе с тем, за счет сдвижки сроков строительства новых ТЭЦ и АТС, значительно возросла доля котельных в покрытии тепловых нагрузок города;
- В сетях ГВС Автозаводского теплосетевого района не выдерживаются новые, повышенные требования к температуре горячей воды и организации качественного функционирования систем централизованного ГВС. Не выдерживается требование СанПиН к температуре воды в местах водозабора, которая, независимо от системы теплоснабжения, должна находиться в пределах 60-75 °С. В однотрубной схеме ГВС с локальной циркуляцией происходит смешение подаваемой от ТЭЦ воды с неиспользованной водой от потребителей и ее охлаждение. Из-за отсутствия на теплонасосной станции источника тепловой энергии температура воды не соответствует нормативному требованию;- из-за технического состояния газопроводов снижено максимальное разрешенное рабочее давление. В связи с этим, ограничена возможность дополнительной подачи газа потребителям города Нижнего Новгорода.

Организации качественного теплоснабжения городского округа Нижний Новгород присуща значительная часть существующих проблем, установленных в результате диагностики более чем трехсот российских систем теплоснабжения, как относительно основных системных проблем функционирования теплоснабжения, так и по составляющим процесса теплоснабжения: производство – транспорт – потребитель.

Системные:

- Недостаточность, для мониторинга и коррекции параметров, данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- Избыточная централизация систем теплоснабжения от котельных;
- Несоблюдение температурного графика, разрегулированность систем теплоснабжения;
- Завышенные по сравнению с нормативными значениями температуры обратной сетевой воды, что приводит к снижению использования располагаемой мощности ТЭЦ.

Источники тепла:

- Локальный избыток мощностей источников теплоснабжения при одновременном наличии зон дефицита за счет отсутствия пропускной способности отдельных участков сети;
- Снижение или стабилизация на низком уровне доли выработки тепла на ТЭЦ;
- Высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- Низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования;
- Низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и (или) отпуска тепловой энергии на котельных.

Тепловые сети:

- Высокий уровень фактических потерь в тепловых сетях, как за счет избыточной централизации, так и за счет обветшания тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;
- Высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей (около

50% всех затрат в системах теплоснабжения);

- Высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов.

Потребители услуг теплоснабжения:

- Низкая степень охвата домохозяйств квартирным учетом горячей воды и средствами регулирования теплопотребления;
- Низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;
- Отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов.

В системе теплоснабжения города Нижний Новгород наблюдается значительное разнообразие схем подключения нагрузки горячего водоснабжения. В целом по городу в настоящий момент преобладают закрытые схемы подключения ГВС и зависимые схемы подключения отопительных систем потребителей.

По открытой схеме производится горячее водоснабжение потребителей только от сетей Сормовской ТЭЦ, однако в отдельных микрорайонах ГВС производится по закрытой схеме через ЦТП.

Всего в системе теплоснабжения города Нижний Новгород насчитывается более 350 тепловых пунктов. Часть крупных систем работает с ЦТП, в которых установлено разнотипное оборудование. ЦТП в основном работают по двухступенчатой смешанной схеме, с двухтрубными сетями до ЦТП и четырех трубными после ЦТП. Большое количество потребителей в Автозаводском и Ленинском районах подключены по трехтрубной до ЦТП и четырех трубной схеме после ЦТП. Отдельные небольшие котельные работают по четырех трубной схеме, с непосредственным подключением потребителей.

В настоящий момент в системе теплоснабжения города накопилось ряд проблем связанных с горячим водоснабжением потребителей.

В основном проблемы связаны с тем, что проектировались и создавались такие системы в 50-60-ые годы с учетом требований нормативной документации и уровней теплотребления тех лет.

Система теплоснабжения города получила значительное развитие и увеличением уровня теплотребления. В тоже время оборудование тепловых сетей и ЦТП получило значительный износ, а параметры теплоносителя и режимы работы системы вышли из расчетных значений.

Влияние на функционирование систем теплотребления оказывают изменившиеся санитарные нормы к параметрам теплоносителя, подаваемого на ГВС.

В 2009 году введены новые санитарно-эпидемиологические правила и нормы СанПиН 2.1.4.2496-09, которые были утверждены Постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 07.04.2009г. №20. Новые правила устанавливают повышенные требования к качеству воды и организации систем централизованного горячего водоснабжения. Пункт 2.4. СанПиН определяет температуру горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой схемы горячего водоснабжения не ниже 60оС и не более 75оС.

Следующим нормативно-правовым актом, устанавливающим требования к системам горячего водоснабжения, является Федеральный закон №417-ФЗ от 07.12.2011 г., который вносит изменения в Федеральный закон «О теплоснабжении» №190-ФЗ. Статья 29 Федерального закона №190-ФЗ дополняется двумя частями:

Часть 8. С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Часть 9. С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Таким образом, дальнейшее развитие систем горячего водоснабжения города Нижний Новгород на перспективу до 2027 года должно осуществляться согласно указанным нормативно-правовым актам.

В первую очередь выполнение законодательства затрагивает потребителей, снабжаемых от Сормовской ТЭЦ по открытой схеме горячего водоснабжения.

Тепловые сети Сормовской ТЭЦ разделены на семь магистралей, каждая из которых имеет обозначение: 1 – 7 очереди. Расчетные параметры теплоносителя в сетях 130 – 70 °С со срезкой температуры в подающей магистрали 115 °С и с изломом 65 °С.

На сетях имеется 27 центральных и более 100 индивидуальных тепловых пунктов. Часть потребителей подключены непосредственно к магистралям в тепловых камерах (ТК) и тепловых узлах (УТ).

В отдельных микрорайонах ГВС от СТЭЦ производится по закрытой схеме от трех ЦТП:

1. ЦТП микрорайона «Заводской парк» (ЦТП-324, ул. Заводской парк, 18) со смешанной схемой подключения водоподогревателей ГВС, с баками-аккумуляторами горячей воды и деаэраторами.

2. ЦТП микрорайона «Левинка» (ЦТП-322, ул. Левинка, 51) с пароводяными водоподогревателями (ПВП) подключенными по параллельной схеме с аккумуляторами горячей воды. Присоединение отопительно-вентиляционной нагрузки на ЦТП – независимое через ПВП с параметрами на выходе 105-70°С.

3. ЦТП-309 (ул. Керченская 20а) с двухступенчатой схемой присоединения водоподогревателей, без БА и деаэраторов.

По закрытой схеме через индивидуальные тепловые пункты с ВВП подключены также многие отдельные здания, введенные в эксплуатацию в последние годы.

Большая же часть потребителей от Сормовской ТЭЦ снабжается горячей водой путем непосредственного водоразбора из двухтрубных сетей на ИТП или по четырехтрубным квартальным сетям с приготовлением горячей воды по открытой схеме на ЦТП. Имеется техническая возможность перевода этих потребителей на ГВС по закрытой схеме, путем реконструкции существующих ЦТП и ИТП с установкой водоводяных подогревателей ГВС. Так же возможна

более масштабная их реконструкция с переходом на закрытую схему ГВС и независимое подключение нагрузки отопления.