



ТОМ 2. ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа
на период до 2032 года

УТВЕРЖДАЮ:

Глава Нижнетуринского
городского округа

_____/_____/

от «____» _____ 2017 г.

ТОМ 2. ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа
на период до 2032 года

Оглавление

Общие положения.....	6
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	8
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.....	8
1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	8
1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями	9
1.1.3 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	10
Часть 2. Источники тепловой энергии.....	11
1.2.1 Общие положения.....	11
1.2.2 Источники комбинированной выработки тепла и электроэнергии	11
1.2.3 Котельные Нижнетуринского городского округа.....	32
Часть 3. Тепловые сети.....	48
1.3.1. Общие положения.....	48
1.3.2. Общая характеристика тепловых сетей Нижнетуринского городского округа.....	48
1.3.3. Тепловые потери тепловых сетей.....	52
1.3.4. Насосные станции	54
1.3.5. Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры.....	56
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепловой энергии сети	57
1.3.7. Диагностика и ремонты тепловых сетей	58
1.3.8. Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей.....	60
1.3.9. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети.....	60
1.3.10.Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям.....	60
1.3.11.Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	60
1.3.12.Определение эффективного радиуса теплоснабжения.....	61
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	64
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии.....	66
1.5.1. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	66
1.5.2. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.....	66
1.5.3. Случаи применения индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	66
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	67
1.6.1 Баланс распределения производства тепловой энергии.....	67
1.6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по ГРЭС.....	69
1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии	71
Часть 7. Балансы теплоносителя	72
1.7.1 Балансы теплоносителя	72

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	75
Часть 9. Надежность теплоснабжения	77
1.9.1 Общие положения	77
1.9.2 Исходные данные для расчета	78
1.9.3 Вычисление интенсивности отказов	79
1.9.4 Определение надежности в соответствии с методикой по приказу Министерства регионального развития РФ №310	80
Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	83
1.10.1. Техничко-экономические показатели НТ ГРЭС	83
1.10.2. Техничко-экономические показатели котельных	85
Часть 11. Цены (тарифы) в системе теплоснабжения	86
1.11.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию	86
1.11.2 Плата за подключение к системе теплоснабжения	86
1.11.3 Плата за поддержание резервной тепловой мощности	86
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем	88
1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения	88
1.12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения	92
1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	92
1.12.4 Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	92
1.12.5 Предписания надзорных органов об устранении нарушений	92
1.12.6 Базовые целевые показатели системы теплоснабжения	92
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	94
Глава 3. Перспективные балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки	99
3.1. Общие положения	99
3.2. Радиус эффективного теплоснабжения	100
3.3. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2032 г.	102
3.3.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2017 г.	102
3.3.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2025 г.	102
3.3.3 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2032 г.	103
Глава 4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	105
4.1. Общие положения	105
4.2. Перспективные объемы теплоносителя	105
Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	108
5.1. Общие положения	108
5.2. Развитие источников теплоснабжения по сценарию 1 и 2	111
Глава 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	114
6.1. Общие положения	114
6.2. Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проектов	118

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетурина городского округа

Глава 7. Перспективные топливные балансы	119
Глава 8. Оценка надежности теплоснабжения.....	120
Глава 9. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	122
Глава 10. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	126
10.1. Общие положения.....	126
10.2. Определение существующих зон действия энергоисточников в системе теплоснабжения.....	126
10.3. Выводы	127

Общие положения

Город Нижняя Тура изначально возник как посёлок при строительстве в 1754 г. Нижнетурунского казённого железоделательного завода. В 1766 г. завод дал первую продукцию. В 1824 г. на территории Нижнетурунской волости, на реках Ис, Выя и Тура были открыты месторождения россыпей золота и платины (Исовские прииски давали свыше 50% добычи золота и платины на Урале).

В 1852-62 гг. действовал Нижнетурунский Николаевский оружейный завод (выпускал снаряды, пули, запальные трубки к ружьям), который в 1889-93 гг. был переоборудован в тюрьму для политзаключённых Нижнетурунское Николаевское исправительное арестантское отделение, известную под названием "Уральский Шлиссельбург».

В 1925 г. после реконструкции вступил в строй металлургический завод (бывший железоделательный).

В состав Нижнетурунского городского округа в соответствии с Уставом округа входят 22 населенных пункта: г. Нижняя Тура, п. Артельный, п. Большая Выя, п. Борисовский, п. Верх-Ис, п. Глубокая, п. Граневое, п. Ермаковский, п. Ис, п. Косья, п. Лабазка, п. Маломальский, п. Малая Выя, п. Платина, п. Покап, п. Сигнальный, п. Талисман, п. Черничный, п. Шуркино, д. Большая Именная, д. Малая Именная, д. Новая Тура.

Территория Нижнетурунского городского округа – 1939,90 кв. км. Население составляет 25925 человек, из них: 20209 – городское население, 5716 – сельское. (по данным на момент актуализации схемы теплоснабжения). Относится к Северному управленческому округу Свердловской области. Административный центр - город Нижняя Тура.

Нижнетурунский городской округ расположен на восточном склоне Уральских гор в северной части Среднего Урала. Город Нижняя Тура находится в 254 км к северу от Екатеринбурга.

В гидролого-климатическом отношении городской округ находится в зоне пониженного теплообеспечения и нормальной влажности, характерной для таёжной зоны Среднего Урала. Климат района резко континентальный, характеризующийся суровой продолжительной и многоснежной зимой и тёплым коротким летом. Переходные периоды, весна и осень, короткие, с резкими колебаниями температуры воздуха.

Средняя годовая температура воздуха плюс 0,3°С. Средняя температура наиболее холодного периода минус 24°С.

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.92 составляет минус 42° С, обеспеченностью 0.98 составляет минус 46° С, температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.92 минус 37 °С, обеспеченностью 0.98 минус 41°С.

Абсолютный минимум температуры воздуха: минус 52°C, среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца 10,1°C, наиболее тёплого месяца 12,1°C.

Наряду с низкими температурами в зимний период наблюдаются, хотя и довольно редко, высокие температуры.

Средняя максимальная температура самого тёплого месяца года, июля, плюс 23,4°C. Продолжительность периода со среднесуточной температурой меньше 0° С 172 дня. Последние весенние заморозки в среднем прекращаются 21 мая, а первые осенние наблюдаются 12 сентября. Средняя продолжительность безморозного периода 89 дней.

Городской округ расположен в зоне нормальной влажности. Основное количество осадков выпадает в тёплый период (апрель-октябрь) 381 мм. Суточный максимум осадков 58 мм. Климатическая характеристика составлена по данным метеостанции г. Качканара. В таблицу 1 сведены средние значения многолетних климатических характеристик.

Таблица 1. Многолетние климатические характеристики.

№	Климатическая характеристика	Единица измер.	Величина
1	Средняя температура воздуха: январь	°C	-17,2
	июль	°C	16
2	Средняя максимальная температура воздуха самого теплого месяца (июль)	°C	22,4
3	Минимальная температура воздуха	°C	-52
4	Средняя продолжительность периода с температурой воздуха:	сутки	
	t>0°C	сутки	190
	t<0°C	сутки	175
5	Среднемесячная относительная влажность воздуха:	%	
	январь	%	80
	июль		73
6	Преобладающее направление ветра:		
	декабрь-февраль		западное
	июнь-август		западное
7	Среднемесячная скорость ветра:	м/с	
	январь	м/с	3,0
	июль	м/с	2,5
8	Количество осадков:		
	среднегодовое	мм	465
	холодного периода	мм	115
	тёплого периода	мм	350
9	Продолжительность солнечного периода:	час	
	январь	час	40
	июль	час	265
10	Климатический район для строительства		1В
11	Нормативная глубина промерзания грунтов:	м	
	открытые участки	м	2,1
	защищенные участки	м	1,9

Для проведения расчётов нормативных показателей использовались значения среднемесячных температур наружного воздуха в соответствии с данными метеорологических служб.

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В городском образовании Нижняя Тура теплоснабжение осуществляется от 6 котельных, эксплуатируемых ООО «ГЭСКО», и за счёт покупной тепловой энергии, приобретаемой с НТ ГРЭС (ПАО «Т Плюс»). Городские сети и котельные находятся на балансе Комитета жилищно-коммунального хозяйства, транспорта и связи администрации Нижнетурунского городского округа и находятся в оперативном управлении ООО «ГЭСКО» в соответствии с концессионным соглашением.

Централизованное теплоснабжение в Нижнетурунском городском округе осуществляется в трёх населенных пунктах:

- г. Нижняя Тура,
- п. Ис,
- п. Сигнальный.

В городе Нижняя Тура источником тепловой энергии является Нижнетурунская ГРЭС, тепловая мощность которой составляет 522 Гкал/ч. Система теплоснабжения двухтрубная, открытая параметры теплоносителя 150/70°C, 120/70°C (фактически-115/70°C). Основным и резервным топливом для НТ ГРЭС природный газ, подаваемый от двух независимых магистральных газопроводов по двум газопроводам высокого давления. Суммарная длина теплотрасс в двух трубном исполнении 72,391 км.

В посёлках Ис центральная котельная (ЦОК) оснащена 3-я паровыми котлами КЕ 10-14С работающих на природном газе. Котлы вырабатывают насыщенный пар, который используется для подогрева воды, идущей на отопление и ГВС поселка. Система теплоснабжения открытая. Суммарная длина теплотрасс в двух трубном исполнении - 24,819 км.

Финский жилой комплекс (ФЖК) снабжается тепловой энергией на отопление и ГВС от котельного комплекса, в который входит три котельные: «Русская» с двумя водогрейными котлами ВВД-1,8, «Финская» с двумя водогрейными котлами «ВИРБЕКС» и «Румынская» с двумя водогрейными котлами «ИМПАК-3». Все котлы работают на газе. Система

теплоснабжения закрытая четырёх трубная. Суммарная длина теплотрасс в двух трубном исполнении - 4,08 км.

В посёлке Сигнальный котельные оборудованы тремя водогрейными котлами КСВа, работающими на природном газе. Система теплоснабжения открытая. Суммарная длина теплотрасс в двух трубном исполнении - 6,835 км.

В посёлке Косья и деревне Большая Именная установленные котельные отапливают только социально значимые объекты. Основной вид топлива – дрова.

Для отопления объектов в д. Большая Именная имеется котельная, в которой установлено два водогрейных котла КВ-300, в качестве топлива использующие дрова. Температурный график 95/70°C. Система теплоснабжения открытая. Суммарная длина теплотрасс в двух трубном исполнении – 0,26 км.

Жилой посёлок Косья снабжается тепловой энергией на отопление от двух котельных: Центральная котельная (в котельной установлено два водогрейных котла «Энергия-3») и Школьная котельная (в котельной установлено два водогрейных котла «Искитим-1»). Температурный график 95/70°C. Для отопления котлов используются дрова. Котельные работают только в отопительный период, ГВС отсутствует. Суммарная длина теплотрасс в двух трубном исполнении - 0,99 км.

Суммарная длина теплотрасс в двух трубном исполнении - 109,375 км (из них: магистральных - 8,112 км; распределительных - 52,264 км; поселковых – 49,000 км).

Тепло потребителям жилого сектора города (кроме жилого района ЗМИ) подаётся по двухтрубной системе, горячее водоснабжение осуществляется с узлов ввода в дома.

В жилом районе ЗМИ около недействующего бойлера по ул. Малышева на теплопроводе установлен расширитель, после него потребителям подаётся тепло и горячая вода по трёхтрубной системе.

Централизованным теплоснабжением в городе обеспечено 90,6% застройки.

Теплоснабжение промышленных предприятий города осуществляется в основном от собственных котельных.

1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

В Нижнетурунском городском округе в системе централизованного теплоснабжения (далее СЦТ) производство тепловой и электрической энергии осуществляют Нижнетурунская ГРЭС Свердловского филиала ПАО «Т Плюс», а также муниципальные котельные, переданные ООО «ГЭСКО» по концессионному соглашению.

ООО «ГЭСКО» оказывает услугу по транспортировке тепловой энергии потребителям Единой теплоснабжающей организации и осуществляет покупку у ПАО «Т Плюс» тепловой энергии для компенсации потерь при транспортировке.

Единой теплоснабжающей организацией на момент актуализации на территории Нижнетуринского городского округа является ПАО «Т Плюс», заключающее договоры на продажу тепловой энергии, произведенной НТ ГРЭС и котельными с потребителями, жилищными организациями, частным сектором и промышленными потребителями.

Тепловая энергия, вырабатываемая в зоне действия Единой теплоснабжающей организации котельными, подлежит продаже ПАО «Т Плюс» по установленному тарифу.

Отпуск тепловой энергии в горячей воде осуществляется на границах ответственности организаций по приборам учета, а также расчетным методом.

1.1.3 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в Нижнетуринском городском округе сформированы в исторически сложившихся на территории города микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одноэтажные и двухэтажные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

Часть 2. Источники тепловой энергии

1.2.1 Общие положения

Теплоснабжение потребителей городского образования осуществляется от:

- Нижнетуринской ГРЭС;
- котельной ЦОК пос. Ис;
- котельной ФЖК пос. Ис;
- котельной пос. Сигнальный;
- котельной ЦОК пос. Косья;
- котельной Школьная пос. Косья;
- котельной дер. Большая Именная.

Общая располагаемая тепловая мощность источников Нижнетуринского городского округа, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2016 года составила 550,1 Гкал/ч (НТ ГРЭС – 522,0 Гкал/ч, котельная ЦОК (п. Ис) – 13,6 Гкал/ч, котельная ФЖК (п. Ис) – 8,0 Гкал/ч, котельная пос. Сигнальный – 3,46 Гкал/ч, котельная ЦОК пос. Косья – 1,78 Гкал/ч, котельная Школьная пос. Косья – 1,2 Гкал/ч. и котельная дер. Большая Именная – 0,104 Гкал/ч).

1.2.2 Источники комбинированной выработки тепла и электроэнергии

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в Нижнетуринском городском округе осуществляется НТ ГРЭС Свердловского филиала ПАО «Т Плюс». НТ ГРЭС обеспечивает отопление и горячее водоснабжение города Нижняя Тура.

1.2.2.1 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования) НТ ГРЭС

Основным источником тепловой энергии для города является Нижнетуринская ГРЭС (далее НТ ГРЭС).

Нижнетуринская ГРЭС стала первой крупной электростанцией с котлами высокого давления на Урале. По изначальному плану Нижнетуринская ГРЭС должна была работать на базе угля Богословского и Волчанского месторождений, расположенных к северу от Нижней Туры, и поставлять электроэнергию на юг, вплоть до областного центра – Свердловска. Строительство планировалось развернуть ещё в середине 1940-х гг., но реальная работа на площадке началась лишь через 3 года после окончания войны.

20 октября 1948 года началось строительство Нижнетуринской ГРЭС, а уже в декабре 1950 г. были введены в строй 2 турбины суммарной мощностью 105 МВт. Использование

теплофикационных турбин позволило электростанции обеспечивать теплоэнергией город Нижняя Тура и пос. Нагорный. Таким образом, формально называясь ГРЭС, Нижнетурунская электростанция работала в режиме ТЭЦ.

К концу 1955 г. суммарная мощность ГРЭС достигла 563 МВт, что сделало Нижнетурунскую ГРЭС на тот период крупнейшей на Урале.

В следующие годы котельное оборудование Нижнетурунской ГРЭС было переведено на сжигание привозного экибастузского угля вместо местного богословского и волчанского.

В 1970-х гг. на север Свердловской области поступил первый газ из Западной Сибири. Вследствие этого часть котлов ГРЭС была переведена на сжигание природного газа.

В декабре 2015 года был реализован проект «Реконструкция Нижнетурунской ГРЭС» с вводом в эксплуатацию двух блоков ПГУ-230, двух водогрейных и двух паровых вспомогательных котлов, общестанционного оборудования.

С 1 января 2016 года отпуск тепловой энергии осуществляется только от новой очереди станции. Оборудование старой очереди Нижнетурунской ГРЭС было официально выведено из эксплуатации с 1 июля 2016 года.

Наряду с отпуском электрической энергии, НТ ГРЭС снабжает тепловой энергией в виде пара и горячей воды жилищный сектор города Нижняя Тура и Электроаппаратный завод.

Основное, резервное и аварийное топливо – природный газ.

В таблице 2 приведены данные по мощности и выработке тепловой энергии на НТ ГРЭС за период 2010-2016 годов.

Таблица 2. Динамика изменения мощности НТ ГРЭС за 2010-2016 годы

Показатели	2010	2011	2012	2013	2016
Установленная электрическая мощность на конец года, кВт	275000	268400	278960	268490	472000
Установленная тепловая мощность по турбоагрегатам на конец года, Гкал	510	420	430	430	522
Средняя за год установленная электрическая мощность, кВт	284000	274000	279000	279000	523220
Средняя за год установленная тепловая мощность по установленным турбоагрегатам, кВт	510	420	430	430	522
Средняя за отчётный год рабочая электрическая мощность, кВт	237700	193900	209070	-	375040
Число часов использования установленной среднегодовой	4570,0	4500,0	4004,0	-	5822,8
Число часов использования установленной среднегодовой тепловой мощности турбоагрегатов, ч	2010	2076	1739	-	1122,1
Максимум нагрузки электрической, кВт	27650,0	2823880	285233,0	-	537181,8
Максимум нагрузки тепловой, Гкал/час	278,0	230,0	231,0	-	242,1
Выработано электроэнергии всего, тыс.	1297861,0	1232973,0	1116987,0	975895,5	3046621,1
Выработано электроэнергии по теплофикационному циклу, тыс. кВтчас	273564,0	230430,0	220133,0	210767,5	513379,7
Выработано электроэнергии по конденсационному циклу, тыс. кВтчас	1024297,3	1002543,2	896854,1	765128,0	2533241,4

Основные показатели котлоагрегатов и турбоагрегатов, находящихся в эксплуатации в 2013 и в 2016 годах, сведены в таблицы 3-6.

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Таблица 3. Основные технико-экономические показатели котлоагрегатов (за 2013 год)

№	Показатели	Единицы измер.	НТ-200/125				ПК-14					Все энергетические котлы
			№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10	№11	№12	
1	Номинальная производительность	т/ч	200	200	200	200	230	230	230	230	230	217,1
2		Гкал/час	120	120	120	120	135	135	135	135	135	128,6
3	Выработка тепла брутто	Гкал	191338		388629	247695	493618	613802	704683	455138	347424	3442327
4	Средняя нагрузка тепловая	Гкал/час	74,98		111,61	108,92	118,49	113,5	116,42	109,02	110,01	
5	Давление свежего пара за котлом	кгс/см²	100,5	118	108,8	100,4	103,8	94,5	100	101,3	99,2	100,7
6	Температура свежего пара за котлом	°С	503	500	503	503	503	503	503	503	503	503
7	Расход свежего пара за котлом	т/ч	123,52		184,6	181,86	197,63	187,77	194,59	179,94	177,4	
8		тыс.тн	315,23		642,78	413,56	823,31	1015,46	1177,85	751,27	560,22	5699,68
9	Расход питательной воды	т/ч	125,34		188,02	183,48	199,84	189,18	195,67	181,34	178,33	183,96
10		тыс.тн	319,88		654,7	417,23	832,54	1023,07	1184,38	757,08	563,17	5752,05
11	Расход непрерывной продувки	т/ч	1,82		3,42	1,61	2,22	1,41	1,08	1,39	0,93	1,67
12		тыс.тн	4,65		11,92	3,67	9,23	7,61	6,53	5,81	2,95	52,37
13	Число часов в работе	ч	2552		3482	2274	4166	5408	6053	4175	3158	31268
14	Число часов в резерве	ч	5474		3394	4540	3596	2058	1332	3939	3554	27887
15	Число часов в работе с начала эксплуатации	ч	304701		351964	391964	404138	414774	395554	393825	403305	
16	Температура воздуха холодного	°С	31,8		37	38,7	37,8	40,9	42,2	40,2	40,2	39,4
17	Температура воздуха после калорифера	°С	41,9		46,9	42,7	44,8	46,6	46,8	46,9	46,8	45,9
18	Температура воздуха после воздухоподогревателя	°С	279		368	330	332	414	340	295	343	346
19	Температура уходящих газов за посл.пов.нагрева котла	°С	118		152	121	115	128	131	123	132	128,4
20	Коэффициент избытка воздуха	-	1,29		1,4	1,56	1,5	1,44	1,46	1,56	1,48	1,47
21	Присосы воздуха на тракте котёл- дымосос	-	0,31		0,48	0,37	0,49	0,26	0,31	0,33	0,47	0,37
22	Содержание горючих в уносе	%			2,97	2,27	5,46	6,74	3,7	4,59	4,15	4,68
23	Содержание горючих в шлаке	%			22,58							19,13
24	Тонкость помола пыли	%										5,1
25	Количество пусков всего	-	3		6	4	10	6	6	5	7	47
26	Количество пусков неплановых	-			1	1	5	1	1	1	3	13
27	Количество пусков с начала эксплуатации	-	808		801	1252	1119	663	800	725	632	
28	Расход условного топлива всего	тут										542338
29	в т.ч. природного газа	тут										308124
30	в т.ч. мазута	тут										74
31	в т.ч.мазута на пусковые операции	тут										74
32	в т.ч. угля	тут										234140
33	в т.ч. прочие виды	тут										0
34	Потери тепла с уходящими газами	%	5,32		6,86	5,15	4,7	5,25	5,47	5,08	5,7	5,42
35	Потери тепла с хим.недожогом	%				1,2						

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

№	Показатели	Единицы измер.	НТ-200/125				ПК-14					Все энергетические котлы
			№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10	№11	№12	
36	Потери тепла с мех.недожогом	%			2,17	0,64	3,6	3,52	1,81	1,97	1,7	2,24
37	Потери тепла от наружного охлаждения	%	1,11		0,84	0,85	0,88	0,91	0,89	0,94	0,95	0,91
38	Потери тепла с физическим теплом шлака	%	0,68		0,61	0,69	0,8	0,53	0,5	0,56	0,8	0,62
39	КПД бр. Котла по обратному балансу	%	92,89		89,52	91,47	90,02	89,79	91,33	91,45	89,65	90,61
40	КПД бр. Котла по прямому балансу	%										
41	Расход электроэнергии на с/н котлов всего	%										
42	в т.ч.на электроэнергию	%										
43	Пылеприготовление	кВтч/тнт										
44	Питание электронасосов	кВтч/т.в										
45	Тяга и дутьё	кВтч/Гкал	6,66		5,65	5,81	6,57	5,54	6,37	5,91	8,31	6,28
46	Расход тепла на с/н котла	%										1,96
47	КПД нетто котла	%										82,12

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетурицкого городского округа

Таблица 4. Основные технико-экономические данные работы турбоагрегатов (за 2013 год)

№	Показатели	Единицы измерения	Группа "Прочие"			Группа ТЭЦ 90 кгс/см²				По турбинам ТО КТЦ
			Р-10-111/21		По группе "Прочие"	Т-88-90			По группе 90 кгс/см²	
			№4	№5		№8	№9	№10		
1	Выработка электроэнергии	кВтч	247489,0		247489,0	219987186,0	407439716,0	348221065,0	975647967,0	975895456,0
2	Средняя электрическая нагрузка	МВт	8,5		8,5	65,0	66,0	66,5	66,0	111,4
3	Средняя тепловая нагрузка	Гкал	2069,0		2069,0	215550,0	298305,0	169980,0	683835,0	685904,0
4		Гкал/час	71,3		71,3	63,7	48,3	32,5	46,2	46,3
5	производственного отбора	Гкал	2069,0		2069,0					2069,0
6		Гкал/час	71,3		71,3					71,3
7	в т.ч.пар давлением -21 кгс/см²	Гкал	2069,0		2069,0					2069,0
8		Гкал/час	71,3		71,3					71,3
9	Теплофикационного отбора	Гкал				215550,0	298305,0	169980,0	683835,0	683835,0
10		Гкал/час				63,7	48,3	32,5	46,2	46,2
11	в т.ч. пар давлением - 3 кгс/см²	Гкал				215550,0	298305,0	169980,0	683835,0	683835,0
12		Гкал/час				63,7	48,3	32,5	46,2	46,2
13	от противодействия	Гкал	2069,0		2069,0					2069,0
14		Гкал/час	71,3		71,3					71,3
15	в т.ч.пар давлением -21 кгс/см²	Гкал	2069,0		2069,0					2069,0
16		Гкал/час	71,3		71,3					71,3
17	за счёт ухудшения вакуума	Гкал								
18		Гкал/час								
19	Число часов работы	час	29,0		29,0	3385,0	6172,0	5235,0	14792,0	14821,0
20	Число часов в резерве	час	7730,0		7730,0	1276,0	1868,0	1296,0	4440,0	12170,0
21	Число часов в работе с начала эксплуатации	час	329204,0			446986,0	455063,0	435010,0		
22	Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	кВтч	247489,0		247489,0	66249000,0	91801000,0	52470000,0	210520000,0	210767489,0
23	паром теплофикационного отбора	кВтч	247489,0		247489,0					247489,0
24	паром производственного отбора	кВтч				66249000,0	91801000,0	52470000,0	210520000,0	210520000,0
25	Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	%	100,0		100,0	30,1	22,5	15,1	21,6	21,6
26	Удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу									
27	паром теплофикационного отбора	кВтч/Гкал/				307,3	307,7	308,7	307,9	
28	паром производственного отбора	кВтч/Гкал/	119,6		119,6					

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетурина городского округа

№	Показатели	Единицы измерения	Группа "Прочие"			Группа ТЭЦ 90 кгс/см²				По турбинам ТО КТЦ
			Р-10-111/21		По группе "Прочие"	Т-88-90			По группе 90 кгс/см²	
			№4	№5		№8	№9	№10		
29	Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	кВтч				153738186,0	315638716,0	295751065,0	765127967,0	765127967,0
30	Коэффициент использования электрической мощности	%	0,2		0,2	28,5	52,9	45,2	42,2	39,9
31	Коэффициент использования тепловой мощности	%	0,2		0,2	22,4	31,0	17,6	23,7	18,2
32	Число пусков всего		1,0		1,0	6,0	8,0	7,0	21,0	22,0
33	в т.ч. неплановых				0,0	2,0	2,0	2,0	6,0	6,0
34	Число пусков с начала эксплуатации		372,0			471,0	393,0	371,0		
35	Расход свежего пара перед турбиной	тыс.т	3,2		3,2	1260,8	2323,8	1926,4	5510,9	5514,1
36	Средний расход свежего пара перед турбиной	т/ч	109,3		109,3	372,5	376,5	368,0	372,6	372,0
37	Давление пара у турбины: свежего	ата	92,1		92,1	95,7	91,6	91,0	92,3	
38	производственного отбора	ата	20,2		20,2					
39	теплофикационного отбора	ата				3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
40	в ПГС-1	ата								
41	вПГС-2	ата								
42	противодавления	ата	20,2		20,2					20,2
43	ухудшенного вакуума	ата								
44	Температура свежего пара у турбины	°С	495,0		495,0	501,0	501,0	500,0	500,4	
45	Расход пара в конденсаторе	т/ч								
46	Вакуум	%				96,6	94,4	94,7	95,0	95,0
47	Расход охлаждающей воды через конденсатор	т/ч								
48	Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор	°С				8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
49	Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора	°С				12,5	16,6	16,7	15,7	15,7
50	Температурный напор в конденсаторе	°С				11,6	13,8	14,5	13,5	13,5
51	Присос воздуха в вакуумную систему	кг/ч				34,0	25,0	25,0	27,0	27,0
52	Температура питательной воды за ПВД	°С	194,8		194,8	199,7	200,3	199,5	200,0	199,9

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

№	Показатели	Единицы измерения	Группа "Прочие"			Группа ТЭЦ 90 кгс/см²				По турбинам ТО КТЦ
			Р-10-111/21		По группе "Прочие"	Т-88-90			По группе 90 кгс/см²	
			№4	№5		№8	№9	№10		
53	Удельный расход тепла брутто на турбину	ккал/кВтч			1040,5				2495,8	2495,5
54	Расход тепла на собственные нужды	%			1,2				0,8	0,8
55	Расход электроэнергии на собственные нужды	%			1,1				3,1	3,1
56	теплофикационного отбора	%							2,5	2,5
57	Удельный расход тепла нетто турбины	ккал/кВтч			1064,8				2597,3	2596,9
58	Расход электроэнергии на теплофикационные установки	ккал/кВтч								21,6

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Таблица 5. Основные технико-экономические показатели котлоагрегатов (за 2016 год)

№	Показатели	Единицы	НТ-200/125		ПК-14	Энергетические котлы ТЭЦ 90 кг/кв. см	ПГУ		По КУ	Паровые котлы		По ПК	ПВК		По ПВК
							Котлы-утилизаторы Е-204/48,6			Е-16-1,4-225 Г			КВГМ-139,6/150		
			№6	№7	№9		№1	№2	№1	№2	№1	№2			
1	Номинальная производительность	т/ч	200	200	230					16	16		-	-	
2		Гкал/час	120	120	135					9,3	9,3		120	120	
3	Выработка тепла брутто	Гкал	25585	29849	56109	111543	1558102	1154567	2712669	6601	19335	25936	149594	186088	335682
4	Средняя нагрузка тепловая	Гкал/час	102,34	118,92	20,65	34,66	193,41	195,96	194,48	7,18	7,23	7,21	64,4	67,64	66,16
5	Давление свежего пара за котлом	кгс/см ²	107,3	102,5	20	62,1	60,7/8,5	60,0/8,2	60,4/8,4	8	9,6	9,2	-	-	-
6	Температура свежего пара за котлом	°С	502	503	360	431	481/272	479/273	480/272	231	232	231	-	-	-
7	Расход свежего пара за котлом	т/ч	150,36	175,5	35,98	55,75	243,38	245,68	244,35	12,03	11,45	11,6	-	-	-
8		тыс.тн	37,59	44,05	97,76	179,4	1960,65	1447,57	3408,22	11,06	30,64	41,7	-	-	-
9	Расход питательной воды	т/ч	154,4	177,93	36,22	56,45	246,14	248,13	246,98	12,67	0	12,57	-	-	-
10		тыс.тн	38,6	44,66	98,4	181,66	1982,9	1461,97	3444,87	11,66	33,55	45,21	-	-	-
11	Расход непрерывной продувки	т/ч	4,04	2,43	0,24	0,7	2,76	2,44	2,63	0,64	0	0,98	-	-	-
12		тыс.тн	1,01	0,61	0,64	2,26	22,25	14,4	36,65	0,59	2,92	3,51	-	-	-
13	Число часов в работе	ч	250	251	2717	3218	8056	5892	13948	920	2676	3596	2323	2751	5074
14	Число часов в резерве	ч	494	493	1651	11377	492	745	1237	7321	4610	11931	5727	1484	7211
15	Число часов в работе с начала эксплуатации	ч	359331	400720	424937		9392	6876		1015	4329	5344	4497	3656	
16	Температура воздуха холодного	°С	23,8	23,6	24,45	24,07									
17	Температура воздуха после калорифера	°С	36,6	32,4	34,26	34,3									
18	Температура воздуха после воздухоподогревателя	°С	342	310	324	324									
19	Температура уходящих газов за посл.пов.нагрева котла	°С	118	90	106	104	99	96	97,7	135	120	123,5	153	146	149
20	Коэффициент избытка воздуха	-	1,52	1,88	1,87	1,79									
21	Присосы воздуха на тракте котёл-дымосос	-	0,41	0,67	0,08	0,31									

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

№	Показатели	Единицы	НТ-200/125		ПК-14	Энергетические котлы ТЭЦ 90 кг/кв. см	ПГУ			Паровые котлы			ПВК		
							Котлы-утилизаторы Е-204/48,6		По КУ	Е-16-1,4-225 Г		По ПК	КВГМ-139,6/150		По ПВК
			№6	№7	№9		№1	№2		№1	№2		№1	№2	
25	Количество пусков всего	-			2	2	30	23	53	17	13	30	11	9	20
26	Количество пусков неплановых	-													
27	Количество пусков с начала эксплуатации	-	809	1263	672		63	44		18	52		34	16	
28	Расход условного топлива всего	тут				21010				1073	2995	4068	23181	28783	51964
29	в т.ч. природного газа	тут				18432				1073	2995	4068	23181	28783	51964
30	в т.ч. мазута	тут				0									
31	в т.ч.мазута на пусковые операции	тут				0									
32	в т.ч. угля	тут				2578									
33	в т.ч. прочие виды	тут				0									
34	Потери тепла с уходящими газами	%	6,54	4,64	5,67	5,59	19,35	18,92	19,17						
35	Потери тепла с хим.недожогом	%													
36	Потери тепла с мех.недожогом	%													
37	Потери тепла от наружного охлаждения	%	0,97	0,87	4,54	2,74	0,82	0,85	0,83						
38	Потери тепла с физическим теплом шлака	%	0,28	0,28	0,69	0,49									
39	КПД бр. Котла по обратному балансу	%	92,21	94,21	89,1	91,18	79,68	80,07	79,85						
40	КПД бр. Котла по прямому балансу	%				75,84				87,95	91,36	90,46	91,82	91,68	91,74
41	Расход электроэнергии на с/н котлов всего	%				23,57	1,05	0,94	1,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
42	в т.ч.на электроэнергию	%				23,57									
43	Пылеприготовление	кВтч/т нт													

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетурина городского округа

№	Показатели	Единицы	НТ-200/125		ПК-14	Энергетические котлы ТЭЦ 90 кг/кв. см	ПГУ			Паровые котлы			ПВК		
							Котлы-утилизаторы Е-204/48,6		По КУ	Е-16-1,4-225 Г		По ПК	КВГМ-139,6/150		По ПВК
			№6	№7	№9		№1	№2		№1	№2		№1	№2	
44	Питание электронасосов	кВтч/т.в				14,26									
45	Тяга и дутьё	кВтч/Гкал	5,87	6,78	5,49	10,15									
46	Расход тепла на с/н котла	%				18,1	1,48	1,99	1,7	2,74	2,99	2,93	3,01	2,85	2,92
47	КПД нетто котла	%				56,99	78,18	78	78,1	85,82	89,58	88,62	89,41	89,72	89,58

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетурунского городского округа

Таблица 6. Основные технико-экономические данные работы турбоагрегатов (за 2016 год)

№	Показатели	Единицы измерения	Группа ТЭЦ 90 кгс/см ²	ПГУ-230 ст №1		ПГУ-230 ст №2		ПГУ		По станции
			По группе 90 кгс/см ²	Газовая турбина GT13E2	Паровая турбина КТ-63-7,7	Газовая турбина GT13E2	Паровая турбина КТ-63-7,7	По газовым турбинам GT13E2	По паровым турбинам КТ-63-7,7	
1	Выработка электроэнергии	кВтч	15937684	1284753882	485588927	936523195	323817418	2221277077	809406345	3046621106
2	Средняя электрическая нагрузка	МВт	63,5	159,48	60,66	158,95	55,52	159,25	58,5	108,67
3	Средняя тепловая нагрузка	Гкал	0		188176		319699		507875	507875
4		Гкал/час	0		23,51		54,82		36,7	36,05
5	производственного отбора	Гкал								
6		Гкал/час								
7	в т.ч. пар давлением -21 кгс/см ²	Гкал								
8		Гкал/час								
9	Теплофикационного отбора	Гкал	0		188176		319699		507875	507875
10		Гкал/час	0		23,51		54,82		36,7	36,05
11	в т.ч. пар давлением - 3 кгс/см ²	Гкал								
12		Гкал/час								
19	Число часов работы	час	251	8056	8005	5892	5832	13948	13837	28036
20	Число часов в резерве	час	0	324	352	292	317	616	669	2029
21	Число часов в работе с начала эксплуатации	час	460364	9392	9231	6876	6693	16268	15924	
22	Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	кВтч		0	58769835		104112868		162882703	162882703
23	паром теплофикационного отбора	кВтч		0	58769835		104112868		162882703	162882703
24	паром производственного отбора	кВтч								
25	Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	%	0		12,1		32,15		20,12	5,35
26	Удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу									
27	паром теплофикационного отбора	кВтч/Гкал/	0		312,31		325,66		320,71	320,71
28	паром производственного отбора	кВтч/Гкал/								
29	Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	кВтч	15937684	1284753882	426819092	936523195	219704550	2221277077	646523642	2883738403
30	Коэффициент использования электрической мощности	%	2,06	81,71	87,75	65,84	58,52	73,09	73,13	60,32
31	Коэффициент использования тепловой мощности	%	0		15,19		25,81		20,5	11,75

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

№	Показатели	Единицы измерения	Группа ТЭЦ 90 кгс/см ²	ПГУ-230 ст №1		ПГУ-230 ст №2		ПГУ		По станции
			По группе 90 кгс/см ²	Газовая турбина GT13E2	Паровая турбина КТ-63-7,7	Газовая турбина GT13E2	Паровая турбина КТ-63-7,7	По газовым турбинам GT13E2	По паровым турбинам КТ-63-7,7	
32	Число пусков всего		0	30	26	23	19	53	45	98
33	в т.ч. неплановых									
34	Число пусков с начала эксплуатации		479	63	58	44	32	107	90	
35	Расход свежего пара перед турбиной	тыс.т	82,8		1910,85		1412,91		3323,77	3406,57
36	Средний расход свежего пара перед турбиной	т/ч	329,88		238,71		242,27		240,21	
37	Давление пара у турбины: свежего	ата	95,2		60,7/8,5		60,0/8,2		60,4/8,4	
38	производственного отбора	ата								
39	теплофикационного отбора	ата								
40	в ПГС-1	ата			0,57		0,63		0,61	
41	в ПГС-2	ата			0,56		1,14		0,93	
44	Температура свежего пара у турбины	°С	500		482,0/272,0		481,0/273,0		481,3/272,3	
45	Расход пара в конденсаторе	т/ч								
46	Вакуум	%	89,74		94,8		96,34		95,32	
47	Расход охлаждающей воды через конденсатор	т/ч								
48	Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор	°С	3,9		11,86		9,54		11,07	
49	Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора	°С	11,3		23,61		18,3		21,8	
50	Температурный напор в конденсаторе	°С	34,7		10,32		11,79		10,82	
51	Присос воздуха в вакуумную систему	кг/ч	34							
52	Температура питательной воды перед деаэратором	°С			151,1		153,4		152	
53	Температура питательной воды за ПВД	°С	136,4							
54	Удельный расход тепла брутто на турбину	ккал/кВтч	3376,4		2483,7		2098,5		2329,6	

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

№	Показатели	Единицы измерения	Группа ТЭЦ 90 кгс/см ²	ПГУ-230 ст №1		ПГУ-230 ст №2		ПГУ		По станции
			По группе 90 кгс/см ²	Газовая турбина GT13E2	Паровая турбина КТ-63-7,7	Газовая турбина GT13E2	Паровая турбина КТ-63-7,7	По газовым турбинам GT13E2	По паровым турбинам КТ-63-7,7	
55	Расход тепла на собственные нужды	%	3,98		2,1		3,63		2,65	
56	Расход электроэнергии на собственные нужды	%	13,95		3,68		3,59		3,65	
57	теплофикационного отбора	%	6,35		2,79		3,37		2,99	
58	Удельный расход тепла нетто турбины	ккал/кВтч	4079,9		2632		2252		2480,1	
59	Расход электроэнергии на теплофикационные установки		0						36,48	

Перечень паровых турбин, установленных на НТ ГРЭС, и их загрузка приведены в таблице 7.

Таблица 7. Динамика отпуска тепла от теплофикационных турбин

№№ пп	Турбогенератор	Ст.№	Мощность, МВт	Годовая загрузка турбин, Гкал				
				2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2016г.
1.	Р-15-111/21	4	15,0	7840	175434	57321	2069	Выведена
2.	Р-10-111/21	5	10,0	216089	Выведена из эксплуатации			
3.	Т-88-90/2,5	8	88,0	342458	348671	432049	215550	Выведена
4.	Т-88-90/2,5	9	88,0	343185	331572	82462	298305	Выведена
5.	Т-88-90/2,5	10	88,0	115343	16352	175891	169980	Выведена
6.	КТ-63-7,7	ТГ-1 ПТ	63,9	-	-	-	-	188176
7.	КТ-63-7,7	ТГ-2 ПТ	63,9	-	-	-	-	319699

Установленная тепловая мощность станции на 31 декабря 2016 года составляет 522 Гкал/ч. Источники тепловой мощности – турбины ст. №№ ТГ-1,2 ПТ, водогрейные котлы ст. №№ 1,2 и водоводяные теплообменники (ВВТО) котлов-утилизаторов (КУ) ст. №№ 1,2. Тепловая мощность турбин ст. №№ ТГ-1,2 ПТ типа КТ-63-7,7 = 2х126 Гкал/ч, водогрейных котлов ст. №№ 1,2 типа КВГМ-139,6-150 (ПТВМ-120) = 2х120 Гкал/ч, ВВТО КУ ст. №№ 1,2 типа Е-204/48,6-7,42/1,19-467/274 (ПК-87) = 2х15 Гкал/ч.

Система теплоснабжения внешних потребителей НТ ГРЭС открытая, с температурным графиком сети 150/70, включает следующее оборудование:

- сетевые насосы I ступени, производительностью 3300 м³/ч, напором 0,4 МПа, с частотным регулированием (два рабочих, один резервный);
- сетевые насосы II ступени, производительностью 3300 м³/ч, напором 1,55 МПа, с частотным регулированием (два рабочих, один резервный);
- теплофикационные установки, комплектной поставки с паровой турбиной КТ-63-7,7 блока ПГУ-230 мощностью 126,0 Гкал/ч (включает в себя ПСГ1, ПСГ2 и охладители конденсата бойлеров);
- два водогрейных котла типа КВГМ-139,6-150 (ПТВМ-120) тепловой мощностью 120 Гкал/ч;
- насосы рециркуляции водогрейных котлов с частотным регулированием (один рабочий, один резервный);
- смесительные насосы (два рабочих, один резервный).

Базовый подогрев сетевой воды производится в теплофикационных установках поставки с паровых турбин КТ-63-7,7. Пиковый подогрев сетевой воды в наиболее холодное время года

(Январь, Февраль, Ноябрь, Декабрь) осуществляется в водогрейных котлах КВГМ-139,6-150 (ПТВМ-120).

Принципиальные схемы сетевой воды и подпитки приведены в Приложении 1.

Исходной водой для водоподготовительной установки (ВПУ) подпитки открытой теплосети является вода из Нижнетуринского водохранилища.

Исходя из качества исходной воды и требований нормативной документации к качеству подпиточной воды открытой теплосети на НТГРЭС применяется следующая схема подготовки воды: механическая фильтрация на самопромывных дисковых фильтрах, осветление на установках ультрафильтрации (УФ), дозирование ингибитора коррозии и накипеобразования и раствора едкого натра в фильтрат после УФ с последующей деаэрацией.

Расчетная производительность ВПУ по подпитке открытой теплосети составляет 960 м³/ч.

Установленная мощность станции на конец 2016 года составляет 472 МВт (электрическая) и 522 Гкал/ч (тепловая).

Коэффициент использования установленной электрической мощности НТГРЭС в 2016 году составил 60,32 %, тепловой – 11,75 %.

Таблица 8. Динамика изменения коэффициентов использования

Наименование электростанции	Коэффициент использования установленной мощности, %					
	Электрической			Тепловой		
Нижнетуринская ГРЭС	2012 год	2013 год	2016 год	2012 год	2013 год	2016 год
	45,6	39,9	60,32	19,8	18,2	11,75

1.2.2.2 Способы учета тепла на НТ ГРЭС

Отпуск тепла от НТ ГРЭС осуществляется по четырём магистралям с головными участками диаметром: ЭАЗ - 2*Ду500 мм; ЗМИ 2*Ду400 мм; п. Нагорный 2*Ду300 мм, вывод на г. Лесной Ду1000/600, 700 мм. Общее количество приборов учёта отдаваемого тепла - 4.

Учет тепла, отпущенного в тепловые сети каждого потребителя, ведется по коммерческим приборам учета. Приборы учёта проходят проверку в специализированных организациях по утвержденному графику, согласно Правилам пользования тепловой энергией.

Места установки и марки приборов учёта отпуска тепла на НТ ГРЭС сведены в таблицу 9.

Таблица 9. Места установки и марки приборов учёта отпуска тепловой энергии на НТ ГРЭС

№	Наименование узла	Состав узла автоматизированного учета тепловой энергии и количества теплоносителя
1	Жилпоселок Нагорный	Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН-19 исп. 06М (№5089)
2	ЭАЗ	Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН-19 исп. 06М (№4130)
3	ЭХП (ПГУ)	Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН-19 исп. 06М (№3146)
4	ЗМИ (ПГУ)	Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН-19 исп. 06М (№3145)

1.2.2.3 Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности

Динамика изменения установленной и располагаемой электрической мощности, выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, а также удельных расходов условного топлива по данным ПАО «Т Плюс» сведена в таблицу 10.

Таблица 10. Динамика изменения установленной и располагаемой мощности НТ ГРЭС

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Установленная электрическая мощность, кВт	279000	284000	279000	168819	472000
Установленная тепловая мощность по турбоагрегатам, Гкал/час	430	510	430	292	522
Располагаемая электрическая мощность на конец года, кВт	278960	275000	276420	88710	417850
Располагаемая тепловая мощность по турбоагрегатам на конец года, Гкал	430	510	430	210	252
Средняя за год установленная электрическая мощность, кВт	279000	284000	279000	168819	523220
Средняя за год установленная тепловая мощность по установленным турбоагрегатам, кВт	430	510	430	210	626
Выработано электроэнергии всего, тыс. кВтчас	1116987	975895	828849	1172570	3046621
Отпущено теплоты внешним потребителям всего, Гкал	901460	852740	889360	848070	907570
Расход топлива, т	603816	542338	478111	541735	825663
На отпуск электроэнергии, г/кВтч	469,1	477,5	473,1	387,6	239,1
На отпуск тепла, кг/Гкал	166,4	168,8	167,4	163,4	133,9

На Нижнетуринской ГРЭС ограничения по тепловой мощности в горячей воде отсутствуют.

1.2.2.4 Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования

В таблицах 11 и 12 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических котлов и турбоагрегатов НТ ГРЭС. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования – 2015 г.

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Таблица 11. Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических котлов НТ ГРЭС

Ст.№ к/а	Тип к/а	Производ., т/ч (Гкал/ч)	Год ввода в эксплуатацию	Норм. парк. ресурс, час	Наработка на 01.01.2017 г., час	Год дост. Парк.ресурса	Кол-во пусков	Назнач Ресурс Экспл.	Кол- во продлений	Год достиж. Назнач. ресурса
1	Котел-утилизатор Е-204/48,6-7,42/1,19- 467/274 (ПК-87)	204/48,6 (вд/нд)	2015	200000	9392	2040	63	-	-	-
2	Котел-утилизатор Е-204/48,6-7,42/1,19- 467/274 (ПК-87)	204/48,6 (вд/нд)	2015	200000	6876	2040	44	-	-	-
1	КВГМ-139,6/150	(120)	2015	200000	4497	2055	34	-	-	-
2	КВГМ-139,6/150	(120)	2015	200000	3656	2055	16	-	-	-
1	Е-16-1,4-225 Г	16	2015	100000	1015	2055	18	-	-	-
2	Е-16-1,4-225 Г	16	2015	100000	4329	2055	52	-	-	-

Таблица 12. Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса турбоагрегатов НТ ГРЭС

Станционный № турбогенератора	Тип турбины	Устан. Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию	Норм. парк. Ресурс, час	Наработка на 01.01.2017 г., час	Год дост. Парк.ресурса	Кол-во пусков	Назнач Ресурс Экспл.	Кол- во продлений	Год достиж. Назнач. ресурса
ТГ-1 ГТУ	GT13E2	172,1	2015	200000	9392	2040	63	-	-	-
ТГ-2 ГТУ	GT13E2	172,1	2015	200000	6876	2040	44	-	-	-
ТГ-1 ПТ	КТ-63-7,7	63,9	2015	200000	9231	2045	58	-	-	-
ТГ-1 ПТ	КТ-63-7,7	63,9	2015	200000	6693	2045	32	-	-	-

1.2.2.5 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок НТ ГРЭС

Тепловая мощность электростанции выдается горячей водой. Система теплоснабжения Нижнетурунской ГРЭС открытая с непосредственным подключением системы горячего водоснабжения. Тепловая сеть двухтрубная, выполнена надземной и подземной прокладкой. Подключение тепловых потребителей произведено по четырем тепломагистралям: ЭХП г. Лесной 2*Ду1000/600/700 мм; ЭАЗ - 2*Ду500 мм; ЗМИ 2*Ду400; п.Нагорный 2*Ду300 мм.

Схема выдачи тепловой мощности для потребителей города Нижняя тура, реализованная при строительстве объектов реконструкции Нижнетурунской ГРЭС выполнена на основании Технических условий на подключение теплофикационных установок блоков ПГУ 230 МВт Нижнетурунской ГРЭС к тепловым сетям потребителей, утвержденных Администрацией Нижнетурунского городского округа 30 марта 2012 г. №1162.

Отпуск тепловой энергии на г. Лесной, ЭАЗ, ЗМИ и п. Нагорный осуществляется по температурному графику 150/70 °С соответственно с ограничением 120 °С, 115/70°С; 110/70°С; 95/70 °С.

Выбор таких температурных графиков связан со следующими причинами:

- тепломагистраль ЗМИ (г. Нижняя Тура) – график 110/70 °С со срезкой 95 °С (при проектном графике отпуска тепла от источника 150/70 °С) связан с ограничением пропуска теплоносителя по перемычке Ду300 в район НТМЗ и отсутствием устройств для перехода на потребительский график для подачи теплоносителя в системы отопления ЖКС (срезка).
- тепломагистраль ЭАЗ (г. Нижняя Тура) график 115/70 °С (при проектном графике отпуска тепла от источника 150/70 °С) связан с отсутствием устройств для перехода на потребительский график для подачи теплоносителя в системы отопления ЖКС (снижение графика)

Подогрев сетевой воды для теплоснабжения города Нижняя Тура осуществляется от блоков ПГУ-230 ст. №1,2 и пиковых водогрейных котлов ст. №1,2.

Отпуск тепла от НТ ГРЭС осуществляется по четырём магистралям с головными участками диаметром: ЭАЗ - 2*Ду500 мм; ЗМИ 2*Ду400 мм; п. Нагорный 2*Ду300 мм, вывод на г. Лесной Ду1000/600, 700 мм. Тепло потребителям жилого сектора города (кроме жилого района ЗМИ) подаётся по двухтрубной системе, горячее водоснабжение осуществляется с узлов ввода в дома.

В жилом районе ЗМИ около недействующего бойлера по ул. Малышева на теплопроводе установлен расширитель, после него потребителям подаётся тепло и горячая вода по трёхтрубной системе.

1.2.2.6 Регулирование отпуска тепловой энергии от НТ ГРЭС

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях и заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – количественный, за счет изменения количества работающих сетевых подогревателей, незначительно – изменением давления греющего пара в отборе турбины. В переходные периоды (осенне - весенний) – изменения количества работающих сетевых насосов. Отпуск потребителям тепловой энергии (величины температуры сетевой воды в прямом трубопроводе) ведется по заданному диспетчером потребителя графику. Корректировка заданного графика – два раза в сутки.

1.2.2.7 Статистика отказов и восстановлений основного оборудования НТ ГРЭС

Отказы оборудования источников тепловой энергии:

- 39 шт. на ПГУ-230 МВт (в период ввода оборудования и опытной эксплуатации);
- 2 шт. на водогрейных котлах (в период ввода оборудования и опытной эксплуатации);

При проверке НТ ГРЭС в рамках контроля подготовки к ОЗП 2016-2017 гг. выдано предписание РТН №Св-3443-П от 15.07.2016. Все пункты данного предписания выполнены, предписание снято с контроля.

1.2.2.8 Описание видов резервного и аварийного топлива НТ ГРЭС

Выработка тепла на Нижнетурунской ГРЭС ведется комбинированным способом. Объемы потребления топлива приведены в целом для станции.

Основным и резервным топливом является природный газ.

Договоры на поставку газа на 2017 год были заключены с АО «Уралсевергаз» (ДС к Договору №5-2353/16 от 03.12.2015 – пролонгация на 2017 г.) и с АО «СЛ Трейдинг» (Договор №СЛТ-0016/12/№9000-FA063/02-002/0006-2012/007 от 20.11.2012 – поставки до 2030 года).

В таблицах 13 и 14 представлены данные потребления топлива за 2013 и 2016 года.

Таблица 13. Фактическое потребление топлива в 2013 году

Вид топлива	Топливо натуральное тонн (тыс.м ³)	Топливо условное тут	Калорийность Q _н ^p Ккал/кг или нм ³
Уголь экибастузский	403086	234140	4066
Газ природный	269902	308124	7991
Мазут	52	74	9962
<i>Итого:</i>	-	542338	-

Таблица 14. Фактическое потребление топлива в 2016 году

Вид топлива	Топливо натуральное тонн (тыс.м ³)	Топливо условное тут	Калорийность Q _н ^p Ккал/кг или нм ³
Газ природный	710620,00	825663,46	8133
<i>Итого:</i>	710620,00	825663,46	8133

На электростанции действовала утвержденная в установленном порядке нормативно-техническая документация по топливоиспользованию (НТД) и содержание НТД соответствовало «Положению о нормировании топлива на электростанциях» (РД 153-34.00-09.154-99) и «Методическим указаниям по составлению энергетических характеристик» (РД 34.09.155-93). В связи с проведенной реконструкцией электростанции в настоящее время заканчивается разработка новых НТД по топливоиспользованию.

Нижнетурунская ГРЭС вырабатывает электроэнергию и теплоэнергию. Станция является единственным источником двух городов – г. Лесной и г. Нижняя Тура. Тепло также используется на собственные нужды станции – отопление промплощадки и технологические нужды.

Внешними потребителями тепла являются жилой сектор г. Лесной и г. Нижняя Тура (не отключаемые объекты). Передача теплоносителя потребителям для нужд отопления и ГВС осуществляется теплосетевыми организациями в г. Лесной – АО «РТС», в г. Нижняя Тура – ООО «ГЭСКО».

Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу в 2016 году составила 16,85%.

Отпуск тепловой энергии осуществляется в горячей воде.

С 01.07.2016 станция работает только на природном газе. Котлы и ГТУ могут сжигать только природный газ. Поставка природного газа на Нижнетурунскую ГРЭС осуществляется согласно заключенным договорам.

Выполнение плана топливоснабжения в 2016 году отражено в таблице 15.

Таблица 15. Поставка природного газа на НТ ГРЭС в 2016 году (млн.куб.м)

Кварталы	Поставщик	План	Факт	% выполнения	+ поставка сверх плана - недопоставка
2014 год		317,8	256,2	80,6	-61,6
2015 год		539,2	444,1	82,4	-95,1
I квартал	Уралсевергаз	60,5			
	СЛ-Трейдинг	131,0			
	ВСЕГО:	191,5	225,7	117,9	34,2
II квартал	Уралсевергаз	50,5			
	СЛ-Трейдинг	115,0			
	ВСЕГО:	165,5	130,1	78,6	-35,4
III квартал	Уралсевергаз	45,0			
	СЛ-Трейдинг	120,0			
	ВСЕГО:	165,0	143,8	87,2	-21,2
IV квартал	Уралсевергаз	7,5			
	СЛ-Трейдинг	172,0			
	ВСЕГО:	179,5	217,8	121,3	38,3
2016 год	Уралсевергаз	163,5			
	СЛ-Трейдинг	538,0			
	ВСЕГО:	701,5	717,4	102,3	15,9

1.2.3. Котельные Нижнетурунского городского округа

1.2.3.1 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования) котельных Нижнетурунского городского округа

Централизованное теплоснабжение в Нижнетурунском городском округе осуществляется в трёх населенных пунктах:

- г. Нижняя Тура;
- п. Ис;
- п. Сигнальный.

Котельные в п. Ис

В посёлке Ис существуют две котельные: центральная котельная и котельная ФЖК, обслуживающая финский жилой комплекс.

Центральная котельная п. Ис

Центральная котельная в п. Ис оснащена 3-я паровыми котлами КЕ 10-14, работающими на природном газе. Котлы вырабатывают насыщенный пар, который используется для подогрева воды, идущей на отопление и ГВС поселка. Основные данные по центральной котельной и отапливаемым объектам сведены в таблицу 16.

Таблица 16. Основные характеристики центральной котельной п. Ис

Наименование	Величина
Фактическая мощность, Гкал/час	13,6
Среднесуточный расход топлива, тыс. куб.м	25,0
Протяжённость тепловых сетей, км	24,819*2
Износ тепловых сетей, %	68
Отапливаемые объекты	Количество
Жилые дома	94
Дошкольные учреждения/ Школы	2/1
Социальные объекты/ Медицинские учреждения	8/2
Промышленные/ Потенциально опасные объекты	3/0
Магазины / Прочие объекты	8/6
Итого	124

Система теплоснабжения - открытая. Исходная (сырая) вода поступает в котельную из артезианской скважины (насос ЭЦВ 1063-110, мощностью 30 кВт). Если напор сырой воды недостаточен, предусмотрена установка 2-х насосов сырой воды типа К50/50, мощностью 15 кВт.

Вода используется для подпитки тепловой сети и для питания паровых котлов. Вода, предназначенная для подпитки тепловой сети, не подвергается химической очистке (сеть работает на сырой воде). Сырая вода поступает в деаэратор подпиточной воды ДА-25, затем самотеком идет в баки-аккумуляторы V 100 м³, 2 шт., далее подпиточными насосами типа К-38,5/110, мощностью 30 кВт, 3 шт подается в трубопровод обратной сетевой воды перед сетевыми насосами для восполнения потерь теплосети. Обратная сетевая вода с помощью сетевого насоса Д 630/90, мощностью 200 кВт или насоса Д500/63, мощностью 160 кВт подается сначала в охладители конденсата 213 x 2000, 2 шт., затем в пароводянные подогреватели сетевой воды ПП 1-53-07, 2 шт., где вода подогревается паром до нужной температуры, а оттуда подается в трубопровод прямой сетевой воды.

Регулирование температуры в тепловой сети ведется по специальному графику, в котором каждой температуре наружного воздуха соответствует определенная температура воды, подаваемой в тепловую сеть (t_{np}) и возвращаемой в котельную ($t_{обp}$).

Вода, предназначенная для питания паровых котлов, подвергается умягчению (удалению солей, жесткости) в натрий катионитовых фильтрах Ф1500. На водоподготовительной установке (ВПУ) установлено 4-е натрий-катионитовых фильтра (работают одновременно 2 из них). Химически очищенная вода (ХОВ) после натрий-катионитовых фильтров поступает в деаэраторы питательной воды ДА-15. Туда же поступает конденсат из подогревателей сетевой воды. В деаэраторе ХОВ смешивается с конденсатом и питательными насосами ЦНСГ 38-220, мощностью 40 кВт, 3 шт., подается в водяные экономайзеры ЭП-1-330, 3 шт., где вода обогревается уходящими газами до температуры около 150 °С. Из водяных экономайзеров вода поступает в верхние барабаны паровых котлов для выработки пара температурой 190°С, давлением 13 атм. Выработанный котлами пар подается в редукционную установку РУ 13/6х30, где давление его снижается до 6 атм. Пар с давлением 6 ата используется для подогрева сетевой воды в пароводянных подогревателях.

Водоподготовительная установка (ВПУ) мощностью 75 т/ч работает по одноступенчатой схеме натрий-катионирования. Регенерация натрий-катионитовых фильтров осуществляется раствором поваренной соли. Фильтры загружены катионитом КУ-2-8.

Сухая поваренная соль загружается в ячейки, которые заполняются водой из коллектора исходной воды. Путем перемешивания готовится регенерационный раствор соли концентрацией не менее 10%. Перемешивание осуществляется при помощи насоса К20-30, мощностью 7 кВт. Зимой для лучшего растворения соли предусмотрена подача на ячейки пара из парового коллектора давлением 6 атм. При помощи этого же насоса раствор соли из ячеек подается в механический фильтр для осветления (удаления механических примесей) а затем в натрий- катионитовые фильтры для регенерации.

Химводоподготовка. Водоподготовительная установка (ВПУ) предназначена для умягчения воды, идущей в паровые котлы и подпитку теплосети, ВПУ работает по схеме двухступенчатого натрий катионитрования. Производительность ВПУ 75 т/ч. Источником водоснабжения является артезианская скважина. При недостаточном давлении исходной воды предусмотрена установка насосов сырой воды. Исходная вода нагревается в пароводяном подогревателе до температуры 20°C и поступает на натрий-катионитовые фильтры для умягчения. ВПУ состоит из 4-х натрий-катионитовых фильтров, из них три фильтра 1-й ступени и один фильтр 2-й ступени. В качестве фильтрующего материала применяется катионит марки КУ-2. После фильтров 1-й ступени химически очищенная вода (ХОВ) подается в деаэратор подпиточной воды и далее на подпитку теплосети. Остальная часть ХОВ поступает на фильтр 2-й ступени для более глубокого умягчения, затем в деаэратор питательной воды и далее на питание паровых котлов. Для регенерации фильтров на ВПУ предусмотрено следующее оборудование:

- 2-е ячейки мокрого хранения соли;
- насос раствора соли;
- эжектор соли.

Технические характеристики основного оборудования центральной котельной п. Ис сведены в таблицу 17.

Таблица 17. Характеристики основного оборудования центральной котельной п. Ис

№ п/п	Наименование	Хар-ка
1	Котёл паровой КЕ-10-14С, 3шт.	Q=10т/ч, P=13,5 ата, T=190 с
2	Водяной экономайзер, 3 шт.	P=14кгс/см ² , F=330м ²
3	Деаэрационный бак питательной воды	V=15м ³
4	Деаэрационный бак подпиточной воды	V=25м ³
5	Деаэрационная колонка	ДСА-25
6	Деаэрационная колонка	ДСА-15
7	Подогреватель сетевой воды ППП-53-07-2, 2шт.	F=35,3м ²

№ п/п	Наименование	Хар-ка
8	Охладитель конденсата 273-2000-2, 2шт.	F=10*2м ²
9	Подогреватель химочищенной воды	F=15,6м ²
10	Подогреватель сырой воды	F=8,4м ²
11	Охладитель питательной воды	F=10*2м ²
12	Охладитель подпиточной воды, 2 шт.	F=10*2м ²
13	Сепаратор непрерывной продувки	V=0,2м ³
14	Редукционная установка РУ13/6*30	
15	Редукционная установка РУ7/1,2*2,5	
16	Водоподготовительная установка	Q=75т/ч,
17	Бак-аккумулятор, 2шт	V=100м ³
18	Охладитель выпара (поставляется с деаэратором)	F=8м ²
19	Охладитель выпара (поставляется с деаэратором)	F=2м ²

Данные характеризующие состояние котлов представлены в таблице 18.

Таблица 18. Характеристика котлов

Номер котла	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Топливо
№1	KE 10-14	1986	55	Газ
№2	KE 10-14	1986	55	
№3(аварийный)	KE 10-14	1986	100	

Расходы тепла на собственные нужды складываются из потерь на ХВО, пуски и растопки котлов, потери в окружающую среду и т.д. Данные по составляющим и результаты расчётов расхода тепла на собственные нужды представлены в таблице 19.

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Таблица 19. Расход тепла на собственные нужды

Наименование	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1. Потери тепловой энергии с продувочной водой													
Время работы котельной в расчетном периоде	ч	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Количество тепловой энергии, произведенное котлом за расчетный период		6961,8	6451,5	5535,7	4563,4	3258,3	2147,3	1580,4	2563	3009,0	3769,6	5258,5	5503,1
Потери тепловой энергии с продувочной водой		111,39	103,22	88,57	73,01	52,13	34,36	25,29	41,01	48,14	60,31	84,14	88,05
2. Расход тепловой энергии на растопку котлов													
Теплопроизводительность котла (по паспортной характеристике)	Гкал	0,00	6,12	0,00	0,00	9,18	0,00	0,00	9,18	9,18	0,00	6,12	0,00
3. Расход тепловой энергии на технологические нужды химводоочистки													
Расход тепловой энергии на технологические нужды ХВО	Гкал	36,10	33,44	28,69	23,66	13,51	6,68	4,90	7,98	12,48	19,55	27,25	28,54
4. Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
4.1. Потери тепловой энергии котлоагрегатами													
Расход натурального топлива котлоагрегатом	Тыс. м³	1079	1000	858	707	505	333	245	397	466	584	815	853
Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952
Средневзвешенное q ₅	%	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Потери тепловой энергии котлоагрегатами	Гкал	428,84	397,41	341,00	281,10	200,71	132,27	97,35	157,90	185,36	232,21	323,92	338,99
4.2 Потери тепловой энергии баками различного назначения (декарбонизаторы, баки-аккумуляторы и пр.)													
	Гкал	4,53	3,99	4,05	3,34	3,00	2,58	2,56	2,70	2,96	3,53	3,91	4,41
4.3 Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
Расход тепловой энергии на отопление	Гкал	28,90	24,66	22,16	13,37	3,75	0,00	0,00	0,00	4,00	14,91	21,28	27,21
5. Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды													
Наименование величины	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды	Гкал	1,25	1,13	1,25	1,21	1,25	0,99	1,02	1,02	1,21	1,25	1,21	1,25
6. Прочие и неучтенные потери													
Прочие и неучтенные потери	Гкал	13,92	12,90	11,07	9,13	6,52	4,29	3,16	5,13	6,02	7,54	10,52	11,01
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды													
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	191,56	181,47	151,74	120,38	86,34	46,32	34,37	64,32	81,03	103,57	150,51	156,06
Расход тепловой энергии на собственные нужды	%	2,75	2,81	2,74	2,64	2,65	2,16	2,17	2,51	2,69	2,75	2,86	2,84

Котельная финского жилого комплекса (ФЖК) п. Ис.

Основные данные по котельной ФЖК и отапливаемым объектам сведены в таблицу 20.

Таблица 20. Основные характеристики котельной ФЖК п. Ис

Показатель	Величина
Фактическая мощность, Гкал/час	8,0
Среднесуточный расход топлива, тыс. куб.м	7,0
Протяжённость тепловых сетей, км	4,080*2
Износ тепловых сетей, %	25
Отапливаемые объекты	Количество
Жилые дома	19
Дошкольные учреждения/ Школы	0/0
Социальные объекты/ Медицинские учреждения	10/0
Промышленные/ Потенциально опасные объекты	6/0
Магазины / Прочие объекты	1/4
Итого	40

Финский жилой комплекс (ФЖК) снабжается тепловой энергией на отопление и ГВС от котельного комплекса в который входит три котельные:

- "Русская" с двумя водогрейными котлами ВВД-1,8;
- "Финская" с двумя водогрейными котлами "ВИРБЕКС";
- "Румынская" с одним водогрейным котлом "ИМПАК-3".

Все котлы работают на газе. Система теплоснабжения, закрытая четырехтрубная. Зимой работает "Румынская" котельная, весной и осенью при температуре воздуха до - 17°C работает "Русская" котельная, летом "Финская" котельная.

Для подачи теплоносителя в систему, в котельных установлено два сетевых насоса (один в работе, второй в резерве). Теплоноситель из котельных подается в трубопровод Ф159 мм, тепловые сети на ФЖК надземные. Основные технические характеристики котельного и насосного оборудования ФЖК представлены в таблице 21.

Таблица 21. Характеристики оборудования котельной ФЖК п. Ис

Наименование котельной	Наименование оборудования	Тип	Ед.изм	Кол-во
№ 1. Русская котельная	Котел	ВВД - 1,8	шт	2
	Насос сетевой	К-100-65- 250	шт	1
		К-100-65- 200	шт	1
	Насос подпиточный	К-50-170В	шт	2
	Насос ГВС	К-80-65-160	шт	2
№ 2. Финская котельная	Подогреватель	ВБ-25-37	шт	3
	Котел	"Вирбекс- Фин"	шт	2
	Насос сетевой	К-100-65- 200	шт	1
	Насос подпиточный	СР-2-70К	шт	2
	Насос перекачной	GEL-003	шт	2
	Химводоочистка	НХ-Евроватер- 40	шт	1
№ 3. Румынская котельная	Бак накопитель хим.очищенной воды	1 м³		
	Котел	"Импак-3"	шт	1
	Насос солевой	К-100-65- 200	шт	2
	Насос подпиточный	К -40/55	шт	1
	Вентилятор дутьевой	V 455/2-6300м³/ч	шт	1

При проведении технического диагностирования выявлено что технические устройства водогрейные котлы типа ВВД – 1,8 №№ 1, 2, установленные в котельной ФЖК «Русская», не соответствуют требованиям промышленной безопасности, дальнейшее применение котлов ВВД – 1,8 №№ 1, 2 не допускается до устранения дефектов; котлы «Вирбекс – Финн» №№ 1, 2 как и техническое устройство водогрейный котёл «Импак – 3» также не соответствуют требованиям промышленной безопасности.

Химводоподготовка. Водоподготовительная установка предназначена для умягчения воды, идущей на подпитку тепловой сети, и работает по схеме одноступенчатого натрий-катионирования.

Состав ВПУ:

- два натрий-катионовых фильтра Ф 300 мм загруженных катионом КУ-2;
- бак солерастворитель Ф 500 мм; - блок управления установкой;
- два пятиступенчатых клапана с программаторами; - питательный бак объемом 1,8 м³.

Производительность ВПУ 2,4-7,2 м³/ч. Источником водоснабжения является артезианская скважина. Общая жесткость исходной воды составляет 4,6 - 5 мг/экв/кг. Подпитка теплосети производится химически очищенной водой из питательного бака.

Нормы качества подпиточной воды: - жесткость не более 700 мкг/экв/кг; - прозрачность не более 30 см "по кольцу"; - содержание кислорода не более 50 мкг/экв/кг; - содержание соединений железа не более 500 мкг/экв/кг; - значение рН (при температуре 25°C) от 7,0 до 11,0; - нефтепродукты 1 мг/кг.

Данные, характеризующие состояние котельного оборудования, представлены в таблице.

Таблица 22. Характеристика котлов

Номер котла	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Топливо
№1	ВВД-1,8	1998	46	Газ
№2	ВВД-1,8	1998	48	
№1	ИМПАК-3	1996	45	
№1	ВИРБЕКС-С- Ф	1996	51	
№2 (резервный)	ВИРБЕКС- С-Ф	1996	51	

Расходы тепла на собственные нужды складываются из потерь на ХВО, пуски и растопки котлов, потери в окружающую среду и т.д. Данные по составляющим и результаты расчётов расхода тепла на собственные нужды представлены в таблице 23.

Таблица 23. Расход тепла на собственные нужды

Наименование величины	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1. Потери тепловой энергии с продувочной водой													
Время работы котельной в расчетном периоде	ч	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Количество тепловой энергии, произведенное котлом за расчетный период	Гкал	1204,1	1137,8	1062,5	873,6	463,9	162,0	123,7	191,4	447,6	803,0	1210,8	1603,5
Потери тепловой энергии с продувочной водой	Гкал	3,61	3,41	3,19	2,62	1,39	0,49	0,37	0,57	1,34	2,41	3,63	4,81
2. Расход тепловой энергии на растопку котлов													
Теплопроизводительность котла (по паспортной характеристике)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	3,71	0,00	0,00	3,71	3,71	0,00	0,00	0,00
3. Расход тепловой энергии на технологические нужды химоводоочистки													
Расход тепловой энергии на технологические нужды ХВО	Гкал	1,57	1,48	1,38	1,13	0,48	0,13	0,10	0,15	0,47	1,05	1,58	2,08
4. Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
4.1 Потери тепловой энергии котлоагрегатами													
Расход натурального топлива котлоагрегатом в расчетном месяце	т (тыс.нм ³)	172	163	238	195	104	36	28	43	100	180	271	359
Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952
Средневзвешенное q ₅	%	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Потери тепловой энергии котлоагрегатами	Гкал	68,48	64,71	94,45	77,66	41,24	14,40	11,00	17,01	39,79	71,38	107,64	142,55
4.2 Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
Расход тепловой энергии на отопление	Гкал	12,49	10,65	9,57	5,78	1,62	0,00	0,00	0,00	1,73	6,44	9,19	11,76
5. Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды													
Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды	Гкал	342,83	309,65	342,83	331,77	342,83	331,77	342,83	342,83	331,77	342,83	331,77	342,83
6. Прочие и неучтенные потери													
Прочие и неучтенные потери	Гкал	1,20	1,14	1,06	0,87	0,46	0,16	0,12	0,19	0,45	0,80	1,21	1,60
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды													
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	20,12	17,81	16,45	11,61	8,91	1,98	1,84	5,87	8,90	11,95	16,82	21,50
Расход тепловой энергии на собственные нужды	%	1,67	1,57	1,55	1,33	1,92	1,22	1,49	3,07	1,99	1,49	1,39	1,34

Котельная посёлка Сигнальный

Основные данные по котельной п. Сигнальный и отапливаемым объектам сведены в таблицу 24.

Таблица 24. Основные характеристики котельной п. Сигнальный

Наименование	Величина
Фактическая мощность, Гкал/час	3,46
Среднесуточный расход топлива, тыс. куб. м	7,7
Протяжённость тепловых сетей, м	6,835*2
Износ тепловых сетей, %	67
Отапливаемые объекты	Количество
Жилые дома	79
Дошкольные учреждения/ Школы	1/1
Социальные объекты/ Медицинские учреждения	1/0
Промышленные/ Потенциально опасные объекты	0/0
Магазины / Прочие объекты	3/27
Итого	112

В котельной п. Сигнальный установлено три водогрейных котла марки КСВа-2, работающих на природном газе. Система теплоснабжения открытая. Сырая вода поступает в котельную с открытого водоема, находящегося в 40 метрах от котельной, и подпитывается насосом К80-65-160, мощностью 7,5 кВт. Если напор недостаточен, включается резервный насос К80-65-160, мощностью 7,5 кВт в обратный трубопровод перед сетевыми насосами.

Вода, предназначенная для подпитки теплосети и водогрейных котлов, не подвергается химической очистке. Химводоочистки воды нет.

Сырая вода нагнетается в обратный трубопровод перед сетевыми насосами. Сетевые насосы (в работе постоянно два насоса К 100-65-200, мощностью 30 кВт) подают воду на котлы. Нагретая вода из котлов поступает в прямой трубопровод и из котельной на объекты теплоснабжения. Данные характеризующие состояние котлов представлены в таблице 25. В систему подпитки котельной входят:

- насосная на берегу водоема;
- насос К80-65-160, мощностью 7,5 кВт, 2 шт.
- насос К80-50-200, мощностью 15 кВт, 1 шт. В систему питания входят:
- сетевые насосы К 100-65-200, 3 шт., мощностью 30 кВт (два в работе, один в резерве)

Таблица 25. Характеристика состояния котлов

Номер котла	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Топливо
№1	КСВа	1999	58	Газ
№2	КСВа	1999	57	
№3(не запущен)	КСВа	2004	15	

Расходы тепла на собственные нужды складываются из потерь на ХВО, пуски и растопки котлов, потери в окружающую среду и т.д. Данные по составляющим и результаты расчётов расхода тепла на собственные нужды представлены в таблице 26.

Таблица 26. Расходы тепла на собственные нужды

Наименование величины	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1. Потери тепловой энергии с продувочной водой													
Время работы котельной в расчетном периоде	ч	744	672	744	720	744	0	0	0	720	744	720	744
Количество тепловой энергии, произведенное котлом за расчетный период	Гкал	1296,6	1207,2	1071,3	877,7	247,6	0,0	0,0	0,0	242,3	649,4	1054,6	1238,9
Потери тепловой энергии с продувочной водой	Гкал	3,89	3,62	3,21	2,63	0,74	0,00	0,00	0,00	0,73	1,95	3,16	3,72
2. Расход тепловой энергии на растопку котлов													
Расход тепловой энергии на растопку котлов	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	2,32	0,00	0,00	0,00	2,32	3,35	0,00	0,00
3. Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
3.1 Потери тепловой энергии котлоагрегатами													
Расход натурального топлива котлоагрегатом в расчетном месяце	т (тыс.м ³)	177	171	151	124	35	0	0	0	34	92	149	175
Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952	7952
Средневзвешенное q ₅	%	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Наименование величины	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Потери тепловой энергии котлоагрегатами	Гкал	70,34	67,81	60,18	49,31	13,91	0,00	0,00	0,00	13,61	36,48	59,24	69,59
3.2 Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
Расход тепловой энергии на отопление	Гкал	29,85	25,47	22,89	13,81	3,87	0,00	0,00	0,00	4,13	15,40	21,98	28,11
4. Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды													
Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды	Гкал	0,33	0,30	0,33	0,32	0,33	0,00	0,00	0,00	0,32	0,33	0,32	0,33
5. Прочие и неучтенные потери													
Прочие и неучтенные потери	Гкал	1,30	1,21	1,07	0,88	0,25	0,00	0,00	0,00	0,24	0,65	1,05	1,24
6. Расход тепловой энергии на собственные нужды													
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	36,28	31,42	28,42	18,53	8,43	0,00	0,00	0,00	8,63	22,60	27,41	34,31
Расход тепловой энергии на собственные нужды	%	2,80	2,60	2,65	2,11	3,41	0,00	0,00	0,00	3,56	3,48	2,60	2,77

Котельные в п. Косья

Жилой поселок Косья снабжается тепловой энергией на отопление от 2-х котельных. Центральная котельная: в котельной установлено два водогрейных котла "Энергия-3", мощность котла 0,936 Гкал/час. Школьная котельная: в котельной установлено два водогрейных котла "Искитим-1", мощность котла 0,624 Гкал/час.

Температурный график 90/70°C. Для отопления котлов используются дрова. Система теплоснабжения закрытая. Для подачи теплоносителя в систему в котельной установлены насосы: в школьной котельной – насос К80-50-200, 2 шт., мощностью 15 кВт; в центральной котельной – насос К80-50-200, 1 шт., мощностью 15 кВт; насос К80-65-200, 1 шт., мощностью 30 кВт. Теплоноситель от котельной подается в трубопровод диаметром 108 мм, трубопроводы в п. Косья надземные. Режим работы насосов один в работе, один в резерве. Котельные работают только в отопительном сезоне, ГВС отсутствует.

Основные данные по котельной п. Косья, отапливаемым объектам и состояниям котлоагрегатов сведены в таблицы 27-31.

Таблица 27. Основные характеристики котельной п. Косья (центральный район)

Наименование	Величина
Фактическая мощность, Гкал/час	0,15
Среднесуточный расход топлива, тыс. куб. м	0,0035
Протяжённость тепловых сетей, км	0,72*2
Износ тепловых сетей, %	75
Отапливаемые объекты	Количество
Жилые дома	3
Дошкольные учреждения / Школы	0/0
Социальные объекты/ Медицинские учреждения	2/0
Промышленные/ Потенциально опасные объекты	0/0
Магазины / Прочие объекты	1/1
Итого	7

Таблица 28. Характеристика состояния котлов

Номер котла	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Топливо
№1	ЭНЕРГИЯ-3	1967	85	Дрова
№2	ЭНЕРГИЯ-3	1967	85	

Таблица 29. Основные характеристики Котельной п. Косья (школьная)

Наименование	Величина
Фактическая мощность, Гкал/час	0,2
Среднесуточный расход топлива, тыс. куб. м	0,0035
Протяжённость тепловых сетей, км	0,27*2
Износ тепловых сетей, %	75
Отапливаемые объекты	Количество
Жилые дома	1
Дошкольные учреждения / Школы	1/1
Социальные объекты/ Медицинские учреждения	1/0
Промышленные/ Потенциально опасные объекты	0/0
Магазины / Прочие объекты	0/0
Итого	4

Таблица 30. Характеристика состояния котлов

Номер котла	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Топливо
№1	ИСКИТИМ-1	1962	85	Газ
№2	ИСКИТИМ-1	1962	85	

Таблица 31. Расходы тепла на собственные нужды

Наименование величины	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1. Потери тепловой энергии с продувочной водой													
Время работы котельной в расчетном периоде	ч	744	672	744	720	372	0	0	0	360	744	720	744
Количество тепловой энергии, произведенное котлом за расчетный период	Гкал	210,7	185,8	173,4	123,7	50,8	0,0	0,0	0,0	38,8	126,1	161,2	174,4
Потери тепловой энергии с продувочной водой	Гкал	0,63	0,56	0,52	0,37	0,15	0,00	0,00	0,00	0,12	0,38	0,48	0,52
2. Расход тепловой энергии на растопку котлов													
Расход тепловой энергии на растопку котлов	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	1,40	0,00	0,00	0,00	1,40	2,03	0,00	0,00
3. Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
3.1 Потери тепловой энергии котлоагрегатами													
Расход натурального топлива котлоагрегатом в расчетном месяце	т (тыс.м ³)	30	26	25	18	7	0	0	0	6	18	23	25
Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Средневзвешенное q ₅	%	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Потери тепловой энергии котлоагрегатами	Гкал	3,45	3,04	2,84	2,03	0,83	0,00	0,00	0,00	0,64	2,07	2,64	2,86
3.2 Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
Расход тепловой энергии на отопление	Гкал	5,45	4,65	4,18	2,52	0,71	0,00	0,00	0,00	0,75	2,81	4,02	5,14
4. Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды													
Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды	Гкал	1,25	1,13	1,25	1,21	0,64	0,00	0,00	0,00	0,60	1,25	1,21	1,25
5. Прочие и неучтенные потери													
Прочие и неучтенные потери	Гкал	0,21	0,19	0,17	0,12	0,05	0,00	0,00	0,00	0,04	0,13	0,16	0,17
6. Расход тепловой энергии на собственные нужды													
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	7,55	6,52	6,12	4,23	2,96	0,00	0,00	0,00	2,92	6,60	5,87	7,08
Расход тепловой энергии на собственные нужды		3,58	3,51	3,53	3,42	5,83	0,00	0,00	0,00	7,52	5,23	3,64	4,06

Котельная деревни Большая Именная

Для отопления объектов в д. Б. Именная имеется котельная, в котельной установлено два водогрейных котла КВ-300, мощность одного котла - 0,052 Гкал/час.

Температурный график 95/70°C. Система открытая. Тепловая сеть диаметром 57 мм. Длина подземной теплосети 70 метров, надземной 60 метров. В помещении насосной станции установлено два сетевых насоса: - насос №1 типа ВК 4/24, мощность 5,5 кВт; - насос №2 КМ 50-32-125, мощность - 4,6 кВт.

Основные данные по котельной дер. Большая Именная, отапливаемым объектам и состояниям котлоагрегатов сведены в таблицы 32 и 33.

Таблица 32. Основные характеристики котельной д. Б. Именная

Наименование	Величина
Фактическая мощность, Гкал/час	0,104
Среднесуточный расход топлива, тыс. куб. м	0,002
Протяжённость тепловых сетей, км	0,26*2
Износ тепловых сетей, %	33
Отапливаемые объекты	Количество
Жилые дома	1
Дошкольные учреждения / Школы	0/0
Социальные объекты/ Медицинские учреждения	1/1
Промышленные/ Потенциально опасные объекты	0/0
Магазины / Прочие объекты	0/0
Итого	3

Таблица 33. Характеристика состояния котлов

Номер котла	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Топливо
№1	КВ-300	1976	85	Газ
№2	КВ-300	1976	85	

Расходы тепла на собственные нужды складываются из потерь на ХВО, пуски и растопки котлов, потери в окружающую среду и т.д. Данные по составляющим и результаты расчётов расхода тепла на собственные нужды представлены в таблице 34.

В таблицу 35 сведены данные результатов расчета нормативных удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии по котельным ООО "ГЭСКО".

Таблица 34. Расход тепла на собственные нужды

Наименование величины	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1. Потери тепловой энергии с продувочной водой													
Время работы котельной в расчетном периоде	ч	744	672	744	720	372	0	0	0	360	744	720	744
Количество тепловой энергии, произведенное котлом за расчетный период	Гкал	56,7	50,0	46,8	33,7	13,7	0,0	0,0	0,0	10,5	33,9	43,6	47,0
Потери тепловой энергии с продувочной водой	Гкал	0,17	0,15	0,14	0,10	0,04	0,00	0,00	0,00	0,03	0,10	0,13	0,14
2. Расход тепловой энергии на растопку котлов													
Расход тепловой энергии на растопку котлов	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,09	0,14	0,00	0,00
3. Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
3.1. Потери тепловой энергии котлоагрегатами													
Расход натурального топлива котлоагрегатом в расчетном месяце	т (тыс.нм ³)	42	37	34	25	10	0	0	0	8	25	32	34
Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Средневзвешенное q ₅	%	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Наименование величины	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Потери тепловой энергии котлоагрегатами	Гкал	4,78	4,22	3,95	2,84	1,15	0,00	0,00	0,00	0,88	2,86	3,67	3,96
4.2 Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной													
Расход тепловой энергии на отопление	Гкал	0,78	0,66	0,59	0,36	0,10	0,00	0,00	0,00	0,11	0,40	0,57	0,73
5. Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды													
Расход тепловой энергии на ХБ нужды	Гкал	1,25	1,13	1,25	1,21	0,64	0,00	0,00	0,00	0,60	1,25	1,21	1,25
6. Прочие и неучтенные потери													
Прочие и неучтенные потери	Гкал	0,06	0,05	0,05	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05
7. Расход тепловой энергии на собственные нужды													
Расход тепловой энергии на собств.нужды	Гкал	2,25	1,99	2,03	1,70	0,89	0,00	0,00	0,00	0,85	1,92	1,95	2,17
Расход тепловой энергии на собственные нужды	%	3,97	3,98	4,34	5,05	6,52	0,00	0,00	0,00	8,10	5,66	4,49	4,61

Таблица 35. Сводная таблица результатов расчета нормативных удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии

Котельная, показатель	Значение показателя по месяцам												Среднегод овое значение
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	
Котельная школы №40													
- отпуск тепла, Гкал	163,8	141,1	103,3	73,9	27,0	0,0	0,0	0,0	21,4	68,0	106,1	132,6	837,0
- НУР на тепло, кг у.т./Гкал	265,2	265,2	267,1	266,3	270,2	0,0	0,0	0,0	273,6	269,4	266,5	266,5	266,6
ЦОК п.Ис													
- отпуск тепла, Гкал	6 770,2	6 270,0	5 384,0	4 443,0	3 172,0	2 101,0	1 546,0	2 499,0	2 928,0	3 666,0	5 108,0	5 347,0	49 234,2
- НУР на тепло, кг у.т./Гкал	182,5	182,6	182,5	182,3	182,3	181,4	181,6	182,1	182,4	182,5	180,9	180,9	182,0
Котельная ФЖК п.Ис													
- отпуск тепла, Гкал	1 184,0	1 120,0	1 046,0	862,0	455,0	160,0	121,9	185,5	438,7	791,0	1 194,0	1 582,0	9 140,1
- НУР на тепло, кг у.т./Гкал	164,5	164,2	195,2	198,6	192,7	161,2	161,3	164,3	192,9	179,5	163,9	162,8	174,8
Котельная п. Сигнальный													
- отпуск тепла, Гкал	1 260,3	1 175,8	1 042,9	859,2	239,2	0,0	0,0	0,0	233,7	626,8	1 027,2	1 204,6	7 669,7
- НУР на тепло, кг у.т./Гкал	159,8	159,4	159,5	158,6	160,8	0,0	0,0	0,0	161,0	160,9	159,4	159,7	159,7
Котельная п. Косья													
- отпуск тепла, Гкал	203,2	179,3	167,3	119,5	47,8	0,0	0,0	0,0	35,9	119,5	155,4	167,3	1 195,0
- НУР на тепло, кг у.т./Гкал	259,2	259,0	259,0	258,7	265,4	0,0	0,0	0,0	270,3	263,7	259,3	260,5	260,3
Котельная д. Б.Именная													
- отпуск тепла, Гкал	54,4	48,0	44,8	32,0	12,8	0,0	0,0	0,0	9,6	32,0	41,6	44,8	320,0
- НУР на тепло, кг у.т./Гкал	253,5	253,6	257,7	263,2	267,3	0,0	0,0	0,0	272,0	264,9	258,1	258,5	258,6
Итого по котельным													
- отпуск тепла, Гкал	9 635,9	8 934,1	7 788,3	6 389,6	3 953,8	2 261,0	1 667,9	2 684,5	3 667,2	5 303,3	7 632,3	8 478,3	68 396,0
-нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг у.т./Гкал	180,7	180,5	184,3	184,1	184,1	180,0	180,1	180,9	183,9	182,9	178,6	177,8	181,3

1.2.3.2. Способы учета тепла в котельных

В котельных количество тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных в сеть, определяется расчетным методом согласно нормативных документов. В котельной пос. Сигнальный установлен технический прибор учета отпуска в сеть. Тепловые вычислительные комплексы, регистрирующие приборы и первичные датчики проходят в установленные сроки надлежащие поверки и ремонты согласно графикам.

1.2.3.3. Структура и качество сжигаемого топлива

В качестве основного топлива на котельных ООО «ГЭСКО» используется природный газ, каменный уголь и дрова. Прогнозные характеристики топлива приняты на основании данных, представленных ООО «ГЭСКО».

Таблица 36. Прогнозируемые характеристики топлива по данным ООО «ГЭСКО»

Показатель	Значения показателей			
	Факт 2014	Факт 2015	Факт 2016.	Прогноз на 2017
Калорийность газа, ккал/м ³	7985	8047	8229	8229
Калорийность дров, ккал/кг	2300	2300	2300	2300

Часть 3. Тепловые сети

1.3.1. Общие положения

Система теплоснабжения Нижнетурунского городского округа - открытая схема. Температурные графики подобраны так, чтобы обеспечить безэлеваторное подключение местных систем отопления.

Тепловые сети проложены по жилой застройке подземно в непроходных каналах, по территории промузлов и незастроенной территории – надземно. В основном, в качестве теплоизоляции теплотрасс применяются маты минерловатные прошивные марки 100, толщиной 60 мм, покровный слой выполнен, при подземной прокладке, из стеклопластика и при надземной из металла.

1.3.2. Общая характеристика тепловых сетей Нижнетурунского городского округа

Общая протяженность тепловых сетей по данным на 2016 год Нижнетурунского городского округа составляет 108,94 км.

В таблице 37 представлены данные по протяжённости тепловых сетей в двухтрубном исчислении.

Таблица 37. Протяжённость тепловых сетей в двухтрубном исчислении

Местонахождение тепловой сети	Протяжённость магистралей, км
г. Нижняя Тура	71,96
п. Ис	24,82
ФЖК	4,08
п. Сигнальный	6,83
п. Косья	0,99
д. Б. Именная	0,26

ООО «ГЭСКО» - единственная эксплуатирующая организация, осуществляющая транспортировку тепловой энергии для централизованного теплоснабжения жилой зоны как от НТ ГРЭС, так и от котельных. Доля тепловых нагрузок потребителей, подключенных к сетям Нижнетурунского городского округа, составляет 100 % от суммарной тепловой нагрузки централизованного теплоснабжения городского округа. ООО «ГЭСКО» эксплуатирует 108,94 км тепловых сетей, из них надземной прокладки - 19,2 км, в подземной прокладке - 89,8 км.

Основная доля трубопроводов тепловых сетей (более 98%) используется для целей отопления.

В таблице 44 сведены материальные характеристики теплотрасс, находящихся в эксплуатации в ООО «ГЭСКО». Распределение протяженности тепловых сетей Нижнетурунского городского представлено в Приложении 2.

Таблица 38. Материальные характеристики теплосетей ООО «ГЭСКО».

Объект Тура	Подземная прокладка			Надземная прокладка			Всего по сети в 2016		
	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика $D_n \cdot L, м^2$	Объем трубопровода в V, м3	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика $D^n \cdot L, м^2$	Объем трубопровода в V, м3	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика $D^n \cdot L, м^2$	Объем трубопровода в V, м3
Отоп. Б.Именная	280	7,98	0,3	240	6,8	0,2	520	14,8	0,53
Отоп. Косья	60,0	6,48	0,5	1 890,0	125,8	5,8	1 950,0	132,3	6,27
Отоп. Сигнальный	0,0	0,00	0,0	13 670,0	1 679,3	196,2	13 670,0	1 679,3	196,20
Круглый год ФЖК	8 160,0	634,08	36,0	0,0	0,0	0,0	8 160,0	634,1	35,98
Отоп. ЦОК	46 972,0	5 484,64	643,6	2 666,0	1 070,3	314,3	49 638,0	6 554,9	957,85
Летний ЦОК	23 486,0	2 742,32	321,8	1 333,0	535,1	157,1	24 819,0	3 277,4	478,93
Отоп. НТГРЭС	124 214,00	20 325,58	3 289,90	20066	7 280,00	2 482,60	143 922,00	27 605,70	5 772,44
Летний НТГРЭС	64 452,00	10 198,69	1 649,60	9 854,00	3 640,00	1 241,20	74 306,00	13 838,70	2 890,87

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспортировки теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является **удельная материальная характеристика сети**, равная:

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{сумм}}^p}, \text{ м}^2/\text{Гкал/ч, где}$$

$Q_{\text{сумм}}^p$ - присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч;

M - материальная характеристика тепловой сети, м^2 ; равная:

$$M = \sum_{i=1}^{i=n} d_i \cdot l_i, \text{ где}$$

l_i - протяжённость i -го участка тепловой сети, м;

d_i - диаметр i -го участка тепловой сети, м.

Этот показатель является одним из индикаторов эффективности централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при ее передаче (транспорте) по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения. Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями, выполненными с подвесной теплоизоляцией определяется не превышением приведенной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне $100 \text{ м}^2/\text{Гкал/час}$. Зона предельной эффективности ограничена $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$. Значение приведенной материальной характеристики, превышающей $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$ свидетельствует о целесообразности применения индивидуального теплоснабжения. В то же время применение в системе теплоснабжения труб с ППУ, сдвигает зону предельной эффективности до $300 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$.

Сравнение тепловых сетей основных энергоисточников Нижнетуринского городского округа представлено в таблице 39.

Из таблицы 39 видно, что выводы энергоисточников Нижнетуринского городского округа находятся в зоне эффективности централизованной системы за исключением теплотрасс поселков Сигнальный, Косья и Ис (ФЖК).

Распределение магистральных тепловых сетей, находящихся в собственности Администрации и переданных в эксплуатацию по концессионному соглашению ООО «ГЭСКО», представлено на рис. 1.

Как видно из рисунка 1, срок эксплуатации основной доли (93,16 %) трубопроводов тепловых превышает 25 лет.

Таблица 39. Характеристики магистральных сетей по выводам от источников тепловой энергии

Источник, вывод	Вид прокладки	Протяженность, м	Материальная характеристика, м ²	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика, м ² /Гкал/ч
НТ ГРЭС					
НТГРЭС	подземная/надземная	143 922,00	27 605	78,79	244,3
Котельные					
Котельная ЦОК п. Ис	надземная	803	6 554,9	7,89	830,7
	подземная	48 835,00			
Котельная ФЖК п. Ис	надземная	8 160,00	634,1	1,86	340,9
Котельная п. Сигальный	надземная	13 670,00	1 679,3	1,69	993,6
Котельные п. Косья	подземная/надземная	1 950,00	132,3	0,284	465,8
д. Б-именная	подземная/надземная	260	14,8	185,0	148,0

По данным ООО «ГЭСКО», объем замененных трубопроводов тепловых сетей в 2015-2016 году приведен в таблице 40.

Таблица 40. Объем замененных участков тепловых сетей, м

Диаметр, Ду	2015 г.	2016 г.
25	90,0	9,0
32	94,0	5,2
57	773,5	273,5
76	526,5	248,0
89	295,0	248,2
108	660,1	134,0
159	605,0	280,0
219	40,5	31,5
273	5,0	139,8
325	0,0	17,0
425	0,0	3,0
500	3,0	0,0

Таблица 41. Распределение магистральных и квартальных тепловых сетей по срокам ввода в эксплуатацию

Диаметр	Срок ввода в эксплуатацию или после перекладки, лет						Итого
	до 5	от 5 до 10	от 10 до 15	от 15 до 20	от 20 до 25	свыше 25	
Ду15				327		44	371
Ду 25	99			951			1050
Ду 32	99			96		2518	2713
Ду 48						2681	2681
Ду 57	1047					14597	15644
Ду 76	774			240		7012	8026
Ду 89	543			459	300	9026	10328
Ду 108	1513				170	13489	15172
Ду 133					474	6416	6890
Ду 159	885	260			2147	12860	16152
Ду 219	72					8384	8456
Ду 273	145					5299	5444
Ду 325	17	1300				5303	6620
Ду 377						1340	1340
Ду 426	3					2052	2055
Ду 529	3					6452	6455
ИТОГО	5200	1560	0	2073	3091	97473	108940

Степень износа основных фондов тепловых сетей, м

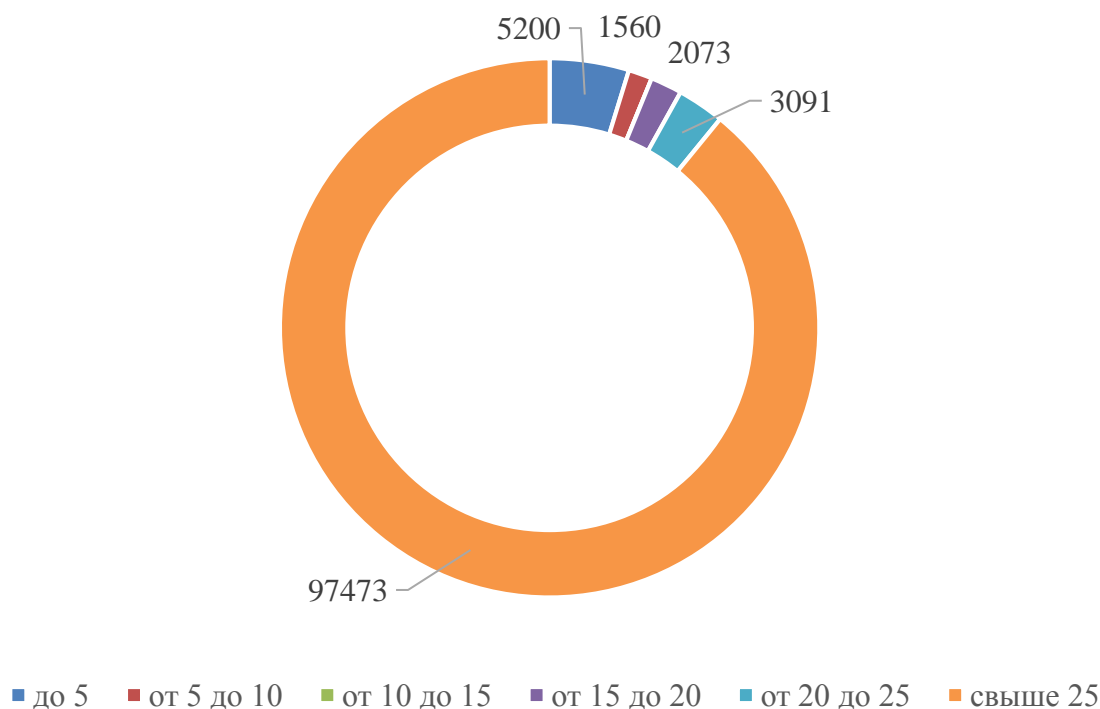


Рисунок 1. Распределение магистральных тепловых сетей по срокам ввода в эксплуатацию

1.3.3. Тепловые потери тепловых сетей

В таблице 42 приведены среднечасовые тепловые потери за расчётный период через изоляцию теплотрасс котельных, обслуживаемых ООО «ГЭСКО».

Таблица 42. Номинальные значения тепловых потерь, эксплуатируемых ООО «ГЭСКО»

Объект -Тура	Среднемесячные часовые ТП через изоляцию, ккал/ч				Число часов работы ТС	ТП через изоляцию за расчётный период, Гкал			ТП с ПСВ за расчётный период, Гкал	ТП через изоляцию и с ПСВ за расчётный период, Гкал
	подземная прокладка	надземная прокладка трубопровода		Суммарные		подземная прокладка	надземная прокладка	Суммарные		
		подающего	обратного							
Отоп. Б.Именная	4 412,4	2 039,7	1 741,7	8 193,8	5 520	24,4	20,9	45,2	0,5	45,7
Отоп. Косья	2 567,4	34 773,8	29 861,0	67 202,2	5 520	14,2	356,8	371,0	5,0	376,0
Отоп. Сигнальный	0,0	351 618,2	305 104,0	656 722,2	5 520	0,0	3 625,1	3 625,1	169,0	3 794,1
Круглый год ФЖК	308 992,5	0,0	0,0	308 992,5	8 424	2 603,0	0,0	2 603,0	45,5	2 648,5
Отоп. ЦОК	2 191 463,6	153 171,1	135 958,9	2 480 593,6	5 520	12 096,9	1 596,0	13 692,9	825,3	14 518,2
Летний ЦОК	1 117 053,9	132 592,7	0,0	1 249 646,6	2 904	3 243,9	385,0	3 629,0	187,0	3 816,0
Отоп. Нагорный	221 631,9	0,0	0,0	221 631,9	5 520	1 223,4	0,0	1 223,4	30,6	1 254,0
Летний Нагорный	106 788,5	0,0	0,0	106 788,5	2 904	310,1	0,0	310,1	6,5	316,6
Отоп. СЧГ НПС-1	847 036,2	0,0	0,0	847 036,2	5 520	4 675,6	0,0	4 675,6	250,7	4 926,3
Отоп. СЧГ НПС-2,3	2 935 485,5	0,0	0,0	2 935 485,5	5 520	16 203,9	0,0	16 203,9	908,9	17 112,8
Летний СЧГ НПС-1	431 860,3	0,0	0,0	431 860,3	2 904	1 254,1	0,0	1 254,1	56,8	1 310,9
Летний СЧГ НПС-2,3	1 493 729,8	0,0	0,0	1 493 729,8	2 904	4 337,8	0,0	4 337,8	205,9	4 543,7
Отоп. ЗНЧ	2 287 570,3	703 420,0	584 510,0	3 575 500,3	5 520	12 627,4	7 109,4	19 736,8	2 376,4	22 113,2
Летний ЗНЧ	1 112 971,4	566 690,1	0,0	1 679 661,5	2 904	3 232,1	1 645,7	4 877,7	490,4	5 368,1
Отоп. ЭАЗ	863 820,1	357 844,3	288 166,1	1 509 830,5	5 520	4 768,3	3 566,0	8 334,3	1 794,7	10 129,0
Летний ЭАЗ	414 289,1	283 237,6	0,0	697 526,7	2 904	1 203,1	822,5	2 025,6	360,8	2 386,4

1.3.4. Насосные станции

На балансе ООО «ГЭСКО» находятся четыре насосные станции, предназначенные для подкачивания теплоносителя на источники и приготовление воды согласно температурного графика для подачи потребителю. Основные характеристики насосных станций представлены в таблице 49.

Технологические схемы насосных станций, расположенных на магистральных трубопроводах тепловых сетей представлены в Приложении 3.

Таблица 43. Основные характеристики насосных станций

[illegible]

1.3.5. Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича; имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты); имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

Павильоны на магистральных тепловых сетях отсутствуют, для обслуживания оборудования предусмотрены открытые площадки обслуживания из металлоконструкций.

Основные данные о количестве и марках задвижек представлены в таблицу 44.

Таблица 44. Сведения о запорной арматуре

Участки теплотрасс	НТ ГРЭС г. Нижняя Тура, Кол- во тепловых камер: 372	п. ИС, "ЦОК", Кол-во тепловых камер: 73	п. ИС "ФЖК", Кол-во тепловых камер: 24	п. Сигнальный, Кол-во тепловых камер: нет	п. Косья, Школьная, Кол-во тепловых камер: нет.	г. Н.Тура, д.Б.Имен ная, Кол-во тепловых камер: нет	Итого
Параметры теплосетей	Запорная арматура						
Диаметр трубопровода в, мм	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.
Ду15	16,0			64,0	10		90,0
Ду 25	18,0			16,0			34,0
Ду 32	88,0	24,0		62,0			174,0
Ду 48	134,0			52,0			186,0
Ду 57	304,0	63,0	70,0		16	12,0	465,0
Ду 76	138,0						138,0
Ду 89	126,0	30,0	42,0	10,0	2		210,0
Ду 108	166,0	39,0	14,0	12,0			231,0
Ду 133	36,0	6,0		6,0			48,0
Ду 159	200,0	24,0	6,0	8,0			238,0
Ду 219	84,0	10,0		6,0			100,0
Ду 273	14,0	2,0					16,0
Ду 325	38,0	2,0		2,0			42,0
Ду 377							0,0
Ду 426	8,0						8,0
Ду 529	8,0						8,0
Итого	1 378	200	132	238	28	12	1 988,0

1.3.6. Графики регулирования отпуска тепловой энергии сети

Система централизованного теплоснабжения Нижнетуринского городского округа запроектирована на качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям. Характерной особенностью являются разные температурные графики систем теплоснабжения: магистраль ЭАЗ – 115/70; магистраль ЗМИ – 110/70; магистраль Нагорный – 95/70 (все 3 со срезкой на 70 °С); поселковые – 95/70. Экспликация температурных графиков приведена в приложении 4.

Регулирование режима работы систем теплопотребления абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей.

Анализ режима отпуска и потребления тепловой энергии производился на основании:

- суточных диспетчерских ведомостей ООО «ГЭСКО» (Приложение 5);
- показаний приборов учёта.

Результаты анализа режимы работы системы теплоснабжения г. Нижняя Тура за январь 2016 года по декабрь 2016 года по ряду показателей свидетельствуют, что фактические режимы отпуска тепла в рассматриваемый период незначительно отличались от утвержденных температурных и гидравлических режимов. Разовые отклонения на протяжении месяца (январь) связаны с техническими особенностями схемы подмешивания ПГУ.

В таблице 45 представлены данные по фактическим отклонениям температур подаваемого теплоносителя от заданных в период января 2016 года по магистралям.

Таблица 45. Ведомость среднесуточных значений температур сетевой воды по магистралям за январь 2016

2

Дата	t н.в. ф.	среднесуточных значений температур сетевой воды по магистрали ЗМИ			среднесуточных значений температур сетевой воды по магистрали ЭАЗ			среднесуточных значений температур сетевой воды по магистрали п. Нагорный		
		Тпод. зад.	Тпод. факт	Отклонение от задонного значения	Тпод. зад.	Тпод. факт	Отклонение от задонного значения	Тпод. зад.	Тпод. факт	Отклонение от задонного значения
1	-22	86	87	1	90	92	2	76	77	1
2	-15	86	87	1	90	90	0	76	76	0
3	-23	86	85	-1	90	93	3	76	76	0
4	-24	89	89	0	93	93	0	78	80	2
5	-28	89	92	3	93	95	2	78	78	0
6	-23	89	90	1	93	96	3	78	80	2
7	-23	92	90	-2	96	94	-2	81	77	-4
8	-22	86	88	2	90	94	4	76	78	2
9	-10	76	76	0	75	75	0	70	70	0
10	-10	76	75	-1	75	74	-1	70	71	1
11	-10	76	76	0	75	75	0	70	72	2
12	-9	76	76	0	75	75	0	70	72	2
13	-21	86	86	0	90	90	0	76	77	1
14	-18	86	82	-4	90	89	-1	76	72	-4
15	-15	77	77	0	78	77	-1	70	70	0
16	-13	77	77	0	78	79	1	70	71	1
17	-12	77	77	0	78	79	1	70	70	0
18	-20	84	85	1	87	88	1	74	74	0
19	-19	84	85	1	87	90	3	74	76	2
20	-10	76	76	0	75	76	1	70	69	-1
21	-10	76	76	0	75	75	0	70	70	0
22	-10	76	75	-1	75	75	0	70	71	1
23	-18	81	83	2	84	85	1	71	79	8
24	-15	80	80	0	82	84	2	70	70	0
25	-17	80	87	7	82	90	8	70	71	1
26	-16	80	82	2	82	85	3	70	70	0
27	-14	78	79	1	79	81	2	70	68	-2
28	-13	78	78	0	79	80	1	70	71	1
29	-26	92	93	1	96	95	-1	81	81	0
30	-23	86	87	1	90	92	2	76	77	1
31	-10	76	76	0	75	75	0	70	70	0

1.3.7. Диагностика и ремонты тепловых сетей

В целях обеспечения надёжной и безаварийной работы теплосети ООО «ГЭСКО» осуществляет текущий ремонт тепловых сетей. Места замены участков теплотрасс определяются при формировании планов капитального ремонта совместно со сроком эксплуатации теплотрассы и количеством зарегистрированных на ней за отопительный сезон дефектов.

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов подразделения и службы ООО «ГЭСКО» руководствуются:

- действующим регламентом реализации ремонтных и инвестиционных программ;

- регламентом по контролю использования собственных ресурсов при проведении ремонтных работ;
- регламентом по планированию ремонтного фонда;
- правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей;
- рекомендациями действующих СНиП.

На тепловых сетях ООО «ГЭСКО» проводят следующие виды испытаний:

- Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся 2 раза в год - после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. График испытаний согласовывается с администрацией Нижнетурунского городского округа. Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление выбирается не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. После проведения испытаний составляется Акт.

- Испытания на максимальную температуру проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Испытания проводятся в конце отопительного периода с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику на предстоящий отопительный сезон. После проведения испытаний составляется Акт.

- Испытания на тепловые потери проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утверждённому графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Данные, полученные в результате

испытаний, используются для разработки нормативов тепловых потерь через изоляцию. После проведения испытаний выпускают отчёт с результатами расчётов.

- Испытания на гидравлические потери (пропускную способность) проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утверждённому графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Последние испытания проводились в 2012 г. Данные, полученные в результате испытаний, используются для разработки гидравлических режимов и разработки энергетических (режимных) характеристик. После проведения испытаний выпускают отчёт с результатами расчётов.

1.3.8. Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей

Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) представлена в таблице 46. Подробная информация об отключениях и повреждениях на тепловых сетях за 2017 год представлена в Приложении 8.

Таблица 46. Данные по количеству повреждений в отопительный период 2014-2017 гг.

Зимний отопительный период	2014-2015 гг.	2015-2016 гг.	2016-2017 гг.
Количество событий	174	136	116

1.3.9. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети

По состоянию на 2017 год предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации систем теплоснабжения Нижнетуринского городского округа не выдавались.

1.3.10. Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям

Система теплоснабжения Нижнетуринского городского округа - открытая схема подключения местных систем отопления, в основном с непосредственным заходом сетевой воды к потребителям с регулировкой температуры теплоносителя на теплоисточнике. Количество теплоносителя регулируется дроссельными устройствами.

1.3.11. Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

В настоящее время приборы коммерческого учёта тепловой энергии находятся только на границе балансовой принадлежности между ООО «ГЭСКО» и НТГРЭС ПАО «Т Плюс».

Количество теплоносителя, расходуемого на подпитку тепловых сетей, учитывается тепловычислителем по показаниям приборов учета тепловой энергии – расходомеров, установленных на подающем и обратном трубопроводах каждого из тепловыводов «ЭАЗ», «ЗМИ», «п. Нагорный», «ЭХП».

1.3.12. Определение эффективного радиуса теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого, подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \cdot 10^8 \cdot \varphi}{R^2 \cdot \Pi} + \frac{95 \cdot R^{0.86} \cdot B^{0.26} \cdot s}{\Pi^{0.62} \cdot H^{0.19} \cdot \Delta \tau^{0.38}}, \text{ где}$$

R – радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

H - потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м. вод. ст.;

b - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб/Гкал/ч;

s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

b –среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

Π - теплоплотность района, Гкал/ч*км²;

$\Delta\tau$ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру R и приравнявая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_s = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s} \right)^{0.35} \cdot \frac{H^{0.07}}{B^{0.09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{B^{0.09}} \right)^{0.13}$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для НТ ГРЭС и котельных приводятся в таблице 47.

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Таблица 47. Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения

Параметры	Ед. измерения	НТ ГРЭС			Котельные				
		ЗМИ	ЭАЗ	п.Нагорный	п. Ис ЦОК	п. Ис ФЖК	п. Сигнальный	дер. Большая Именная	п. Косья
Площадь зоны действия источника	км²	2,4	1,7	0,8	0,5	0,1	0,1	0,05	0,08
Количество абонентов в зоне действия	ед.	620	301	48	216	51	144	3	7
Суммарная присоединённая нагрузка всех потребителей	Гкал/час	41,35	34,00	3,44	7,89	1,86	1,69	0,075	0,28
Расстояние от источника до наиболее удалённого потребителя вдоль главной магистрали	м	7180	8316	720	6800	2200	3400	120	450
Расчётная температура в подающем трубопроводе	°С	110	115	95	95	95	95	95	95
Расчётная температура в обратном трубопроводе	°С	70	70	70	70	70	70	70	70
Потери давления в тепловой сети	м.вод.ст	52	52	78	65	45	35	25	25
Эффективный радиус	км	11,04	9,84	15,83	8,65	8,41	7,19	15,51	12,87

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

В ходе актуализации схемы теплоснабжения были определены следующие расчетные элементы территориального деления Нижнетурунского городского округа в соответствии с административными границами населенных пунктов:

- г. Нижняя Тура;
- п. Ис;
- п. Сигнальный;
- п. Косья;
- д. Большая Именная.

Зона действия источника тепловой энергии - территория поселения городского округа, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения. В Нижнетурунском городском округе можно выделить следующие зоны действия источников тепловой энергии.

- Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – НТ ГРЭС (Рисунок 2). Идентификационный номер зоны действия (ИНЗД) – 001.



Рисунок 2. Зона действия НТГРЭС

- Зоны действия источников тепловой энергии – поселковых котельных, включающих котельные ЦОК и ФЖК п. Ис (ИНЗД – 002), котельную п. Сигнальный (ИНЗД – 003), котельные п. Косья (ИНЗД – 004), котельную д. Большая Именная (ИНЗД – 005).

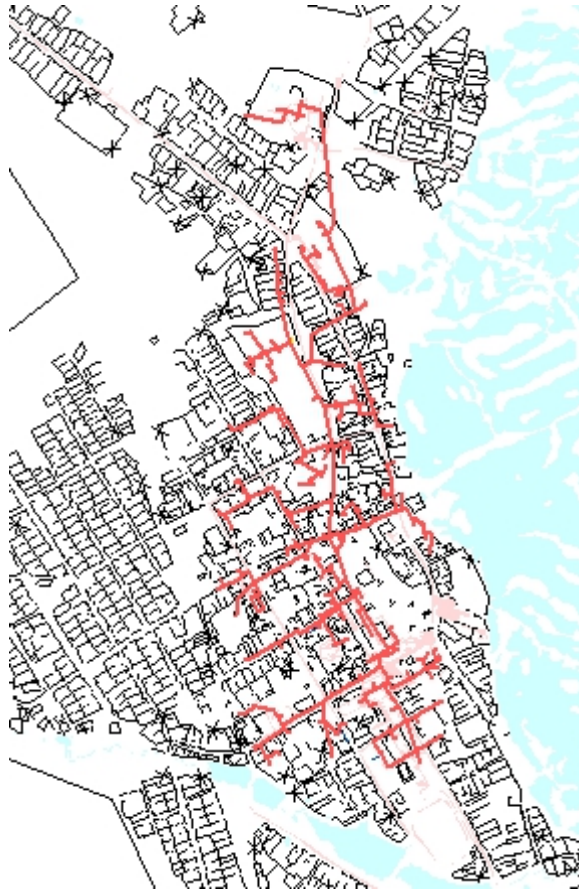


Рисунок 3. Зона действия поселковой котельной п. Ис

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

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

Согласно «Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» для установления норматива на отопление расчетным методом используется присоединенная нагрузка системы отопления, которая принимается по проектным или паспортным данным, а в случае их отсутствия, определяется по нормируемому удельному расходу тепловой энергии, значения которого приводятся в указанном документе.

Опыт энергетических обследований жилых зданий показывает, что фактическая присоединенная нагрузка отопления может значительно отличаться от проектной нагрузки, и тем более от расчетной, определяемой по удельным показателям. В связи с этим, фактическое потребление тепловой энергии на отопление здания может также значительно отличаться от расчетного потребления, определяемого с помощью установленных нормативов.

В соответствии с постановлением Администрации Нижнетуринского городского округа от 02.04.2014 №423 действующие нормативные документы об утверждении тарифов для населения (постановление главы администрации муниципального образования Нижнетуринский район от 17.02.2000 №151 «Об утверждении единых тарифов на содержание, ремонт жилья и на центральное отопление для расчетов с населением») признаны утратившими свою силу.

Согласно указу Губернатора Свердловской области от 13.11.2010 г. № 1067-УГ нормативы потребления коммунальных услуг в Свердловской области устанавливает РЭК Свердловской области.

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

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха для каждого источника тепловой энергии в Нижнетуринском городском округе с учетом административно-территориального деления, а также данные значений потребления за отопительный период и год в целом приведены в Приложении 6.

1.5.3. Случаи применения индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не зарегистрированы.

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

В рамках актуализации схемы теплоснабжения Нижнетуринского городского округа на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям энергоисточников были разработаны тепловые балансы по тепловым источникам.

1.6.1 Баланс распределения производства тепловой энергии

В таблице 48 представлены данные по распределению договорной нагрузки потребителей без учета потерь в соответствии с данными ООО «ГЭСКО».

Таблица 48. Договорные нагрузки потребителей тепловой энергии в 2016 году, Гкал/час

Договорная нагрузка	ИТОГО	Бюджетные потребители	Прочие потребители	Население
г. Нижняя Тура, магистраль М1	34,00	5,74	5,19	23,08
г. Нижняя Тура, магистраль М2	41,35	5,88	4,34	31,35
г. Нижняя Тура, магистраль М3	3,44	0,12	2,48	0,83
п. Ис, ЦОК	7,89	1,06	0,48	6,35
п. Ис, ФЖК	1,86	0,26	0,43	1,16
п. Сигнальный	1,69	0,41	0,03	1,24
д. Большая Именная	0,075	0,075	0,00	0,00
п. Косья, ЦОК	0,14	0,06	0,01	0,08
п. Косья	0,14	0,14	0,00	0,00
ИТОГО:	90,585	13,745	12,96	64,09

Реализуемое количество тепловой энергии по данным ПАО «Т Плюс» представлено в таблице 49.

Таблица 49. Баланс тепловой энергии НТ ГРЭС по данным ПАО «Т Плюс»

Тарифная схема	Период	Количество, тыс. Гкал
Продажа тепловой энергии с коллекторов в сеть ООО «СТК»	01.01.2014 – 30.09.2014	235,933
Продажа тепловой энергии с коллекторов в сеть ООО «ГЭСКО»	01.10.2014 – 31.12.2014	123,045
Итого за 2014 год		358,978
Продажа тепловой энергии с коллекторов в сеть ООО «ГЭСКО»	2015	351,498
Итого за 2015 год		351,498
Продажа тепловой энергии с коллекторов в сеть ООО «ГЭСКО»	01.01.2016 – 03.08.2016	277,685
Продажа тепловой энергии с коллекторов в сеть ООО «ГЭСКО»	04.08.2016 – 31.12.2016	162,145
Итого за 2016 год		389,830

В таблицах 50-51 представлены балансы выработки и отпуска тепловой энергии. Необходимо отметить, что ПАО «Т Плюс» и ООО «ГЭСКО» предоставили различную информацию об объемах отпущенной в магистральные тепловые сети г. Нижняя Тура тепловой энергии. По данным ПАО «Т Плюс» в 2016 году было отпущено 389830 Гкал тепловой энергии. По данным ООО «ГЭСКО» было приобретено 273116 Гкал тепловой энергии. В связи с невозможностью вывести причины расхождения в рамках актуализации схемы теплоснабжения, данная проблема должна быть решена в судебном порядке.

Таблица 50. Баланс выработки и отпуска тепла ОАО «ТГК-9» и ООО «СТК» за 2010 год

№ п.п.	Наименование	2010 г. ФАКТ. СВОД, тыс. Гкал	Город, тыс. Гкал	Собственная выработка (котельные ООО "СТК"), тыс. Гкал				
			г.Нижняя Тура от ОАО "ТГК-9"	ЦОК, п. Ис	ФЖК, п.Ис	п. Сигналь ный	п. Косья	д. Бол. Именная
	Итого отпуск т/энергии	1 109,85	1 046,54	44,72	7,54	9,45	1,31	0,28
1.	Отпуск с коллекторов (собственные источники)	1 109,85	1 046,54	44,72	7,54	9,45	1,31	0,28
1.1	в т. ч. ТГК	1 046,54	1046,54					
1.2	в т.ч. СТК	63,3		44,72	7,54	9,45	1,31	0,28
2.	Покупная ТЭ (от	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.	Производ. и хоз. нужды	5,6	5,2	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0
3.1	в т. ч. ТГК	4,7	4,675					
3.2	в т.ч. СТК	1,0	0,5	0,08	0,38	0	0	0
4.	Потери	78,0	64,1	8,7	2,1	2,5	0,6	0,1
5.	Полезный отпуск	1 026,22	977,25	35,94	5,08	7,00	0,76	0,20
5.1.	ОАО "ТГК-9" (без ВХО)	664,05	664,049					
5.2.	от СТК	362,17	313,20	35,94	5,08	7,00	0,76	0,20

Таблица 51. Баланс выработки и отпуска тепловой энергии для ООО «ГЭСКО» за 2016 год

№ п.п.	Наименование	2016 г. ФАКТ. СВОД, тыс. Гкал	Город, тыс. Гкал	Котельные ООО "ГЭСКО"				
			г.Нижняя Тура от ПАО "Т Плюс"	ЦОК, п. Ис	ФЖК, п.Ис	п. Сигнальный	п. Косья	д. Бол. Именная
1	Итого отпуск т/энергии, тыс. Гкал	951,14	907,57*	45,09	9,49	9,95	1,56	0,096
2	Производ. и хоз. нужды, тыс. Гкал	-*	-*	1,86	0,38	0,4	0,062	0,001
3	Отпуск с коллекторов, тыс. Гкал	453,5/336,8**	389,8/273,1	43,23	9,11	9,55	1,498	0,095
3.1	в т. ч. НтГРЭС	389,83 /273,1	389,83 /273,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	в т.ч. Котельные	63,67	0,00	43,23	9,11	9,55	1,498	0,095
4.1	Потери, %	42,0/21,7	41,0/15,59**	48,1	40,6	54,1	55,7	25,0
4.2	Потери, тыс. Гкал	190,4/73,2	159,8/42,58	20,81	3,7	5,17	0,835	0,02
5	Полезный отпуск, тыс. Гкал	380,2/266,3	230,3	22,35	5,41	4,38	0,662	0,075
5.1	в т.ч. НтГРЭС	347,2/230,3	230,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2	в т.ч. Котельные	33,02	0	22,35	5,41	4,38	0,662	0,075

* Информация учитывает отпуск тепловой энергии на нужды теплоснабжения г. Лесной

** Различная информация от эксплуатирующих организаций

Фактические потери в централизованной системе теплоснабжения от Нижнетуринской ГРЭС по итогам 2016 года составили 190,4 тыс. Гкал с учетом данных ПАО «Т Плюс», и 73,2 тыс. Гкал с учетом данных ООО «ГЭСКО».

1.6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по ГРЭС

В рамках проведения актуализации был выполнен сравнительный анализ договорных тепловых нагрузок и фактического теплоснабжения абонентов. На основании предоставленных данных о присоединённых фактических и договорных тепловых нагрузках, установленных, располагаемых мощностях, потерях в сетях были составлены тепловые балансы, представленные в таблице 52.

Таблица 52. Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки источников тепловой энергии

Источники	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	Собственные и производственные нужды, Гкал/ч	Подключенная макс. нагрузка, Гкал/ч	Потери тепловой энергии, %	Потери тепловой энергии, Гкал/ч	Резерв (+), дефицит (-)
Нижнетурунская ГРЭС	522,0	522,0	_***	78,79	41,0/ 15,59	32,30/ 12,28 **	410,92/ 427,62*
ЦОК п. Ис	20,4	13,6	1,86	7,89	48,1	3,80	0,05
Котельная ФЖК	9,0	8,0	0,38	1,86	40,6	0,76	5,00
Котельная п. Сигнальный	5,16	3,46	0,4	1,69	54,1	0,91	0,82
ЦОК п. Косья	3,12	2,98	0,062	0,284	55,7	0,16	2,48
Котельные дер. Б.Именная	0,104	0,104	0,001	0,075	25	0,02	0,08
ИТОГО:	559,8	550,1	2,703	90,58	-	37,94/ 17,92	418,92/ 435,62

*Информация не предполагает отпуск тепловой энергии на нужды теплоснабжения г. Лесной.

**Предоставлена различная информация от эксплуатирующих организаций

***Отсутствует возможность определить в связи с работой источника НТГРЭС на системы централизованного теплоснабжения двух муниципальных образований

Из анализа баланса установленной тепловой мощности и фактической присоединенной тепловой нагрузки следует:

- Суммарная установленная тепловая мощность источников тепловой энергии города в горячей воде составляет 559,78 Гкал/ч, располагаемая мощность нетто за вычетом ограничений и собственных нужд - составляет 550,1 Гкал/ч без учета нагрузки НТГРЭС на нужды тепловой энергии, приходящегося на г. Лесной и ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор».

- Резерв располагаемой тепловой мощности городского округа составляет 417,82 Гкал/ч по данным ПАО «Т Плюс» и 433,81 Гкал/ч по данным ООО «ГЭСКО» без учета потребления, приходящегося на г. Лесной и ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор».

- Дефициты тепловой мощности отсутствуют, необходимость расширения технологических зон действия источников в зоны действия с дефицитом – отсутствует.

1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии

Система централизованного теплоснабжения Нижнетуринского городского округа запроектирована на качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям.

Регулирование режима работы систем теплопотребления абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей и открытой системы горячего водоснабжения.

Анализ режима отпуска и потребления тепловой энергии производился на основании:

- суточных диспетчерских ведомостей ООО «ГЭСКО» (Приложение 5);
- показаний приборов учёта.

Результаты анализа свидетельствуют, что по НТ ГРЭС фактические режимы отпуска тепла в рассматриваемый период незначительно отличались от утвержденных температурных и гидравлических режимов.

Часть 7. Балансы теплоносителя

1.7.1 Балансы теплоносителя

Теплоноситель в системе теплоснабжения предназначен как для передачи теплоты, так и для обеспечения горячего водоснабжения.

Количество теплоносителя, использованное на горячее водоснабжение потребителей и на утечки теплоносителя, восполняется подпиткой тепловой сети.

В таблице 53 представлены годовые расходы химически очищенной воды на обеспечение восполнения нормативных утечек и потерь при испытаниях и заполнении системы.

Таблица 53. Годовые нормативные расходы химически очищенной воды на подпитку теплосетей (м³)

Объект –Нижнетуринского городского округа	Итого по ПСВ	ПСВ с нормативной утечкой	ПСВ на пусковое заполнение	ПСВ при регламентных испытаниях
Отоп. Б.Именная	12,2	11,1	0,8	0,3
Отоп. Косья	144,5	132,0	9,4	3,1
Отоп. Сигнальный	4524,4	4132,0	294,3	98,1
Круглый год ФЖК	829,7	757,7	54,0	18,0
Отоп. ЦОК	15134,0	13218,3	1436,8	478,9
Летний ЦОК	6970,5	6954,0	0,0	16,5
Отоп. Нагорный	506,1	456,5	49,6	0,0
Летний Нагорный	240,2	240,2	0,0	0,0
Отоп. СЧГ НПС-1	4596,5	4014,6	436,4	145,5
Отоп. СЧГ НПС-2,3	16664,9	14555,4	1582,1	527,4
Летний СЧГ НПС-1	2112,0	2112,0	0,0	0,0
Летний СЧГ НПС-2,3	7657,4	7657,4	0,0	0,0
Отоп. ЗМИ	39688,7	34664,8	3767,9	1256,0
Летний ЗМИ	18236,6	18236,6	0,0	0,0
Отоп. ЭАЗ	29200,8	25504,5	2772,2	924,1
Летний ЭАЗ	13417,4	13417,4	0,0	0,0

Динамика потребления теплоносителя представлена в таблице 54. В соответствии с данными, предоставленными ООО «ГЭСКО» (Приложение 6), расходы теплоносителя на подпитку ГВС Нижнетуринского городского округа составляют 1535,5 тыс. куб.м (Таблица 55), из которых расходы, приходящиеся на нормативные утечки и проведение пусконаладочных мероприятий, составляют 159,9 тыс. куб.м. Перспективный баланс теплоносителя представлен в таблице 56.

Таблица 54. Динамика общего потребления химически очищенной воды по годам

Наименование	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2016 г.
бюджет	559 335	510 152	93 873	80 104	89 793
Промышленность и прочие	743 292	677 934	524 189	447 303	291 713
население	779 553	711 006	575 271	490 892	1 127 954
Итого	2 082 180	1 899 091	1 193 333	1 018 298	1 535 493

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Таблица 55. Договорные расходы горячей воды в Нижнетуринском городском округе, куб. м

Наименование	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	итого
Нижняя Тура Магистраль 1	44 796,99	40 461,68	44 796,99	43 351,81	44 796,99	43 351,81	44 796,99	44 796,99	43 351,81	44 796,99	43 351,81	44 796,99	527 447,85
Нижняя Тура Магистраль 2	71 526,75	64 604,80	71 526,75	69 219,46	71 526,75	69 219,46	71 526,75	71 526,75	69 219,46	71 526,75	69 219,46	71 526,75	842 169,89
Нижняя Тура Магистраль 3	2 293,90	2 071,94	2 293,90	2 219,90	2 293,90	2 219,90	2 293,90	2 293,90	2 219,90	2 293,90	2 219,90	2 293,90	27 008,84
Поселок ИС центральная	9 247,57	8 352,62	9 247,57	8 949,23	9 247,57	8 949,23	9 247,57	9 247,57	8 949,23	9 247,57	8 949,23	9 247,57	108 882,53
Поселок ИС ФЖК	2 387,56	2 156,49	2 387,56	2 310,53	2 387,56	2 310,53	2 387,56	2 387,56	2 310,53	2 387,56	2 310,53	2 387,56	28 111,53
Поселок Сигнальный	249,20	225,10	249,20	241,17	40,20	0,00	0,00	0,00	128,61	249,20	241,17	249,20	1 873,05
ИТОГО	130 501,97	117 872,63	130 501,97	126 292,10	130 292,97	126 050,93	130 252,77	130 252,77	126 179,54	130 501,97	126 292,10	130 501,97	1 535 493,69

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетурина городского округа

Таблица 56. Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2027	2032
Зона действия НТ ГРЭС										
Производительность ВПУ	т/ч	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	1528,9	1344,6	1106,4	868,4	630,1	391,7	132,3	132,3	132,3
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	1396,6	1212,3	974,1	736,1	497,8	259,4	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	_*	_*	_*	_*	_*	_*	_*	_*	_*
Зона действия котельной ЦОК п. Ис										
Производительность ВПУ	т/ч	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	130,8	112,4	92,1	73,3	55,4	37,8	21,9	21,9	21,9
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	108,9	90,5	70,2	51,4	33,5	15,9	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	60,1	62,2	64,5	66,6	68,7	70,7	72,5	72,5	72,5
Зона действия котельной ФЖК п. Ис										
Производительность ВПУ	т/ч	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	0,83	0,83	0,83
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	7,1	7,1	7,1
Зона действия котельной п. Сигнальный										
Производительность ВПУ (отсутствует)	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37	4,5	4,5	4,5
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,51	-0,51	-0,51

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

В таблицах 57 и 58 представлены данные потребления топлива НТГРЭС за 2013 и 2016 года.

Таблица 57. Фактическое потребление топлива в 2013 году

Вид топлива	Топливо натуральное тонн (тыс.куб.м)	Топливо условное тут	Калорийность Q_H^P Ккал/кг
Уголь экибастузский	403086	234140	4066
Газ природный	269902	308124	7991
Мазут	52	74	9962
<i>Итого:</i>	-	542338	-

Таблица 58. Фактическое потребление топлива в 2016 году

Вид топлива	Топливо натуральное тонн (тыс.куб.м)	Топливо условное тут	Калорийность Q_H^P Ккал/кг
Газ природный	710620,00	825663,46	8133
<i>Итого:</i>	710620,00	825663,46	8133

Выполнение плана топливоснабжения в 2016 году отражено в таблице 59.

Таблица 59. Поставка природного газа на НТГРЭС в 2016 году (млн.куб.м)

Кварталы	Поставщик	План	Факт	% перевыполнения	+ поставка сверх плана - недопоставка
I квартал	Уралсевергаз	60,5			
	СЛ-Трейдинг	131,0			
	ВСЕГО:	191,5	200,76	+15,3	29,26
II квартал	Уралсевергаз	50,5			
	СЛ-Трейдинг	115,0			
	ВСЕГО:	165,5	128,23	-22,5	-37,27
III квартал	Уралсевергаз	45,0			
	СЛ-Трейдинг	120,0			
	ВСЕГО:	165,0	143,86	-12,8	-21,14
IV квартал	Уралсевергаз	7,5			
	СЛ-Трейдинг	172,0			
	ВСЕГО:	179,5	217,77	+21,3	38,27
2016 год	Уралсевергаз	163,5			
	СЛ-Трейдинг	538,0			
	ВСЕГО:	701,5	710,62	+1,3	9,12

Фактический топливно-энергетический баланс по данным ООО «ГЭСКО» отражен в таблице 60.

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Таблица 60. Фактический топливно-энергетический баланс по данным ООО «ГЭСКО» на 2016 год.

Номер источника	Наименование котельной	Используемое топливо		Фактическое годовое количество отпущенного тепла	Потери тепловой энергии при транспортировке		Фактический полезный отпуск тепла потребителям	Годовой расход топлива тыс. м3 (т)		Удельный расход условного топлива на теплоснабжение	Расчетный КПД системы
		Основное	Резервное(аварийное)	тыс. Гкал	тыс. Гкал	%	Гкал	осн. топливо (резервное)	т.у.т	кг.у.т/Гкал	%
1	ЦОК п. Ис	Природный газ	Резервное топливо не предусмотрено проектом	43,23	20,81	48,1	22,35	6 961,86	8184,0	181,8	78,59%
2	Котельная ФЖК п. Ис	Природный газ	Резервное топливо не предусмотрено проектом	9,11	3,7	40,6	5,41	1 478,03	1737,5	183,1	78,02%
3	Котельная п. Сигнальный	Природный газ	Резервное топливо не предусмотрено проектом	9,55	5,17	54,2	4,38	1 386,09	1629,4	163,9	87,18%
4	ЦОК п. Косья	Дрова	Резервное топливо не предусмотрено проектом	1,498	0,835	55,7	0,662	1 016,86	334,1	214,3	66,66%
5	Школьная котельная п. Косья	Дрова	Резервное топливо не предусмотрено проектом								
6	Котельная дер. Б.Именная	Дрова	Резервное топливо не предусмотрено проектом	0,28	0,07	25,0	0,21	197,79	65,0	222,9	64,08%

Часть 9. Надежность теплоснабжения

1.9.1 Общие положения

Под надежностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения.

Основным показателем (критерием) является:

- вероятность безотказной работы системы (P) - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$, более числа раз, установленного нормативами.

Главное свойство отказов заключается в том, что они представляют собой случайные и редкие события. Эти свойства характеризуют не только отказы, связанные с нарушением прочности, но и все отказы.

Одной из важнейших характеристик надежности элементов является параметр потока отказов, который можно определить как безусловную вероятность отказа (не обязательно первого) на интервале времени dt .

При $\lambda = \text{const}$, вероятность безотказной работы элемента системы за время t определяется:

$$\lambda dt = \frac{dP(t)}{P(t)}, \quad (9.1)$$

где: λdt - вероятность отказа элемента за бесконечно малое время.

Отсюда вероятность безотказной работы за время t равна:

$$P(t) = e^{-\omega t}, \quad (9.2)$$

где: $P(t)$ - вероятность безотказной работы элемента за малое время t ;

ω - параметр потока отказов элемента.

Таким образом, можно считать, что функция надежности элементов системы теплоснабжения подчиняется экспоненциальному закону.

Вероятность же отказа элемента за время t будет иметь вид:

$$F(t) = 1 - e^{-\omega t}, \quad (9.3)$$

При расчете надежности принимается:

- при параллельной структуре, закольцованные или зарезервированные ветви считаются абсолютно надежными, поскольку одновременный отказ более одного элемента считается недостижимым событием.

- при последовательной структуре вероятность безотказной работы системы определяется как произведение вероятностей безотказной работы каждого ее элемента:

$$\bullet \quad F(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \dots P_n(t) \quad (9.4)$$

$P_1(t) \dots P_n(t)$ - вероятности безотказной работы каждого элемента.

Тогда для системы, имеющей последовательную структуру, справедливо будет следующее выражение:

$$P(t) = e^{-\sum_1^n \omega_n t} \quad (9.5)$$

где ω_n - поток отказов для каждого элемента за период времени t .

1.9.2 Исходные данные для расчета

Исходной информацией для расчета надежности системы тепловых сетей являются данные о структуре схемы теплоснабжения, длине и диаметрах магистральных трубопроводов от НТ ГРЭС и Котельных до конечных, наиболее удаленных потребителей.

При расчете надежности системы транспорта теплоносителя Нижнетуринского городского округа использовались следующие исходные данные:

- продолжительность отопительного периода - 238 суток;
- нормативный показатель вероятности безотказной работы тепловых сетей - РТС=0,9 (по СНиП 41-02-2003);
- параметр потока отказов со (1/м год) - учитывает только те отказы, которые приводят к потере тепла.

Расчет выполнялся для каждого абонента магистральных трубопроводов от энергоисточников Нижнетуринского городского округа. В качестве абонентов рассматриваются конечные потребители, входящие в состав подсистемы НТ ГРЭС и Котельной п. Ис(ЦОК) в программе «Zulu».

По приведенной методике, в случае аварии на участке магистрали к которой присоединен конечный потребитель (или нерезервированное ответвление с конечным потребителем), участок магистрали (даже при условии его резервирования) отключается путем перекрытия соответствующих задвижек, тем самым, отключая от теплоснабжения всех потребителей, присоединенных на участках между задвижками. Таким образом, в плотность потока отказов конечного потребителя, включается плотность потока отказов всех участков и задвижек, аварии на которых, потребуют отключения конечного потребителя.

Расчет проводился с учетом предоставленных данных о задвижках ООО «ГЭСКО», что в каждой тепловой камере, не являющейся простым разветвлением, находится секционирующая арматура. В расчет надежности каждого нерезервированного ответвления включены участки магистрального (закольцованного) трубопровода, прилегающего к тепловой камере ответвления.

Считается, что в данной тепловой камере находится лишь задвижка, перекрывающая подачу тепла к потребителям нерезервированного ответвления, и аварии на прилегающих участках магистрали также потребуют отключения конечного потребителя.

Отсутствие задвижек в следующих далее за ответвлением по магистрали тепловых камерах, ведет к увеличению длины трубопроводов, влияющих на надежность конечного потребителя, ведет к уменьшению показателя безотказной работы для него. При отсутствии дополнительной секционирующей арматуры, отсекающей ответвление, тем самым уменьшая длины трубопроводов, влияющих на надежность конечного потребителя, ведет к увеличению показателя безотказной работы для него. Исходя из этого, при наличии уточненных данных, может быть проведена корректировка показателей надежности в ту или иную сторону.

Обозначения участков приведены в соответствии с программой Zulu.

При расчетах надежности учитывалась возможность взаимного резервирования участков при угрозе отказа.

1.9.3 Вычисление интенсивности отказов

В связи с отсутствием данных по статистике отказов, расчёт вероятности отказов производился по следующей методике.

В дальнейшем для расчетов вероятности отказов участков тепловых сетей приняты следующие зависимости:

- для описания интенсивности устойчивых отказов тепловых сетей в зависимости от диаметра теплопроводов:

$$\lambda_0 = 0,1 \exp(2,8 D_y) , 1/\text{км}/\text{ОП} \quad (9.6)$$

где:

D_y - условный диаметр участка тепловой сети, м.

- для описания интенсивности отказов участков тепловых сетей в зависимости от срока службы:

$$\lambda = \lambda_0 (0,1 \tau) \exp(\alpha - 1) , 1/\text{км}/\text{ОП} \quad (9.7)$$

где:

λ_0 - интенсивность устойчивых отказов, 1/км/ОП;

τ - срок эксплуатации участка тепловой сети, лет;

α - параметр распределения Гнеденко-Вейбулла. Где параметр распределения вычисляется как:

$$0,8 \text{ при } 0 < \tau \leq 3$$

$$1 \text{ при } 3 < \tau \leq 17$$

$$0,5e^{\frac{\tau}{20}} \text{ при } \tau > 17$$

В таблице 61 приведены данные расчетов интенсивности устойчивых отказов на участках тепловых сетей с разными диаметрами и интенсивности отказов для участков с разными сроками эксплуатации, рассчитанные с использованием уравнений 9.6 и 9.7. Расчет вероятности безотказной работы по каждой магистрали приведен в Приложении 7.

Таблица 61. Базовые интенсивности отказов тепловых сетей ООО «ГЭСКО»

№	Диаметр участков тепловой сети, м	Интенсивность устойчивых отказов	Интенсивность отказов со сроком эксплуатации				
			до 3 лет	от 3 до 17 лет	35	37	45
1	0,05	0,0869	0,111	0,111	0,913	1,506	24,252
2	0,07	0,0822	0,105	0,105	0,863	1,424	22,931
3	0,08	0,0799	0,102	0,102	0,840	1,385	22,298
4	0,1	0,0756	0,096	0,096	0,794	1,309	21,083
5	0,125	0,0705	0,090	0,090	0,740	1,221	19,658
6	0,15	0,0657	0,084	0,084	0,690	1,138	18,329
7	0,2	0,0571	0,073	0,073	0,600	0,990	15,934
8	0,25	0,0497	0,063	0,063	0,522	0,860	13,853
9	0,3	0,0432	0,055	0,055	0,453	0,748	12,043
10	0,35	0,0375	0,048	0,048	0,394	0,650	10,470
11	0,4	0,0326	0,042	0,042	0,343	0,565	9,102
12	0,5	0,0247	0,031	0,031	0,259	0,427	6,879
13	0,6	0,0186	0,024	0,024	0,196	0,323	5,199

1.9.4 Определение надежности в соответствии с методикой по приказу Министерства регионального развития РФ №310

Надежность централизованного теплоснабжения Нижнетуринского городского округа обеспечивается надежной работой всех элементов его системы, а также надежностью систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии. Согласно приказу Министерства регионального развития РФ от 26.07.2013 № 310 «Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения», ключевыми показателями определения надежности являются:

- показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройств перемычек;
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризующий наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;

- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения;
- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла;
- показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения (итоговый показатель);
- показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом;
- показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием;
- показатель наличия основных материально-технических ресурсов;
- показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ.

В зависимости от полученных показателей надежности $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$ и $K_{\text{и}}$ источники тепловой энергии могут быть оценены как:

- высоконадежные - при $K_{\text{э}} = K_{\text{в}} = K_{\text{т}} = K_{\text{и}} = 1$;
- надежные - при $K_{\text{э}} = K_{\text{в}} = K_{\text{т}} = 1$ и $K_{\text{и}} = 0,5$;
- малонадежные - при $K_{\text{и}} = 0,5$ и при значении меньше 1 одного из показателей $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$;
- ненадежные - при $K_{\text{и}} = 0,2$ и/или значении меньше 1.

В зависимости от полученных показателей надежности тепловые сети могут быть оценены как:

- высоконадежные - более 0,9;
- надежные - 0,75 - 0,89;
- малонадежные - 0,5 - 0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

Общая оценка надежности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надежности источников тепловой энергии и тепловых сетей. Общая оценка надежности системы теплоснабжения определяется как наихудшая из оценок надежности источников тепловой энергии или тепловых сетей. Показатели надежности каждого критерия источников тепловой энергии Нижнетурина городского округа приведены в таблице 62.

Из таблицы 62 следует, что на территории Нижнетурина городского округа существует единственная надежная система теплоснабжения – от НТГРЭС. К малонадежным относятся системы теплоснабжения всех поселковых источников тепловой энергии городского округа.

Таблица 62. Показатели надежности систем теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Наименование источника тепловой энергии	Надежность электроснабжения $K_э$	Надежность водоснабжения	Надежность топливоснабжения $K_т$	Показатель соответствия тепловой мощности и пропускной способности	Уровень резервирования K_p	Техническое состояние тепловых сетей	Интенсивность отказов $K_{отк}$	Показатель относительного недоотпуска тепла $K_{нед}$	Показатель готовности	Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения $K_{над}$
		$K_в$		$K_б$		$K_с$			$K_{гот}$	
НТ ГРЭС	1	1	1	1	1	0,2	0,6	1	1	0,867
ЦОК п. Ис	1	0,6	0,5	1	0,7	0,5	0,5	1	0,85	0,739
Котельная ФЖК п. Ис	1	0,6	0,5	1	0,7	0,5	0,5	1	0,85	0,739
Котельная п. Сигнальный	1	0,6	0,5	1	0,7	0,5	0,5	1	0,85	0,739
ЦОК п. Косья	1	0,6	0,5	1	0,5	0,5	0,5	1	0,8	0,711
Школьная котельная п. Косья	1	0,6	0,5	1	0,5	0,5	0,5	1	0,8	0,711
Котельная дер. Б.Именная	1	0,6	0,5	1	0,5	0,5	0,5	1	0,8	0,711

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Всего в 2016 г. Нижнетуринской ГРЭС и котельными ООО «ГЭСКО» для удовлетворения нужд Нижнетуринского городского округа произведено (отпущено) тепловой энергии – по данным ПАО «Т Плюс» 389830 Гкал тепловой энергии, по данным ООО «ГЭСКО» было приобретено 273116 Гкал.

В 2016 г. НТ ГРЭС обеспечила 87% отпуска тепловой энергии для Нижнетуринского городского округа.

Основные технико-экономические характеристики теплоисточников Нижнетуринского городского округа представлены в таблице 63.

Таблица 63. Отпуск тепловой энергии энергоисточниками Нижнетуринского городского округа в 2016 году

Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла, тыс. Гкал/год	Расход на собственные нужды, %	Потери, Гкал/год	Потери, %
Нижнетуринская ГРЭС	522,0	522	78,79	389,8/273,1**	-*	159,8/42,58	41,0/15,59
ЦОК п. Ис	20,4	13,6	7,89	45,09	1,86	20,81	48,1
Котельная ФЖК	9,0	8,0	1,86	9,49	0,38	3,7	40,6
Котельная п. Сигнальный	5,2	3,46	1,69	9,95	0,4	5,17	54,1
Котельные п. Косья	1,9	1,8	0,143	1,56	0,062	0,835	55,7
Котельная дер. Б.Именная	0,1	0,1	0,141	0,29	0,01	0,07	25,0

* Информация учитывает отпуск тепловой энергии на нужды теплоснабжения г. Лесной

** Различная информация от эксплуатирующих организаций

1.10.1. Техничко-экономические показатели НТ ГРЭС

1.10.1.1 Выработка и отпуск электроэнергии НТ ГРЭС

В таблице 64 представлены ретроспективные данные по работе и отпуску электроэнергии от НТ ГРЭС в соответствии с данными ПАО «Т Плюс».

Таблица 64. Выработка и отпуск электроэнергии от НТ ГРЭС за 2013-2016 гг.

Параметры	2013	2014	2015	2016
Выработано э.э., тыс. кВт*ч	975895,5	828849	1172570,0	3046621,1
Выработано э.э. в теплофикационном цикле, тыс. кВт*ч	210767,5	218644	156401,0	513379,7
Отпущено э.э., тыс. кВт*ч	834347,3	695838	1039925,0	2944879,2
Расход э.э. на собственные нужды на выработку электроэнергии, %	10,5	11,01	8,09	2,05
Удельный расход топлива на отпущенную э.э., г. у.т./кВт*ч	477,5	473,1	387,6	239,1

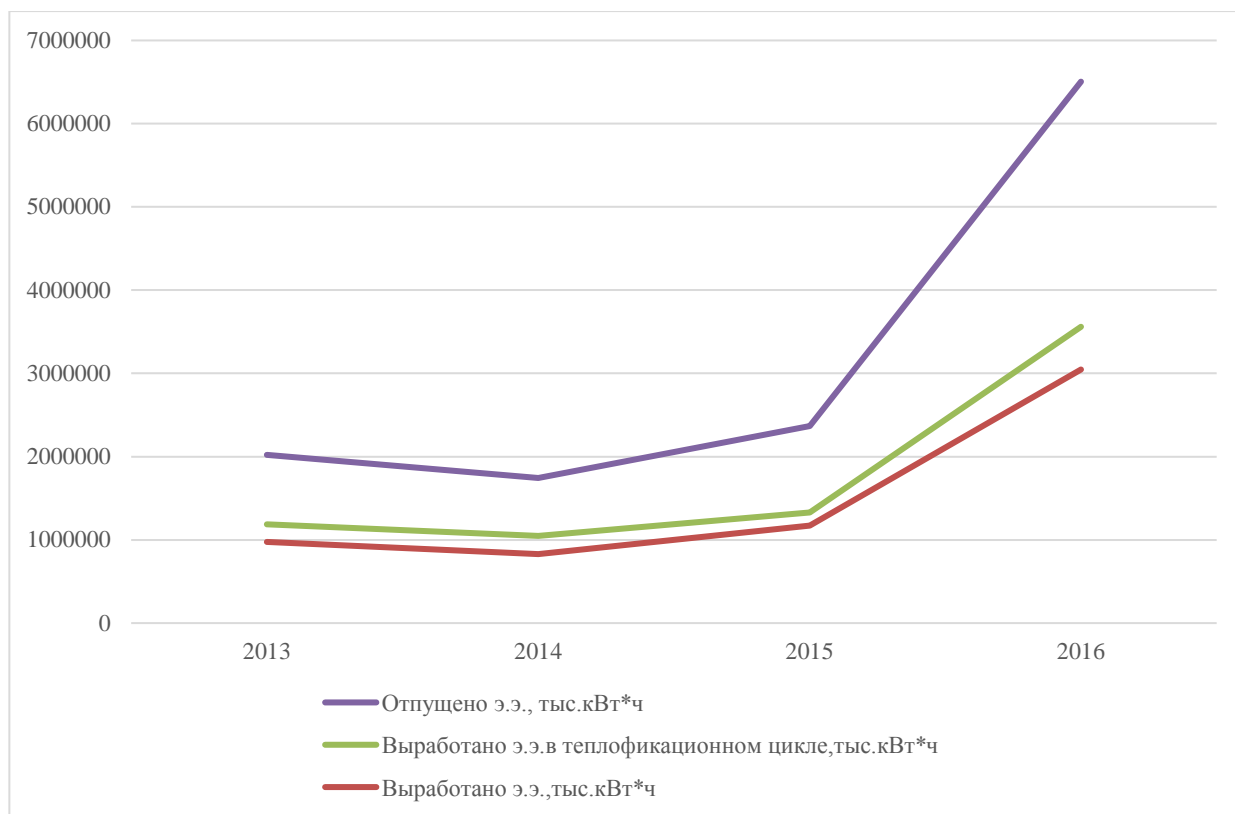


Рисунок 4. Динамика выработки и отпуска э/э НТ ГРЭС

Выработка электроэнергии за 2016 год от НТ ГРЭС составила 3046621,1 тыс. кВт*ч. По сравнению с фактом 2015 года произошло увеличение выработки электроэнергии на 1874051,1 тыс. кВт*ч (159,8 %).

1.10.1.2 Отпуск тепловой энергии НТ ГРЭС

В таблице 65 представлены ретроспективные данные по работе и отпуску тепловой энергии от НТ ГРЭС в соответствии с данными ПАО «Т Плюс».

Таблица 65. Выработка и отпуск тепловой энергии от НТ ГРЭС

Параметры	2013	2014	2015	2016
Отпущено теплоты внешним потребителям всего, Гкал	852740	889360	848070	907570
Отпущено теплоты внешним потребителям отработанным паром, Гкал	667399	740124	498920	907570
Расход э.э. на собственные нужды на отпуск теплоты, тыс.кВт*ч	39397,109	41755	37736	39305
Удельный расход условного топлива на отпущенную теплоту потребителям, кг.у.т./Гкал	168,83	167,4	163,4	133,9



Рисунок 5. Динамика выработки и отпуска тепловой энергии НТ ГРЭС

1.10.2. Техничко-экономические показатели котельных

В таблице 66 приведены технико-экономические показатели источников тепловой энергии ООО «ГЭСКО».

Таблица 66. Техничко-экономические показатели котельных

Показатели	Единица измерен.	Котельные				
		п. Ис (ЦОК)	п. Ис (ФЖК)	п. Сигнальный	п. Косья	дер. Большая Именная
Отпуск тепла	Гкал	45020	9489	9943	1559	291,5
Расход условного топлива	т.у.т.	8184	1737,5	1629,4	334,1	65,0
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	181,8	183,1	163,9	214,3	222,9

Часть 11. Цены (тарифы) в системе теплоснабжения

1.11.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В соответствии с постановлениями Региональной энергетической комиссии Свердловской области № 178-ПК от 13.12.16, № 180-ПК от 13.12.16 и № 250-ПК от 28.12.2016, в таблице 68 представлена информация об утвержденных тарифах на тепловую энергию по Нижнетурунскому городскому округу. Динамика тарифов ООО «ГЭСКО» за последние три года приведена в таблице 67.

Таблица 67. Динамика тарифов ООО "ГЭСКО"

ГЭСКО	Население, одноставочный, руб/Гкал	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения одноставочный, руб/Гкал
со дня вступления в законную силу по 31.12.2014 г.	1529,55	1296,23
с 01.01.2015 г. по 30.06.2015 г.	1613,69	1367,53
с 01.07.2015 г. по 31.12.2015 г.		
2016 год	1701,63	1442,06

Тарифы на тепловую энергетику и теплоноситель ПАО «Т Плюс» за последние три года представлены в приложении 9.

1.11.2 Плата за подключение к системе теплоснабжения

По данным, предоставленным ООО «ГЭСКО», плата за подключение к системе теплоснабжения отсутствует, что связано со значительным избытком установленной мощности.

1.11.3 Плата за поддержание резервной тепловой мощности

По данным, предоставленным ООО «ГЭСКО», плата по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей не взимается.

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетурина городского округа

Таблица 68. Утвержденные тарифы на тепловую энергию в Нижнетурина городского округа

Показатель	Период действия тарифа	Компонент на холодную воду, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Компонент на холодную воду, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Компонент на холодную воду, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал
		Закрытые системы теплоснабжения, ООО "ГЭСКО"		Открытые системы теплоснабжения, ООО "ГЭСКО"		ПАО "Т Плюс"	
Горячая вода (без учета НДС)	с 01.01.2017 по 30.06.2017	12,76	1426,93	11,24	1426,93	10,66	1426,93
	с 01.07.2017 по 31.12.2017	13,28	1449,13	11,24	1449,13	11,7	1449,13
	с 01.01.2018 по 30.06.2018	13,28	1449,13	11,24	1449,13	10,35	1449,13
	с 01.07.2018 по 31.12.2018	14,24	1551,47	12,15	1551,47	10,35	1551,47
	с 01.01.2019 по 30.06.2019	14,24	1551,47	12,15	1551,47	10,35	1551,47
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	14,38	1557,05	12,15	1557,05	11,18	1557,05
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	14,38	1557,05	12,15	1557,05		
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	15,38	1691,23	13,07	1691,23		
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	15,38	1680,73	13,07	1680,73		
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	15,57	1680,73	13,36	1680,73		
Население (тарифы указываются с учетом НДС)	с 01.01.2017 по 30.06.2017	15,06	1683,78	13,26	1683,78	12,58	1683,78
	с 01.07.2017 по 31.12.2017	15,67	1709,97	13,26	1709,97	13,81	1709,97
	с 01.01.2018 по 30.06.2018	15,67	1709,97	13,26	1709,97	12,21	1709,97
	с 01.07.2018 по 31.12.2018	16,8	1830,73	14,34	1830,73	12,21	1830,73
	с 01.01.2019 по 30.06.2019	16,8	1830,73	14,34	1830,73	12,21	1830,73
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	16,97	1837,32	14,34	1837,32	13,19	1837,32
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	16,97	1837,32	14,34	1837,32		
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	18,15	1995,65	15,42	1995,65		
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	18,15	1983,26	15,42	1983,26		
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	18,37	1983,26	15,76	1983,26		

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем

1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

Ключевой проблемой организации качественного теплоснабжения является открытая схема организации горячего водоснабжения городского округа, что влечет за собой вторичное загрязнение теплоносителя в связи с высоким уровнем физического износа тепловых сетей, и, как следствие, высокую вероятность ненормативной работы теплопотребляющих установок потребителей.

Система теплоснабжения г. Нижняя Тура проектировалась с учетом централизованного качественного регулирования отпуска тепловой энергии с открытой схемой горячего водоснабжения. Система теплоснабжения двухтрубная, открытая, параметры теплоносителя соответствуют графику 150/70°C с ограничением 115/70°C; 110/95°C (с корректировкой); 95/70 °C. Топливом для НТ ГРЭС является природный газ. В соответствии с п. 8 ст. 40 Федерального закона от 7 декабря 2011 года N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении»:

«В случае, если горячее водоснабжение осуществляется с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), программы финансирования мероприятий по их развитию (прекращение горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и перевод абонентов, подключенных к таким системам, на иные системы горячего водоснабжения) включаются в утверждаемые в установленном законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения порядке инвестиционные программы теплоснабжающих организаций, при использовании источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей которых осуществляется горячее водоснабжение. Затраты на финансирование данных программ учитываются в составе тарифов в сфере теплоснабжения».

В соответствии с п. 10 ст. 20 Федерального закона от 7 декабря 2011 года N 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»»: статью 29:

а) дополнить частью 8 следующего содержания:

"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.";

б) дополнить частью 9 следующего содержания:

"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."

В соответствие с п. 4 ст. 23 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения, а также мероприятий по приведению качества горячей воды в открытых системах теплоснабжения в соответствие с установленными требованиями осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих организаций. Включение в инвестиционную программу мероприятий по приведению качества горячей воды в открытых системах теплоснабжения в соответствие с установленными требованиями осуществляется в случаях, предусмотренных положениями Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении". Инвестиционные программы организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, утверждаются уполномоченными органами в соответствии с настоящим Федеральным законом в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствие с п.5 ст. 40 Федерального закона от 7 декабря 2011года №416-ФЗ «О водоснабжении водоотведении»:

«Инвестиционная программа утверждается уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации или органом местного самоуправления поселения, городского округа в случае, если законом субъекта Российской Федерации переданы полномочия по утверждению инвестиционной программы. В случае, если инвестиционная программа утверждается уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации, такая программа до ее утверждения подлежит согласованию с органом местного самоуправления поселения, городского округа. Указанные органы могут привлекать независимые организации для анализа обоснованности инвестиционной программы. Согласованная органом местного самоуправления инвестиционная программа направляется в уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов организацией, осуществляющей горячее водоснабжение, холодное водоснабжение и (или) водоотведение. Планы мероприятий по проведению качества питьевой воды в соответствие с установленными требованиями также подлежат согласованию с территориальным органом федерального органа исполнительной

власти, осуществляющим федеральный государственный санитарно-эпидемиологический надзор».

Таким образом, в соответствии с действующим законодательством, необходимо предусмотреть перевод потребителей Нижнетуринского городского округа на «закрытую» схему присоединения системы ГВС.

Актуальность перевода открытых систем горячего водоснабжения на закрытые обусловлена тем, что:

- в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует и наличие излома ($70\text{ }^{\circ}\text{C}$) для нужд ГВС приводит к перетопам в помещениях зданий.
- существует перегрев горячей воды при эксплуатации открытой системы теплоснабжения без регулятора температуры горячей воды, которая фактически соответствует температуре воды в подающей линии тепловой сети.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление за счет установки ИТП с погодным регулированием;
- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение;
- «перетопов» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;
- повышение гидравлической устойчивости системы централизованного отопления.

Поэтому важнейшей задачей, стоящей перед Нижнетуринским городским округом, является перевод системы теплоснабжения на закрытую схему.

Следует отметить, что при переходе на закрытую систему теплоснабжения:

- уменьшатся затраты на подпитку, так как уменьшится расход на водоподготовку;

- применение для водоподготовки первой ступени На-катионитового фильтра позволит повысить качество сетевой воды.

Источники теплоснабжения имеют резерв тепловой мощности, однако износ основного оборудования составляет более 80 % (наработка в часах значительно превышает нормативный парковый ресурс, срок службы 49-55 лет).

Тепловая мощность котельных, эксплуатируемых ООО «ГЭСКО» имеет значительный резерв. Однако, установленное в котельных основное оборудование имеет 25-летний срок службы, что также говорит о необходимости проведения профилактических мероприятий, необходимых для продления срока службы.

Из-за верхней срезки температурного графика на теплотрассе подача требуемого количества тепла потребителям при температуре окружающего воздуха ниже -26°C возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей. При переходе с открытой системы горячего водоснабжения на закрытую, при переоборудовании ИТП (индивидуальный тепловой пункт) и ЦТП, а в ряде случаев где отсутствуют нагрузки на ГВС, имеется экономическая целесообразность заменить элеваторное подключение на регулируемое насосное, кроме того следует устанавливать в ИТП и ЦТП приборы учёта тепловой энергии и датчики давления.

Следует отметить, что оборудование ИТП связано с необходимостью выделения помещения. В жилых зданиях, где отсутствуют подвальные или полуподвальные помещения, возникает необходимость организации теплового пункта в соседних зданиях или строительство отдельно стоящего помещения. Это в свою очередь ведёт к перекладке квартальных теплотрасс и прокладке разводящих и циркуляционных трасс горячей воды, что значительно увеличит стоимость перехода на закрытую систему ГВС

Ещё одной важной сопутствующей проблемой при переходе с открытых систем горячего водоснабжения на закрытые является необходимость увеличения объемов подачи холодной воды непосредственно каждому потребителю. Это приведет к перерасчётам и реконструкции существующей системы холодного водоснабжения.

Следует заметить, что закрытие системы ведёт не только к повышению устойчивости, но и к повышению перепада давления на прокачку теплоносителя. Для снижения перепада давления можно пойти на приведения температурного графика к проектируемому ($150/70^{\circ}\text{C}$) режиму. Техническое решение этого вопроса стало возможным в связи с тем, что потребители тепла будут оборудоваться ИТП и ЦТП.

1.12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения

Износ тепловых сетей, находящихся в эксплуатации ООО «ГЭСКО» составляет более 80%, то есть более 90 км трубопроводов имеют срок службы более 25 лет. Средний срок эксплуатации всех магистральных трубопроводов составляет 30 лет.

По результатам расчета вероятности безотказной работы систем транспорта теплоносителя для магистральных трубопроводов источников выявлены участки, на которых не соблюдаются нормативные показатели надежности (Приложение 7).

Также необходимо отметить существующую проблему установленных ранее общедомовых приборов учета с проходными диаметрами, не соответствующими диаметров трубопроводов тепловых сетей, что негативно влияет на гидравлические режимы системы.

1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

В соответствии с существующим тепловым балансом мощности НТ ГРЭС и котельных можно сделать вывод, что существуют резервы располагаемой тепловой мощности.

Необходимо произвести замену паровых котлов на водогрейные в п. Ис (ЦОК), а также произвести замену участков магистральных и квартальных сетей, имеющих срок эксплуатации более 35 лет.

1.12.4 Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Нижнетуринский городской округ находится в территориальном узле трубопроводов, связывающих его с газопромослами. По территории Нижнетуринского городского округа проходит 400 км линий газопроводов высокого давления. Это способствует стабильной поставке природного газа и жидкого топлива для электростанций и котельных в любой период времени. Проблемы в организации надёжного и эффективного снабжения топливом отсутствуют.

1.12.5 Предписания надзорных органов об устранении нарушений

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения на момент актуализации, отсутствуют.

1.12.6 Базовые целевые показатели системы теплоснабжения

На основе предоставленных данных определены базовые значения целевых показателей эффективности производства и отпуска тепловой энергии, которые сведены в таблицу Таблица 69.

Таблица 69. Базовые значения целевых показателей эффективности производства и отпуска тепловой энергии

Параметр	Размерность	НТ ГРЭС	Котельные				
			п. Ис(ЦОК)	п. Ис(ФЖК)	п. Сигнальный	п. Косья	дер. Большая Именная
Количество тепловой энергии, произведенное источником за расчетный период	тыс. Гкал	907,57	45,09	9,49	9,95	1,56	0,29
Выработка тепла для нужд городского округа	тыс. Гкал	389,8/273,1**	43,23	9,11	9,55	1,498	0,28
Расход на собственные нужды, Гкал	тыс. Гкал	-*	1,86	0,38	0,4	0,062	0,01
Расход на собственные нужды, %	%	-*	4,1	4,0	3,98	3,91	4,09
Потери	тыс. Гкал	190,4/73,2	20,81	3,7	5,17	0,835	0,07
Потери	%	42,0/21,7	48,1	40,6	54,1	55,7	25,0
Удельный расход условного топлива на	кг. у. т/Гкал	133,9	181,8	183,1	163,9	214,3	222,9

* Информация учитывает отпуск тепловой энергии на нужды теплоснабжения г. Лесной

** Различная информация от эксплуатирующих организаций

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки Нижнетурунского городского округа на период до 2032 г. определялся по данным Генерального плана муниципального образования Нижнетурунский городской округ, разработанного ЗАО «Проектно-исследовательский институт ГЕО».

Следует отметить, что в «Схеме теплоснабжения...» принят оптимистический сценарий градостроительного развития города (исходя из максимальной ёмкости территорий).

Рекомендуется проводить актуализацию данных, приведенных в Генеральном плане, в связи с изменяющейся экономической ситуацией.

В таблице 70 представлены данные по перспективам развития Нижнетурунского городского округа.

Таблица 70. Перспективы развития Нижнетурунского городского округа

№	Наименование показателя	Единица измерения	Состояние по данным генерального плана	Расчётный срок
1	ТЕРРИТОРИЯ НИЖНЕТУРУНСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА			
1.1	Общая площадь территории Нижнетурунского городского округа	га	194174	194174
1.2	Зона градостроительного использования	га	8649	8649
1.3	Зона производственного использования	га	55	55
1.4	Зона инженерной и транспортной инфраструктуры	га	427	427
1.5	Зона сельскохозяйственного использования	га	8906	8906
1.6	Зона рекреационного назначения	га	149967	149967
1.7	Зона специального назначения	га	26171	26171
2.	НАСЕЛЕНИЕ			
2.1.	Общая численность населения	чел.	29255 (25925 – на текущий момент)	34715
		% роста от существующей численности постоянного населения		33,9
2.2.	Плотность населения	чел на кв. км	14	18
3	ЖИЛИЩНЫЙ ФОНД			
3.1	Общий объем жилищного фонда	кв. м	752800	860932
3.2	Общий объем нового жилищного строительства	кв. м		108132
3.3	Средняя обеспеченность населения общей площадью квартир	кв. м/ чел.	25,7	24,8
4	УСЛУГИ В СИСТЕМЕ ОБРАЗОВАНИЯ			
4.1	Детские дошкольные учреждения	Всего, мест	1651	1740
		Мест/1000 чел.	1462	1735
4.2	Общеобразовательные школы	Всего, мест	2792	2792

№	Наименование показателя	Единица измерения	Состояние по данным генерального плана	Расчётный срок
		Мест/1000 чел.	3218	3888
5	МЕДИЦИНСКИЕ УСЛУГИ			
5.1	Больницы	Всего, коек	277	277
		коек/1000 чел.	204	243
5.2	Амбулаторно-поликлинические учреждения	Посещений в смену	680	700
		Посещений в смену на 1000 чел.	877	1041
5.3	ФАП	количество	6	6
		%обеспеченности населенных пунктов	29	29
5.4	Аптеки	объект	6	6
		Объект на 10 тыс. чел.	3	4
6	УСЛУГИ ТОРГОВЛИ И ОБЩЕСТВЕННОГО ПИТАНИЯ			
6.1	Предприятия розничной торговли	кв. м торг. Площади	(Н-Тура)6089	(Н-Тура)9000
			(малые н/п) 2189	(малые н/п) 2300
		кв. м торг. площади на 1000 чел.	6699	8442
			692	833
6.2	Предприятия общественного питания	Посадочных мест	2540	2700
		Посадочных мест на 1000 чел.	906	1076
7	УСЛУГИ УЧРЕЖДЕНИЙ КУЛЬТУРЫ			
7.1	Учреждения культуры клубного типа	Мест	564	764
		На 1000 чел.	692	833
7.2	Музеи	Объект	1	1
		Объект на 10 тыс. чел.	2	3
7.3	Библиотеки	Учреждение	8	8
		Учреждение		
8	БЫТОВЫЕ УСЛУГИ			
8.1	Бани	Помывочных мест	40	40
		Помывочных мест на 1000 чел.	146	173
8.1	Гостиницы	Мест	45	45
		Мест/1000 чел.	146	173

Согласно данным таблицы 70 был проведен расчёт перспективных теплопотреблений для варианта потребления тепла по перспективным нормативам градостроительного проектирования Свердловской области НГПСО 1 – 2009.66. для зоны с расчётной температурой наружного воздуха -36°C и при 3-4 этажной застройки. Высота застройки принята условно, так как в генплане отсутствуют привязки будущей застройки по территории Нижнетуринского городского округа и по этажности.

Расход тепла на горячее водоснабжение рассчитывался на основании постановления РЭК Свердловской области от 27.08.2012 № 132 (все вновь вводимые объекты жилья имеют горячее водоснабжение и оборудованы ваннами длиной 1500-1700 мм, норматив 4,01м³ на жителя) Результаты расчётов сведены в таблицу 71.

Таблица 71. Перспективные тепловые нагрузки на конец расчётного периода

№	Показатели		Значение	Величины часовых нагрузок, Гкал/ч
1	Годовое потребление тепла на жилищное строительство	Площадь, м²	108132,0	
		жителей	4360,0	
		Жилая застройка без внедрения энергосберегающих мероприятий	38668,0	15,0
		Жилая застройка с внедрением энергосберегающих мероприятий	24598,4	9,5
		Потребление тепла на ГВС	12588,7	3,3
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	51256,7	18,3
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	37187,1	12,8
2	Детские дошкольные учреждения	мест	89,0	
		Площадь, м²	2415,0	
		Потребление тепла на ГВС	51,7	0,0136
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	1016,1	0,3729
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	895,1	0,3278
3	Предприятия общественного питания	посадочных мест	160,0	
		Площадь, м²	200,0	
		Потребление тепла на ГВС	384,0	0,1006
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	455,6	0,1296
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	452,0	0,1282
4	Предприятия розничной торговли	Площадь, м²	111,0	
		Потребление тепла на ГВС	5,2	0,00137
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	43,2	0,01676
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	41,3	0,03140
5	Учреждения культуры клубного типа	Число мест	200,0	
		Потребление тепла на ГВС	10,9	0,0029
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий	189,7	0,0693
		Годовое потребление тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий	173,4	0,0630

Территориальная привязка перспективной застройки не производилось. Условно принято, что вся перспективная застройка находится на территории города Нижняя Тура. Пуск в эксплуатацию объектов принят равномерным в течении всего расчётного периода.

Прогноз прироста тепловой нагрузки и потребляемой тепловой энергии на территории города Нижняя Тура за счет ввода в эксплуатацию вновь строящихся зданий для периодов 2017-2020 гг., 2020-2025 гг., 2025-2032 гг., и на весь рассматриваемый период 2017-2032 гг. с разделением по группам потребителей и видам теплоснабжения приведен в таблицах.

Из таблиц 72 и 73 видно:

- прирост нагрузки жилищного фонда в г. Нижняя Тура в период с 2017 по 2032 гг. прогнозируется на уровне 19,52 Гкал/ч (94,27 % от суммарной нагрузки);
- прирост общественного фонда – 0,64 Гкал/ч (5,73 %).

Суммарный прирост тепловых нагрузок по перспективной застройке к 2032 г. ожидается на уровне 20,16 Гкал/ч.

В общем теплоснабжении перспективной застройки города основным видом теплоснабжения будет отопление, на долю которого приходится 77,6 % от общей тепловой нагрузки.

Таблица 72. Динамика роста мощности потребления тепла на отопление и ГВС без внедрения энергосберегающих мероприятий, Гкал

Год	Жильё	Общественные и деловые постройки	Сумма
2017	1,22	0,04	1,26
2018	2,44	0,08	2,52
2019	3,66	0,12	3,78
2020	4,88	0,16	5,04
2021	6,1	0,2	6,3
2022	7,32	0,24	7,56
2023	8,54	0,28	8,82
2024	9,76	0,32	10,08
2025	10,98	0,36	11,34
2026	12,2	0,4	12,6
2027	13,42	0,44	13,86
2028	14,64	0,48	15,12
2029	15,86	0,52	16,38
2030	17,08	0,56	17,64
2031	18,3	0,6	18,9
2032	19,52	0,64	20,16

Таблица 73. Динамика роста мощности потребления тепла на отопление и ГВС с внедрением энергосберегающих мероприятий, Гкал

Год	Жильё	Общественные и деловые постройки	Сумма
2017	0,85	0,04	0,89
2018	1,71	0,08	1,79
2019	2,56	0,12	2,68
2020	3,41	0,16	3,57
2021	4,27	0,2	4,47
2022	5,12	0,24	5,36
2023	5,97	0,28	6,25
2024	6,83	0,32	7,15
2025	7,68	0,36	8,04
2026	8,53	0,4	8,93
2027	9,39	0,44	9,83
2028	10,24	0,48	10,72
2029	11,09	0,52	11,61
2030	11,95	0,56	12,51
2031	12,80	0,6	13,40
2032	13,65	0,64	14,29

На рисунке 6 приведены результаты прогноза тепловой нагрузки по городу Нижняя Тура на основе прогноза перспективной застройки на период до 2032 г. с учётом и без учета требований Приказа Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 года №262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений и сооружений».

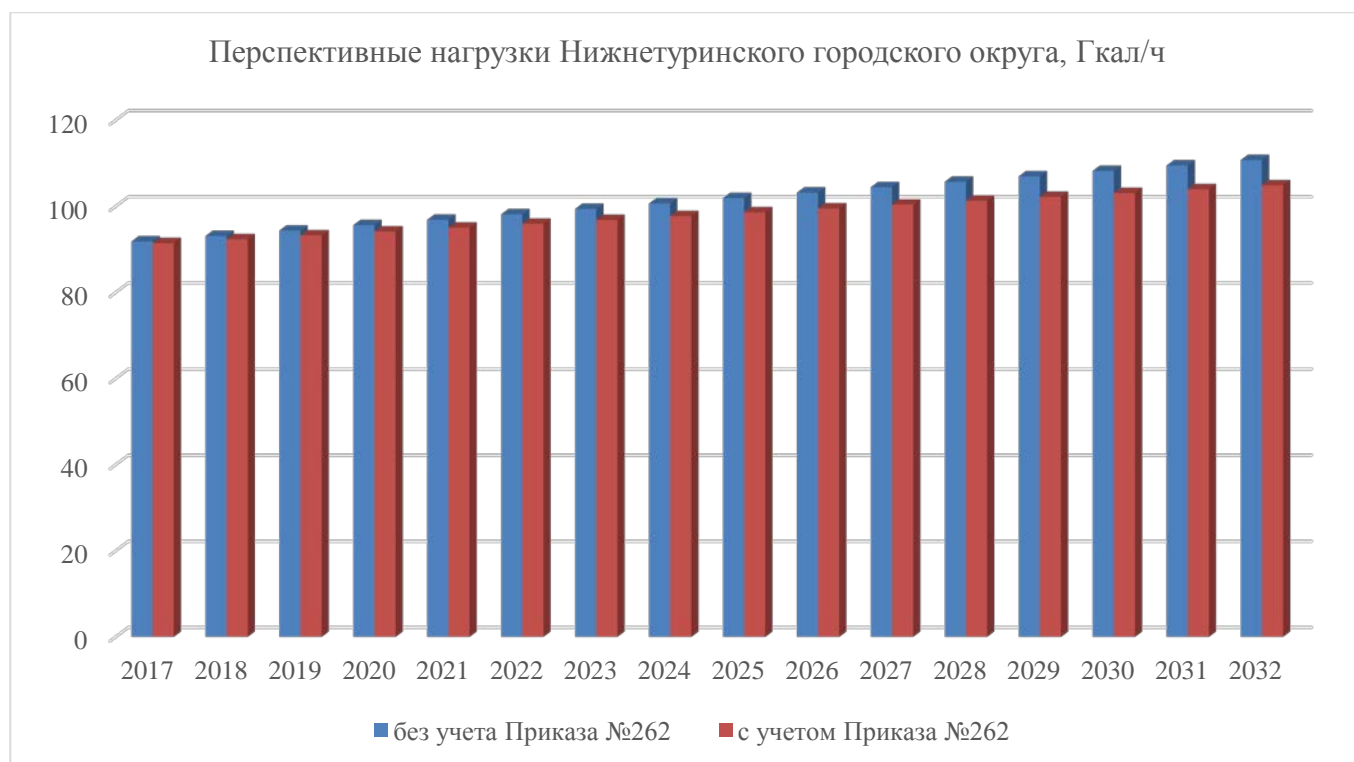


Рисунок 6. Диапазон прогнозной величины тепловой нагрузки по Нижнетуринского городского округа на период до 2032 г.

Глава 3. Перспективные балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки

3.1. Общие положения

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей составлены для каждого из вариантов развития системы теплоснабжения.

Расчет радиусов эффективного теплоснабжения приведен в Главе 1 настоящего документа.

В ходе актуализации схемы теплоснабжения были определены следующие расчетные элементы территориального деления Нижнетуринского городского округа в соответствии с административными границами населенных пунктов:

- г. Нижняя Тура;
- п. Ис;
- п. Сигнальный;
- п. Косья;
- д. Большая Именная.

Зона действия источника тепловой энергии - территория поселения городского округа, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения. В Нижнетуринском городском округе можно выделить следующие зоны действия источников тепловой энергии.

- Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – НТ ГРЭС. Идентификационный номер зоны действия (ИНЗД) – 001.

- Зоны действия источников тепловой энергии – поселковых котельных, включающих котельные ЦОК и ФЖК п. Ис (ИНЗД – 002), котельную п. Сигнальный (ИНЗД – 003), котельные п. Косья (ИНЗД – 004), котельную д. Большая Именная (ИНЗД – 005).

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в Нижнетуринском городском округе сформированы в исторически сложившихся на территории города микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одноэтажные и двухэтажные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

В перспективном положении на расчетный срок изменение зон действия источников тепловой энергии, а также зон действия индивидуальных источников тепловой энергии не предполагается.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей) в отопительном периоде 2015/2016. Данные балансы представлены в Разделе 3 «Перспективные балансы теплоносителя».

В установленных зонах действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в Главе 2 настоящего документа.

Далее рассмотрены балансы располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки для каждого из вариантов развития системы теплоснабжения, предложенных к рассмотрению в мастер-плане. В данном случае использованы предложения о развитии (сокращении) установленной тепловой мощности источников тепловой энергии и сокращению (расширению) зон действия источников тепловой энергии с тем, чтобы обеспечить нормативные требования к перспективным резервам тепловой мощности источников теплоснабжения.

Полный перечень потребителей по договорам теплоснабжения приведен в Приложении 6.

3.2. Радиус эффективного теплоснабжения

Расчет перспективного радиуса эффективного теплоснабжения для НТ ГРЭС и наиболее крупных котельных проведен на основании утвержденных методических положений. Расчет существующего радиуса эффективного теплоснабжения представлен в Главе 1 настоящего документа.

При расчетах были использованы полуэмпирические соотношения, полученные в результате анализа структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения.

Перспективный радиус эффективного теплоснабжения определен для всех рассматриваемых периодов с учетом приростов тепловой нагрузки и расширения зон действия источников тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в таблице 74.

Необходимо отметить, что значительных изменений эффективного радиуса не происходит, так как основные влияющие параметры либо не изменялись (температурный график, удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети), либо их изменения не приводили к существенным отклонениям от существующего состояния в структуре распределения тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии.

Таблица 74. Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для НТ ГРЭС и котельных

Параметры	Ед. измерения	НТ ГРЭС			Котельные				
		ЗМИ	ЭАЗ	п.Нагорный	п. Ис ЦОК	п. Ис ФЖК	п. Сигнальный	дер. Большая Именная	п. Косья
Площадь зоны действия источника	км²	2,4	1,7	0,8	0,5	0,1	0,1	0,05	0,08
Количество абонентов в зоне действия	ед.	620	301	48	216	51	144	3	7
Суммарная присоединённая нагрузка всех потребителей	Гкал/час	41,35	34,00	3,44	7,89	1,86	1,69	0,075	0,28
Расстояние от источника до наиболее удалённого потребителя вдоль главной магистрали	м	7180	8316	720	6800	2200	3400	120	450
Расчётная температура в подающем трубопроводе	°С	110	115	95	95	95	95	95	95
Расчётная температура в обратном трубопроводе	°С	70	70	70	70	70	70	70	70
Потери давления в тепловой сети	м.вод.ст	52	52	78	65	45	35	25	25
Эффективный радиус	км	11,04	9,84	15,83	8,65	8,41	7,19	15,51	12,87

3.3. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2032 г.

3.3.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2017 г.

Существующий баланс располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии Нижнетурунского городского округа приведен в таблице 75.

Таблица 75. Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки источников тепловой энергии

Источники	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	Собственные и производственные нужды, Гкал/ч	Подключенная макс. нагрузка, Гкал/ч	Потери тепловой энергии, %	Потери тепловой энергии, Гкал/ч	Резерв (+), дефицит (-)
Нижнетурунская ГРЭС	522,0	522,0	***	78,79	41,0/ 15,59	32,30/ 12,28 **	410,92/ 427,62*
ЦОК п. Ис	20,4	13,6	1,86	7,89	48,1	3,80	0,05
Котельная ФЖК	9,0	8,0	0,38	1,86	40,6	0,76	5,00
Котельная п. Сигнальный	5,16	3,46	0,4	1,69	54,1	0,91	0,82
ЦОК п. Косья	3,12	2,98	0,062	0,284	55,7	0,16	2,48
Котельные дер. Б.Именная	0,104	0,104	0,001	0,075	25	0,02	0,008
ИТОГО:	559,8	550,1	2,703	90,58	-	37,94/ 17,92	418,92/ 435,62

*Информация не предполагает отпуск тепловой энергии на нужды теплоснабжения г. Лесной.

**Предоставлена различная информация от эксплуатирующих организаций

***Отсутствует возможность определить в связи с работой источника НТГРЭС на системы централизованного теплоснабжения двух муниципальных образований

3.3.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2025 г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок без учета тепловых потерь за период с 2017 г. по 2025 г., задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту с учетом нагрузки ГВС, приведены в таблице 76.

Таблица 76. Прогнозируемые к 2025 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников, Гкал/ч

Источник	Нагрузка на начало периода	Прирост тепловой
Нижнетуринская ГРЭС	78,79	11,34
п. Ис(ЦОК)	7,89	0
п. Ис(ФЖК)	1,86	0
п. Сигнальный	1,69	0
п. Косья	0,28	0
дер. Большая Именная	0,075	0
Итого	90,58	11,34

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2025 г. представлены в таблице 77.

Таблица 77. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2025 г., Гкал/ч

Источник	Установленная тепловая мощность,	Располагаемая тепловая мощность	Собственные и производственные нужды	Расчетная тепловая нагрузка	Потери в тепловых сетях	Резерв (+)/ Дефицит (-)
Нижнетуринская ГРЭС	522,0	522,0	-***	90,13	12,28	419,59
п. Ис(ЦОК)	20,4	13,60	1,86	7,89	3,80	0,05
п. Ис(ФЖК)	9,0	8,0	0,38	1,86	0,76	5,00
п. Сигнальный	5,16	3,46	0,4	1,69	0,91	0,82
п. Косья	3,12	2,98	0,062	0,28	0,16	2,48
дер. Большая	0,104	0,104	0,001	0,075	0,02	0,008
Итого	522,0	550,1	2,703	101,93	17,93	427,58

Анализ таблицы показывает следующее:

- к 2025 г. расчетная присоединенная договорная нагрузка увеличится на 11,34 Гкал/ч или на 12,5 % по отношению к уровню 2017 г. и составит 101,93 Гкал/ч;
- на источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии к 2025 г. будет приходиться 85% всей расчетной присоединенной тепловой нагрузки.

3.3.3 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2032 г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок без учета тепловых потерь за период с 2025 г. по 2032 г., задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту с учетом нагрузки ГВС, приведены в таблице 78.

Таблица 78. Прогнозируемые к 2032 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия, Гкал/ч

Источник	Нагрузка на начало периода	Прирост тепловой нагрузки
Нижнетуринская ГРЭС	90,13	8,82
п. Ис(ЦОК)	7,89	0
п. Ис(ФЖК)	1,86	0
п. Сигнальный	1,69	0
п. Косья	0,28	0
дер. Большая Именная	0,075	0
Итого	101,93	8,82

Таблица 79. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2032 г., Гкал/ч

Источник	Установленная тепловая мощность,	Располагаемая тепловая мощность	Собственные и производственные нужды	Расчетная тепловая нагрузка	Потери в тепловых сетях	Резерв (+)/ Дефицит (-)
Нижнетуринская ГРЭС	522,0	522,0	-***	98,95	12,28	410,77
п. Ис(ЦОК)	20,4	13,60	1,86	7,89	3,80	0,05
п. Ис(ФЖК)	9,0	8,0	0,38	1,86	0,76	5,00
п. Сигнальный	5,16	3,46	0,4	1,69	0,91	0,82
п. Косья	3,12	2,98	0,062	0,28	0,16	2,48
дер. Большая	0,104	0,104	0,001	0,075	0,02	0,008
Итого	522,0	550,1	2,703	110,75	17,93	418,76

Анализ таблицы 79 показывает следующее:

- к 2032 г. расчетная присоединенная договорная нагрузка увеличится на 20,16 Гкал/ч или на 25 % по отношению к уровню 2017 г. и составит 110,75 Гкал/ч;
- на источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии к 2032г. будет приходиться 86% всей расчетной присоединенной тепловой нагрузки.

Глава 4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок

4.1. Общие положения

В результате разработки должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;
- составлен баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности ВПУ, в том числе и в аварийных режимах работы системы теплоснабжения.

4.2. Перспективные объемы теплоносителя

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии, прогнозировались исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;
- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;
- расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зоне открытой схемы теплоснабжения изменяется с темпом реализации проекта по переводу системы теплоснабжения на закрытую схему, в соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении». В расчетах принято, что к 2022 году все потребители в зоне действия открытой системы теплоснабжения будут переведены на закрытую схему присоединения системы ГВС. При этом в расчетах учтено, что при переходе на закрытую схему теплоснабжения поток тепловой энергии для обеспечения горячего водоснабжения несколько увеличится и сократится только подпитка тепловой сети в размере теплоносителя, потребляемого на нужды горячего водоснабжения.

- сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;

В таблице 80 представлены перспективные объемы теплоносителя для развития системы теплоснабжения, с учетом предлагаемых к реализации мероприятий по новому строительству, реконструкции трубопроводов и переводу потребителей с открытой схемы горячего водоснабжения на закрытую. Как видно из таблицы 80:

- подпитка в тепловых сетях снижается с 2326140 тонн/год в 2017 году до 180963 тонн/год в 2032 году;

- нормативные потери теплоносителя несколько увеличатся, в зависимости от строительства новых тепловых сетей и реконструкции с увеличением диаметров трубопроводов;

- расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зоне открытой схемы теплоснабжения к 2022 году снизится до нуля, в связи с реализацией проекта по переводу системы теплоснабжения на закрытую схему.

Расчетная производительность водоподготовительных установок НТГРЭС по подпитке открытой теплосети составляет 960 м³/ч. Определить баланс ВПУ не представляется возможным в связи с работой источника тепловой энергии на системы централизованного теплоснабжения двух муниципальных образований.

Таблица 80. Перспективный баланс теплоносителя систем теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2027	2032
Зона действия НТ ГРЭС										
Производительность ВПУ	т/ч	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	1528,9	1344,6	1106,4	868,4	630,1	391,7	132,3	132,3	132,3
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	1396,6	1212,3	974,1	736,1	497,8	259,4	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*
Зона действия котельной ЦОК п. Ис										
Производительность ВПУ	т/ч	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	130,8	112,4	92,1	73,3	55,4	37,8	21,9	21,9	21,9
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	108,9	90,5	70,2	51,4	33,5	15,9	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	60,1	62,2	64,5	66,6	68,7	70,7	72,5	72,5	72,5
Зона действия котельной ФЖК п. Ис										
Производительность ВПУ	т/ч	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	0,83	0,83	0,83
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	28,11	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	7,1	7,1	7,1
Зона действия котельной п. Сигнальный										
Производительность ВПУ (отсутствует)	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. куб. м	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37	4,5	4,5	4,5
нормативные утечки теплоносителя	тыс. куб. м	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс. куб. м	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0	0	0
Резерв/дефицит	т/ч	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,73	-0,51	-0,51	-0,51

Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

5.1. Общие положения

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения. В результате разработки должны быть решены следующие задачи.

- **Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.** Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (3-4 этажной). Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде. Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется. На перспективу индивидуальное теплоснабжение предусматривается для индивидуального жилищного фонда и малоэтажной застройки (1-3 эт.).

- Предложения по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок. В декабре 2015 года был реализован проект «Реконструкция Нижнетуринской ГРЭС» с вводом в эксплуатацию двух блоков ПГУ-230, двух водогрейных и двух паровых вспомогательных котлов, общестанционного оборудования. С 1 января 2016 года отпуск тепловой энергии осуществляется только от новой очереди станции. Оборудование старой очереди Нижнетуринской ГРЭС было официально выведено из эксплуатации с 1 июля 2016 года.

- Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии. Данные балансы представлены в разделе Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки, а также разделе Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок.

- Расчет радиусов эффективного теплоснабжения каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов. Данный расчет произведен для НТ ГРЭС и котельных и представлен в соответствующем разделе настоящей схемы.

- **Предложения по новому строительству,** реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения по сценарию 1 и 2

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения сформированы на основе мероприятий, прописанных в Мастер-плане разработки схемы теплоснабжения Нижнетуринского городского округа до 2032 г. Во всех предложенных вариантах полностью покрывается потребность в приросте тепловой нагрузки, в каждой из зон действия существующих источников тепловой энергии и в зонах, не обеспеченных источниками тепловой энергии.

Также при формировании данного раздела по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии учитывалось:

- покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;
- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство источников и тепловых сетей осуществлялась в соответствии с редакцией разработанной схемы теплоснабжения от 2014 года по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ, установленных в соответствии с Методическими рекомендациями по формированию укрупненных показателей базовой стоимости на виды работ и порядку их применения для составления инвесторских смет и предложений подрядчика (УПБС ВР), Сборником укрупненных показателей базисной стоимости на виды работ и государственными элементными сметными нормами на строительные работы в части сборников: №2 (ГЭСН 2001 - 01 «Земляные работы»); №24 (ГЭСН 2001 -24

«Теплоснабжение и газопроводы - наружные сети»), № 26 (ГЭСН 2001-26 «Теплоизоляционные работы»; ГЭСНр; ГЭСНм; ГЭСНп; отраслевых сметных норм и территориальных сметных норм с применением индекс-дефляторов для приведения к стоимости 2017 года.

Показатели УПБС ВР по каждому виду работ содержат:

- наименование видов работ и затрат;
- измеритель;
- показатели трудоемкости и основной заработной платы рабочих- строителей;
- коды материалов-представителей и их приведенный расход;
- сметную и оптовую цены единицы измерения материалов- представителей;
- общую стоимость материалов по данному виду работ;
- коды строительных машин;
- количество машино-смен, необходимых для выполнения данного вида работ;
- сметную цену машино-часа;
- заработную плату машинистов;
- общий размер затрат на эксплуатацию машин;
- прямые затраты по виду работ;
- стоимость вида работ (с накладными расходами и сметной прибылью), рассчитанную для каждого вида работ.

В описании вида работ мелкие и сопутствующие операции не упоминаются, но показателями учтены. В показателях также учтены затраты на выгрузку материалов, изделий и конструкций на приобъектном складе, горизонтальное и вертикальное транспортирование их от приобъектного склада до места установки, монтажа и укладки (внутрипостроечный транспорт). Стоимостные показатели рассчитывались для Свердловской области, приведенные в сборнике территориальных сметных нормативов и территориальных единичных расценок на монтаж оборудования ТЕРм-2001. В наименовании каждого вида работ приводится информация по виду работ, содержащая инженерные характеристики и параметры конструктивного решения. Объемы работ для составления сметной документации подсчитываются на основе проектного решения объекта, проекта организации строительства и данных о составе поправочных коэффициентов к показателям по сборнику ТЕРм-2001.

Для всех нормативов при строительстве инженерных сетей и сооружений в стесненных условиях застроенной части городов принимался коэффициент 1,15. Стоимость работ по демонтажу отдельных конструкций инженерных сооружений определялась по ТЕРм-2001.

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась в соответствии с редакцией разработанной схемы теплоснабжения от 2013 года с применением индекс-дефляторов для приведения к стоимости 2017 года (Индексы к ФЕР-2001/ТЕР-2001 по видам строительства).

Таблица 81. Индекс-дефлятор по Свердловской области

Индекс-дефлятор	Год	2014	2015	2016	2017
	процентов к предыдущему году	107,8	111,0	109,5	107,5

Необходимость вносить предложения по переоборудованию источников тепловой энергии в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, мероприятия по переводу существующих котельных в пиковый режим работы, производить перераспределение тепловой энергии между источниками или пересматривать существующие температурные графики, а также вносить предложения по перспективной установленной тепловой мощности с учетом аварийного режима работы, по вводу или реконструкции источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии на момент проведения актуализации схемы теплоснабжения отсутствует.

5.2. Развитие источников теплоснабжения по сценарию 1 и 2

Развитие источников тепловой энергии в сценариях 1 и 2 заключается в переводе существующих поселковых источников тепловой энергии на необслуживаемые блочные модульные котельные, а также в реализации мероприятий по модернизации и реконструкции оборудования НТГРЭС.

Капитальные вложения на реконструкцию оборудования НТГРЭС представлены в таблице 82.

Таблица 82. Предложения по реконструкции оборудования НТГРЭС

№	Наименование мероприятия	Год	Стоимость, тыс. руб.
1	Реконструкция схемы предочистки сырой воды: с установкой блока дополнительных механических фильтров	2018	3 000
2	Монтаж воздушно-осушительной установки для консервации паровых турбин 1,2 (КТ-63-7,7) (ПиР И СМР)	2018	3 000
3	Реконструкция центрального фидерного пункта 6 кВ с установкой нового модульного здания блочного типа (ПиР И СМР)	2018-2019	33 000
4	Реконструкция ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ (ПиР)	2017	400
5	Реконструкция ОРУ-110 кВ (СМР)	2018-2023	39 720

№	Наименование мероприятия	Год	Стоимость, тыс. руб.
6	Реконструкция ОРУ-220 кВ (СМР)	2018-2023	13 310
7	Реконструкция схемы стоков ВПУ – оборотная схема (ПиР И СМР)	2018-2020	44 000
8	Монтаж дополнительного бака коагулированной воды (ПиР И СМР)	2018-2019	10 000
9	Монтаж перемычки по ципк. Воде между блоками ПГУ 1 и 2 в здании обратных клапанов	2018	1 000
10	Реконструкция газопровода старой очереди (ПиР И СМР)	2018-2019	10 000
11	Реконструкция ротора паровой турбины парогазовой установки №1 (ПиР И СМР)	2017-2018	5 000
12	Реконструкция ротора паровой турбины парогазовой установки №2 (ПиР И СМР)	2017-2018	5 000
13	Реконструкция схемы постоянного тока с заменой аккумуляторной батареи №2 (ПиР И СМР)	2020	7 000
14	Внеоборотные активы	2017-2021	2 776
15	Оборудование, не требующее монтажа	2018-2021	3 507
	ИТОГО:		180 713

Капитальные вложения на реконструкцию поселковых котельных:

- замена существующих котельных посёлка Косья на единую блочную модульную котельную на сжиженном газе с учетом внедрения диспетчеризации и автоматизации технологических процессов мощностью ~1 МВт стоимостью 8 000 тыс. руб.
- замена существующей котельной деревни Большая Именная на блочную модульную котельную на сжиженном газе с учетом внедрения диспетчеризации и автоматизации технологических процессов мощностью ~0,5 МВт стоимостью 5 500 тыс. руб.
- замена существующей котельной комплекса ФЖК поселка Ис на блочную модульную котельную на с учетом внедрения диспетчеризации и автоматизации технологических процессов мощностью ~3,6 МВт стоимостью 11 000 тыс. руб.
- установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной ЦОК п. Ис стоимостью 1 000 тыс. руб.
- установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной п. Сигнальный стоимостью 500 тыс. руб.

Капитальные затраты составляют 26 000 тыс. руб. с учетом НДС и представлены в таблице 83.

Таблица 83. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции котельной п. Ис (ЦОК),
(тыс. руб.)

Затраты	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
ПИР и ПСД	0,0	1500	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование	0,0	0,0	8752	1952	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	0,0	0,0	2789	5276	0,0	0,0
Всего капитальные затраты	0,0	0,0	10634	7228	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	0,0	0,0	900	400	0,0	0,0
НДС	0,0	0,0	3966	1372	0,0	0,0
Всего смета проекта	0,0	1500	15 500	9000	0,0	0,0

Глава 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

6.1. Общие положения

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с подпунктом «д» пункта 4, пунктом 11 и пунктом 43 Требований к схемам теплоснабжения.

Необходимость внесения предложений по новому строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в ходе актуализации схемы теплоснабжения, отсутствует.

Необходимость внесения предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников в ходе актуализации схемы теплоснабжения отсутствует.

Необходимость внесения предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет перевода котельных в пиковый режим или ликвидации котельных в ходе актуализации схемы теплоснабжения отсутствует.

Предложения по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки во вновь осваиваемых районах поселения под жилищную, комплексную или производственную застройку не выявлены в связи с индивидуальным характером организации теплоснабжения в новом перспективном районе Железенка.

Предложения по новому строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения (замена в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса) сформированы в виде перечня трубопроводов тепловых сетей, подлежащих замене. Обоснование проведения мероприятий обуславливается количеством аварий, утечек и отказов на тепловых сетях, приведенных в Приложении 5, а также существующим уровнем надежности системы, представленном в части 9 главы 1 настоящего документа.

В качестве мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них с целью улучшения гидравлических режимов и обеспечения качества воды в открытых системах представлены мероприятия по установке насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЗМИ г. Нижняя Тура, а также установке насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЭАЗ г. Нижняя Тура. Целесообразность обуславливается необходимостью улучшения гидравлических режимов системы.

В соответствии с действующим законодательством, необходимо предусмотреть перевод потребителей энергоисточников на «закрытую» схему присоединения системы ГВС.

Сценарии развития схемы теплоснабжения предполагают поэтапный перевод потребителей на «закрытую» схему присоединения системы ГВС с установкой подогревателей горячей воды или индивидуальных тепловых пунктов с погодным регулированием (далее по тексту ИТП) взамен элеваторных узлов.

Для реализации данного решения в здании предполагается установить автоматизированные блочные тепловые пункты ведущих производителей.

Тепловой пункт (ТП) - один из главных элементов системы централизованного теплоснабжения зданий, выполняющий функции приема теплоносителя, преобразования (при необходимости) его параметров, распределения между потребителями тепловой энергии и учета ее расходования.

Для упрощения процесса проектирования, комплектации и монтажа ТП могут изготавливаться в заводских условиях и поставляться на объект строительства в виде готовых блоков - блочный тепловой пункт (БТП).

БТП представляет собой собранные на раме в общую конструкцию отдельные функциональные узлы, как правило, в комплекте с приборами и устройствами контроля, автоматического регулирования и управления.

На данный момент в России широко применяются стандартные автоматизированные блочные тепловые пункты полной заводской готовности, предназначенные для присоединения к тепловой сети различных систем теплоснабжения и выполненные по типовым технологическим схемам с применением водоподогревателей на базе паяных или разборных пластинчатых теплообменников отечественного производства.

В соответствии СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов» в зависимости от соотношения максимально-часовой тепловой нагрузки ГВС к нагрузке отопления предлагается оборудовать тепловые пункты абонентов одноступенчатыми, либо двухступенчатыми подогревателями ГВС. Подключение системы отопления предполагается осуществлять по существующей на данный момент в зданиях зависимой схеме. Предлагаемые схемы подключения тепловых пунктов представлены на рисунках.

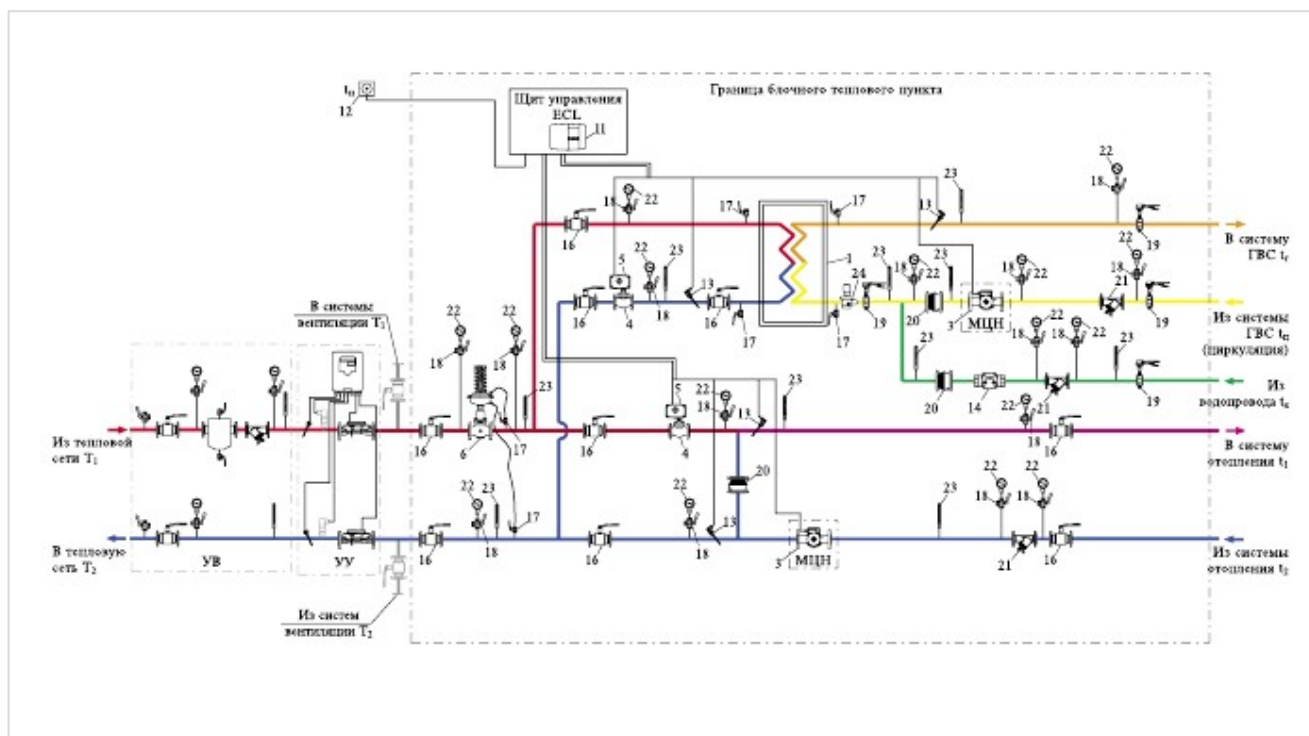


Рисунок 7. Схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с одноступенчатым водоподогревателем.

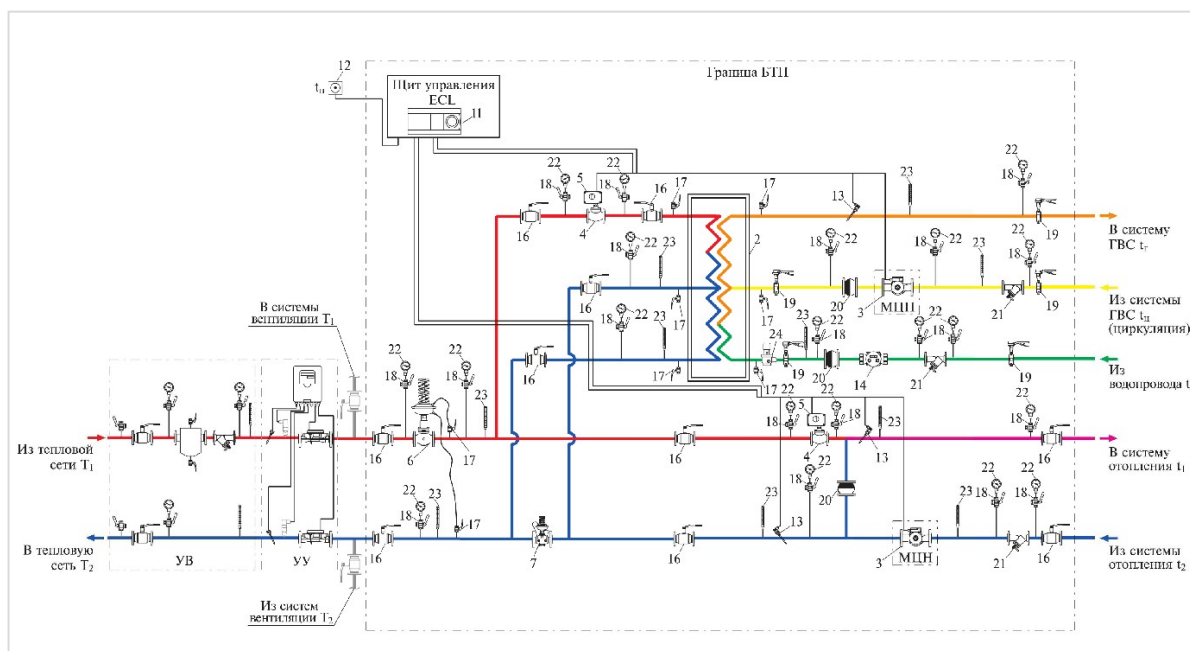


Рисунок 8. Технологическая схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе двухходового моноблочного теплообменника.

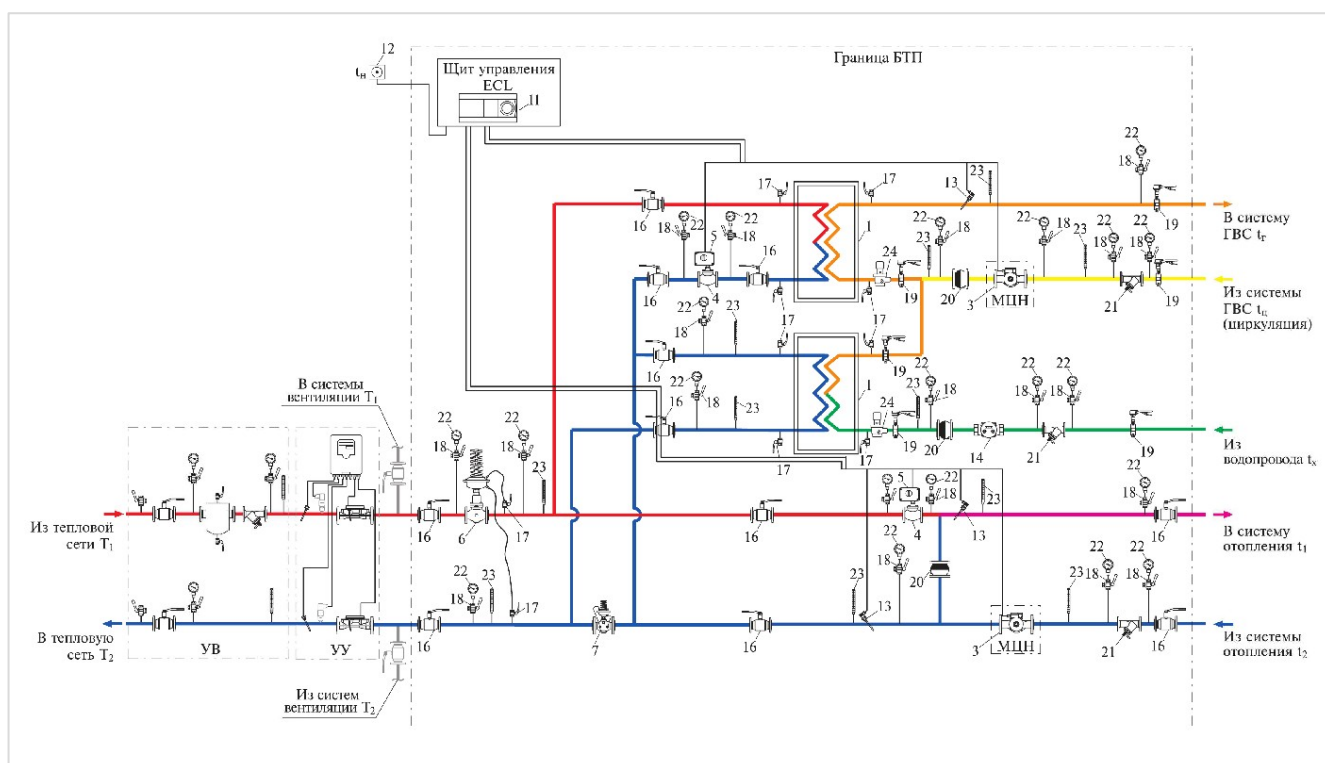


Рисунок 9. Технологическая схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе раздельных одноходовых теплообменников

Как видно из рисунков, к реализации предлагаются стандартные тепловые схемы подключения абонентов к тепловой сети в соответствии с СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов», предполагающие учет теплопотребления, автоматическое поддержание необходимых гидравлических режимов, температуры горячей воды и температурного графика в системе отопления зданий.

Схемы включают все необходимые функциональные узлы и модули теплового пункта:

- узел ввода;
- узел учета теплопотребления (узел теплоучета);
- узлы обеспечения гидравлических режимов;
- узлы присоединения систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;

6.2. Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проектов

В настоящем разделе приведены результаты подробной оценки финансовых потребностей для сценария 1 и 2.

Сценариями 1 и 2 предусматривается:

- реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в течение всего расчетного срока. Замену квартальных распределительных и по возможности магистральных тепловых сетей (при температурах теплоносителя менее 100 °С) производить при помощи предизолированных пластиковых ППУ трубопроводов.
- установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЗМИ – тепловой камеры ТК 2-2 с целью организации качественного регулирования района и перехода на температурный график 95/70 °С.
- установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЭАЗ – тепловой камеры ТК 1-4 с целью организации качественного регулирования района и корректировки гидравлических режимов работы системы.

В таблице 84 представлены финансовые потребности для реализации проектов для сценария развития 1 и 2. В таблице 84 приведены капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса. Экспликация участков тепловых сетей представлена в разделе 5 Утверждаемой части.

Ключевым обоснованием необходимости проведения замены тепловых сетей является высокий уровень физического и морального износа, приводящий к высоким уровням утечек теплоносителя и сверхнормативным потерям через изоляцию.

Таблица 84. Финансовые потребности для реализации проектов для сценариев развития

Наименование проектов	Сумма затрат, тыс. руб
Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	2 790 414,96
Установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЗМИ – тепловой камеры ТК 2-2	3 000
Установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЭАЗ – тепловой камеры ТК 1-4	2 000
Итого:	2 795 414,96

Глава 7. Перспективные топливные балансы

Данные о фактических топливно-энергетических балансах приведены в Части 8 Главы 1 настоящего документа. В таблицах 85 и 86 представлены перспективные топливные балансы НТГРЭС и поселковых источников тепловой энергии на расчетный срок. Изменение топливных балансов к расчетному сроку будет происходить в соответствии с изменением присоединенных расчетных тепловых нагрузок. В соответствии с принятым допущением, прирост тепловых нагрузок до 2032 года будет происходить концентрированно в г. Нижняя Тура, таким образом перспективный топливный баланс поселковых котельных останется неизменным. Прирост нагрузок составит 20,16 Гкал/ч или около 50 тыс. Гкал в год, что при условном расходе топлива на НТГРЭС в 160 кг/Гкал составит прирост в 8000 тонн условного топлива или 6932 тыс. куб м природного газа. Оценить общий перспективный топливный баланс НТГРЭС не представляется возможным по причине отсутствия информации перспективного развития систем теплоснабжения г. Лесной и ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор».

Таблица 85. Перспективный топливный баланс НТГРЭС (без учета затрат на прочие циклы, включая теплоснабжения г. Лесной)

Год	Природный газ (тыс.куб.м)	Топливо условное тут	Калорийность Q_H^P Ккал/кг
2017	710620	825663,46	8133
2018	711082,13	826175,85	8133
2019	711544,26	826712,78	8133
2020	712006,39	827249,71	8133
2021	712468,52	827786,64	8133
2022	712930,65	828323,57	8133
2027	713392,78	828860,5	8133
2032	717552	833692,92	8133

Таблица 86. Перспективный топливный баланс поселковых котельных

№	Наименование	Используемое топливо	Годовой расход топлива тыс. м3 (т) в 2017 г.		Годовой расход топлива тыс. м3 (т) в 2022 г.		Годовой расход топлива тыс. м3 (т) в 2032 г.	
		Основное (резервное)	Основное (резервное)	т.у.т	Основное (резервное)	т.у.т	Основное (резервное)	т.у.т
1	ЦОК п. Ис	Природный газ	6 961,86	8184,0	6 961,86	8184,0	6 961,86	8184,0
2	Котельная ФЖК п. Ис	Природный газ	1 478,03	1737,5	1 478,03	1737,5	1 478,03	1737,5
3	Котельная п. Сигнальный	Природный газ	1 386,09	1629,4	1 386,09	1629,4	1 386,09	1629,4
4	ЦОК п. Косья	Дрова	1 016,86	334,1	1 016,86	334,1	1 016,86	334,1
5	Школьная котельная п. Косья	Дрова						
6	Котельная дер. Б.Именная	Дрова	197,79	65,0	197,79	65,0	197,79	65,0

Глава 8. Оценка надежности теплоснабжения

Ключевые параметры надежности централизованного теплоснабжения Нижнетурунского городского округа представлены в главе 1 настоящего тома. В таблице 87 представлены показатели перспективной надежности систем теплоснабжения Нижнетурунского городского округа после реализации запланированных мероприятий. По результатам реализации предложенных мероприятий система теплоснабжения НТГРЭС становится высоконадежной, системы поселковых котельных – надежными.

Таблица 87. Показатели надежности систем теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

Наименование источника тепловой энергии	Надежность электроснабжения K_3	Надежность водоснабжения	Надежность топливоснабжения K_7	Показатель соответствия тепловой мощности и пропускной способности	Уровень резервирования K_p	Техническое состояние тепловых сетей	Интенсивность отказов $K_{отк}$	Показатель относительного недоотпуска тепла $K_{нед}$	Показатель готовности	Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения $K_{над}$
		K_6		K_6		K_c			$K_{гот}$	
НТ ГРЭС	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,000
ЦОК п. Ис	1	0,6	0,5	1	0,7	1	1	1	0,85	0,850
Котельная ФЖК п. Ис	1	0,6	0,5	1	0,7	1	1	1	0,85	0,850
Котельная п. Сигнальный	1	0,6	0,5	1	0,7	1	1	1	0,85	0,850
ЦОК п. Косья	1	0,6	0,5	1	0,5	1	1	1	0,8	0,822
Школьная котельная п. Косья	1	0,6	0,5	1	0,5	1	1	1	0,8	0,822
Котельная дер. Б.Именная	1	0,6	0,5	1	0,5	1	1	1	0,8	0,822

Глава 9. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Для определения необходимых затрат по переводу системы теплоснабжения на «закрытую» схему организации ГВС, в первую очередь были определены расходы на оборудование тепловых пунктов зданий, на основании базы данных абонентов и данных о стоимости стандартных тепловых пунктов в зависимости от необходимой тепловой нагрузки.

Данные о стоимости оборудования стандартных тепловых пунктов принимались в зависимости от технологической схемы по укрупненным стоимостным показателям, отнесенным к 1 Гкал/ч общей тепловой мощности. Стоимость монтажных работ составляет порядка 70 % от стоимости оборудования.

Общая стоимость реализации проекта по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую в городском округе Нижнетурунского городского округа в соответствии со сценариями 1 составляет 759,5 млн. руб. и по сценарию 2 составляет 795,5 млн. руб.

В таблицах 88-89 представлены капитальные затраты на перевод потребителей с открытой системой горячего водоснабжения на закрытую.

В таблице 90 представлен график реализации проекта по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую в Нижнетурунском городском округе.

Итоговая таблица мероприятий по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения Нижнетурунского городского округа представлена в таблице 91.

Таблица 88. График реализации проекта по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую в городском округе Нижняя Тура (Сценарий 1 и 2)

№ п/п	Характеристики	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	Нагрузка на отопление, ГВС и вентиляцию, Гкал/ч	Подготовительные работы (составление проектно-сметной документации, выбор поставщиков)	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	0,0	0,0
2	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	документации, выбор поставщиков)	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	0,0	0,0
3	Предприятия ответственные за выполнение мероприятий по переводу ГВС на закрытую схему	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.), владельцы частных жилых домов.	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.), владельцы частных жилых домов.	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.)	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.)	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.)	Организации, на балансе которых находятся тепловые пункты (управляющие компании, ТСЖ, предприятия и т.д.)	Проект завершен	Проект завершен

Таблица 89. Капитальные затраты на установку ИПП (оборудованные приборами учёта и пластинчатыми подогревателями горячей воды, без устройств смешением) при переходе на закрытую схему горячего водоснабжения. (Сценарий 1)

Затраты	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Итого
ПИР и ПСД	7349,1	7349,1	7349,1	7349,1	7349,1	7349,1	44094,31
Оборудование	54037,1	54037,1	54037,1	54037,1	54037,1	54037,1	324222,6
Строительно-монтажные и наладочные работы	37826,0	37826,0	37826,0	37826,0	37826,0	37826,0	226955,82
Всего капитальные затраты	91863,1	91863,1	91863,1	91863,1	91863,1	91863,1	551178,42
Непредвиденные расходы	9186,3	9186,3	9186,3	9186,3	9186,3	9186,3	55117,79
НДС	18188,9	18188,9	18188,9	18188,9	18188,9	18188,9	109133,31
Всего смета проекта	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	759523,83

Таблица 90. Капитальные затраты на оборудование пунктов учёта тепловой энергии при переходе на закрытую схему горячего водоснабжения. (Сценарий 2)

Затраты	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Итого
ПИР и ПСД	7697,3	7697,3	7697,3	7697,3	7697,3	7697,3	46184,06
Оборудование	8085,4	8085,4	8085,4	8085,4	8085,4	8085,4	48512,62
Строительно-монтажные и наладочные работы	39618,7	39618,7	39618,7	39618,7	39618,7	39618,7	237712,02
Всего капитальные затраты	96216,8	96216,8	96216,8	96216,8	96216,8	96216,8	577300,62
Непредвиденные расходы	9621,7	9621,7	9621,7	9621,7	9621,7	9621,7	57730,01
НДС	19050,9	19050,9	19050,9	19050,9	19050,9	19050,9	114305,49
Всего смета проекта	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	795520,31

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетурина городского округа

Таблица 91. Итоговая таблица мероприятий по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения Нижнетурина городского округа

№	Мероприятие	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Итого	Источник финансирования
1	Проект по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую. Сценарий 1	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3	126587,3			759523,8	Бюджетное финансирование / УК, ТСЖ
2	Проект по переходу потребителей от открытой системы горячего водоснабжения на закрытую. Сценарий 2	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7	132586,7			795520,2	Бюджетное финансирование / УК, ТСЖ
3	Реконструкция схемы предпочистки сырой воды: с установкой блока дополнительных механических фильтров		3 000							3000	ПАО "Т Плюс"
4	Монтаж воздушно-осушительной установки для консервации паровых турбин 1,2 (КТ-63-7,7) (ПиР И СМР)		3 000							3000	ПАО "Т Плюс"
5	Реконструкция центрального фидерного пункта 6 кВ с установкой нового модульного здания блочного типа (ПиР И СМР)		16500	16500						33000	ПАО "Т Плюс"
6	Реконструкция ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ (ПиР)	400								400	ПАО "Т Плюс"
7	Реконструкция ОРУ-110 кВ (СМР)		7333,3	7333,3	7333,3	7333,3	7333,3	7333,3		43999,8	ПАО "Т Плюс"
8	Реконструкция ОРУ-220 кВ (СМР)		2218,3	2218,3	2218,3	2218,3	2218,3	2218,3		13309,8	ПАО "Т Плюс"
9	Реконструкция схемы стоков ВПУ – обратная схема (ПиР И СМР)		14666,7	14666,7	14666,7					44000,1	ПАО "Т Плюс"
10	Монтаж лополнительного бака коагулированной воды (ПиР И СМР)		5000	5000						10000	ПАО "Т Плюс"
11	Монтаж переключки по ципк. Воде между блоками ПГУ 1 и 2 в здании обратных клапанов		1000							1000	ПАО "Т Плюс"
12	Реконструкция газопровода старой очереди (ПиР И СМР)		5000	5000						10000	ПАО "Т Плюс"
13	Реконструкция ротора паровой турбины парогазовой установки №1 (ПиР И СМР)	2500	2500							5000	ПАО "Т Плюс"

Том 2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Нижнетуринского городского округа

№	Мероприятие	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Итого	Источник финансирования
14	Реконструкция ротора паровой турбины парогазовой установки №2 (ПиР И СМР)	2500	2500							5000	ПАО "Т Плюс"
15	Реконструкция схемы постоянного тока с заменой аккумуляторной батареи №2 (ПиР И СМР)				7000					7000	ПАО "Т Плюс"
16	Прочие затраты по реконструкции оборудования НТГРЭС	555,2	1431,9	1431,9	1431,9	1431,9				6282,8	ПАО "Т Плюс"
17	Замена существующих котельных посёлка Косья на единую блочную модульную котельную на сжиженном газе ~1 МВт		400	8000						8400	ООО "ГЭСКО"
18	Замена существующей котельной деревни Большая Именная на блочную модульную котельную на сжиженном газе ~0,5 МВт		300		5500					5800	ООО "ГЭСКО"
19	Замена существующей котельной комплекса ФЖК поселка Ис на блочную модульную котельную ~3,6 МВт		800	7500	3500					11800	ООО "ГЭСКО"
20	Установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной ЦОК п. Ис		1000							1000	ООО "ГЭСКО"
21	Установка оборудования автоматизации технологических процессов работы котельной п. Сигальный		500							500	ООО "ГЭСКО"
22	Установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЗМИ		1500	1500						3000	ООО "ГЭСКО"
23	Установка насосной подкачивающей станции НПС в районе тепловых сетей ЭАЗ		1000	1000						2000	ООО "ГЭСКО"
24	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса		186361	186361	186361	186361	186361	931805	931805	2795415	ООО "ГЭСКО"/ Бюджетное финансирование
	ИТОГО:	265129,2	515185,2	515685,2	487185,2	456518,5	455086,6	941356,6	931805	4567951,5	

Глава 10. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

10.1. Общие положения

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2012 г. №190 «О теплоснабжении» (ст.2, ст.15).

В соответствии с главой 2 ст. 5 ФЗ-190 единая теплоснабжающая организация определяется в схеме теплоснабжения. Для городов с численностью населения менее пятисот тысяч человек единая теплоснабжающая организация утверждается органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в сфере теплоснабжения.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации».

Правила организации теплоснабжения, утверждённые постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, в пункте 7 Правил устанавливают следующие критерии определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО):

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения соответствующей системе теплоснабжения.

10.2. Определение существующих зон действия энергоисточников в системе теплоснабжения

НТ ГРЭС в лице ПАО «Т Плюс» обеспечивает отопление и горячее водоснабжение города Нижняя Тура, эксплуатацию большинства тепловых сетей осуществляет ООО «ГЭСКО».

Котельные и тепловые сети, расположенные в посёлках Ис, Сигнальный, Косья и дер. Большая Именная, централизованно снабжающие теплом и горячей водой данные посёлки, эксплуатируются ООО «ГЭСКО».

Суммарная договорная нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия НТ ГРЭС составляет – 78,79 Гкал/ч.

Суммарная договорная нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия котельных составляет 11,81 Гкал/ч.

Суммарная нагрузка системы централизованного теплоснабжения Нижнетурунского городского округа составляет 95,14 Гкал/час.

В разработанной схеме теплоснабжения от 2013 года в установленных границах Нижнетурунского городского округа **установлена единая зона действия** систем теплоснабжения, включающая в себя все имеющиеся системы централизованного теплоснабжения. Код зоны действия ЕТО – 001.

Таблица 92. Характеристика источников тепловой энергии, входящих в состав рассматриваемых зон деятельности

Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	Ведомственная принадлежность
Нижнетурунская ГРЭС	522	522	ПАО "Т Плюс"
ЦОК п. Ис	20,4	13,6	ООО "ГЭСКО"
Котельная ФЖК	9	7,8	ООО "ГЭСКО"
Котельная п. Сигнальный	5,16	3,44	ООО "ГЭСКО"
Котельные п. Косья	3,120	2,98	ООО "ГЭСКО"
Котельная дер. Б.Именная	0,104	0,104	ООО "ГЭСКО"

Перспективная зона деятельности энергоисточников сохраняется до 2032 года в основном в существующих границах с учетом расширения зон действия НТ ГРЭС при присоединении потребителей на вновь застраиваемых территориях.

10.3. Выводы

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или тепло сетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает для поселений, городских округов с численностью населения менее пятьсот тысяч человек, в соответствии с пунктом 3 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., орган местного самоуправления.

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в

соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения; заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п. 19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

На момент актуализации схемы теплоснабжения Нижнетуринского городского округа в соответствии с постановлением Администрации Нижнетуринского городского округа №656 от 14.07.2016 единой теплоснабжающей организацией является ПАО «Т Плюс». Необходимо отметить, что также на момент проведения актуализации производятся судебные разбирательства между ПАО «Т Плюс» и ООО «ГЭСКО» по вопросу определения единой теплоснабжающей организации.

Единственной теплоснабжающей организацией в Нижнетуринском городском округе предлагается определить ПАО «Т Плюс».